東京電力（株）福島第一原子力発電所の事故の検討と対策の提言

平成 23 年 10 月

日本原子力技術協会

福島第一原子力発電所事故調査検討会

改　定　来　歴

改定年月日	改定内容	備考
2011 年 10 月 27 日	新規作成	
2011 年 10 月 28 日	誤記修正、記載内容の適正化	

はじめに

我々は、平成 23 年 3 月 11 日の東日本大震災によって発生した東京電力㈱福島第一原子力発電所（以下、「福島第一」という）の事故はわが国の原子力産業界を根底から揺るがし、このような事故を防げなかったことにより原子力関係技術者に対する信頼が失墜し、原子力関係技術者の在り方が根本的に問い直されていると受けとめています。

事故の直接の原因が、設計当時の想定をはるかに超える高さの津波の襲来であったことは広く知られているところです。設計時の想定は当時の最新の科学的なデータに基づいて設定されていたとは言うものの、万一、その想定を超える津波が襲来した場合に対する備えが弱く、結果的に、1 号機～3 号機の炉心が相次いで溶融し、国際原子力事象尺度（INES）レベル 7 に相当する放射性物質が環境に放出されるに至りました。その結果、今日に至るまで原子力発電に理解を示し、支えてくださった発電所周辺の方々に、大きな不安を与え、今なお大勢の方々に避難生活を強いることとなり、言葉では尽くせない御苦労をおかけしていることは、誠に心苦しい限りです。

福島第一では、自衛隊・警察・消防、自治体などの力強い支援や、米軍による震災に対する我が国への大規模で長期間にわたる支援活動が行われ、福島第一事故に対しても、冷却用の淡水の供給や無人偵察機、高圧放水車などの支援を受けました。

更に、発電所員・関連企業社員の方々の懸命の努力、各電力会社の周辺モニタリングへの協力、国内外プラントメーカによる種々の対策や機材提供等がなされた結果、一応の安定した状態は維持されていますが、周辺環境の修復までにはかなりの年月を要すると判断せざるを得ません。

一方、東日本大震災の直接的な影響を受けなかった原子力発電所に対しても、多くの方々から安全性に対して強い不安が示され、国や電力会社の説明が理解を得るのに十分でなかったこともあって、定期検査のためや、トラブルの原因究明と対策実施のために停止した原子力発電所が、所要の検査や工事が終了しても再稼動できない状況が続いています。このため、多くの地域において、夏季の電力の需給バランスが危惧され、企業や個人の節電努力や、火力発電所による代替により、漸く乗り切ることができました。

安定したエネルギー供給は国民経済存立の大前提であり、かつ、エネルギー資源の乏しい我が国にとって、原子力発電による電力の安定供給の必要性はいささかも揺らぐものではありません。

原子力産業界に課された最優先の課題は、今回の事故を原点に立ち返って冷静に原因を分析し、その中からできる限り多くの教訓を汲み取って、我が国の原子力発電所の一層の安全性向上に資するとともに、その様を社会に発信していくことと考えています。

我が国の原子力発電所においては、既に規制当局の指導の下に、2 度にわたり緊急対策が実施されていますが、原子力発電所の地元からは、緊急対策として採られた諸施策と福島第一の事故原因や事象の推移との関係がわかりにくく、これらの諸施策が、福島第一の事故のような周辺住民の生活を脅かす事故防止に繋がるとの確信が得られないとの声も挙がっています。

日本原子力技術協会（以下原技協）は、以上のような状況、ならびに事故から半年近くが経過する間に東京電力から更に詳細なプラント挙動データや解析結果が公表されたことを踏まえ、産業界自身としての考え方を明らかにするため、当協会に「事故調査検討会」を立上げ、原技協の専門家に加え、原子力産業界から多くのエキスパートの参集を求め、いわば、産業界の総力を挙げて、事象の経緯と事故原因の分析、教訓の抽出を行ない、得られた教訓をベースにして、原子力発電所の一層の安全性の向上に繋がる諸対策を提言としてまとめました。

さらに、我が国の唯一の総合的な原子力関係の学会である、（社）日本原子力学会に設けられた「原子力安全専門委員会・技術分析分科会」の専門家に、要因の見落としがないか、対策とのつながりに不合理な点がないか等の視点からのレビューを御願いしました。

今回の検討は、炉心溶融とそれに続く放射性物質の環境放出を防止する観点から、地震の発生・津波の襲来から炉心溶融と水素爆発を含めた初期の 5 日間程度の、発電所内での事象に限定しています。本報告書に記載した対策に各社が真摯に取り組むことにより、福島第一原子力発電所が遭遇したような設計範囲を大きく超える津波に対しても、重層的な安全対策を備えた格段に強靭な原子力発電所を実現できるものと考えます。しかし、福島第一での事象についても、未だ解明されていない事項も残っており、今後新たな情報が得られた段階で、更なる検討を加えて、本報告書を見直していく必要があると考えています。さらに、発電所の周辺での放射性物質の挙動や関係者の対応等についても、機会を改めて、教訓事項の分析、改善事項の提言の検討を行う必要があると考えています。

今回の事故の最大の教訓は、安全対策は、設計や運転で考慮している条件を超えることが仮に起こった時はどのような影響が起こりうるか、影響を軽減する方策は何か、想像力も発揮しながら、不断に問い直す必要があると言うことであり、そのような真摯な取組みを続け、かつ、その状況を一般の方々にもご理解頂くことが、今回の事故で失われた原子力発電所あるいは原子力関係技術者に対する信頼の回復に向けての最初の歩みになるものと確信しています。

なお、報告書の内容に関してご意見などありましたらお寄せ願いたいと思っていますので、よろしくお願いいたします。

平成 23 年 10 月

福島第一原発事故調査検討会　主査　百々　隆

検討会構成

福島第一原子力発電所事故調査検討会審議メンバー氏名

（敬称略、審議当時の所属）

主査	日本原子力技術協会　専務理事	百々　　隆
	北海道電力㈱　原子力部	
	原子燃料統括室　原子力技術グループリーダー	小平智寛
	東北電力㈱　火力原子力本部	
	原子力部（原子力技術）課長	多田恒博
	中部電力㈱　原子力本部　原子力部	
	安全技術グループ長	竹山弘恭
	北陸電力㈱　原子力本部　原子力部	
	副部長　（技術担当）兼（品質保証担当）	高橋敏彦
	関西電力㈱　原子力事業本部	
	原子力技術部長	吉田裕彦
	中国電力㈱　電源事業本部	
	（原子力建設電気設計担当）マネージャー	井田裕一
	四国電力㈱　原子力本部	
	原子力部　運営グループリーダー	佐藤雅彦
	九州電力㈱	
	原子力発電本部　安全技術グループ長	馬田和明
	日本原子力発電㈱　発電管理室	
	技術・安全グループマネージャー	福山　　智
	日本原燃㈱　安全技術室	
	安全技術部　安全技術グループ	槇原　　正
	電源開発㈱	
	原子力事業本部　原子力建設部　部長代理	鞍本貞之
	㈱東芝	
	原子力福島復旧技術部　部長	畠澤　　守
	日立 GE ニュークリア・エナジー㈱	
	技師長	守屋公三明
	三菱重工業㈱	
	原子力事業本部　安全高度化対策推進室　室長	加藤顕彦

福島第一原子力発電所事故調査検討会報告書検討メンバー氏名

（敬称略、審議当時の所属）

北海道電力㈱
- 原子力部　原子力設備グループ　太 細 克 己
- 原子力部　原子燃料統括室　原子力技術グループ　安 井 紳 一 郎

東北電力㈱
- 火力原子力本部　原子力部（安全高度化担当）課長　只 隈 康 二
- 火力原子力本部　原子力部（原子力技術）副長　佐 藤 大 輔
- 火力原子力本部　原子力部（原子力技術）　高 石　淳

中部電力㈱
- 原子力本部　原子力部　運営グループ　課長　渡 辺 哲 也
- 原子力本部　原子力部　安全技術グループ　課長　松 本 和 之
- 原子力本部　原子力部　安全技術グループ　浦 野 晃 宏

北陸電力㈱
- 原子力本部　原子力部　原子燃料技術チーム　荒 川 正 嗣
- 原子力本部　原子力部　原子力設備管理チーム　西 井 淳 一
- 原子力本部　原子力部　原子力発電運営チーム　大 畠　章

関西電力㈱
- 原子力事業本部　プラント保全技術グループ　マネジャー　田 中 俊 彦
- 原子力事業本部　マネジャー　吉 原 健 介

中国電力㈱
- 電源事業本部（原子力建設電気設計担当）副長　髙 取 孝 次
- 電源事業本部（原子力建設安全担当）副長　槇 野 武 男

四国電力㈱
- 原子力本部　原子力部　運営グループ　副リーダー　溝 渕 大 介

九州電力㈱
- 原子力発電本部　発電管理グループ　武 藤　剛

日本原子力発電㈱
- 発電管理室　プラント管理グループ　副長　名 知 雅 司
- 発電管理室　技術・安全グループ　主任　山 中　勝

日本原燃㈱
- 安全技術室　安全技術部　安全技術　グループ　槇 原　正

電源開発㈱
- 原子力事業本部　原子力建設部　設備技術グループ　宮 尾 幸 三

㈱東芝
　電力システム社　原子力システム設計部　　及 川 弘 秀

日立 GE ニュークリア・エナジー㈱
　原子力計画部　原子炉計画グループ　主任技師　　久 持 康 平

三菱重工業㈱
　原子炉安全技術部　部長　　梅 澤 成 光
　原子炉安全技術部　安全技術統括グループ　グループ長　　高 橋 久 永
　原子炉安全技術部　安全技術統括グループ　　加 納 充 浩

日本原子力技術協会
　理事　情報・分析部長　　中 野 益 宏

オブザーバー
　東京電力㈱　原子力運営管理部長　　高 橋　　毅
　電気事業連合会　原子力部　副部長　　古 田　　泰

福島第一原子力発電所事故調査検討会報告書レビューチーム

（日本原子力技術協会）

氏　　名

理事　業務部長	福田昭夫
理事　安全文化推進部長	大部悦二
理事　規格基準部長	伊藤裕之
顧問	中村民平 河島弘明
企画室	北村信行 長澤敏樹
業務部	大西宣幸
情報分析部	村上一郎 山崎寛享 髙田一樹

略語集

ADS	Automatic Depressurization System	自動減圧系
AM	Accident Management	アクシデントマネジメント
AO 弁	Air Operated Valve	空気作動弁
APD	Alarm Pocket Dosimeter	警報付ポケット線量計
ASW	Auxiliary Sea Water System	補機冷却海水系
BAF	Bottom of Active Fuel	有効燃料下端
BWR	Boiling Water Reactor	沸騰水型原子炉
CCS	Containment Cooling System	格納容器冷却系
CRD	Control Rod Drive	制御棒駆動機構
CS	Core Spray system	炉心スプレイ系
CST	Condensate Storage Tank	復水貯蔵タンク
CWP	Circulating Water Pump	循環水ポンプ
D/D FP	Diesel Driven Fire Pump	ディーゼル駆動消火ポンプ
DG	Diesel Generator	ディーゼル発電機
D/W	Drywell	ドライウェル
DWC	Drywell Cooling System	ドライウェル冷却系
ECCS	Emergency Core Cooling System	非常用炉心冷却系
EECW	Emergency Equipment Cooling Water system	非常用補機冷却系
FCS	Flammability Control System	可燃性ガス濃度制御系
FP	Fire Protection system	消火系
FPC	Fuel Pool Cooling and Filtering system	燃料プール冷却浄化系
HPCI	High Pressure Coolant Injection System	高圧注水系
HPCS	High Pressure Core Spray System	高圧炉心スプレイ系
HPCW	HPCS Closed Cooling Sea Water System	高圧炉心スプレイ冷却海水系
IA	Instrument Air-System	計装用圧縮空気系
IC	Isolation Condenser	非常用復水器
ITV	Industrial Television	工業用テレビ設備
M/C	Metal-Clad Switch Gear	金属閉鎖配電盤（メタクラ）
MCC	Motor Control Center	モータコントロールセンタ
MCR	Main Control Room	中央制御室
MO 弁	Motor Operated Valve	電動弁
MP	Monitoring Post	モニタリングポスト
MSIV	Main Steam Isolation Valve	主蒸気隔離弁
MUWC	Make-Up Water System (Condensated)	復水補給水系
MUWP	Make-Up Water system (Purified)	純水補給水系
O.P.		小名浜港工事基準面

P/C	Power Center	パワーセンター
PCIS	Primary Containment Isolation System	原子炉格納容器隔離系
PCV	Primary Containment Vessel	原子炉格納容器
PSA	Probabilistic Safety Analysis	確率論的安全評価
PWR	Pressurized Water Reactor	加圧水型原子炉
R/B	Reactor Building	原子炉建屋
RCIC	Reactor Core Isolation Cooling System	原子炉隔離時冷却系
RCW	Reactor Building Closed Cooling Water System	原子炉補機冷却系
RHR	Residual Heat Removal System	残留熱除去系
RHRC	RHR Cooling Water System	残留熱除去機器冷却系
RHRS	RHR Sea Water System	残留熱除去機器冷却海水系
RPV	Reactor Pressure Vessel	原子炉圧力容器
RSW	Reactor Building Closed Cooling Sea Water System	原子炉補機冷却海水系
S/C	Suppression Chamber	圧力抑制室
S/P	Suppression Pool	サプレッションプール
SA	Severe Accident	シビアアクシデント（過酷事故）
SBO	Station Black Out	全交流電源喪失
SFP	Spent Fuel Pit (Cooling System)	使用済燃料貯蔵プール
SGTS	Stand-By Gas Treatment System	非常用ガス処理系
SHC	Shutdown Cooling System	原子炉停止時冷却系
SLC	Stand-by Liquid Control	ほう酸水注入系
SRV	Safety Relief Valve	主蒸気逃がし安全弁
T/B	Turbine Building	タービン建屋
TAF	Top of Active Fuel	有効燃料頂部
TSW	Turbine Building Closed Cooling Water System	タービン補機冷却海水系
UHS	Ultimate Heat Sink	最終ヒートシンク

用語集

アクシデント　マネジメント	（過酷事故対策）AM
設計基準事象を超え、炉心が大きく損傷する恐れのある事態が万一発生したとしても、現在の設計に含まれる安全余裕や安全設計上想定した本来の機能以外にも期待し得る機能またはそうした事態に備えて新規に設置した機器等を有効に活用することによって、それがシビアアクシデントに拡大するのを防止するため、もしくはシビアアクシデントに拡大した場合にもその影響を緩和するために採られる措置。	
圧力抑制室、サプレッションプール	S/C、S/P
沸騰水型原子炉（BWR）だけにある装置で、常時約 4,000m³（福島第二２～４号機の場合）の冷却水を保有しており、万一、原子炉圧力容器内の冷却水が何らかの事故で減少し、蒸気圧が高くなった場合、この蒸気をベント管等により圧力抑制室に導いて冷却し、圧力容器内の圧力を低下させる設備。また、非常用炉心冷却系の水源としても使用する。	
運用補助共用施設	
福島第一原子力発電所での共用の使用済燃料プール及び２・4 号機の非常用ディーゼル発電設備を収納した建屋	
小名浜港工事基準面	O.P.
東京湾平均海面の下方 0.727m にある基準面	
オフサイトセンター	
原子力災害時には、国、都道府県、市町村等の関係者が一堂に会し、国の原子力災害現地対策本部、地方自治体の災害対策本部などが情報を共有しながら連携のとれた応急措置などを講じ、原子力防災対策活動を調整し円滑に推進するために、原子力災害対策特別措置法第 12 条第 1 項により主務大臣があらかじめ指定する施設。 法律上の名称は緊急事態応急対策拠点施設。	
温度降下率	
時間あたりの温度降下。	
加圧水型原子炉	PWR
減速材と冷却材として水を用い、高い圧力を加えて沸騰を抑える型式の原子炉。炉心で発生した熱を取り出す一次冷却系と、タービンへ送るための蒸気を発生する二次冷却系とは熱交換器（蒸気発生器）によって完全に分離されている。	
海水熱交換器建屋	
各種淡水冷却系の熱交換器に海水を供給するポンプや、熱交換器などを内包した建屋。	
開閉所	
発電所で発生した電力を電力系統へ送り出す、電力系統から発電所構内に引き込むために設置される中継基地。開閉器（スイッチ）で電力系統の開閉を行う。	
核種	
原子または原子核の種類を示すのに用いる用語。	
核種分析	
サンプルから放射性核種を特定すること。	
格納容器	PCV
原子炉圧力容器をはじめとする原子炉系機器、配管を内包する容器。この容器は原子炉系配管の破断事故（いわゆる冷却材喪失事故）時に生じる過渡圧力、温度に耐え、かつ事故後の	

健全性を維持する必要があり、また事故時において容器からの放射性物質の漏えいをできる限り低く抑えるため気密性も有している。 5 重の障壁の一つ。	
格納容器空調系	
＝ドライウェルクーラ	
格納容器ベント	PCV ベント
格納容器の圧力の異常上昇を防止し、格納容器を保護するため、放射性物質を含む格納容器内の気体（ほとんどが窒素）を一部外部に放出し、圧力を降下させる措置。	
格納容器冷却海水系	
格納容器冷却系の補機に海水を供給する系統。	
格納容器冷却系	CCS
冷却材喪失事故時に格納容器内に水をスプレイすることにより冷却材流出のエネルギー、燃料の崩壊熱を冷却して、格納容器圧力、温度を容器の最高使用温度以下とする装置。同時に格納容器内のよう素を除去し、格納容器外へ漏えいするよう素を低減する。	
確率論的安全解析	PSA
発生する可能性のある様々な事象について、その発生確率を考慮して安全性を評価すること。	
過渡現象記録サーバ	
プラント運転時の主要パラメータのデータを常時取込み、「手動またはあらかじめ設定された値を超えるか下回った事象が発生」すると自動的に事象発生前後のデータを収録し、事後の事象解析を支援する。	
可燃限界	
冷却材喪失事故時などにおいて、金属－水反応や水の放射線分解によって発生する水素と酸素がある濃度を超えると可燃現象を引き起こす限界点のこと。	
下部プレナム	
炉心の下方に存在する空間部分。通常運転時には、原子炉圧力容器内壁と炉心シュラウドの間を流下、または原子炉冷却材再循環系を通って流下してきた水が、ここで U ターンして炉心に流入し、冷却する。下部プレナム内には計装用案内管や制御棒案内管がある。	
基準地震動（Ss）	
発電用原子炉施設の耐震設計で用いる地震動。敷地周辺の地質・地質構造並びに地震活動性等の地震学及び地震工学的見地から施設の供用期間中に極めてまれではあるが発生する可能性があり、施設に大きな影響を与えるおそれがあると想定することが適切なもの。「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」及び「震源を特定せず策定する地震動」について、敷地における解放基盤表面における水平方向及び鉛直方向の地震動としてそれぞれ策定する。この基準地震動 Ss による地震力に対して、耐震安全上重要な施設の安全機能が保持される必要がある。	
基準面器	
原子炉圧力容器内の水位を計測する際に基準とする圧力をとるために水を張ってある。	
逆洗弁ピット	
復水器細管を洗浄するために、細管内の海水の流れを逆にするための弁が設置されている場所	
急速減圧	

低圧系の非常用炉心冷却系により原子炉へ注水するために、主蒸気逃がし安全弁を手動で開することにより原子炉圧力を下げる操作。	
給復水系	
復水器により凝縮した復水を加圧・昇温し原子炉へ供給する系統。	
金属－水反応	
燃料被覆管などに使用されているジルコニウムが高温に熱せられると次第に周辺の冷却材である水と反応を起こして酸化する。この反応によって水素ガスが発生する。	
空気作動弁	AO 弁
圧縮空気によって作動する弁	
計装用圧縮空気系	IA
空気作動弁、空気制御器および計測器などで使用する清浄で乾燥した圧縮空気を供給する系統。	
警報付ポケット線量計	APD
半導体検出器を使用した、警報付個人放射線モニタ。着用者が従事した作業件名、作業時刻を記憶可能。	
原災法	
原子力災害対策特別措置法の略称	
原子炉圧力容器	RPV
原子炉の炉心、炉内構造物、一次冷却材などを収容し燃料の核反応により蒸気を発生する容器。	
原子炉格納容器隔離系	PCIS
燃料の損傷事故による圧力容器の隔離、格納容器外での一次系破断事故に対して放射性物質および冷却材の放出を防止するように原子炉圧力容器と破断箇所間の隔離弁の閉止、格納容器内の一次系の破断事故に対して、格納容器からの放射性物質放出ルートを閉とし、格納容器内に封じ込めるように作動する。	
原子炉隔離時冷却系	RCIC
通常運転中何らかの原因で主蒸気隔離弁の閉等により主復水器が使用できなくなった場合、原子炉の蒸気でタービン駆動ポンプを運転して冷却水を原子炉に注水し、燃料の崩壊熱を除去し減圧する。また、給水系の故障時などに、補助給水ポンプとして使用し、原子炉の水位を維持する。原子炉から発生する蒸気を駆動源とするため、一定の原子炉圧力がないと運転ができない。水源は復水貯蔵タンクとサプレッションプールのどちらか。タービン駆動後の蒸気はサプレッションプールに排出されるため、この系統の運転時にはサプレッションチェンバ、サプレッションプールの温度が上昇する。そのため、残留熱除去系と連携運転し、温度の上昇を防止する必要がある。	
原子炉建屋	R/B
原子炉およびその関連施設を収容する建屋。放射性物質を閉じ込める 5 重の障壁の一つ。	
原子炉停止時冷却系 原子炉停止時冷却モード	SHC
原子炉を停止した後、ポンプと熱交換器を利用して冷却材（炉水）を冷却し、崩壊熱を除去するための設備。原子炉を冷温停止する能力を有し、ポンプ流量・熱交換器能力ともに高い。（福島第一 1 号機以外の他号機は、RHR 系に本冷却機能「原子炉停止時冷却モード」を有している。）	

原子炉補機冷却海水系	RSW
原子炉補機冷却系の冷却水は熱交換器を介して冷却している。この原子炉補機冷却系の冷却水を冷却するために海水を供給する系統。	
原子炉補機冷却系	RCW
補機冷却系の一つ。原子炉関連の常用補機の冷却系、あるいは原子炉関連の常用補機と非常用補機の冷却をかねる冷却系。	
原子炉モードスイッチ	
原子炉の状態に応じたインターロックを選択するための切替器。 モードとして「運転」「起動」「停止」「燃料取替」。	
原子炉冷却材圧力バウンダリ	
原子炉の通常運転時に原子炉冷却材を内包し、原子炉と同様の圧力条件となり、かつ一次冷却系の圧力障壁を形成するもので、それが破損すると冷却材喪失事故となる範囲をいう。通常、原子炉圧力容器、一次系配管などが含まれるが、冷却材喪失事故時に隔離される部分は該当しない。	
高圧炉心スプレイ系	HPCS
非常用炉心冷却系の一つで、原子炉圧力が急激に下がらないような事故時、独立した電源（ディーゼル発電機）を持ち、電動機駆動の高圧ポンプにより炉心にスプレイし冷却を行う系統。	
高圧炉心スプレイ冷却海水系	HPCW
高圧炉心スプレイ系のモータ冷却器や軸受の冷却、油冷却器に淡水冷却水を循環供給する設備の熱交換器に海水を供給する系統。	
高圧注水系	HPCI
非常用炉心冷却系の一つで、配管等の破断が比較的小さく、原子炉圧力が急激には下がらないような事故時、蒸気タービン駆動の高圧ポンプで、原子炉に冷却水を注入する系統。ポンプの流量（＝能力）は原子炉隔離時冷却系に比べて約 10 倍と大きいが、原子炉停止時冷却系、残留熱除去系（約 1800m3/h、福島第一 2 号機～5 号機の場合）に比べると小さい。福島第一 1 号機～5 号機に設置されている。	
高圧炉心冷却機能	
高圧炉心スプレイ系、高圧炉心注水系などの高圧の炉心冷却機能。	
工学的安全施設	
原子炉施設の破損、故障などに起因して原子炉内の燃料の破損などによる多量の放射性物質の放散の可能性がある場合に、これらを抑制または防止するための機能を備えるよう設計された施設をいう。工学的安全施設には非常用炉心冷却系、格納容器（隔離弁を含む）および格納容器雰囲気浄化系（非常用ガス処理系、可燃性ガス濃度制御系）が含まれる	
工業用テレビ設備	ITV
発電所運転員の被ばく低減、作業監視および放射性流体の漏えい監視、現場制御盤の警報監視、冬季における取水設備の状況監視等を目的として設置されたテレビカメラ。産業界一般に、現場監視のために設置されているカメラを総称して ITV と呼んでいる。	
サーベイ	
放射線の有無、強弱を探査すること。	
最終ヒートシンク	UHS
燃料から発生する熱（崩壊熱）や機器の運転により発生する熱を除去し放出する最終的な熱の逃し場。通常、熱交換器を介して海水による熱除去を行う。	

最大応答加速度	
構造物に地震動が作用した場合の当該構造物の揺れ（応答）の加速度最大値。	
残留熱除去機器冷却海水系	RHRS
残留熱除去系の冷却水は熱交換器を介して冷却している。この残留熱除去系の冷却水を冷却するために海水を供給する系統	
残留熱除去機器冷却系	RHRC
残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系ポンプと低圧炉心スプレイ系ポンプのメカニカルシール冷却器などに淡水の冷却水を供給する系統。	
残留熱除去系	RHR
原子炉を停止した後に、炉心より発生する崩壊熱および顕熱を除去・冷却するための系統。弁の構成によって以下の運転モードとして使用する。 停止時冷却系、低圧注水系、格納容器スプレイ系、サプレッションプール冷却モード、使用済燃料貯蔵プール冷却モード。 過酷事故対策である代替注水は残留熱除去系の配管を利用して原子炉や格納容器に注水する場合が多い。	
自動減圧系	ADS
非常用炉心冷却系の一つで、高圧炉心スプレイ系または高圧注水系の後備装置をいう。主蒸気管に設けた主蒸気逃がし安全弁を開放することにより、原子炉圧力を低下させ、低圧注入系などによる注水を促進することを目的とする。	
シビアアクシデント（過酷事故）	
設計基準事象を大幅に超える事象であって、安全設計の評価上想定された手段では適切な炉心の冷却または反応度の制御ができない状態であり、その結果炉心の重大な損傷に至る事象。過酷事故の重大さは、その損傷の程度や格納施設の健全性の喪失の程度による。	
シミュレータ訓練	
計算機を用いて過渡・事故事象を模擬し、安全に原子炉を停止させる訓練。	
主蒸気隔離弁	MSIV
主蒸気管に設置される弁であってこの弁が閉じることによって原子炉を必要に応じタービン設備から隔離する。	
主蒸気逃がし安全弁	SRV
原子炉圧力が異常上昇した場合、原子炉圧力容器保護のため、自動あるいは中央制御室で手動により蒸気を圧力抑制プールに逃す弁（逃した蒸気は圧力抑制プール水で冷やされ凝縮する）で、他に非常用炉心冷却系（ECCS：Emergency Core Cooling System）の自動減圧装置（ADS：Automatic Depressurization System）としての機能も持っている。	
受電用遮断器	
送電網に事故が起きたとき、事故回線を切り離す装置。	
シュラウド	
炉心部を構成する燃料集合体や制御棒を内部に収容する円筒状の構造物。	
循環水ポンプ	CWP
主タービンで仕事をした蒸気は主復水器で冷却凝縮される。その冷却水として海水が使用されるが、この海水系統（循環水系）に使われる海水を送り込むためのポンプ。	
純水タンク	
河川やダムから取水した水を純水装置に通して得られた純水を貯蔵するタンク。水質管理さ	

れた水が必要な系統に用いられる。	
純水補給水系	MUWP
各建屋内および付帯設備などに設置される機器、配管および弁などに対して、発電所の円滑な運転および保守を行うために必要な容量および圧力を有する純水を供給する系統。	
消火系ライン	FP
発電所内の消火系統。通常の消火栓の他、油火災のための炭酸ガス消火系などがある。	
使用済燃料貯蔵プール	SFP
原子炉から取り出した燃料を保管するプール。使用済燃料の他に、定期検査のために取り出した燃料や中性子源、破損燃料などが保存される。水により生体遮蔽するとともに崩壊熱の除去も行う。水質の管理については使用済燃料貯蔵プール冷却浄化系によって行う。	
常用系	
通常使用する系統。	
除塵装置	
海水を取水した際に含まれるゴミを取り除く装置。	
所内電源	
発電所内の機器などに供給される交流電源。	
ジルコニウム-水反応	
金属－水反応と同様。燃料被覆管等に使用されているジルコニウムが高温に熱せられると、次第に冷却材である水と反応を起こして酸化する、酸化したジルコニウム被覆管は脆化し、水素を発生する。	
スキマーレベル	
スキマサージタンク水位。使用済燃料貯蔵プールの上澄みはスキマ堰をオーバーフローし、スキマサージタンクへ導かれる。使用済燃料貯蔵プール冷却浄化系ポンプの吸込圧力を確保するとともに、プール水面の浮遊物を除去することによりプールの水質維持を図る。	
スクラム	
原子炉に設けられた検出器の信号が原子炉の運転条件の限界範囲を超えた場合に、原子炉に自動的に負の反応度を加えて速やかに停止することを言う。普通は原子炉の安全装置により自動的に起こる。スクラムを起こすためのあらかじめ定めた条件をスクラム条件と言い、原子炉出力の異常増加、地震加速度やタービントリップなどが設定されている。 緊急停止の総称。	
スペクトル	
一般に複雑な組成をもつものを成分に分解し、その成分をそれを特徴づける量の大小の順に従って並べたものをいう。	
制御棒駆動水機構	CRD
制御棒を炉心に出し入れするための装置。BWR では水圧駆動方式が一般に用いられている。（改良型 BWR では電動駆動も併用している）	
セルフエアセット	
呼吸保護具 の 1 つで、携行ボンベから空気を供給するタイプ。空気中の放射性物質濃度が高い場所で放射性物質の吸入を防止するために使用する。	
全交流電源喪失	SBO
発電所に必要な動力源である交流電源がなんらかの影響で喪失した状態。交流電源の供給には外部電源、非常用ディーゼル発電設備がある。	

全電源喪失	
交流電源、直流電源ともに喪失した状態。	
全面マスク	
浄化式呼吸保護具の一つで顔全体をカバーするもの。	
タービン建屋	T/B
主タービン、発電機、主復水器、原子炉給水ポンプ及びタービン補機等を収納する建屋。	
タービン補機冷却海水系	TSW
タービン補機の軸受や油冷却器、空調機器などを循環淡水冷却するタービン補機冷却系の熱交換器に海水を供給する系統。	
耐圧強化ベント	
過酷事故対策として整備された耐圧性の高い格納容器ベントライン。 D/W と S/C の 2 つのベントラインがあり、それぞれのラインに AO 弁の大弁、小弁がある。2 つのラインの合流後に MO 弁とラプチャーディスクがあり、その先は排気筒に繋がっている。本報告書の格納容器ベントはこの耐圧強化ベントラインからのベントを記載している。	
耐火服	
燃えにくい服。	
耐震クラス	
耐震設計上の重要度分類にて定められた施設重要度に応じたクラス。	
代替格納容器スプレイ	
既設の復水補給水系及び消火水系の水源及びポンプを有効活用した格納容器へのスプレイ機能のこと。	
代替制御棒挿入	
既存の原子炉停止系とは別に設置した計測制御系により異常(原子炉圧力高、原子炉水位低)を検知し、自動で制御棒を挿入し原子炉を停止させること。	
代替注水	
非常用炉心冷却系がなんらかの原因で機能しないときに、代わりに注水や除熱を行う。本来の機能に応じて圧力の高い原子炉への注水、格納容器の冷却などがある。高圧の原子炉への代替注水系としては制御棒駆動水系、原子炉冷却材浄化系がある。格納容器の冷却機能としては復水補給水系、消火系、ドライウェルクーラ、格納容器冷却系がある。	
代替反応度制御	
RPS 信号を用いて、原子炉水位と原子炉圧力によって再循環ポンプトリップと制御棒挿入を行う	
ダクト	
主に気体の通路、水やガスの流路となる。	
多重性	
同一の機能を有する同一の性質の系統または機器が二つ以上あること。	
断路器	
点検などの作業の際に、安全のために回路を切り離す装置。遮断能力はもともと弱く、基本的に負荷電流は開閉できない。遮断器が開いている以外は操作できないようにインタロックがついている。	
チャコールフィルタ	

放射性ヨウ素を除去するため、粒状活性炭を充填したフィルタ。活性炭によるヨウ素の除去は、物理吸着によって行われるが、ヨウ化メチルなど吸着しにくいヨウ素化合物に対しては、化学反応によるヨウ素の捕集を行うため、科学物質が活性炭に添着されることが多い。	
中央制御室	MCR、中操
プラント主系統の運転に必要な監視および操作装置を集中化した中央制御盤が設置され、運転員が監視、制御および操作を集中的に行う部室。	
中央制御室換気空調系	
原子炉建屋内で放射性物質漏えい事故が発生した時、自動的に中央制御室と外気を隔離すると共に、中央制御室内の空気を再循環しながら、中央制御室の環境を清浄に保つための系統。	
低圧炉心冷却機能	
低圧系の非常用炉心冷却系。低圧炉心注水系、低圧炉心注入系、低圧炉心スプレイ系など。	
ディーゼル駆動消火ポンプ	D/D FP
消火系に設置されたディーゼル機関で駆動するポンプ。消火系の圧力の低下時、電動機駆動消火ポンプが運転できないときに自動起動する。	
ディーゼル発電設備	DG
発電所の通常電源喪失時に発電所を安全に停止するのに必要な設備に動力を供給する発電機。ディーゼルエンジンで駆動する。	
定格電気出力一定運転	
電気出力を一定に保ち運転する方法。	
定格熱出力一定運転	
原子炉の熱出力を一定に保ち運転する方法で、海水温度等環境条件によって電気出力が変動する。	
電磁弁	
電磁力により開閉させる弁	
電動駆動弁	MO 弁
弁駆動部を電動機によって動かし開閉する弁	
トーラス室	
非常用炉心冷却系の水源として用いる水を擁する大きなドーナツ状のトンネル（サプレッションチェンバ）を収納する部屋。この形状をトーラス形状ということから、これを収納する部屋をトーラス室と言う。トーラス室にはサプレッションチェンバ以外の配管等も配置されている。トーラス室は原子炉格納容器の下部に、同容器を囲む様に配置される。	
独立性	
運転するためのシステムと安全を確保するためのシステムは、それぞれ独立した設計とし、一方の故障が他方に影響しないようにすること。	
ドライウェル	D/W
原子炉格納容器内の圧力抑制室(S/C)を除く空間部	
ドライウェルクーラー	DWC
原子炉運転中、ドライウェルの冷却を行い、定期検査中も格納容器内温度が過酷とならないように冷却する設備。	
トレンチ	
建屋間に配管ケーブルを敷設するために設けたトンネル	
熱電対	

温度差を測定するセンサ。異なる二種の金属を接合すると、それぞれの熱電能の違いから 2 つの接合点を異なる温度に応じた電圧が発生し一定の方向に電流が流れる。異種金属の 2 接点間の温度差によって熱起電力が生じる現象（ゼーベック効果）を利用した温度センサである。	
燃料デイタンク	
非常用ディーゼル発電機の燃料である軽油は、屋外の軽油タンクから非常用ディーゼル発電機の設置されている建屋内の燃料デイタンクに移送され供給される。それぞれのタンクは確保すべき必要貯蔵量が運転時間に応じて保安規定で定められている。	
燃料被覆管	
燃料棒の被覆材として使用する薄肉円管。ジルコニウム合金やステンレス鋼の円管が用いられる。燃料被覆管は、燃料と冷却材の間に介在して燃料の健全性を保つ上に重要な役割を持っている。5 重の障壁の一つ。1800℃に達すると溶融する。	
燃料プール冷却浄化系	FPC
原子炉から取出した燃料体は、内包している核分裂生成物などから熱および放射能が出ているため、燃料プールで冷却する必要がある。このプール水を冷却しながら不純物を取り除き水質を保つ浄化系統。	
排気筒	
放射性気体廃棄物を大気中に放出拡散することを目的とした施設。放射性気体廃棄物は、法令の規定するところにより、所定の放出量以下に低減処理され、排気筒から大気放出される。	
パワーセンタ	P/C
電源電圧 600V 以下の中容量の電動機負荷やモータコントロールセンタ負荷などを集中して一箇所で制御する装置で、気中遮断器や保護装置を一つのユニットに収め、このユニットを集めて一つの盤としたもの。	
B 装備	
放射線物質に汚染する可能性のあるエリアに立ち入る際に着用する装備の一種。	
ヒートシンク	
除熱（放熱）機能を担保する冷却源。	
非常用ガス処理系	SGTS
工学的安全施設の一つで、原子炉建屋内で放射性物質漏えい事故が発生した時、自動的に常用換気系を閉鎖すると共に、原子炉建屋内を負圧に保ちながら、建屋内の放射性よう素や粒子状放射性物質の外部放出を低減する装置。	
非常用ディーゼル発電設備冷却系	EECW
各種非常用機器が原子炉冷却材喪失事故などにおいて要求される機能を維持できるように、非常用ディーゼル発電設備、非常用空調機器などの冷却器に淡水冷却水を供給する設備（残留熱除去ポンプモータへも冷却水を供給）	
非常用復水器	IC
沸騰水型軽水炉の原子炉隔離時における原子炉の除熱装置。原子炉蒸気を二次側の水により冷却し、復水として自然循環により原子炉に戻すもの。（福島第一 1 号機、敦賀 1 号機のみに設置）	
非常用炉心冷却系	ECCS
原子炉に冷却材喪失事故が起こったときにも炉心を有効に冷却する工学的安全施設。原子炉の一次冷却系のいかなる大きさの配管破断に対しても炉心を冷却できる容量を有している。	

BWR では高圧炉心スプレイ系、高圧注水系、低圧炉心スプレイ系、低圧注入系および自動減圧系からなる。（改良型 BWR では原子炉隔離時冷却系も ECCS としている）	
プールゲート	
使用済燃料貯蔵プール、原子炉ウエル、気水分離器プールを仕切るゲート。 定期検査時に、原子炉圧力容器のふたを外し、気水分離器などの炉内構造物を気水分離器プールに、装荷されている燃料を使用済燃料貯蔵プールへ移動させるが、その際に各機器は線量が非常に高いため、各プール間を水で満たし生体遮蔽を確保しつつ水中を移動させる。	
フェールセーフ	
失敗があっても安全であること。装置の一部が故障したり、安全保護装置の働きに異常が生じても、装置の本来の機能を危険に陥れることなく、安全な状態になるように設計されている状態をいう。	
復水器	
蒸気タービン内で作動し終わった水蒸気を冷却凝縮する海水冷却器。得られる高度の真空により、蒸気タービン駆動蒸気の終圧が下げられ、熱落差を大きくする役目をして蒸気タービンの効率を改善する。	
復水貯蔵タンク	CST
復水系の水を貯蔵するタンク。復水の補給、復水余剰水や補充水などの貯蔵に用いられる。 BWR では非常用炉心冷却系の水源としても用いられる。	
復水補給水系	MUWC
発電所の運転に必要なさまざまな水（水源は復水貯蔵タンク、基本的には原子炉などで使われた水を浄化したもので、若干の放射能を含むがその濃度は低い）をポンプ（復水移送ポンプ）を利用して供給する系統。非常用ではないが、アクシデントマネジメント上では原子炉への注水に利用する。ポンプの流量は原子炉隔離時冷却系より小さい（約 70m3/ｈ）	
沸騰水型原子炉	BWR
核燃料には主として濃縮ウランを用い、減速材および冷却材として水を用いて、水蒸気を熱交換器を通さずにそのまま蒸気タービンに送られる。蒸気タービンには放射性物質を含有する蒸気が送られる。	
フラッシング	
配管内の放射性物質を清浄な水で洗い流し、線量等の低減を図ること。	
プロセス計算機	
プロセス制御やプロセス量の監視、管理、演算処理を行う計算機。プラントプロセス量との結合は、プロセス入出力装置を介して行われ、高稼働率、実効性が要求され、一般に高信頼度を有する計算機が使用される。原子力発電所では、プロセス量の監視、炉心性能計算、プラント性能計算を行うために設置されており、プラント運転補助機能を有したシステムとして適用されることが多く、診断機能なども組み込まれている。	
ページング	
所内各箇所に設置されたハンドセットステーションとスピーカで構成された、所内連絡用設備。操作が簡単で、高騒音環境下でも明瞭な放送及び通話ができる。	
ペレット	
核分裂性物質を含んだ高密度に固められた小さな円柱状成型物。5 重の障壁の一つ。一般には酸化物を強い圧力のもとで圧縮し、続いて焼結してセラミックス質にしたものをいう。積み重ねて被覆管に挿入したものが燃料棒になる。	

ベントラインナップ	
ベントするための系統構成	
ボイド	
沸騰した際に生じる気泡	
崩壊熱	
放射性物質の原子核が自然発生的に他の原子核に変わる現象によって生ずる熱。	
ほう酸水注入系	SLC
原子炉運転中、何らかの原因で制御棒の挿入ができない場合に、中性子吸収能力の高い五ほう酸ナトリウム溶液を注入して原子炉を停止させる制御棒駆動系の後備系統。	
補機冷却海水系	ASW
発電所内の各種プロセス熱交換器、軸受冷却器、空調機器などに淡水冷却水を循環供給する設備の熱交換器に海水を供給する系統。	
水の放射線分解	
電離放射線の照射により水が分解され水素や酸素が発生する。	
（原子炉）未臨界	
原子炉スクラム時、「止める」機能である制御棒の全挿入によって核分裂の連鎖反応が起こらない状態にする。未臨界とすることで原子炉は安全に停止となる。	
金属閉鎖配電盤（メタクラ）	M/C
所内高電圧回路に使用される動力用電源盤で、磁気遮断器または真空遮断器、保護継電器、付属計器をコンパクトに収納したもの。構成は常用、共通、非常用の 3 つから成っている。	
免震重要棟	
震災などの災害が発生した際に対策本部を設置する目的で建設された建物。免震重要棟は鉄筋コンクリート造で免震構造になっており、会議室、通信設備、電源設備、空調設備などが備わっている。震度 7 の地震が来ても、震災後の初動対応に支障を来たすことがないようになっている。	
モータコントロールセンタ	MCC
小容量の所内低電圧回路に使用する動力電源盤で、配線用遮断器、電磁接触器、保護継電器を各ユニットごとにコンパクトに収納したもの。構成は常用、共通、非常用の 3 つから成っている。	
モニタリングポスト	MP
発電所敷地周辺の数箇所に設置され、空間ガンマ線量率を測定している。移動しながら測定を行える車両をモニタリングカーという。	
物揚場	
発電所の港湾設備の一部。船により輸送してきた機器類をおろす場所。	
有効燃料下端	BAF
燃料集合体の最下端。	
有効燃料頂部	TAF
燃料域水位計の 0 点。燃料集合体のうちペレットが存在する一番上部をいう。	
ヨウ化セシウム	
組成式が CsI と表される無機化合物。アルカリ金属であるセシウムとハロゲンであるヨウ素からなる金属ハロゲン化合物である。科学分野での用途として、エックス線蛍光倍増管・ガンマ線検出用単結晶に用いられる。簡易放射線計測器の「はかるくん」にも使われている。	

放射性ヨウ素が原子炉内で生成される場合、炉心から格納容器内へは主に CsI として放出され、ほとんどが水に吸収される。	
ヨウ素剤	
甲状腺は、ヨウ素を取り込み蓄積するという機能があるため、環境中に放出された放射性ヨウ素が体内に吸収されると、甲状腺で即座に甲状腺ホルモンに合成され、甲状腺組織の中で放射能を放出し続ける。その結果、放射能による甲状腺障害が起こり、晩発性の障害として甲状腺腫や甲状腺機能低下症を引き起こすとされている。 これらの障害を防ぐためには、被ばくする前に放射能をもたないヨウ素を服用し、甲状腺をヨウ素で飽和しておくことにより、放射性ヨウ素により内部被ばくしても甲状腺には取り込まれず予防的効果が期待できる。	
溶融燃料	
燃料集合体が高温になり溶けて塊になったもの。	
ラプチャーディスク	
圧力容器・回転機器・配管系・ダクトなどの密閉された装置が 過剰圧力、または負圧にて破損することを防止するドーム状の金属薄板で、あらかじめ 設定された破裂圧力にて破裂し、装置内の異常圧力を放出する安全装置。	
リーク	
漏えい。	
冷温停止	
炉水温度 100℃未満であり、原子炉モードスイッチが「起動」「停止」「燃料取替」の位置である状態。	
冷却材喪失事故	
原子炉の想定事故の一つ。原子炉圧力容器内の冷却材が配管の破損などにより流出し失われる事故。冷却材が原子炉圧力容器から喪失するため、燃料の冷却が十分にできなくなる。	
ろ過水	
河川やダムから取水した水を水処理し、発電所内用水として利用する。水質を重視しない系統で用いられる。	
炉心	
原子炉において、核燃料が存在し核分裂連鎖反応が起こりうる領域。核燃料と減速材から成って、その間を冷却材が通過する。	
炉心スプレイ系	CS
BWR の非常用炉心冷却系を構成する系統の一つ。冷却材喪失事故時に燃料上部に冷却水をスプレーして燃料を冷却する。	
炉内計装配管	
原子炉の制御、安全および状態監視に必要な原子炉内のプロセス量を計測する計装機器。炉内中性子計装、冷却材流量計装、制御棒位置計装などの総称。	

目次

はじめに....1
検討会構成....3
福島第一原子力発電所事故調査検討会審議メンバー氏名....3
福島第一原子力発電所事故調査検討会報告書検討メンバー氏名....4
福島第一原子力発電所事故調査検討会報告書レビューチーム....6
略語集....7
用語集....9
1章　目的....1-1
2章　福島第一原子力発電所事故の進展....2-1
2.1　福島第一原子力発電所および事故の全体概要....2-1
2.1.1　福島第一原子力発電所の概要....2-1
2.1.2　東北地方太平洋沖地震及びそれに伴う津波の概要....2-3
2.1.3　東日本大震災に伴う事故の概要....2-6
2.1.4　地震による影響....2-10
2.1.5　津波による影響....2-13
2.2　1号機の事故の進展状況....2-16
2.2.1　地震発生から津波襲来までの状況....2-16
2.2.2　津波襲来から原子炉建屋の水素爆発までの状況....2-17
2.2.3　原子炉建屋の水素爆発以降の状況....2-22
2.2.4　その後の主な経過....2-22
2.2.5　使用済燃料プールの状況....2-22
2.3　2号機の事故の進展状況....2-32
2.3.1　地震発生から津波襲来までの状況....2-32
2.3.2　津波襲来から圧力抑制室異常までの状況....2-32
2.3.3　その後の主な経過....2-37
2.3.4　使用済燃料プールの状況....2-37
2.4　3号機の事故進展状況....2-46
2.4.1　地震発生から津波襲来までの状況....2-46
2.4.2　津波襲来から原子炉建屋の水素爆発までの状況....2-46
2.4.3　原子炉建屋の水素爆発以降の状況....2-49
2.4.4　その後の主な経過....2-50
2.4.5　使用済燃料プールの状況....2-50
2.5　4号機の事故の進展状況....2-59
2.6　5号機の事故の進展状況....2-62
2.7　6号機の事故の進展状況....2-66
2.8　発電所周辺の線量率の状況....2-68
2.9　1～3号機の事故時の炉心状態の評価....2-69
2.9.1　1号機の事故時の炉心状態の評価....2-69
2.9.2　2号機の事故時の炉心状態の評価....2-69
2.9.3　3号機の事故時の炉心状態の評価....2-70
3章　事故事象原因分析と課題の抽出....3-1

3.1　事故事象進展の流れ……3-1
3.2　事故事象進展からの課題の抽出……3-4
3.2.1　事故事象進展（イベントツリー）からの原因分析……3-4
3.3　機能面から確認した課題の整理……3-15
3.3.1　1～3 号機の事故事象原因分析と課題の整理……3-15
3.3.1.1　機能別の課題……3-22
3.3.1.2　共通要因故障に対する課題……3-27
3.4　4 号機の事故事象原因分析と課題の整理……3-30
3.5　5 号機、6 号機の事象の整理……3-33
3.6　福島第一原子力発電所と他プラントとの事故進展状況の比較……3-37
3.7　原因分析のまとめ……3-41
4 章　教訓及び対策……4-1
4.1　自然ハザードに対する備え……4-1
4.2　電源の準備……4-1
4.3　ヒートシンク喪失対応……4-2
4.4　水素対策……4-2
4.5　緊急時に対する準備（特に訓練）……4-3
4.6　地震・津波に対する備え　対策例……4-4
4.6.1　地震及び津波の想定……4-4
4.6.2　敷地内への津波の浸水防止……4-4
4.6.3　建屋浸水への対応策……4-5
4.7　電源の準備　対策例……4-6
4.7.1　全交流電源喪失及び直流電源喪失……4-6
4.8　ヒートシンク喪失対応　対策例……4-8
4.8.1　原子炉への注水……4-8
4.8.2　海水冷却喪失……4-9
4.8.3　格納容器ベント……4-10
4.9　水素対策……4-11
4.10　緊急時に対する準備（特に訓練）……4-12
4.10.1　訓練……4-12
4.10.2　中央制御室空調、遮へい……4-13
4.10.3　事故時計測……4-14
4.10.4　緊急時対策所……4-15
4.10.5　放射線管理／作業管理……4-16
4.10.6　組織／指揮・命令……4-17
4.10.7　通信……4-18
4.10.8　環境モニタリング……4-19
4.10.9　災害対策への備え（重機・レスキュー）、緊急時の協力体制……4-20
4.11　使用済燃料の健全性確保……4-21
4.12　対策のまとめ……4-22
5 章　今日までの事故の経緯……5-1
6 章　結言……6-1
付録-1　現在の原子力発電所の対策実施状況……付-1-1

付録-2　原子力学会技術分析分科会の先生方からのコメントと回答 付-2-1
付録-3　福島第一原子力発電所と他プラントとの事故進展状況の比較（詳細版） 付-3-1
付録-4　今後の検討課題 付-4-1
付録-5　政府報告書、NRC タスクチーム報告書との対比 付-5-1
付録-6　マークⅠ型格納容器について 付-6-1
参考資料-1　プラント概要 参-1

1章　目的

平成23年3月11日に発生した東日本大震災による福島第一の事故は、原子力産業界がこれまで積み重ねてきた原子力技術への信頼を失墜させるとともに、原子力発電所の事故による影響の大きさを改めて認識させた。我々原子力産業界がなぜ事故を未然に防ぐことができなかったのか真摯に反省し、重大な事故を防止できるように原子力発電所のより一層の安全性を確保することが必要である。

このため、日本の原子力産業界の総力を結集して、福島第一の事故から教訓を学び取り我々が対策として取組むべきことをまとめるために、「福島第一原子力発電所事故調査検討会」を原技協に立ち上げ、検討を行った。

検討会は、原技協、電力、メーカで構成し、これまでに蓄積された運転経験に基づく知識あるいはプラントの設計により培われた知識を基に、原因分析に力点を置いて、教訓の抽出を行い取組むべき諸対策を提言としてまとめた。

現在、福島第一では、事故の収束のための作業が継続しているが、一方で、国内には運転中の原子力発電所が存在しており、これらの発電所に対してより一層の安全性の確保のために対策を行うことが必要である。停止中の発電所に対しても、同様に適時対策を実施することが望まれる。

検討に際しては、津波の来襲に対して、事故の発生防止、事故の拡大の抑制、事故の影響緩和というそれぞれの手段の確保の観点から、原因を分析し対策を検討することを主目的として、福島第一の事故の進展について、東京電力から公表された情報を基に、地震発生・津波の襲来から放射性物質の放出に至るまでの事故の経過を検討の範囲とした。検討を進めていく中で、電源喪失が事故進展の大きなポイントであることが明らかになったので、更に、初期の外部電源復旧までを確認の範囲として追加した。

事故の進展に関する事実の整理を基に、イベントツリーにより事故が拡大した要因分析を行い、課題の抽出を行った。更に、課題に抜けがないよう、「止める」「冷やす」といった安全確保の機能面からマトリクス方式で安全系の機器が機能しなかった理由を整理し、課題を拾い上げた。

これら課題を基に教訓の抽出を行い、種々の具体的な対策例をまとめた。

なお、教訓の抽出、対策の立案に際しては、産業界として取組むべき項目に重点をおいて検討を進めており、防災体制など自治体や政府と調整を必要とする項目に関しては、事業者としてどう協力して対処するか、関係箇所と調整をしながら今後検討していくこととする。

また、今後新たな事実が判明し取組むべき課題などが抽出されれば、検討を行い、本報告書を改訂し、安全性向上のための対策の追加について提言していくこととしたい。

原技協は、福島第一事故に関しても各種会議、WGへの参加や民間規格の準備な

ど種々の取組みを行っており、事故の収束に向けた各種取組みの状況や放射性物質の放出及び汚染状況等についても今後検討を行い、適宜情報を発信していきたいと考えている。

2章　福島第一原子力発電所事故の進展

2.1　福島第一原子力発電所および事故の全体概要

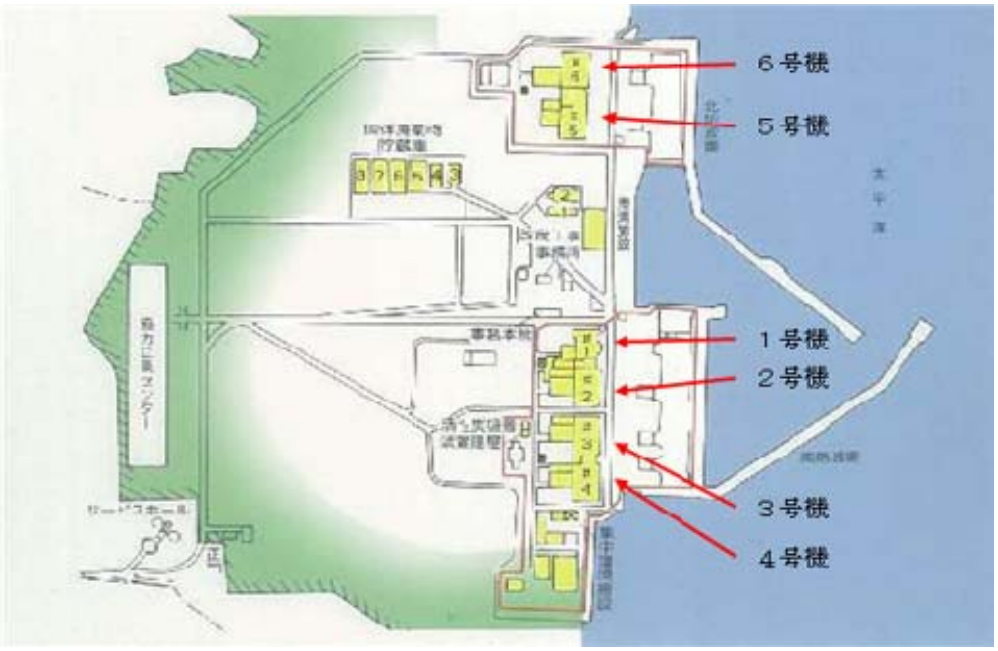
2.1.1　福島第一原子力発電所の概要

福島第一は、日本の東北（北緯 37 度、東経 141 度）にあり、東京から北方約 225km の太平洋に面した福島県の大熊町と双葉町に位置している。

（立地町の平成 22 年国勢調査時の人口は、大熊町：約 11,500 人、双葉町：約 6,900 人）

発電所の敷地面積は約 350 万 m^2 で、東西約 1.5km、南北約 3km の半円形をしており、海抜約 35m の台地の海岸に面した場所を約 10～13m の高さに整地し、6 基の沸騰水型原子炉（以下、「BWR」という）が建設された。

発電所構内の配置は、下図のとおりであり、1 号機から 4 号機が大熊町、5 号機・6 号機が双葉町に立地しており、事務本館は、高台に設置されている。



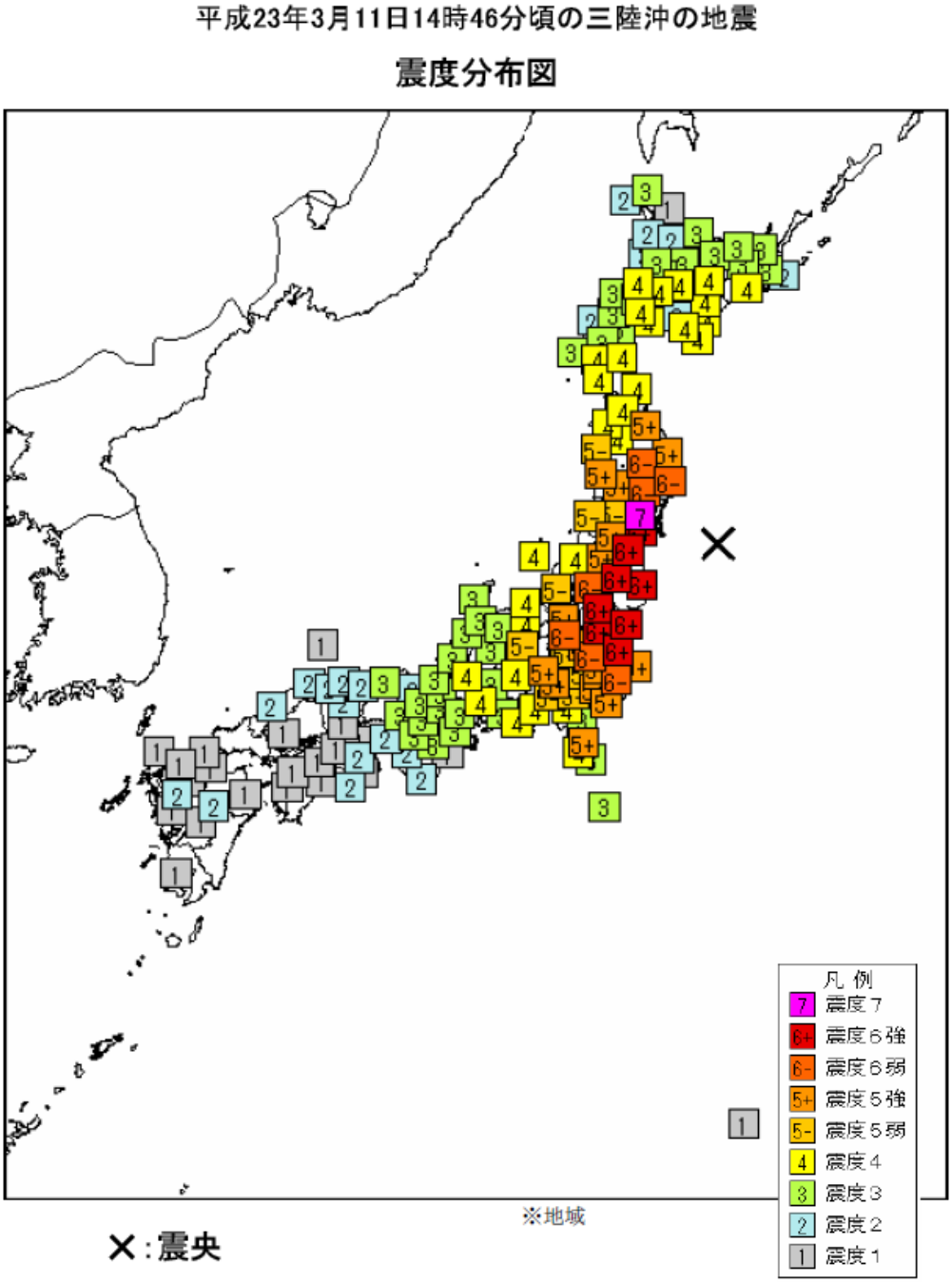
発電所の各号機は 1970 年代に運転を開始しており、総電気出力は 4,696MW である。各号機の主要緒元を下表に示す。

号機	電気出力（MW）	運転開始年月日	炉型式	格納容器型式	主契約者
1	460	1971.3.26	BWR-3	Mark Ⅰ	GE
2	784	1974.7.18	BWR-4	Mark Ⅰ	GE・東芝
3	784	1976.3.27	BWR-4	Mark Ⅰ	東芝
4	784	1978.10.12	BWR-4	Mark Ⅰ	日立
5	784	1978.4.18	BWR-4	Mark Ⅰ	東芝
6	1100	1979.10.24	BWR-5	Mark Ⅱ	GE・東芝

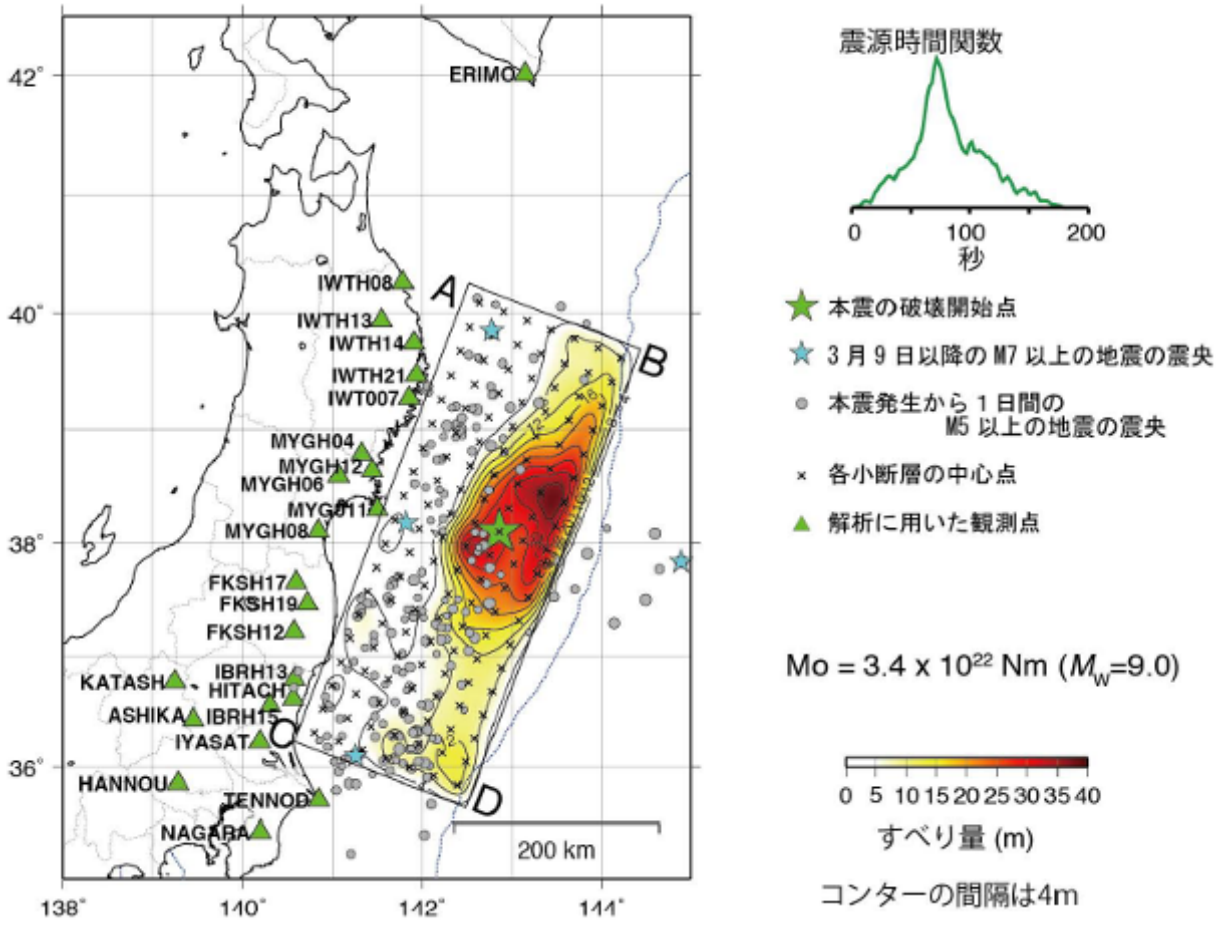
2.1.2 東北地方太平洋沖地震及びそれに伴う津波の概要

地震は、平成 23 年 3 月 11 日（金）14 時 46 分頃に、三陸沖、牡鹿半島の東南東 130km 付近（北緯 38.1 度、東経 142.9 度）を震源として発生した。

- 規模：モーメントマグニチュード Mw9.0
- 震源深さは 24km
- 余震：M7.0 以上 6 回、M6.0 以上 93 回（気象庁の 9 月 8 日の発表）
- 最大すべり量：約 30m
- 断層：長さ約 450km、幅約 150km
- 破壊継続時間：約 170 秒間

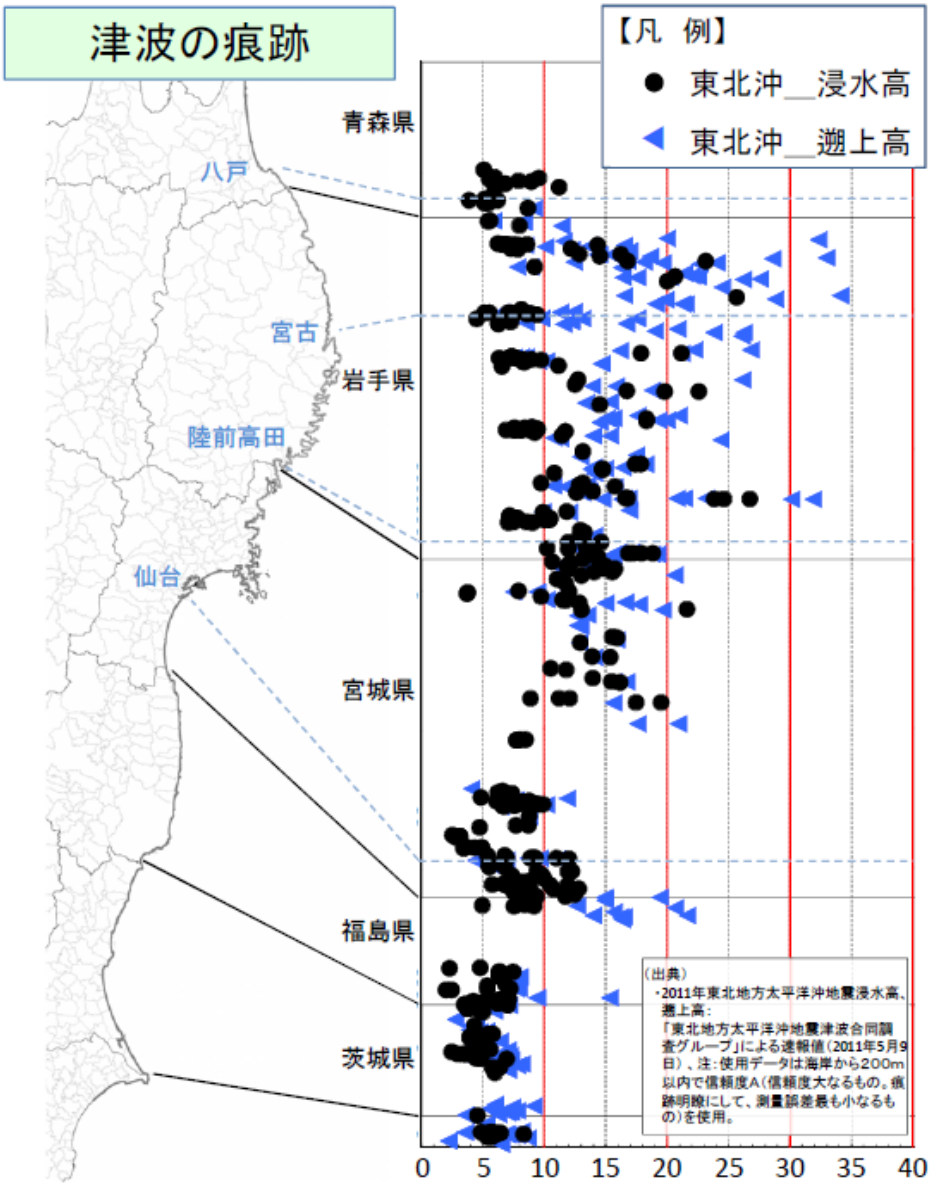


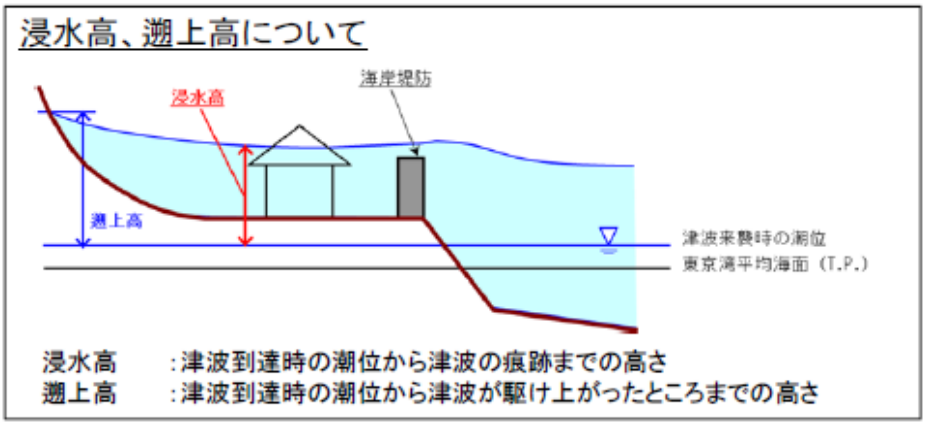
出典：気象庁
（平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分頃の三陸沖の地震について）



出典：気象庁（平成 23 年 3 月　地震・火山月報）

津波は、震源のほぼ真上の海底が約 3m隆起したことにより起こったと推定される。最大遡上高さは、宮古市の北で 35m 近くとなっている。また、宮古市の北での浸水高さは 25ｍを超えている。浸水面積は、岩手県で 58km²、宮城県で 327km²、福島県で 112km²、茨城県で 23km² となっている。





出典：東北地方太平洋沖地震を教訓とした地震・津波対策に関する専門調査会第 1 回会合資料より抜粋

地震と津波による被害は、9 月 26 日時点で、死者 15,811 名、行方不明者 4,305 名、全壊建物 117,542 戸、半壊建物 177,192 戸と甚大である。

2.1.3 東日本大震災に伴う事故の概要

3 月 11 日の東日本大震災発生当時、福島第一においては、1, 2, 3 号機が運転中、4, 5, 6 号機は停止中で、4 号機はシュラウド取替のため原子炉内の全燃料は、使用済燃料プール（以下、「SFP」という）に取り出された状態であった。

11 日 14 時 46 分に発生したマグニチュード 9 の地震により、運転中であった 1, 2, 3 号機が「地震加速度大」信号により自動停止した。
また、この地震により、外部電源系の設備の内、遮断器、ケーブル、送電線鉄塔などが損傷または倒壊したことで機能を喪失し、外部電源からの受電が全て出来ない状態となった。このため、定期検査で点検中であった 4 号機の 1 台を除く全ての非常用ディーゼル発電機（以下、「非常用 DG」という）が自動起動し、原子炉および SFP の冷却機能を維持した。

その後、襲来した大津波により、非常用 DG、海水系ポンプおよび電源盤等が水没したため、6 号機の空気冷却式の非常用 DG1 台を除く全ての非常用 DG が停止し、1 号機から 5 号機の全ての交流電源が失われた。
この大津波により、発電所構内の浸水区域では、重機やタンクなどが流され、道路には瓦礫が散乱し、更に、建屋内は停電で真っ暗となり、ほとんどの通信手段も失われた。こうした中、4 号機では、地震後のタービン建屋（以下、「T/B」という）の現場調査を行っていた運転員 2 名が行方不明となり、後に死亡が確認された。

福島第一では、11 日 15 時 42 分に、原子力災害特別措置法（以下、「原災法」という）の第 10 条に基づく特定事象（全交流電源喪失）に該当すると判断し、国、地方自治体に報告した。また、1,2 号機では、計測・表示電源も喪失したため、原子炉の水位や原子炉への注水状況が分からなくなり、11 日 16 時 36 分に、原災法の第 15 条に基づく非常用炉心冷却装置注入不能事象に該当すると判断し、16 時 45 分に国、地方自治体に報告した。

以下、各号機の事故の推移について概要を記す。

1 号機は、自動停止後 11 日 14 時 47 分に、外部電源喪失により主蒸気隔離弁（以下、「MSIV」という）が閉止し、原子炉圧力容器（以下、「RPV」という）圧力が上昇して、14 時 52 分に非常用復水器（以下、「IC」という）が自動起動した。運転員は運転手順書に従って、RPV 温度降下率が 55℃/h を超えないように、IC の手動操作（隔離弁開・閉）を繰り返し、制御していた。
その後、大津波により 11 日 15 時 37 分に全交流電源喪失となり、同時に直流電源も失われたため、原子炉への注水状況や運転パラメータの確認ができない状況となった。このため代替注水の準備に取り掛かった。11 日 21 時 19 分に仮設電源により、原子炉水位計を活かしたところ、水位が有効燃料頂部（以下、「TAF」という）以上であることが判明した。11 日 23 時頃に T/B の放射線量が上昇した。12 日 0 時 06 分に PCV 圧力が最高使用圧力を超えている可能性があることから、発電所長は格納容器（以下、「PCV」という）ベントの準備

をするよう指示した。12 日 5 時 46 分頃に消防車による代替注水を開始した。12 日 7 時 11 分、内閣総理大臣が視察のため発電所に到着し、視察後 8 時 04 分に帰京した。12 日 9 時 03 分に大熊町（熊地区）の住民の避難完了を確認した。12 日 9 時 15 分頃に PCV ベントラインに直列にある 2 つの弁の内、電動作動弁（以下、「MO 弁」という）を手動で 25%まで開放し、その後、残りの空気作動弁（以下、「AO 弁」という）を開けるため、現場に向かったが、高線量のため断念した。中央制御室（以下、「MCR」という）から弁開操作をしたものの十分な結果が得られなかったため、12 日 14 時頃、仮設の空気圧縮機を設置して AO 弁の開操作を実施したところ、14 時 30 分、PCV 圧力が低下した。その後、12 日 15 時 36 分、原子炉建屋上部で水素爆発と思われる爆発が（以下、「水素爆発」という）発生し、屋根および外壁が破損した。12 日 19 時 04 分頃、原子炉への海水注入を開始した。

2 号機は、自動停止後 11 日 14 時 47 分に、外部電源喪失により MSIV が閉止し RPV 圧力が上昇したが、主蒸気逃がし安全弁（以下、「SRV」という）により圧力は制御された。原子炉水位の制御は、原子炉隔離時冷却系（以下、「RCIC」という）で行われ、数回、運転員による手動起動、「原子炉水位高」による自動停止を繰り返した後、11 日 15 時 39 分に再度 RCIC の手動起動が行われた。この直後、大津波により 11 日 15 時 41 分に全交流電源喪失状態となり、同時に直流電源も喪失し、原子炉への注水状況や運転パラメータの確認ができなくなった。11 日 21 時 50 分に仮設電源により原子炉水位計を復旧したところ、原子炉水位が維持されていることが判明した。12 日 2 時頃、運転員が現場計器を調べたところ、RCIC は運転していることを確認した。
代替注水系の電源復旧作業が進められたが、12 日 15 時 36 分の 1 号機の水素爆発により電源ケーブル等が損傷し、作業は中断した。また、海水注入の準備も進められ消防車やホースの敷設も完了したが、14 日 11 時 01 分に発生した 3 号機の水素爆発により損傷し、使用不可能となった。また、並行して進められていた PCV ベントの準備作業も大きな影響を受けた。
14 日 13 時 25 分頃、原子炉水位が低下し RCIC が停止した可能性があることから、発電所では原災法第 15 条該当事象に至ったと判断した。3 号機の爆発による高線量の瓦礫が散乱する中で、海水注入や PCV ベントの準備作業を再開した。14 日 18 時頃、SRV による原子炉減圧を開始し、14 日 19 時 54 分に消防車による海水注入を開始した。14 日 22 時 50 分にはドライウェル（以下、D/W という）圧力が最高使用圧力を超えた。15 日 6 時頃、衝撃音が発生し、ほぼ同時刻に圧力抑制室（以下、「S/C」という）圧力が 0MPa[abs]に低下した。15 日 11 時 25 分に D/W 圧力も 155kPa[abs]に低下した。

3 号機は、自動停止後 11 日 14 時 48 分に、外部電源喪失により MSIV が閉止し、RPV 圧力が上昇したが SRV により圧力は制御された。11 日 15 時 05 分に、原子炉水位制御のため RCIC を手動起動し、その後の水位上昇に伴い、15 時 25 分に「原子炉水位高」信号により RCIC は停止した。
その後、大津波により 11 日 15 時 38 分に全交流電源喪失状態となった。但し、直流電源は浸水を免れ、RCIC および高圧注水系（以下、「HPCI」という）の

運転は可能であった。11 日 16 時 03 分に RCIC を再起動し運転を継続していたが、12 日 11 時 36 分に自動停止した。その結果原子炉水位は低下したが、12 日 12 時 35 分に「原子炉水位低」信号により、HPCI が自動起動し一旦水位は回復した。しかし、13 日 2 時 42 分に HPCI も停止し、RCIC の再起動もできなかった。このため、13 日 5 時 10 分、発電所では原災法第 15 条該当事象と判断した。13 日 9 時 08 分に自動車のバッテリーを使って SRV を手動で開け、原子炉の減圧を行い、9 時 25 分頃からほう酸を含む淡水注入を開始した。その後、淡水が枯渇したため、13 日 13 時 12 分に海水注入に切り替えた。
一方、PCV ベントの準備作業も並行して進められ、13 日 8 時 41 分に PCV ベントラインの 2 つの弁（MO 弁および AO 弁）の開作業が完了し、13 日 9 時 24 分に D/W の圧力の低下が認められた。その後、ベントラインの AO 弁がボンベ圧低下により閉止してしまうため、ボンベ交換や仮設コンプレッサーを設置し、AO 弁の開操作が行われた。14 日 11 時 01 分に原子炉建屋上部で水素爆発と思われる爆発が発生し、屋根及び外壁が損壊した。
この影響で、海水注入に使用していた消防車やホースが損傷し、作業員も避難したため、海水注入は一時中断した。その後、物揚場からホースを引き直し、14 日 16 時 30 分頃、消防車による海水注入を再開した。

4 号機は定期検査中であり、シュラウド工事のため原子炉内から全燃料を使用済燃料プールに取出した状態であった。SFP には、比較的崩壊熱の高い燃料 1 炉心分を含む 1,535 体（貯蔵容量の 97%）の燃料が貯蔵されていた。
外部電源喪失およびその後の全交流電源喪失により、電動ポンプや海水系ポンプが機能喪失し、SFP の冷却機能および補給水機能が失われた。14 日 4 時 08 分には SFP 水温が 84℃に上昇した。15 日 6 時頃に、原子炉建屋において水素爆発と思われる爆発が発生し、原子炉建屋上部の損壊が確認された。更に、15 日 9 時 38 分には、原子炉建屋 3 階北西付近で火災が発生した。
16 日に自衛隊ヘリコプターで上空より SFP を調査したところ、水面が目視で認められ、燃料は露出していないと推定された。20 日より自衛隊による SFP への注水、21 日には米軍高圧放水車による注水が行われ、更に 22 日からは、コンクリートポンプ車による注水が行われた。
4 号機の水素爆発に関しては、当初、水素の発生源が不明であった。その後、SFP の水位は蒸発により低下したものの、プールゲートを介して原子炉ウエル側の水が SFP に流れ込み、燃料露出には至っていないと評価されたこと、および水の核種分析結果等により、燃料は健全と考えられることから、水素の発生源の大部分は SFP 内の燃料ではなく、原因のひとつとして、3 号機の PCV ベントにより排出された水素ガスを含むベント流が排気筒を通じて流入してきた可能性があると考えられる。

5 号機は定期検査中であり、原子炉内に燃料を装荷した状態で RPV の耐圧漏えい試験中であった。RPV は満水状態で、制御棒は全挿入状態であった。
外部電源喪失およびその後の大津波により全交流電源喪失となったが、直流電源設備は浸水を免れ使用可能であった。原子炉圧力は崩壊熱により上昇していったが、12 日 1 時 40 分頃から SRV の開閉（安全弁機能）により最高使用圧

力以下に維持された。原子炉への代替注水を行うために、12 日 6 時 06 分に RPV 頂部ベント弁を中操から手動で開とし、大気圧程度まで減圧した。復水補給水系（以下、「MUWC」という）ポンプに 6 号機から仮設ケーブルを敷設し、13 日 20 時 54 分に MUWC ポンプを手動起動した。崩壊熱の影響で原子炉圧力は再び上昇していた。このため、耐圧漏えい試験のため操作できないようにしていた SRV 系統を復旧し、14 日 5 時以降、断続的に RPV を減圧した。14 日 5 時 30 分から MUWC による原子炉への代替注水を開始し、以降断続的に注水して原子炉の水位調整を行った。また、9 時 27 分からはＳＦＰへの水の補給を開始した。19 日 1 時 55 分、仮設 RHR 海水ポンプを起動し、その後、19 日 5 時頃に RHR ポンプを手動起動し、SFP の冷却を開始した。20 日 12 時 25 分に RHR 系の運転モードを切り替えて原子炉の冷却を開始し、20 日 14 時 30 分に原子炉は冷温停止となった。

6 号機は定期検査中であり、原子炉内に燃料を装荷し、冷温停止状態（全制御棒全挿入状態）であった。
外部電源喪失後、大津波により非常用 DG2 台（海水冷却式）の機能は喪失したが、残る 1 台の非常用 DG（空冷式）は津波による浸水を免れ、電源盤も使用可能であったため、非常用母線への電源供給ができた。13 日 13 時 01 分に MUWC ポンプを手動起動し、13 時 20 分に原子炉への代替注水を開始した。以降、断続的に原子炉への注水を継続した。また、14 日 14 時 13 分からは、SFP への水の補給を断続的に実施した。
崩壊熱の影響による原子炉圧力上昇に伴い、SRV を中操から手動開操作し、原子炉の減圧を断続的に行った。18 日 19 時 07 分に津波で浸水した非常用 DG 海水ポンプ（6A）の健全性が確認できたことから、同海水ポンプを起動し、4 時 22 分に停止していた非常用 DG（6A）を起動した。19 日 21 時 26 分に仮設 RHR 海水ポンプを起動、19 日 22 時 14 分に RHR ポンプを起動し SFP 冷却を開始した。20 日 18 時 48 分に RHR 系の運転モードを切り替えて原子炉の冷却を開始し、20 日 19 時 27 分に原子炉は冷温停止となった。

2.1.4 地震による影響

2011 年 3 月 11 日 14 時 46 分に宮城県沖を震源とした地震が発生した。

震源深さは 24km、モーメントマグニチュード 9.0、断層長さ 450km、断層幅約 150km（いずれも推定）であり、プレート境界でのひずみの蓄積によりプレート端が破壊したことによるものと考えられる。断層長さが長くなったのは、複数震源の連動によるものと考えられる。

この地震により原子炉建屋基礎版上(最地下階)で得られた最大加速度値は、表 2.1-1 に示すように、一部で基準地震動 Ss に対する最大応答加速度値を上回っている。

2 号機原子炉建屋基礎版上で観測された加速度時刻歴波形と応答スペクトルを例として図 2.1-1 に示す。この観測記録では、一部の周期帯において基準地震動 Ss による応答スペクトルを上回っているものの、概ね同程度となっている。

この地震動に対し、津波が到来するまでは、非常用 DG から電源の供給を受け、海水系や IC、RCIC 等は運転されており、非常用炉心冷却系（以下、「ECCS」という）（海水系含む）等の工学的安全施設の機能は健全であった。また、常用設備のうち、補給水系（MUWC）、1、3 号機のディーゼル駆動消火ポンプ（以下、「D/D-FP」という）等は地震後も運転可能であったことが確認されている。

東京電力は、国の指示に基づき 6 月 17 日付けで 2 号機及び 4 号機の、7 月 28 日付けで 1 号機及び 3 号機の原子炉建屋および耐震安全上重要な機器･配管系に対して観測記録に基づいた地震応答解析を行い、いずれの安全上重要な機器も、地震時及び地震直後において安全機能を保持できていたと結論付けている。

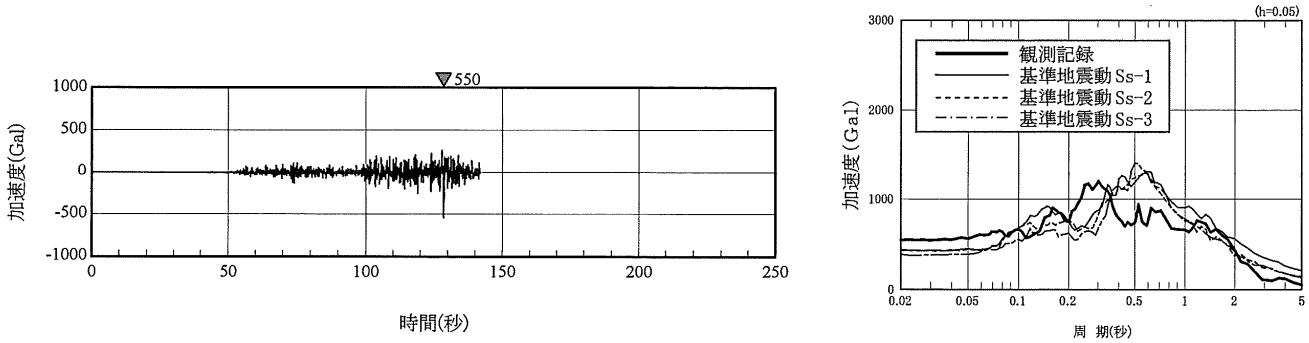
地震発生前の外部電源は、1、2 号機は大熊線 1 号線および 2 号線（275kV）、3、4 号機は大熊線 3 号線および 4 号線（275kV）（但し、大熊線 3 号線開閉設備は工事中）、5、6 号機は夜の森線 1 号線および 2 号線（66kV）が新福島変電所と接続されていた。このほか、1 号機には予備線として東北電力富岡変電所からの東電原子力線（66kV）が接続されていた。

地震により、1、2 号機の開閉所の遮断器等が損傷し、東北電力からの東電原子力線のケーブルも損傷した。3、4 号機は、新福島変電所側の 3 号線及び 4 号線の設備が損傷した。また、5、6 号機は、開閉所に接続する送電鉄塔 1 本が倒壊した。これらの結果、1 号機から 6 号機までの全ての外部電源が失われた。

なお、鉄塔の固有周期（0.3～1sec）と地震動の加速度応答スペクトルの比較（最大応答加速度 2000gal 強）及び倒壊の状況から、鉄塔は地震動により倒壊したものではなく、土砂の崩落により倒壊したとの評価がなされている。

表 2.1-1　原子炉建屋最地下階の最大加速度値

観測点（原子炉建屋最地下階）		観測記録 最大加速度値（ガル）			基準地震動 Ss に対する最大応答加速度値（ガル）		
		南北方向	東西方向	上下方向	南北方向	東西方向	上下方向
福島第一	1 号機	460	447	258	487	489	412
	2 号機	348	550	302	441	438	420
	3 号機	322	507	231	449	441	429
	4 号機	281	319	200	447	445	422
	5 号機	311	548	256	452	452	427
	6 号機	298	444	244	445	448	415



（注：収録装置の地震による不作動により記録が中断）

図 2.1-1　2 号機 原子炉建屋基礎版上の加速度時刻歴波形
及び応答スペクトル（東西方向）

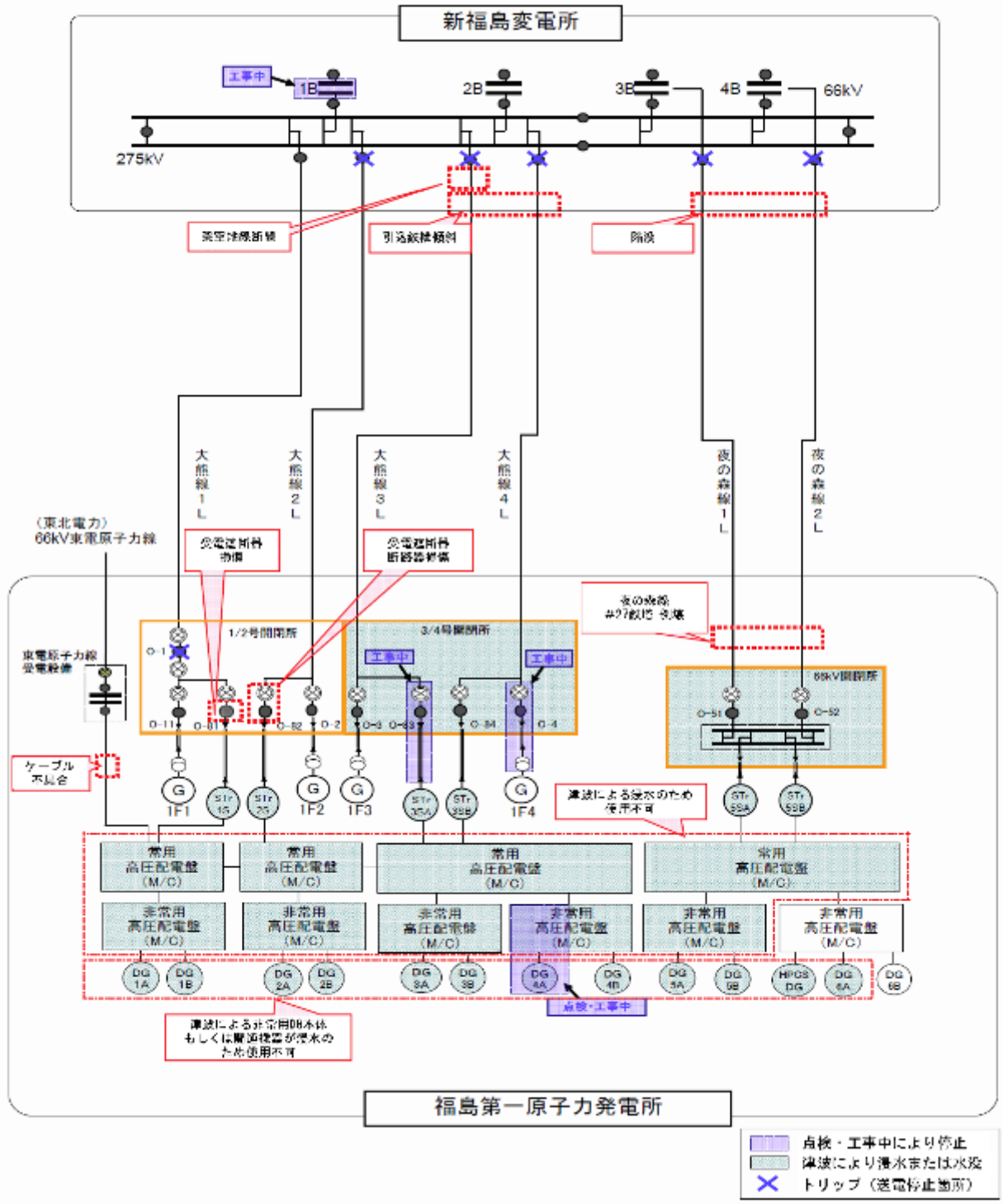


図 2.1-2　外部電源系統概略図（地震後、津波前）

2.1.5 津波による影響

地震による津波の第一波が 15 時 27 分に、第二波が 15 時 35 分に敷地前面海域から発電所に襲来した。このうち、第二波は敷地高さを超えて、主要建屋設置敷地のほぼ全域が冠水した。

土木学会の津波評価方法に基づき 2002 年に改訂された設計津波水位は、O.P.＋5.7m（福島第一 6 号機）である。これに対し、到達した津波の浸水高は、図 2.1-2 に示すように、主要建屋設置エリア（福島第一 1～4 号機側、敷地高 O.P.＋10m）で O.P.約＋11.5～約＋15.5m（浸水深 約 1.5～約 5.5m）、主要建屋設置エリア（福島第一 5～6 号機側、敷地高 O.P.＋13m）で O.P.約＋13～約＋14.5m（浸水深 約 1.5m 以下）であった（地震による地盤変動は含まず）。

今回の津波高さが、従来の津波評価高さを大きく上回ったのは、従来は単独で活動すると考えられていた複数の領域が同時に活動して、モーメントマグニチュード 9.0 という非常に大きな地震が発生し、その断層長さ 400km、幅 200Km というこれまでにない規模であったこと、並びに断層のすべり量が従来は考えていなかった 20m 以上と非常に大きなものであったことによる。

O.P.+10m 及び O.P.+13m の敷地にある主要建屋の周辺では、ほぼ全域が津波の遡上を受け浸水したと考えられるが、主要建屋の外壁や柱等の構造躯体に有意な損傷は確認されていない。しかし、1～4 号機 T/B の東側（海側）を中心に、開口に取り付けられた扉やシャッター等の一部が津波により損傷した。また浸水によって、主要建屋の地上の開口（建屋の出入口や機器搬入口（ハッチ）、給排気口（ルーバ））や、敷地の地下に埋設されたトレンチやダクトに接続する開口（ケーブルや配管の貫通口）の一部が建屋内への浸水経路になり、通路や階段室等を介して地下の広い範囲が浸水した。

原子炉建屋や T/B の地下階（高さ 0m～5.8m）に設置されている非常用 DG 及び配電盤の多くが津波の被害を受け、6 号機以外は非常用電源の供給が失われた。6 号機については、3 台ある非常用 DG のうち DG 建屋に設置されていた 1 台のみ機能を喪失せず、非常用電源の供給が可能であった。直流主母線盤は、1、2、4 号機が浸水し、3、5、6 号機は浸水がなかった。非常用電源盤、非常用ディーゼル発電設備及び直流主母線盤の浸水範囲及び影響を表 2.1-2 に示す。

また、全ての補機冷却用海水ポンプが津波によって冠水した。しかし、点検中で取り外していたポンプを除き、いずれも津波を受けた後も据付場所に自立しており、ポンプ本体が流出したものはなかった。設備点検用クレーンの倒壊、漂流物の衝突等によるポンプならびに付属機器の損傷、及び電動機軸受潤滑油への海水の混入が確認された。

安全上重要な機器についても、建屋内への海水の浸入により被害を受けているものと考えられるが、高線量など立入りに関する制約があり、調査がなされていない。その中で、1～4 号機の MUWC ポンプについては、電動機が冠水しており、電源が仮に復旧しても機能を回復できる状態ではなかったことが確認されている。

表2.1-2　津波の浸水による所内電源系の影響

	1-3号														
	1号機					2号機					3号機				
	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況
起動用変圧器	STr(1S)	変圧器ヤード	地上	不明	浸水	STr(2S)	変圧器ヤード	地上	不明	浸水 碍子等付属品損傷	STr(3SA)	変圧器ヤード	地上	不明	確認不可 (注1)
ケーブル	OFケーブル (開閉所～STr(1S))	－	地下	不明	一部 外観良好	OFケーブル (開閉所～STr(2S))	－	地下	不明	確認不可 (注2)	OFケーブル (開閉所～STr(3SA))	－	地下	－	工事中
D/G	DG 1A	T/B	B1FL	×	水没	DG 2A	T/B	B1FL	×	水没	DG 3A	T/B	B1FL	×	水没
	DG 1B	T/B	B1FL	×	水没	DG 2B	共用プール	1FL	×	M/C水没 使用不可	DG 3B	T/B	B1FL	×	水没
	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非常用高圧配電盤(M/C)	M/C 1C	T/B	1FL	×	浸水	M/C 2C	T/B	B1FL	×	水没	M/C 3C	T/B	B1FL	×	水没
	M/C 1D	T/B	1FL	×	浸水	M/C 2D	T/B	B1FL	×	水没	M/C 3D	T/B	B1FL	×	水没
	－	－	－	－	－	M/C 2E	共用プール	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
常用高圧配電盤(M/C)	M/C 1A	T/B	1FL	×	浸水	M/C 2A	T/B	B1FL	×	水没	M/C 3A	T/B	B1FL	×	水没
	M/C 1B	T/B	1FL	×	浸水	M/C 2B	T/B	B1FL	×	水没	M/C 3B	T/B	B1FL	×	水没
	M/C 1S	T/B	1FL	×	浸水	M/C 2SA	M/C 2SA建屋	1FL	×	水没	M/C 3SA	C/B	B1FL	×	水没
						M/C 2SB	T/B	B1FL	×	水没	M/C 3SB	C/B	B1FL	×	水没
非常用パワーセンタ(P/C)	P/C 1C	C/B	B1FL	×	水没	P/C 2C	T/B	1FL	○	ベース部浸水	P/C 3C	T/B	B1FL	×	水没
	P/C 1D	C/B	B1FL	×	水没	P/C 2D	T/B	1FL	○	ベース部浸水	P/C 3D	T/B	B1FL	×	水没
	－	－	－	－	－	P/C 2E	共用プール	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
常用パワーセンタ(P/C)	P/C 1A	T/B	1FL	×	浸水	P/C 2A	T/B	1FL	○	ベース部浸水	P/C 3A	T/B	B1FL	×	水没
						P/C 2A-1	T/B	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
	P/C 1B	T/B	1FL	×	浸水	P/C 2B	T/B	1FL	○	ベース部浸水	P/C 3B	T/B	B1FL	×	水没
	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	P/C 1S	T/B	1FL	×	浸水	－	－	－	－	－	P/C 3SA	C/B	B1FL	×	水没
	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	P/C 2SB	T/B	B1FL	×	水没	P/C 3SB	C/B	B1FL	×	水没
直流125V	125V DC BUS-1A	C/B	B1FL	×	水没	125V DC DIST CTR2A	C/B	B1FL	×	水没	直流125V主母線盤3A	T/B	MB1FL	○	－
	125V DC BUS-1B	C/B	B1FL	×	水没	125V DC DIST CTR3A	C/B	B1FL	×	水没	直流125V主母線盤3B	T/B	MB1FL	○	－

	4-6号														
	4号機					5号機					6号機				
	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況
起動用変圧器	STr(3SB)	変圧器ヤード	地上	不明	確認不可 (注1)	STr(5SA)	変圧器ヤード	地上	○	－	STr(5SB)	変圧器ヤード	地上	○	－
ケーブル	OFケーブル (開閉所～STr(3SB))	－	地下	不明	確認不可 (注2)	OFケーブル (開閉所～STr(5SA))	－	地下	○	－	OFケーブル (開閉所～STr(5SB))	－	地下	○	－
D/G	DG 4A	T/B	B1FL	×	水没 (工事中)	DG 5A	T/B	B1FL	×	関連機器 (励磁機器) 水没	DG 6A	C/S	B1FL	×	関連機器 (海水ﾎﾟﾝﾌﾟ) 水没
	DG 4B	共用プール	1FL	×	M/C水没 使用不可	DG 5B	T/B	B1FL	×	関連機器 (励磁機器) 水没	DG 6B	DG建屋	1FL	○	－
	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	HPCS DG	C/S	B1FL	×	関連機器 (海水ﾎﾟﾝﾌﾟ) 浸水
非常用高圧配電盤(M/C)	M/C 4C	T/B	B1FL	×	水没 (点検中)	M/C 5C	T/B	B1FL	×	水没	M/C 6C	C/S	B2FL	○	－
	M/C 4D	T/B	B1FL	×	水没	M/C 5D	T/B	B1FL	×	水没	M/C 6D	C/S	B1FL	○	－
	M/C 4E	共用プール	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－	HPCS DG M/C	C/S	1FL	○	－
常用高圧配電盤(M/C)	M/C 4A	T/B	B1FL	×	水没	M/C 5A	C/B	B1FL	×	水没	M/C 6A-1	T/B	B1FL	×	水没
											M/C 6A-2	T/B	B1FL	×	水没
	M/C 4B	T/B	B1FL	×	水没	M/C 5B	C/B	B1FL	×	水没	M/C 6B-1	T/B	B1FL	×	水没
											M/C 6B-2	T/B	B1FL	×	水没
	－	－	－	－	－	M/C 5SA-1	C/B	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	M/C 5SA-2	C/B	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	M/C 5SB-1	C/B	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	M/C 5SB-2	C/B	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－
非常用パワーセンタ(P/C)	P/C 4C	T/B	1FL	－	工事中	P/C 5C	T/B	B1FL	×	浸水	P/C 6C	C/S	B2FL	○	－
	P/C 4D	T/B	1FL	○	－	P/C 5D	T/B	B1FL	×	浸水	P/C 6D	C/S	B1FL	○	－
	P/C 4E	共用プール	B1FL	×	水没	－	－	－	－	－	P/C 6E	DG建屋	B1FL	○	－
常用パワーセンタ(P/C)	P/C 4A	T/B	1FL	－	工事中	P/C 5A	C/B	B1FL	×	浸水	P/C 6A-1	T/B	B1FL	×	浸水
	－	－	－	－	－	P/C 5A-1	T/B	2FL	○	－	P/C 6A-2	T/B	B1FL	×	浸水
	P/C 4B	T/B	1FL	○	－	P/C 5B	C/B	B1FL	×	浸水	P/C 6B-1	T/B	B1FL	×	浸水
	－	－	－	－	－	P/C 5B-1	T/B	2FL	○	－	P/C 6B-2	T/B	B1FL	×	浸水
	－	－	－	－	－	P/C 5SA	C/B	B1FL	×	浸水	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	P/C 5SA-1	T/B	B1FL	×	浸水	－	－	－	－	－
	－	－	－	－	－	P/C 5SB	C/B	B1FL	×	浸水	－	－	－	－	－
直流125V	直流125V主母線盤4A	C/B	B1FL	×	水没	直流125V主母線盤5A	T/B	MB1FL	○	－	125V DC PLANT DISTR CENTER 6A	T/B	MB1FL	○	－
	直流125V主母線盤4B	C/B	B1FL	×	水没	直流125V主母線盤5B	T/B	MB1FL	○	－	125V DC PLANT DISTR CENTER 6B	T/B	MB1FL	○	－

使用可否：東京電力社員が現場で機器の状況を確認し、判断した結果
浸水：浸水の痕跡がある状態
水没：水が溜まっている状態
：使用不可の機器
：給電元のM/Cが使用不可のため受電不可

T/B：タービン建屋
C/B：コントロール建屋
C/S：原子炉複合建屋

注1：放射線量が高いため
注2：設置場所の水没が想定されるため

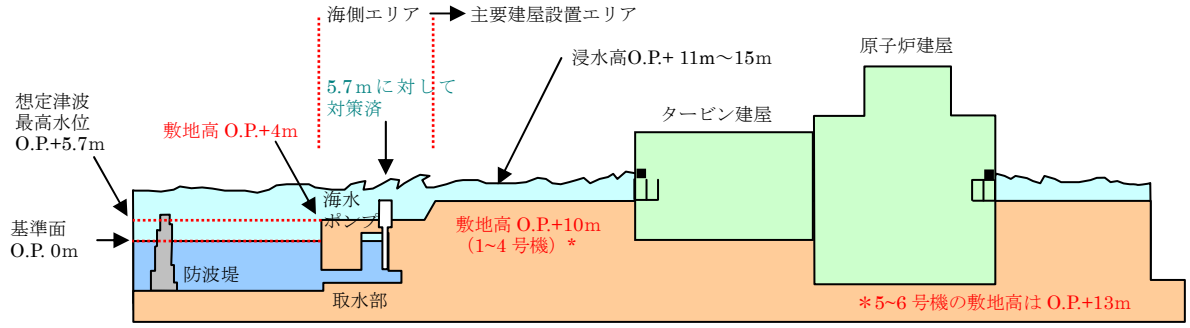


図 2.1-3　津波の状況

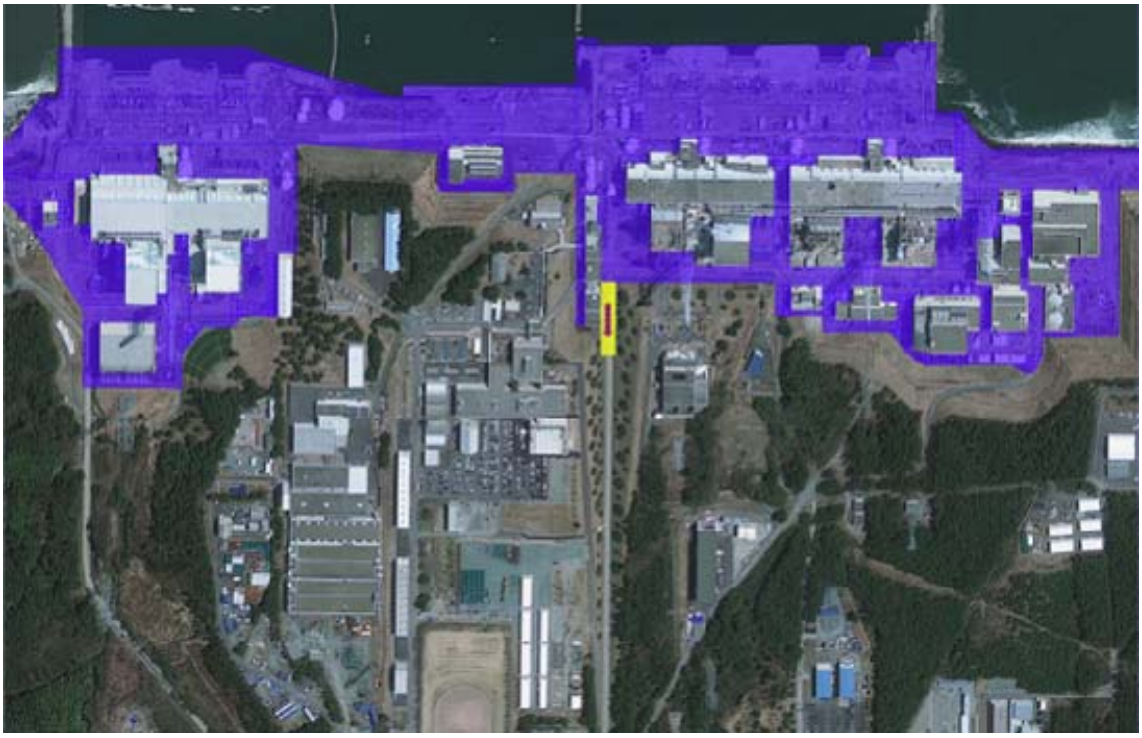


図 2.1-4　発電所構内浸水範囲

2.2 1号機の事故の進展状況

2.2.1 地震発生から津波襲来までの状況

1号機は定格電気出力（460MWe）一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北太平洋沖地震により「地震加速度大」信号により自動停止し、全制御棒が全挿入された。

地震の影響で大熊線1号線、2号線の発電所内受電用遮断器等が損傷したため、外部電源が全喪失し、非常用母線の電源が喪失した。このため直ちに非常用DG2台(1A,1B)が自動起動し非常用母線の電源は回復した。

11日14時47分頃、非常用母線の電源喪失に伴い原子炉保護系電源が失われたことにより、フェールセーフでMSIVが自動閉鎖した。MSIVの閉鎖により原子炉圧力は上昇し、11日14時52分、「原子炉圧力高（7.13MPa[gage]）」信号によりIC2台が自動起動した。ICの作動により原子炉の減圧・冷却が開始され、原子炉圧力が急激に下降を始めた。

原子炉水位は、原子炉自動停止直後はボイドがつぶれることにより一旦低下したが、外部電源喪失による原子炉給水ポンプトリップまでの間原子炉への給水は継続されたので、水位はHPCIが自動起動するレベルまでは低下することなく回復し、ほぼ通常水位で推移した。

運転員はIC起動に伴う原子炉圧力の低下が速く、運転操作手順書で定める原子炉冷却材温度降下率55℃／hを遵守できないと判断し、11日15時03分から原子炉圧力調整のため、IC2台を手動停止（IC戻り配管隔離弁MO-3A,3B「閉」操作）した。以降、IC1系列（A系）の起動・停止（IC戻り配管隔離弁MO-3Aの「開」「閉」操作）を繰り返し、原子炉の圧力を約6～7MPa[gage]に調整していた。

一方、MSIVが自動閉止したことから、S/Cの冷却を行うため、運転員は11日15時07分頃から15時10分頃にかけて格納容器冷却系（以下、「CCS」という）を手動起動し、S/C冷却を開始した。

以上のとおり、地震発生から津波襲来までの間は、通常の外部電源喪失・原子炉スクラム後の対応操作が行われた。

2.2.2 津波襲来から原子炉建屋の水素爆発までの状況

地震発生から約 51 分後の 11 日 15 時 37 分に、津波の影響を受け、冷却用海水ポンプ、電源盤等の浸水・水没により非常用 DG が 2 台共停止し、全交流電源喪失となった。このため、発電所では、11 日 15 時 42 分に原災法第 10 条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断した。

全交流電源喪失に伴い、MCR の照明、表示灯が徐々に消えていく中、警報音もなくなり、1 号機側の照明は非常灯のみ、2 号機側照明は真っ暗となった。

直流電源で操作可能な設備として IC と HPCI があるが、状況を調べたところ、IC は弁開閉表示がわからない状態であり、HPCI も制御盤の表示灯が消えており、起動不能であった。

また、計器用電源も喪失したため、11 日 15 時 50 分頃から、原子炉水位すらわからない状態となった。原子炉への注水状況が不明なため、発電所では、11 日 16 時 36 分に原災法第 15 条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。その後、原子炉水位計が一時復旧したため、11 日 16 時 45 分に原災法第 15 条該当事象の状態から回復したが、再び、原子炉水位が不明となったため、11 日 17 時 07 分に原災法第 15 条該当事象状態となった。

11 日 17 時 12 分、発電所長（発電所緊急時対策本部長）は、原子炉への注水手段を確保するため、過酷事故対策（アクシデントマネジメント）の一つとして設置されている代替注水手段である消火系（以下、「FP」という）、MUWC、CCS および消防車による代替注水について検討するよう指示した。

また、代替注水の検討と並行して、格納容器（以下、「PCV」という）ベントについて、電源がない状態で弁を開く手順の検討が開始された。

以下に、代替注水の対応状況と PCV ベントの対応状況を分けて記す。

＜代替注水の対応状況＞

発電所緊急時対策本部（以下、「発電所対策本部」）では、D/D-FP を使用し、FP ラインより炉心スプレイ系（以下、「CS」という）を経由して代替注水を行うことを決定し、11 日 17 時 30 分に D/D-FP を起動した。

この代替注水ラインの弁操作は、電源が喪失しているため、中操から行うことができなかった。このため、照明が消えた真っ暗闇の中で、原子炉建屋（以下、「R/B」という）内で CS などの弁を手動で開け、原子炉圧力の減圧後（0.69MPag 以下）注水可能な状態としたが、困難な作業で時間を要した。

発電所対策本部復旧班は、電源盤（高圧電源盤、パワーセンター）の水没や外観損傷状況を調査し、絶縁抵抗測定等を実施したところ、1 号機の電源盤は使用不可能であり、隣接する 2 号機のパワーセンターの一部（P/C-2C, P/C-2D）が使用可能であることを確認した。このため、原子炉への高圧注水が可能なほう酸水注入系（以下、「SLC」）等に対し、2 号機のパワーセンターを介して電源車により電源復旧を行うよう検討が進められた。

電源車については、11 日 17 時頃に東京電力本店配電部門から全支店に対して高・低圧電源車の確保と福島第一へのルートの確認を指示するとともに、東北電力にも高圧電源車の派遣を依頼した。なお、全店の電源車が福島に向け出

発したものの、道路被害や渋滞により思うように進めず、また、自衛隊・米軍による電源車の空輸を検討したが、重量オーバーであることがわかり断念した。

IC については、一時的に直流電源が復活したためか、IC（A 系）の供給配管隔離弁 MO-2A、戻り配管隔離弁 MO-3A の「閉」を示す緑ランプが点灯していることを発見した。このため、11 日 18 時 18 分に IC（A 系）の MO-2A 弁、MO-3A 弁の「開」操作を実施し、IC 系のベント管（復水器胴側蒸気放出配管）から蒸気が発生していることを確認した。その後、18 時 25 分に戻り配管隔離弁 MO-3A を「閉」とした。

なお、IC（B 系）及び PCV 内にある IC 隔離弁 4 弁（MO-1A, MO-1B, MO-4A, MO-4B）の状態は、表示ランプ電源が失われていたため不明であった。

中操の監視計器は電源が喪失して指示値がわからない状態であったため、運転員が現場の圧力計を調べに暗闇の R/B 内へ入域した。その結果、11 日 20 時 07 分頃、現場の原子炉圧力計で、圧力が 6.9 MPa[gage]であることが判明した。

発電所対策本部復旧班は、中操照明、監視用計器類の復旧のため、必要なバッテリーやケーブルの収集などを進め、11 日 20 時 49 分、小型発電機を用いて中操内に仮設照明を設置した。また、監視計器に仮設バッテリーを接続し、11 日 21 時 19 分に原子炉水位（燃料域）が TAF から＋200mm の計器指示であることが判明した。（注）

11 日 21 時 30 分に再度、IC（A 系）の戻り配管隔離弁 MO-3A の「開」操作を実施し、IC 系のベント管から蒸気が発生していることを確認した。

その後、R/B 内の放射線量が上昇してきたため、11 日 21 時 51 分 R/B への入域が禁止された。11 日 22 時 00 分頃、R/B において、警報付ポケット線量計（以下、「APD」という）指示が短時間で 0.8mSv となり、現場の放射線量が上昇していることが、発電所対策本部に報告された。また、11 日 23 時 00 分に T/B1 階の北側二重扉前（R/B への入口）で 1.2mSv/h、同南側二重扉前で 0.5mSv/h の放射線量が計測された。

12 日 1 時 48 分に、原子炉への注水のため運転状態で待機していた D/D-FP が停止していることを発見し、バッテリーの交換、燃料補給等を行い復旧を試みたが起動できなかった。このため、消防車から FP ラインの送水口へホースをつなぎ込んで注水する検討を開始した。消火栓からは水が噴き出しており、ろ過水タンクを水源として使用できない状況であったため、他の水源を探し、防火水槽を使用することとした。

発電所にある消防車 3 台の内、1 台は津波の被害を受け使用不能であり、5、6 号機側に配備していた 1 台は、道路の損傷や津波による瓦礫のため移動が困難な状況であった。残る 1 台を 1 号機近くに配備しようとしたが、津波による瓦礫が障害となり移動に時間を要した。

一方、原子炉の状況は、12 日 2 時 45 分に原子炉圧力が 0.8MPa[gage]に低

下していることが判明した。12 日 3 時 45 分頃、放射線量測定のため R/B の二重扉を開けた際、白いもやが見えたため扉を閉止し、放射線量測定は断念した。

12 日 4 時 30 分頃余震が発生し、津波警報が発令されたため、発電所本部より現場作業の禁止が指示された。

1 号機 FP ライン送水口において消防車ポンプホースのつなぎ込みが完了したことから、12 日 5 時 46 分に防火水槽から原子炉への淡水注入が開始された。
12 日 5 時 52 分頃までに、消防車による原子炉への注入量は 1,000ℓとなり、その後、12 日 9 時 15 分までに累計 6,000ℓ、同 9 時 40 分までに累計 21,000ℓの淡水注入が実施された。
更に、追加手配した消防車が到着し、3 号機側の防火水槽から 1 号機の防火水槽へ淡水を移送することが可能となったが、防火水槽にはホースが一つしか入らないため、淡水を補給するたびに原子炉への注水を中断しなければならなかった。
こうして 12 日 14 時 53 分までに、累計 80,000ℓの淡水注入が行われた。

防火水槽の淡水には限りがあるため、淡水注入に並行して海水注入の準備が進められ、12 日 14 時 54 分に発電所長は、原子炉への海水注入を実施するよう指示した。現場の状況から、水源は津波により海水が溜まっていた 3 号機逆洗弁ピットとし、揚程を確保するため消防車を 3 台直列につなぎ、原子炉への注入ラインを構成した。

消防車車による代替注入と並行して、SLC の電源復旧作業も進められ、高圧電源車より津波の影響を受けなかった 2 号機のパワーセンターを経由して 1 号機の低圧電源盤へケーブルを接続した。こうして、12 日 15 時 30 分頃に SLC の電源を復旧し、SLC の注入準備が完了した。

(注) 計器指示では炉心の水位が確保されていたことになるが、炉心損傷の時期などを考察すると、計器が正確な指示値を示していなかった可能性がある。

＜PCV ベントの対応状況＞
11 日夕方より、電源がない状態での PCV ベントラインの弁の操作手順の検討が進められた。その結果、S/C ベント弁（AO 弁）の内、小弁側には手動操作用のハンドルがあり、手動開操作が可能であることなどを確認し、PCV ベントの事前準備が進められた。
津波で計器用電源が失われたことにより、D/W 圧力も不明となった。11 日 23 時 50 分頃、中操の仮設照明用に設置した小型発電機からの電源を D/W 圧力計につないで指示値を調べたところ、600kPa[abs]であり、D/W の最高使用圧力（528kPa[abs]（427kPa[gage]））を超えていることが判明した。このため、12 日 0 時 06 分、発電所長は PCV ベントの準備を進めるよう指示し、PCV ベントラインの弁の具体的操作方法や手順の確認が開始された。

12 日 0 時 30 分、国による 3km 圏内住民の避難措置完了が確認された。（1 時 45 分に再確認を実施）

D/W 圧力が 600kPa[abs]を超えている可能性があることから、発電所では、12 日 0 時 49 分に原災法第 15 条該当事象（格納容器圧力異常上昇）と判断した。

12 日 1 時 30 分頃、1 号機及び 2 号機の PCV ベントの実施について、東京電力より申し入れを行い、内閣総理大臣、経済産業大臣及び原子力安全・保安院に了解された。（なお、その後、2 号機の RCIC が作動していることがわかったため、1 号機の PCV ベントを優先して実施することとした。）

12 日 2 時 24 分、PCV ベントの現場操作に要する作業時間と被ばく線量を評価した結果、雰囲気線量が 300mSv/h である場合、緊急時対応の線量限度（100mSv/h）内での作業時間は 17 分、セルフエアセットの装備時間は 20 分、ヨウ素剤の服用が必要と評価された。

12 日 2 時 30 分、D/W 圧力が 840kPa[abs]に上昇した。

12 日 3 時 06 分、PCV ベント実施に関するプレス会見が実施された。
12 日 3 時 45 分頃、東京電力本店対策本部で PCV ベント時の発電所周辺の被ばく線量評価結果が報告された。

12 日 4 時 45 分頃、発電所対策本部から中操に、100mSv にセットした APD と全面マスクが届けられた。
12 日 4 時 50 分頃、免震重要棟に戻った作業員に汚染が見られたため、免震重要棟から現場に行く際には、「全面マスク＋チャコールフィルタ＋B 装備、C 装備またはカバーオール」装備とされた。

12 日 4 時 55 分、発電所構内における線量が上昇した。（正門付近、12 日 4 時 00 分: 0.069μSv/h → 4 時 23 分: 0.59μSv/h）
12 日 5 時 00 分頃、中操でも「全面マスク＋チャコールフィルタ＋B 装備」とするよう指示が出された。中操では、1 号機側の線量が上昇してきたため、当直長は運転員を放射線量が低い 2 号機側に退避させた。
発電所構内の放射線量が上昇していること、及び D/W 圧力が低下傾向にあることから、発電所では、12 日 5 時 14 分「外部への放射性物質の漏えい」が発生していると判断した。

12 日 5 時 44 分、内閣総理大臣より福島第一から半径 10km 圏内の住民に避難指示が出された。

12 日 6 時 50 分、経済産業大臣より原子炉規制法に基づく PCV ベントの実施命令が出された。

こうした中、12 日 7 時 11 分に内閣総理大臣が、視察のため福島第一に到着し、8 時 04 分に帰京した。

12 日 8 時 03 分､発電所長が PCV ベント操作を 9 時目標で行うよう指示し、当直長及び当直副長クラスの運転員 2 名一組で 3 班の体制を準備した。

一方、12 日 8 時 27 分、大熊町の一部住民の避難が完了していないとの情報を受けたため、12 日 8 時 37 分、福島県に 9 時に PCV ベントを開始するよう準備していることを連絡し、大熊町の避難が完了してから PCV ベントを実施することで調整された。
12 日 9 時 03 分、大熊町(熊地区)の避難が完了したことを確認し、福島県に 12 日 9 時 05 分に公表した上で PCV ベントを実施することを連絡した。

12 日 9 時 04 分、PCV ベントラインに直列にある 2 つの弁の内、まず MO 弁の開操作を行うため、第 1 班（2 名）が現場に向かい、9 時 15 分頃、手順どおり 25%まで手動で MO 弁の開操作を行った。

次いで 12 日 9 時 24 分、第 2 班（2 名）が S/C からのベントラインにある残りの AO 弁（小弁）を手動で開操作するため、現場のトーラス室に向かった。しかし、線量が高く線量限度の 100mSv を超える可能性があったことから、途中で断念し中操に引き返した。第 3 班（2 名）による操作も、線量が高いことから断念した。

S/C からのベントラインにある AO 弁の開操作が現場でできなかったことから、発電所対策本部では、停止した計装用空気（以下、IA）系に仮設空気圧縮機を接続する検討を開始した。また、IA 系の残圧に期待して、S/C からのベントラインにある AO 弁（小弁）を中操から開操作することとした。

12 日 10 時 17 分、中操にて S/C からのベントラインにある AO 弁（小弁）の 1 回目の開操作を実施した。続いて、12 日 10 時 23 分 (2 回目)、10 時 24 分（3 回目）に同 AO 弁の開操作を実施した。なお、3 回目の操作で当該 AO 弁が開となったかは、確認できなかった。
12 日 10 時 40 分、正門及びモニタリングポスト（以下、「MP」という）の放射線量が一時上昇したことが測定されたが、12 日 11 時 15 分には放射線量が下がったことから､PCV ベント弁が十分開いていない可能性があると推定された。
このため、S/C からのベントラインにある AO 弁（大弁）を開動作させるため、12 日 12 時 30 分頃から仮設空気圧縮機等の準備を進め、R/B 大物搬入口外側に仮設空気圧縮機を設置し、IA 配管に接続した。
12 日 14 時 00 分頃から IA 配管を加圧したところ、D/W 圧力が 0.75MPa から 0.58MPa（14 時 50 分）に低下した。
このため、12 日 14 時 30 分に発電所では、PCV ベントによる「放射性物質の放出」と判断した。

2.2.3 原子炉建屋の水素爆発以降の状況

12 日 15 時 30 分頃に SLC の仮設電源が復旧し、SLC の注入準備が完了した直後の 15 時 36 分に、原子炉建屋で水素爆発が発生した。この爆発により、現場からの退避、けが人（東京電力社員 3 名、協力企業員 2 名）の救助・搬送が実施された。また、現場の状況や安全確認がなされるまで、海水注入及び SLC 注入に向けた準備作業は中断された。

発電所敷地境界の MP で 500μSv/h を超える線量（1,015μSv/h）が計測されたことから、12 日 16 時 27 分、発電所では原災法第 15 条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。

12 日 18 時 05 分、経済産業大臣より原子炉規制法に基づき、RPV 内を海水で満たすよう命令が出されたことが、本店より発電所に伝えられた。

12 日 18 時 30 分頃、現場の状況を調べたところ、瓦礫等が散乱した状況で、SLC の仮設電源として敷設したケーブルや海水注入用のホースが損傷し、使用不可能であることがわかった。高圧電源車は停止したが、消防車の窓ガラスは割れたものの機能上の損傷はなかった。

1 号機付近は放射線量の高い瓦礫が散乱していることから、放射線管理員の監視のもと、散乱した瓦礫を片付け、屋外消火栓から再敷設するためのホースを集め、再度、海水注入の準備を進めた。

12 日 19 時 04 分頃、3 号機逆洗弁ピットを水源とし、FP ラインを使用して原子炉への海水注入を開始した。

更に、12 日 20 時 45 分、海水にほう酸を混ぜて、原子炉への注入を開始した。

2.2.4 その後の主な経過

電源の復旧については、3 月 15 日に東北電力の東電原子力線からの受電設備の点検、試充電を完了、20 日にパワーセンターの受電を完了し、外部電源を確保した。その後、23 日からパワーセンターから必要な負荷にケーブルを敷設し、接続を開始した。

原子炉への代替注水については、25 日に海水注入を停止し、純水タンクを水源とする淡水注入に戻した。29 日からは仮設電動ポンプによる注水とし、更に 4 月 3 日からは、同ポンプ電源の本設電源への切替えが行われた。

2.2.5 使用済燃料プールの状況

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

14 時 46 分に発生した東北地方太平洋沖地震により外部電源が喪失し、燃料燃料プール冷却浄化系（以下、「FPC」という）が停止した。なお、原子炉停止時冷却系（以下、「SHC」という）による SFP の冷却は可能な状態であった。

その後、津波の影響により全交流電源が喪失し、SFP の冷却機能及び補給水機能が喪失した。

1 号機の SFP 内燃料の崩壊熱は約 0.18MWt（3 月 11 日時点）と評価されており、福島第一内の各号機の内では最も小さく、3 月 31 日から、コンクリートポンプ車による淡水注入が行われた。

表 2.2-1　主な時系列（1 号機）

平成２３年３月１１日（金）

１４：４６	東日本大震災発生。原子炉自動スクラム。第３非常態勢を自動発令。
１４：４７	主タービン自動停止、非常用 DG 自動起動。
１４：５２	IC 自動起動。
１５：０２	原子炉未臨界確認。
１５：０３頃	IC による原子炉圧力制御を行うために、手動停止。その後、IC による原子炉圧力制御開始。
１５：０６	非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）
１５：２７	津波第一波到達。
１５：３５	津波第二波到達。
１５：３７	全交流電源喪失。
１５：４２	原子力災害対策特別措置法（以下、「原災法」という）第 10 条第１項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
１５：４２	第１次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
１６：３６	原子炉水位が確認出来ず、注水状況が不明なため、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、16:45 官庁等に通報。
１６：３６	第２次緊急時態勢を発令。
１６：４５	原子炉水位が確認出来たことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）発生の解除を判断、16:55 官庁等に通報。
１７：０７	再度、原子炉水位が確認出来なくなったため、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、17:12 官庁等に通報。
１７：１２	発電所長は、過酷事故対策として設置した FP ライン、及び消防車を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。
１７：３０	D/D-FP 起動（待機状態）。
１８：１８	IC の戻り配管隔離弁（MO-3A）、供給配管隔離弁（MO-2A）の開操作実施、蒸気発生を確認。
１８：２５	IC の戻り配管隔離弁（MO-3A）閉操作。
２０：４９	MCR 内の仮設照明が点灯。
２０：５０	福島県が福島第一から半径 2km の住民に避難指示。
２１：１９	原子炉水位判明、TAF+200mm（注）
２１：２３	内閣総理大臣が福島第一から半径 3km 圏内の避難、半径 3km～10km 圏内の屋内退避を指示。
２１：３０	IC の戻り配管隔離弁（MO-3A）開操作実施、蒸気発生を確認。
２１：５１	原子炉建屋の線量が上昇したことから、原子炉建屋への入域を禁止。
２２：００	原子炉水位が TAF+550mm であることを確認、22:20 官庁等に連絡。

２３：００　サーベイの結果として、T/B 内での放射線量の上昇（T/B１階北側二重扉前 1.2mSv/h、T/B１階南側二重扉前 0.5mSv/h）を 23:40 官庁等に連絡。

平成２３年３月１２日（土）

０：０６　D/W 圧力が 600kPa abs を超えている可能性があり、格納容器ベントを実施する可能性があることから、準備を進めるよう発電所長指示。

０：３０　国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の 3km 以内避難措置完了確認、1:45 に再度確認）

０：４９　D/W 圧力が 600kPa abs を超えている可能性があることから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（格納容器圧力異常上昇）が発生したと判断、0:55 官庁等に通報。

１：３０頃　1 号機及び 2 号機の格納容器ベントの実施について、総理大臣、経済産業大臣、原子力安全・保安院に申し入れ、了解を得る。

１：４８　不具合による D/D-FP 停止を確認。消防車から FP ラインへの送水口につなぎこむことを検討開始。

２：４７　2:30 に D/W 圧力が 840kPa abs に到達したことを官庁等に連絡。

３：０６　格納容器ベント実施に関するプレス会見実施。

４：０１　格納容器ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。

４：５５　発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 0.069μSv/h(4:00) → 0.59μSv/h(4:23)）したことを確認、官庁等に連絡。

５：１４　発電所構内における放射線量が上昇していること及び、D/W 圧力も低下傾向にあることから「外部への放射性物質の漏えい」が発生していると判断、官庁等に連絡。

５：４４　内閣総理大臣が福島第一から半径 10km 圏内の住民に避難指示。

５：４６　原子炉内に FP ラインから消防車による淡水注入開始。

５：５２　消防車により FP ラインから淡水 1,000 リットルを注入完了。

６：３０　消防車により FP ラインから淡水 2,000 リットル(累計)注入完了。

６：３３　地域の避難状況として、大熊町から都路方面へ移動を検討中であることを確認。

６：５０　経済産業大臣より法令に基づくベントの実施命令(手動によるベント)。

７：１１　内閣総理大臣が福島第一に到着。

７：５５　消防車により FP ラインから淡水 3,000 リットル(累計)注入完了。

８：０３　ベント操作を９時目標で行うよう発電所長指示。

８：０４　内閣総理大臣が福島第一を出発。

８：１５　消防車により FP ラインから淡水 4,000 リットル(累計)注入完了。

８：２７　大熊町の一部が避難できていないとの情報を確認。

８：３０　消防車により FP ラインから淡水 5,000 リットル(累計)注入完了。

８：３７　福島県へ９時頃ベントの開始に向けて準備していることを連絡。避難が完了してからベントをすることで調整。

９：０３　大熊町（熊地区）の避難完了を確認。

９：０４　ベントの操作を行うため当直員が現場へ出発。

９：０５　ベント実施に関するプレス発表。

９：１５　消防車により FP ラインから淡水 6,000 リットル(累計)注入完了。
９：１５頃　格納容器（以下、「PCV」）ベント弁（MO 弁）を手動開。
９：３０頃　S/C ベント弁（AO 弁）小弁の現場操作を試みるが、高線量のため断念。
９：４０　消防車により FP ラインから淡水 21,000 リットル(累計)注入完了。
９：５３　ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
１０：１７　MCR にて S/C ベント弁（AO 弁）小弁を開操作。（計装用圧縮空気系の残圧を期待）
１０：４０　正門及び MP の線量が上昇していることが確認されたことから、ベントにより放射性物質が放出された可能性が高いと判断。
１１：１５　線量が下がっていることから、ベントが十分効いていない可能性があることを確認。
１１：３９　ベント操作のために、原子炉建屋内に入域した東京電力社員１名の線量が 100mSv を超過（106.30mSv）したことを官庁等に連絡。
１４：３０　S/C ベント弁(AO 弁)大弁を動作させるため、14:00 頃に仮設の空気圧縮機を設置したところ、D/W 圧力が低下していることを確認し、ベントによる「放射性物質の放出」と判断、15:18 官庁等に連絡。
１４：５３　消防車による原子炉への淡水注入、80 トン（累計）注入完了。
１４：５４　原子炉への海水注入を実施するよう発電所長指示。
１５：１８　SLC の復旧作業を進めており、準備が整い次第、SLC ポンプを起動し、原子炉内へ注入する予定。また、今後準備が整い次第、FP にて海水を原子炉へ注水する予定であることを官庁等に連絡。
１５：３６　電源車を用いた電源復旧により、原子炉への SLC による注水準備完了。
１５：３６　原子炉建屋で爆発発生。SLC の電源設備や準備していた海水注入のためのホースが損傷、使用不可能。
１６：２７　MP で 500μSv/h を超える線量（1,015μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
１７：２０頃　消防車、建屋などの状況の調査に出発。
１８：０５　経済産業大臣から法令に基づく命令があったことを本店・発電所間で共有。
１８：２５　内閣総理大臣が、福島第一から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。
１８：３０頃　消防車、建屋などの状況調査の結果、現場は散乱している状態で SLC の電源設備や準備していた海水注入のためのホースが損傷、使用不可能であることを確認。
１９：０４　原子炉内に FP ラインから消防車による海水注入開始。
２０：４５　ほう酸を海水と混ぜて原子炉内へ注入開始。

（注）計器指示では炉心の水位が確保されていたことになるが、炉心損傷の時期などを考察すると、計器が正確な指示値を示していなかった可能性がある。

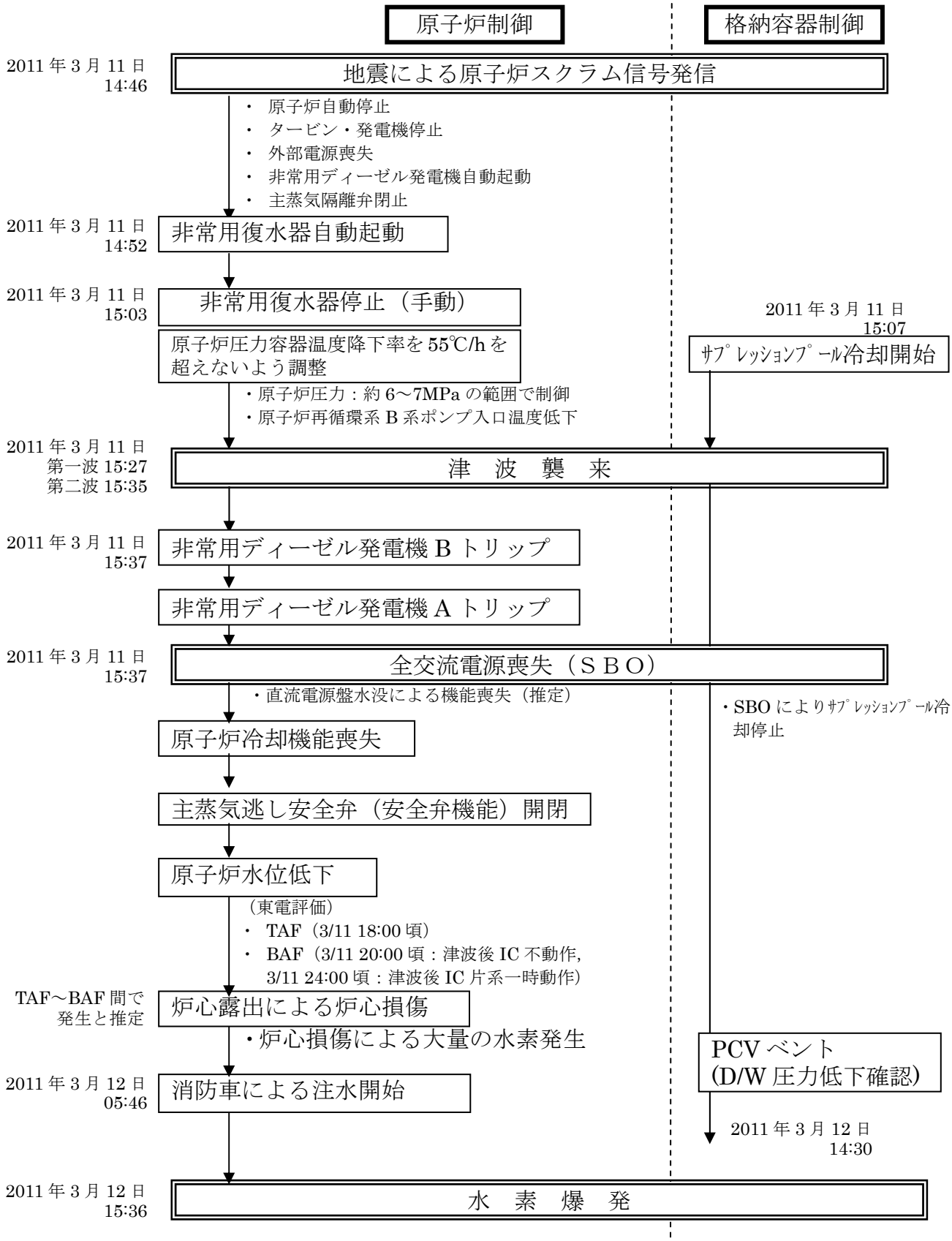


図 2.2-1　福島第一原子力発電所１号機 地震後の事故進展の流れ

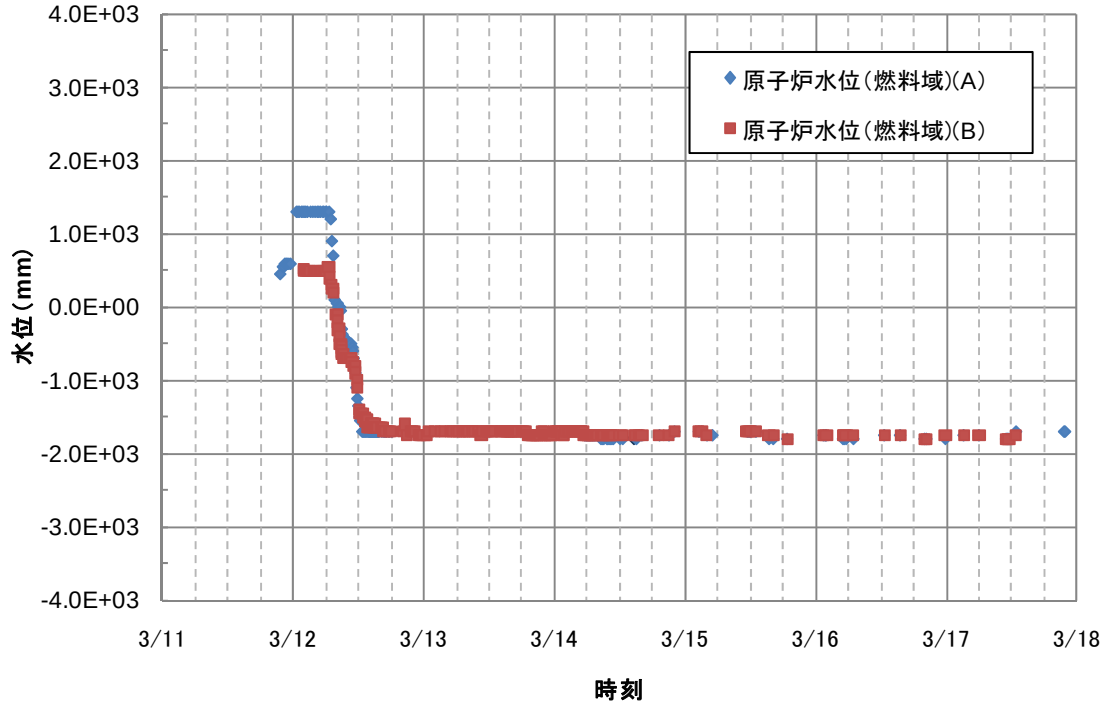


図 2.2-2a　原子炉水位の変化（1 号機）

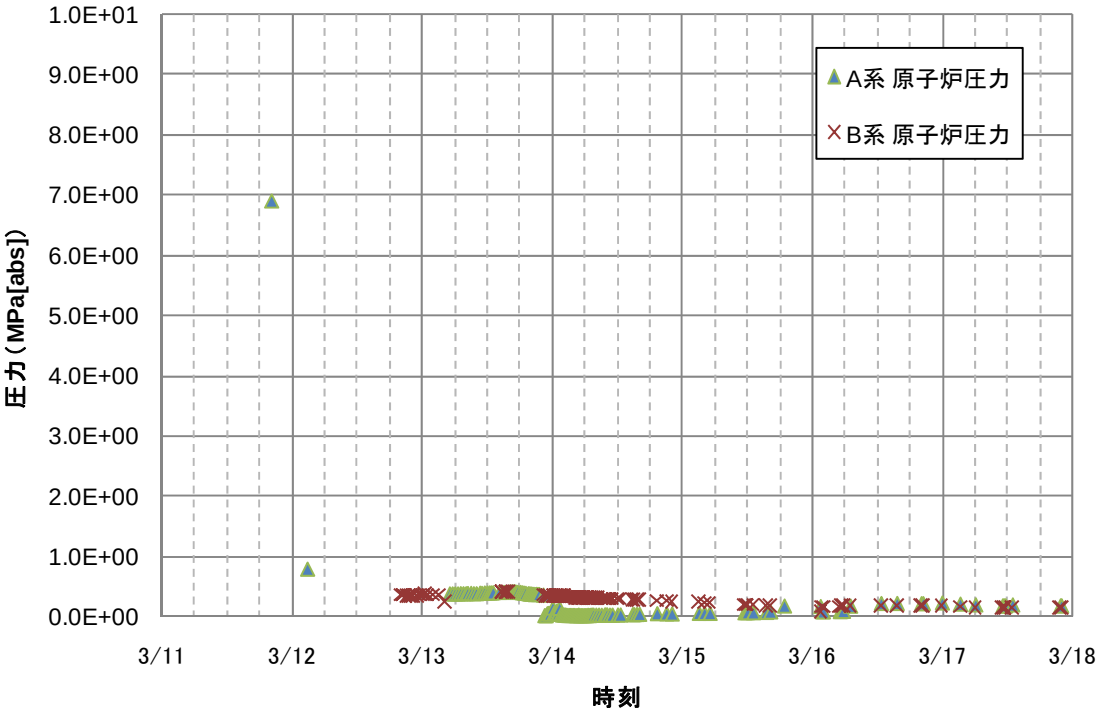


図 2.2-2b　原子炉圧力の変化（1 号機）

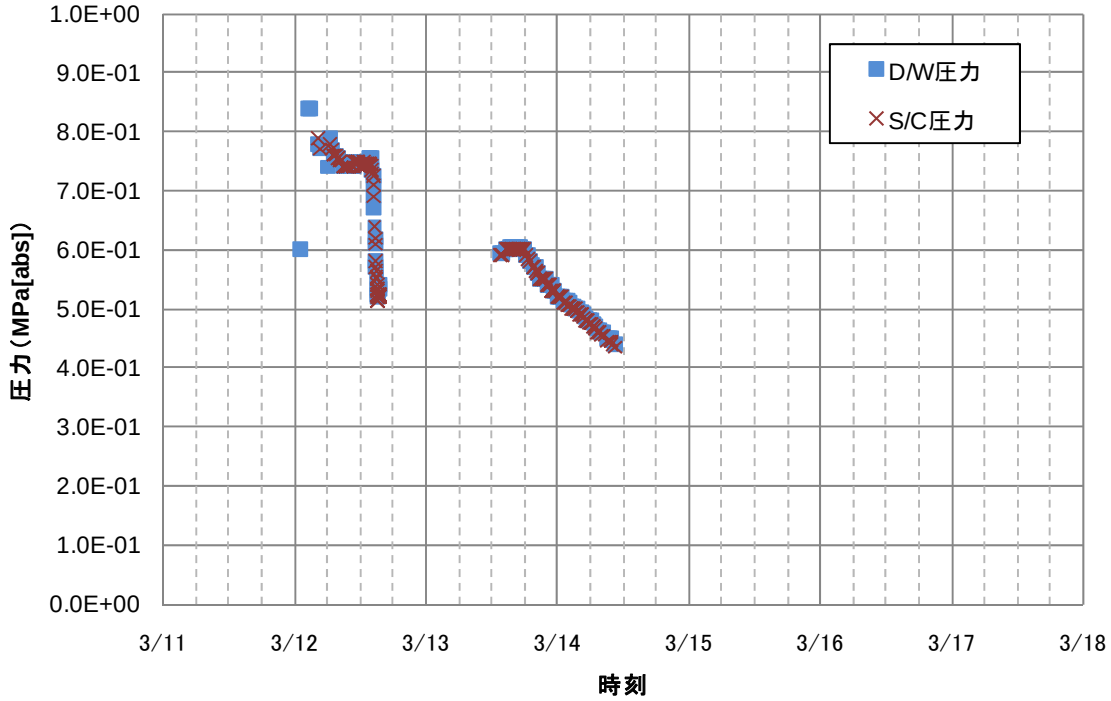


図 2.2-2c　格納容器圧力の変化（1 号機）

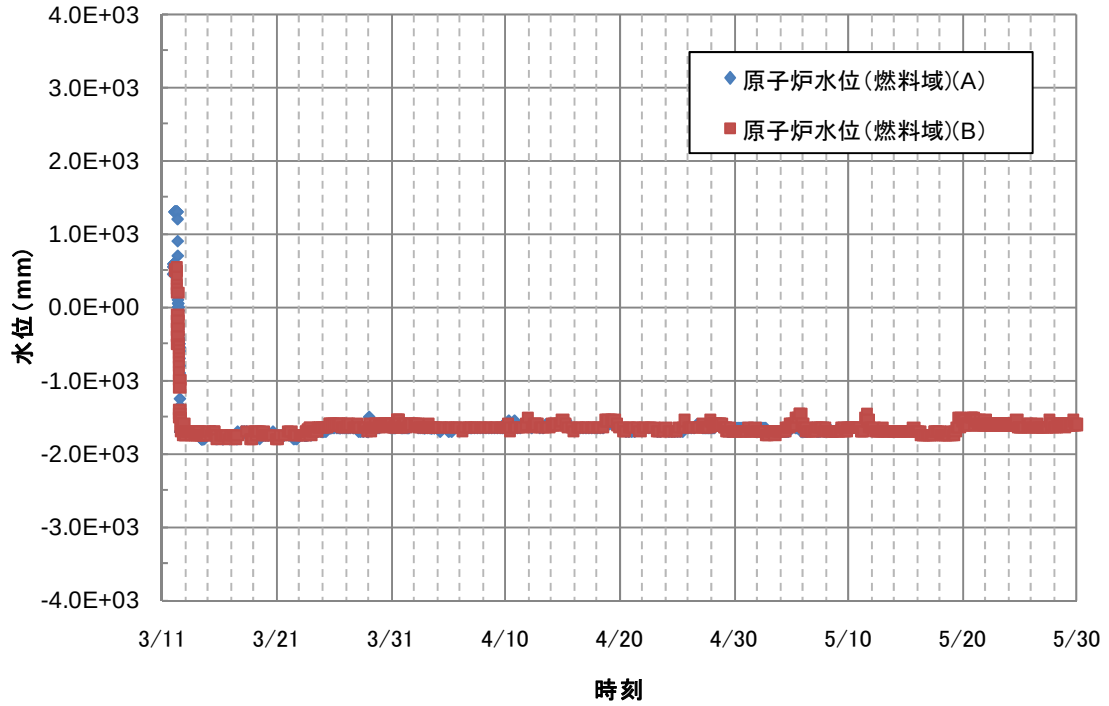


図 2.2-3a　原子炉水位の変化（1 号機、長期）

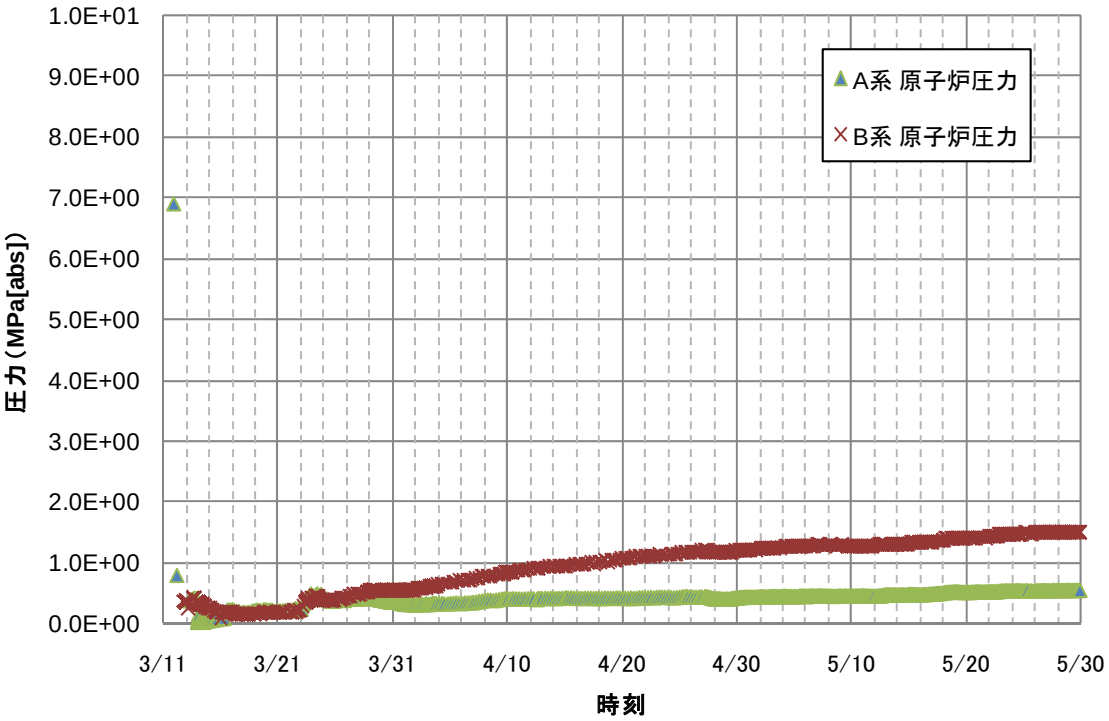


図 2.2-3b　原子炉圧力の変化（1 号機、長期）

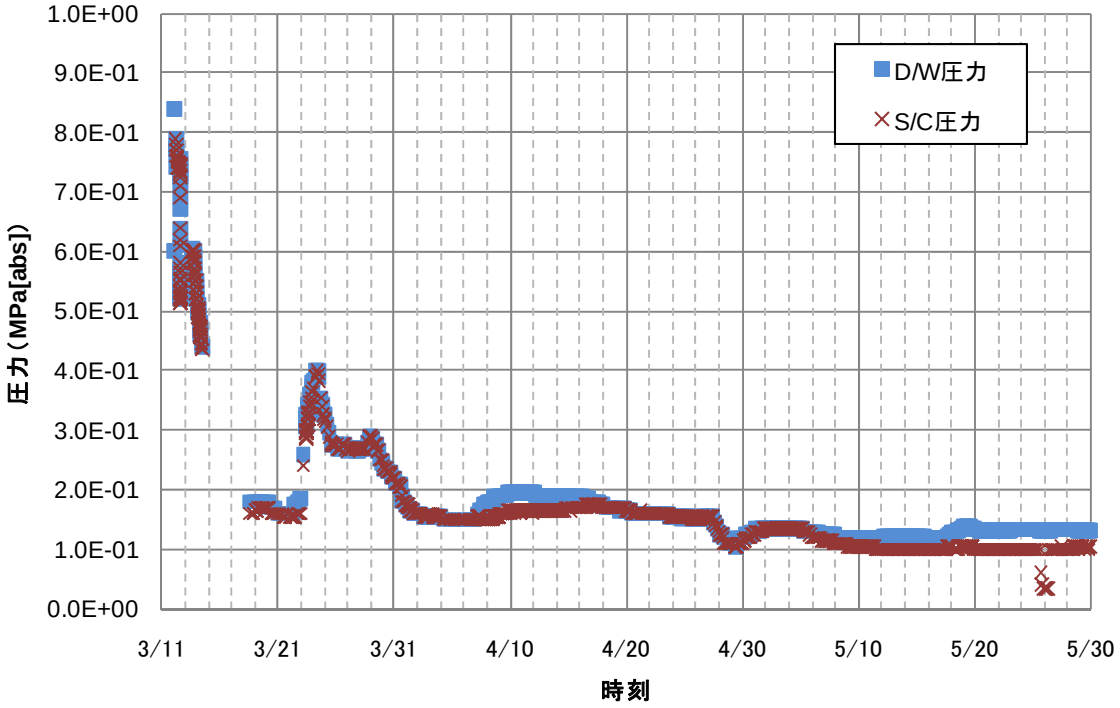


図 2.2-3c　格納容器圧力の変化（1 号機、長期）

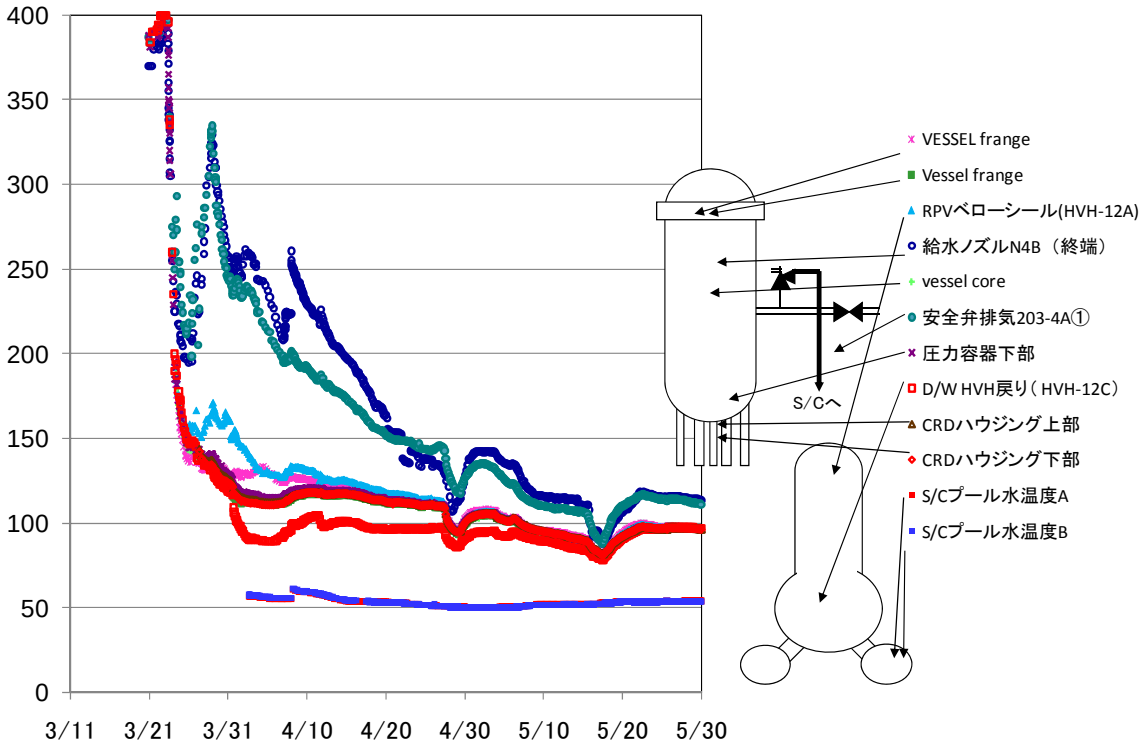


図 2.2-4c　温度の変化（1 号機、長期）

2.3 2号機の事故の進展状況

2.3.1 地震発生から津波襲来までの状況

2号機は定格熱出力（2,381MWt）一定運転中のところ、地震により、11日14時47分「地震加速度大」信号により自動停止し、全制御棒が全挿入された。

地震の影響で、大熊線1号線、2号線の発電所内受電用遮断器等が損傷したため、外部電源が全喪失し、非常用母線の電源が喪失した。このため直ちに非常用DG2台(2A,2B)が自動起動し、非常用母線の電源は回復した。

11日14時47分頃、非常用母線の電源喪失に伴い原子炉保護系電源が失われたことにより、MSIVが自動閉鎖した。このため、原子炉圧力が上昇したが、主蒸気逃がし安全弁（以下、SRV）の動作により、原子炉圧力が制御された。

原子炉水位は、原子炉自動停止直後はボイドがつぶれることで一旦低下するが、その後はRCICによりHPCIの自動起動レベル（L-2：TAF＋2,950 mm）に至ることなく制御された。RCICは、数回、運転員による手動起動、「原子炉水位高」信号による自動停止を繰り返した後、大津波が襲来する直前の11日15時39分に、再度、RCICの手動起動が行われた。

また、SRVの自動開閉、RCICの起動により、S/C水の温度が上昇していったことから、11日15時00分から15時07分にかけて、残留熱除去系（以下、「RHR」という）を起動し、トーラス水冷却モードでS/C冷却が開始された。

以上のとおり、地震発生から津波襲来までの間は、通常の外部電源喪失・原子炉スクラム後の対応操作が行われた。

2.3.2 津波襲来から圧力抑制室異常までの状況

地震発生から約41分後の11日15時27分に、津波の第一波、同15時35分に第二波が到達した。この影響を受け、冷却用海水ポンプ、電源盤等の浸水・水没により、11日15時41分に非常用DG（2A,2B）が2台共停止し、全交流電源喪失となった。同時に直流電源も喪失した。発電所では、11日15時42分に原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断した。全交流電源喪失により、RHRやCSは動作不能となった。

また、直流電源で操作可能なRCICの状況を調べたが、中操表示灯などが消灯し、RCICの運転状態が不明な状況となった。更に、11日15時50分、計器用電源が喪失し、原子炉水位やD/W圧力がわからない状態となった。このため、11日16時36分に発電所では、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。

11日17時12分、発電所長は、原子炉への注水手段を確保するため、過酷事故対策の一つとして設置されている代替注水手段（FP、MUWC、RHR）および消防車による代替注水について検討するよう指示した。

また、代替注水の検討と並行して、PCVベントについて、電源がない状態でのベント弁開操作手順の検討が開始された。

以下に、代替注水の対応状況とPCVベントの対応状況を分けて記す。

＜代替注水の対応状況＞

発電所対策本部での検討の結果、RHRを経由した代替注水ラインを構成す

ることとし、照明が消えた暗闇の R/B 及び T/B にて、RHR 系などの弁を手動で操作し、原子炉圧力の減圧後（0.69MPa[gage]）に注水可能な系統を構成した。

発電所対策本部復旧班は、中操照明、監視用計器類の復旧のため、必要なバッテリーやケーブルの収集などを進め、11 日 20 時 49 分、小型発電機により中操内に仮設照明を設置した。

原子炉水位が不明な状況が継続しており、RCIC による原子炉への注水状況もわからないことから、11 日 21 時 02 分に原子炉水位が TAF に到達する可能性があることが関係者に連絡された。また、その後、到達予想時間は 21 時 40 分頃である旨関係箇所に連絡された。

仮設電源により計器類の電源を復旧した結果、11 日 21 時 50 分、原子炉水位が TAF＋3,400 mm に維持されていることが判明した。

また、12 日 2 時頃、運転員が RCIC の運転状態について現場で調査したところ、RCIC の運転状態は確かめられなかったものの、RCIC ポンプの吐出圧力が原子炉圧力より高いことが判明し、RCIC は運転しているとの判断が、中操に伝えられた。

この報告を受け、12 日 2 時 55 分、発電所対策本部は、RCIC は作動していると判断し、2 号機はパラメータの監視を継続することとした。

次いで、12 日 4 時 20 分から 5 時にかけて、復水貯蔵タンク（以下、「CST」という）の水位減少が認められたため、現場で弁を手動操作することにより、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えた。

対策本部復旧班では、2 号機の電源盤の水没状況や外観損傷の状態を調査し、絶縁抵抗測定等を実施したところ、パワーセンターの一部（P/C-2C, P/C-2D）が使用可能であることが判明した。このため、電源車からパワーセンターにケーブルをつなげば、高圧注水が可能な制御棒駆動水圧系（以下、「CRD」という）ポンプや SLC ポンプにより原子炉へ注水することが可能であると考え、その実施の検討が進められた。

12 日 15 時 30 分頃、高圧電源車から 2 号機のパワーセンターの一次側へ仮設ケーブルをつなぎ込み、電源接続が完了した。

しかし、直後の 12 日 15 時 36 分、1 号機の原子炉建屋で水素ガス爆発と思われる爆発が発生し、その飛散物により敷設したばかりのケーブルが損傷するとともに、高圧電源車も自動停止した。作業員は、この爆発により、一旦現場からの退避し、現場の安全確認がなされるまで、復旧作業が中断された。

その後、13 日に 2 号機パワーセンターに接続中の高圧電源車の再起動を試みたが、保護装置（過電流リレー）が動作し、起動できなかった。

13 日 12 時 05 分、発電所長は RCIC の停止に備え、原子炉への海水注入の準備開始を指示した。それに基づき、3 号機逆洗弁ピットを水源とし、消防車

を配置してホースの敷設を行い、注水ラインの系統構成が進められた。

14 日 11 時 01 分、3 号機の原子炉建屋で水素ガス爆発が発生し、爆発に伴う飛散物により、準備が完了していた海水注入ラインの消防車及びホースが破損し、使用不能になった。
14 日 13 時 05 分から、現場の状況確認を行い、瓦礫の散乱状況から、海水の水源を 3 号機逆洗弁ピットから物揚場に変更し、再度、使用可能な消防車及びホースを用いて、注水ラインの系統構成準備が進められた。

一方、RCIC が運転を継続していたため、11 日 22 時以降、14 日 12 時頃まで、原子炉水位は燃料域水位計で TAF＋3,000mm 以上で安定的に推移していた。しかし、14 日 13 時 18 分頃から原子炉水位に低下傾向が認められ、その後も原子炉水位は低下していったことから、14 日 13 時 25 分、発電所では RCIC が機能を喪失し、原災法第 15 条該当事象（原子炉冷却機能喪失）に至ったものと判断した。

14 日 14 時 43 分に、消防車から FP ラインを通じて原子炉へ海水を注入するラインの接続作業が完了した。
消防車による原子炉注水のためには、SRV 手動開により原子炉圧力を減圧する必要があったが、S/C の温度・圧力が高く（14 日 12 時 30 分、S/C 温度：149.3℃、S/C 圧力：486kPa[abs]）、SRV を手動開しても、S/C で蒸気が凝縮せず減圧しにくい状態であった。
このため、発電所対策本部は、PCV ベントを行い S/C の圧力を下げた後、SRV で原子炉を減圧し、海水注入を行うこととした。

しかし、その後 PCV ベント弁の手動開操作に時間がかかる見通しとなったことから、14 日 16 時頃、発電所長は、SRV による減圧操作を優先することとし、PCV ベントについても並行して実施するよう指示した。また、14 日 16 時 30 分頃に消防車ポンプを起動し、原子炉の減圧がされ次第、海水注入ができるよう準備を行った。

SRV を開ける直流電源が失われていたため、高台にあり津波の被害を免れた自動車からバッテリーを集めて中操に運び、バッテリーから電源ケーブルにつなぎ込んで SRV 操作用の電源を準備した。14 日 16 時 34 分、原子炉の減圧のため SRV 開操作が開始されたが、バッテリー電圧が不足しており、更にバッテリーを追加した上で、複数の SRV の開動作の試みを継続した。

こうした中、14 日 17 時 17 分、原子炉水位が TAF に到達した。

14 日 18 時 00 分頃、SRV による減圧が開始されたが、S/C 温度、S/C 圧力が高いため蒸気が凝縮されにくく、減圧するまでに時間を要した。
（原子炉圧力：14 日 16 時 43 分、6.998MPa[gage]、14 日 18 時 03 分、6.075MPa[gage]、14 日 19 時 03 分、0.63MPa[gage]）

この間、14 日 18 時 22 分、原子炉水位は TAF－3,700mm まで低下し、燃料全体が露出した。

現場の放射線量が高く、消防車の運転状態を継続して監視していることができず、交代で行っていたところ、14 日 19 時 20 分、原子炉への海水注入のため待機していた消防車が燃料切れで停止しているのを発見した。

14 日 19 時 54 分､燃料を補給し消防車による FP ラインからの海水注入が開始された。（14 日 19 時 54 分、19 時 57 分に各 1 台起動）

14 日 21 時 20 分､SRV2 弁を手動開したところ､原子炉水位はやや回復した。（原子炉水位：14 日 21 時 30 分、TAF－3,000mm）

＜PCV ベントの対応状況＞

11 日夕方より、代替注水の検討と並行して、電源がない状態での PCV ベント弁の開操作手順の検討が進められた。

津波で計器用電源が失われたことにより、D/W 圧力は不明となっていたが、11 日 23 時 25 分頃計器を復旧し、D/W 圧力は 0.141MPa[abs]であることが判明した。

12 日 2 時 55 分、2 号機の RCIC が作動していることが判明したため、1 号機の PCV ベントを優先して実施することとし､2 号機はパラメータの監視を継続することとした。

RCIC による原子炉への注水が継続され、D/W 圧力も約 200～300kPa[abs]と安定していたが、いずれ PCV ベントが必要になることが予想されたため、12 日 17 時 30 分、発電所長は、2 号機の PCV ベントの準備作業を開始するよう指示した。

13 日 8 時 10 分、運転員は手順書どおり、PCV ベントラインに直列に 2 つある弁（MO 弁及び AO 弁）の内、まず MO 弁を手動で 25%開とした。

13 日 10 時 15 分、発電所長は残りの AO 弁の開操作を実施するよう指示した。13 日 11 時 00 分、運転員は S/C からのベントラインにある AO 弁（大弁）を「開」にするため、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて、電磁弁を強制的に励磁させて開操作を実施した。これにより、ラプチャーディスクを除く PCV ベントラインの系統構成が完了した。この時、D/W 圧力は、まだラプチャーディスク作動圧（427kPa[gage]）よりも低く、PCV ベントはされない状態であったことから、ベントラインの弁の開状態を保持し、D/W 圧力の監視を継続した。

13 日 15 時 18 分、PCV ベントを実施した場合の発電所周辺への被ばく線量評価結果を関係箇所に連絡した。

14 日 11 時 01 分､3 号機原子炉建屋で水素ガスによるものと思われる爆発が発生したため、中操運転員を除く作業員は、全ての作業を中断し、免震重要棟

へ避難した。

D/W 圧力は約 450kPa[abs]と、ラプチャーディスク作動圧を下回った状態で安定的に推移した。

3 号機の爆発の影響により、準備していた S/C からのベントラインにある AO 弁（大弁）の電磁弁励磁用回路が外れ「閉」となったため、退避指示解除後、14 日 16 時頃から再度開操作を実施したが、仮設空気圧縮機からの空気供給が十分でないためか、開操作できなかった。（その後、電磁弁の不具合と推定）
このため、14 日 18 時 35 分頃、S/C からのベントラインにある AO 弁（小弁）によるベントライン構成作業準備に移り、14 日 21 時頃、同 AO 弁（小弁）を開動作させ、ラプチャーディスクを除く PCV ベントラインの系統構成を再度完了した。

14 日 22 時 50 分、D/W 圧力が最高使用圧力の 427kPa[gage]を超えたことから、発電所では、原災法第 15 条該当事象（格納容器圧力異常上昇）が発生したと判断した。

D/W 圧力が上昇傾向にある一方、S/C 圧力は約 300～400kPa[abs]で安定しており、格納容器内で圧力が均一化されない状態が発生した。
S/C 側の圧力がラプチャーディスク作動圧より低く、D/W 側の圧力が上昇しているため、発電所では、14 日 23 時 35 分頃、D/W からのベントラインにある AO 弁（小弁）を開けることにより PCV ベントを実施する方針を決定した。

15 日 0 時 02 分頃、D/W からのベントラインにある AO 弁（小弁）の開操作を実施したが、数分後には同弁が閉となり、D/W 圧力も高い状態で推移した。
15 日 3 時 00 分、D/W の減圧操作及び原子炉内への注水操作を試みたが、原子炉が減圧しきれていない状況であった。

15 日 6 時 00 分～10 分頃、大きな衝撃音が発生し、ほぼ同時刻に S/C の圧力が 0MPa[abs]を示した。

15 日 6 時 50 分、正門付近で 500μSv/h を超える線量（583.7μSv/h）を計測したことから、発電所では、原災法第 15 条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断した。

15 日 7 時頃、免震重要棟の要員は、監視、応急復旧作業に必要な要員を除き、一時、福島第二原子力発電所（以下、「福島第二」という）に退避した。

その後、D/W 圧力等のパラメータは、数時間毎に運転員が中操に行き、データを採取していたが、15 日 11 時 25 分頃、D/W 圧力が低下した。（15 日 7 時 20 分、730kPa[abs]、同 11 時 25 分、155kPa[abs]）

2.3.3 その後の主な経過

電源の復旧については、15 日に東北電力の東電原子力線からの受電設備の点検、試充電を完了、20 日にパワーセンターの受電を完了し、外部電源を確保した。その後、26 日には、MCR の照明が復旧された。

原子炉への代替注水については、26 日まで海水注入が行われていたが、同日から仮設タンクを水源とする淡水に切り替えられた。翌 27 日からは、消防車から仮設電動ポンプに切り替えられ、更に、4 月 3 日からは、仮設電源から本設電源への復旧が行われた。

2.3.4 使用済燃料プールの状況

3 月 11 日時点で、2 号機の SFP には、使用済燃料 587 体、新燃料 28 体が貯蔵されており、SFP 内燃料の崩壊熱は約 0.62MWt（3 月 11 日時点）と評価されている。

11 日 14 時 46 分に発生した地震により外部電源が喪失し、FPC が停止した。その後、津波の影響により全交流電源が喪失し、SFP の冷却機能及び補給水機能が喪失した。

12 日 15 時 36 分に 1 号機で発生した原子炉建屋の爆発により、2 号機の R/B のブローアウトパネルが開放し、その後、ブローアウトパネルからは白いもやが放出されているのが認められた。

20 日、海水を水源として既設の FPC 配管を用いて、SFP への注水が行われた。22 日に再度注水を行ったところ、スキマサージタンクのレベルが上昇したことから、SFP 水位は満水状態になっていた。

3 月 29 日以降は、水源を海水から淡水へ切替えた。

このような注水により、SFP の水位は燃料が露出することなく維持されたものと見られている。

表 2.3-1　主な時系列（2 号機）

平成２３年３月１１日（金）

１４：４６　東日本大震災発生。第３非常態勢を自動発令。
１４：４７　原子炉自動スクラム、主タービン自動停止。非常用DG自動起動。
１４：５０　RCIC 手動起動。
１４：５１　RCIC 停止(原子炉水位高)
１５：０１　原子炉未臨界確認。
１５：０２　RCIC 手動起動。
１５：０６　非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）
１５：２７　津波第一波到達。
１５：２８　RCIC 停止（原子炉水位高）。
１５：３５　津波第二波到達。
１５：３９　RCIC 手動起動。
１５：４１　全交流電源喪失。
１５：４２　原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
１５：４２　第１次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる)。
１６：３６　原子炉水位が確認できず、注水状況が不明なため、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、16：45 官庁等に通報。
１６：３６　第２次緊急時態勢を発令。
１７：１２　発電所長は、過酷事故対策として設置した FP ライン、及び消防車を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。
２０：４９　MCR 内の仮設照明が点灯。
２０：５０　福島県が福島第一から半径 2km の住民に避難指示。
２１：０２　原子炉水位が不明であり、RCIC による原子炉への注水状況が確認できないため、原子炉水位が TAF 到達する可能性があることを官庁等に連絡。
２１：１３　TAF 到達時間を 21:40 と評価、官庁等に連絡。
２１：２３　内閣総理大臣が福島第一から半径 3ｋｍ圏内の避難、半径 3km～10km 圏内の屋内退避を指示。
２２：００　原子炉水位が判明し、TAF+3400mm にあることを確認したことから、TAF 到達まで時間がかかると評価、22:10、22:20 官庁等に通報。

平成２３年３月１２日（土）

０：３０　国による避難住民の退避措置完了確認（双葉町及び大熊町の 3ｋｍ以内避難措置完了確認、1:45 に再度確認）。
１：３０頃　１号機及び２号機のベントの実施について、総理大臣、経済産業大臣、原子炉安全・保安院に申し入れ、了解を得る。
２：５５　RCIC が運転していることを確認。
３：０６　ベント実施に関するプレス会見実施。
３：３３　ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁に連絡。
４：５５　発電所構内における放射線量が上昇（正門付近

0.069μSv/h(4:00)→0.059μSv/h(4:23)）したことを確認、官庁等に連絡。
５：４４　内閣総理大臣が福島第一から半径 10km 圏内の住民に避難指示。
６：５０　経済産業大臣より法令に基づくベントの実施命令（手動によるベント）。
７：１１　内閣総理大臣が福島第一に到着。
８：０４　内閣総理大臣が福島第一を出発。
１６：２７　MP で 500μSv/h を超える線量（1,015μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特別事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判定、官庁等に通報。
１７：３０　ベント操作の準備を開始するよう発電所長指示。
１８：２５　内閣総理大臣が、福島第一から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。

平成２３年３月１３日（日）
８：１０　格納容器（以下、「PCV」）ベント弁（MO 弁）開。
８：５６　MP で 500μSv/h を超える線量（882μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:01 官庁に通報。
１０：１５　ベントを実施するよう発電所長指示。
１１：００　ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。
１１：００　内閣総理大臣が、福島第一から半径 20km 以上 30km 圏内の住民に対し屋内退避指示。
１１：２０　ベント実施に関するプレス発表。
１２：０５　海水を使用する準備を進めるよう発電所長指示。
１４：１５　MP で 500μSv/h を超える線量（905μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14:23 官庁等に通報。
１５：１８　ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等へ連絡。

平成２３年３月１４日（月）
２：２０　正門付近で 500μSv/h を超える線量（751μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、4:24 官庁等に通報。
２：４０　MP で 500μSv/h を超える線量（650μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、5:37 官庁等に通報。
４：００　MP で 500μSv/h を超える線量（820μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、8:00 官庁等に通報。
９：１２　MP で 500μSv/h を超える線量（518.7μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:34 官庁等に通報。
１１：０１　３号機原子炉建屋の爆発により、S/C ベント弁（AO 弁)大弁が閉となる。開不能を確認。準備が完了した注水ラインは、消防車及びホースが破損して使用不可能。
１３：０５　消防車を含む海水注入のライン構成を再開。
１３：１８　原子炉水位が低下傾向であったことから、直ちに原子炉への海水注入操作などの準備作業を進める事を官庁等に連絡。
１３：２５　原子炉の水位が低下していることから RCIC の機能が喪失している可能性があり、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉冷却機能喪失）が発生したと判断、13:38 官庁等に連絡。
１５：２８　TAF 到達時間を 16:30 と評価、官庁等に連絡。

１６：３０　原子炉への海水注入を行うため消防車を起動。
１６：３４　原子炉減圧操作を開始するとともに、FP ラインから海水注入を開始する事を官庁等に連絡。
１７：１７　原子炉水位が TAF に到達。17：25 官庁等に連絡。
１８：００頃　原子炉減圧開始（原子炉圧力 5.4MPa→19:03　0.63MPa）。
１８：２２　原子炉水位が TAF-3.700mm に到達し、燃料全体が露出したものと判断、19：32 官庁等に連絡。
１９：２０　原子炉への海水注入のための消防車が燃料切れで停止していることを確認。
１９：５４　原子炉内に FP ラインから消防車（19:54、19:57 に各 1 台起動）による海水注入開始。
２１：００頃　S/C ベント弁（AO 弁）小弁開操作。ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。
２１：２０　SRV を 2 弁開し、原子炉水位が回復してきたことを確認、21:34 官庁等に連絡（21:30 現在:原子炉水位 TAF-3,000mm）。
２１：３５　モニタリングカーで 500μSv/h を超える線量（760μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、22:35 官庁等に通報。
２２：５０　D/W 圧力が最高使用圧力 427kPa gage を超えたことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（格納容器圧力異常上昇）が発生したと判断、23:39 に官庁等に通報。
２３：３５頃　S/C 側の圧力がラプチャーディスク作動圧よりも低く、D/W 側の圧力が上昇していることから、D/W ベント弁小弁の開によりベントを実施する方針を決定。

平成２３年３月１５日（火）
０：０２　D/W ベント弁（AO 弁）小弁開操作。ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了（数分後に弁が閉であることを確認）。
３：００　D/W 圧力が設計上の最高使用圧力を超えたことから、減圧操作および原子炉内への注水操作を試みているが、まだ減圧しきされていない状況であることを 4:17 官庁等に連絡。
６：００～６：１０頃　S/C 圧力が 0Mpa（abs）を指示。（ほぼ同時刻に構内で衝撃音が発生）
６：５０　正門付近で 500μSv/h を超える線量（583.7μSv/h）、を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、 7：00 官庁等に通報。
７：００　監視、作業に必要な要員を除き、福島第二へ一時退避することを官庁等に連絡。
８：１１　正門付近で 500μSv/h を超える線量（807μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）が発生したと判断、8:36 官庁等に通報。8:25 原子炉建屋 5 階付近より白い煙(湯気らしきもの)があがっていることを確認、9:18 官庁等に連絡。
１６：００　正門で 500μSv/h を超える線量（531.6μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、16:22 官庁等に通報。
２３：０５　正門付近で 500μSv/h を超える線量（4548μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、23:20 官庁等に通報。

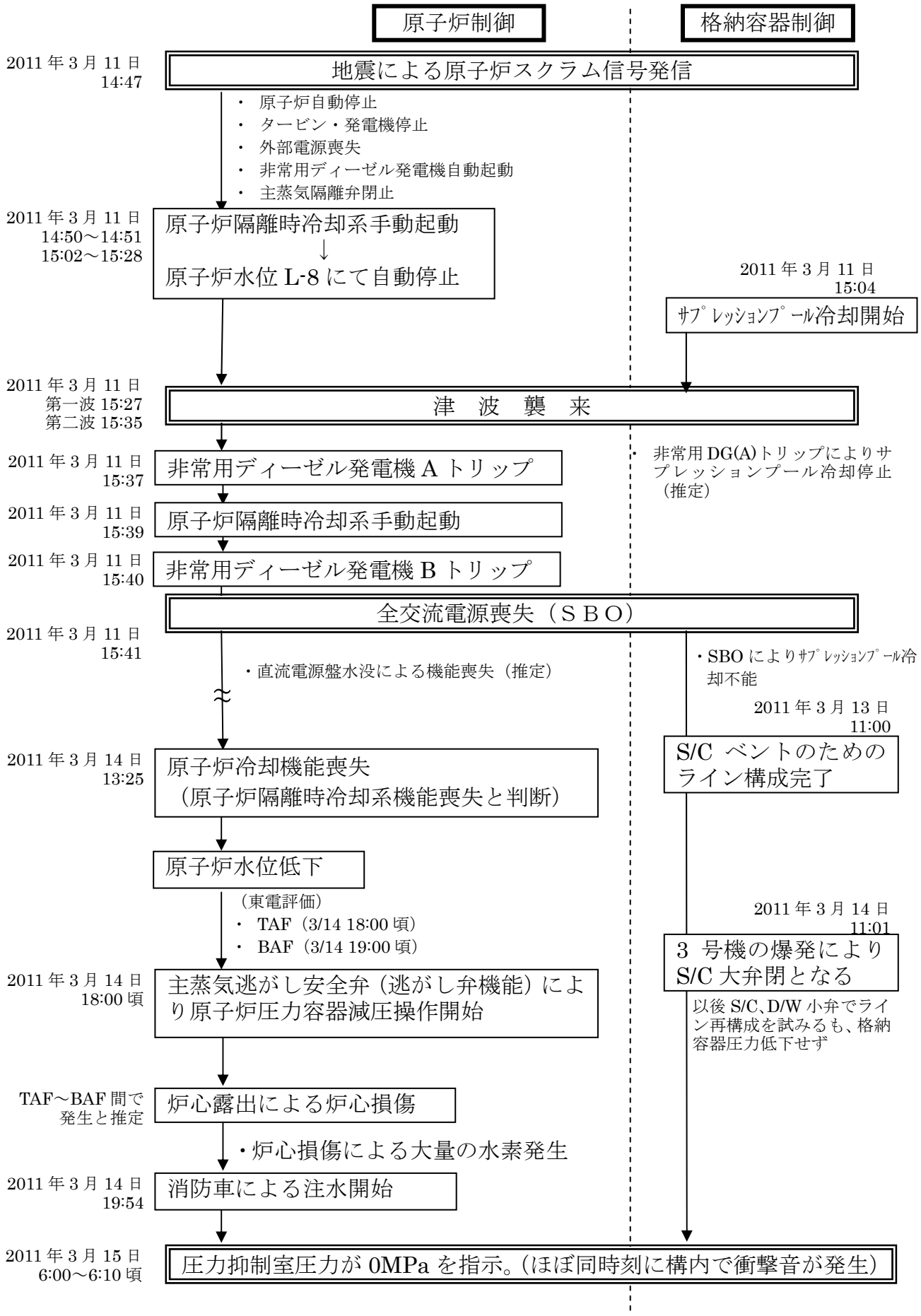


図 2.3-1　福島第一原子力発電所 2 号機 地震後の事故進展の流れ

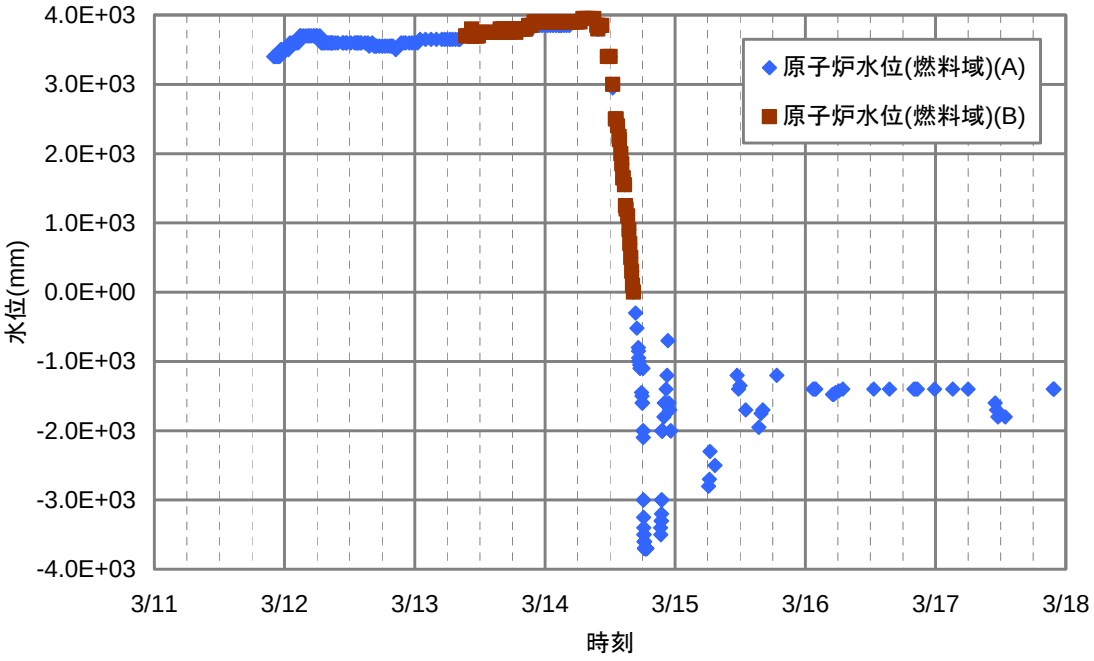


図 2.3-2a　原子炉水位の変化（2 号機）

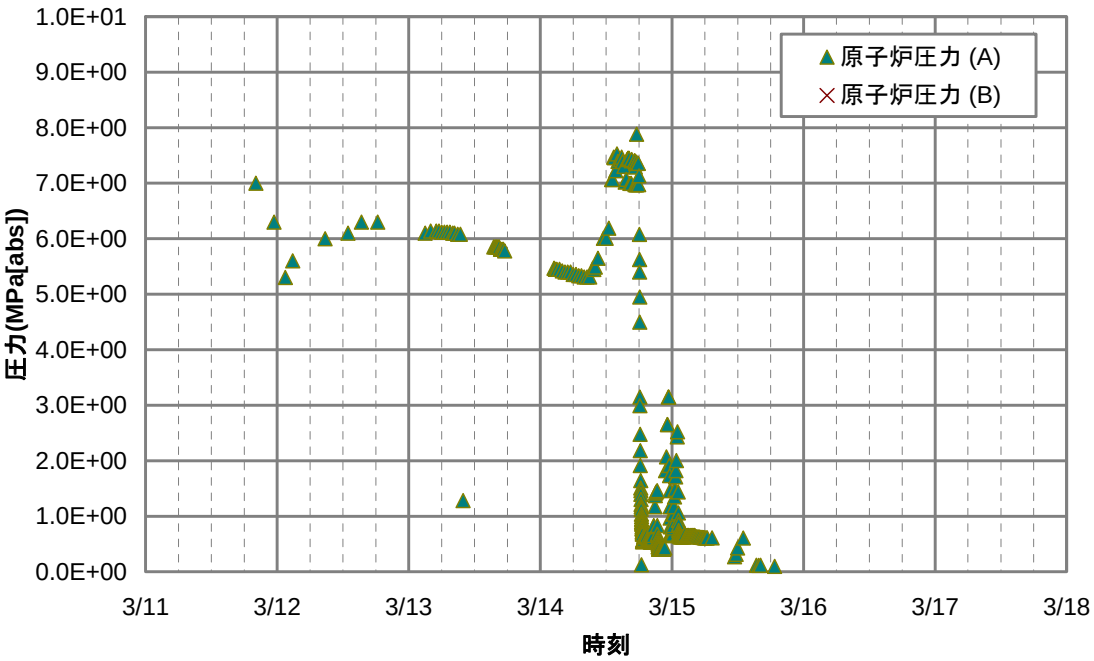


図 2.3-2b　原子炉圧力の変化（2 号機）

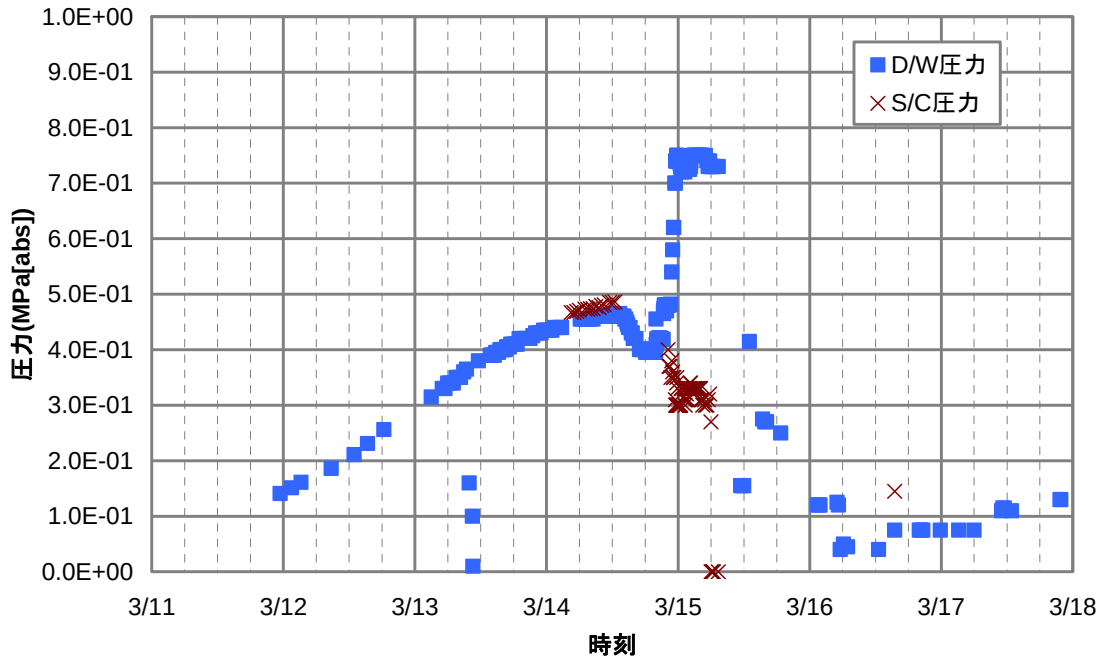


図 2.3-2c　格納容器圧力の変化（2 号機）

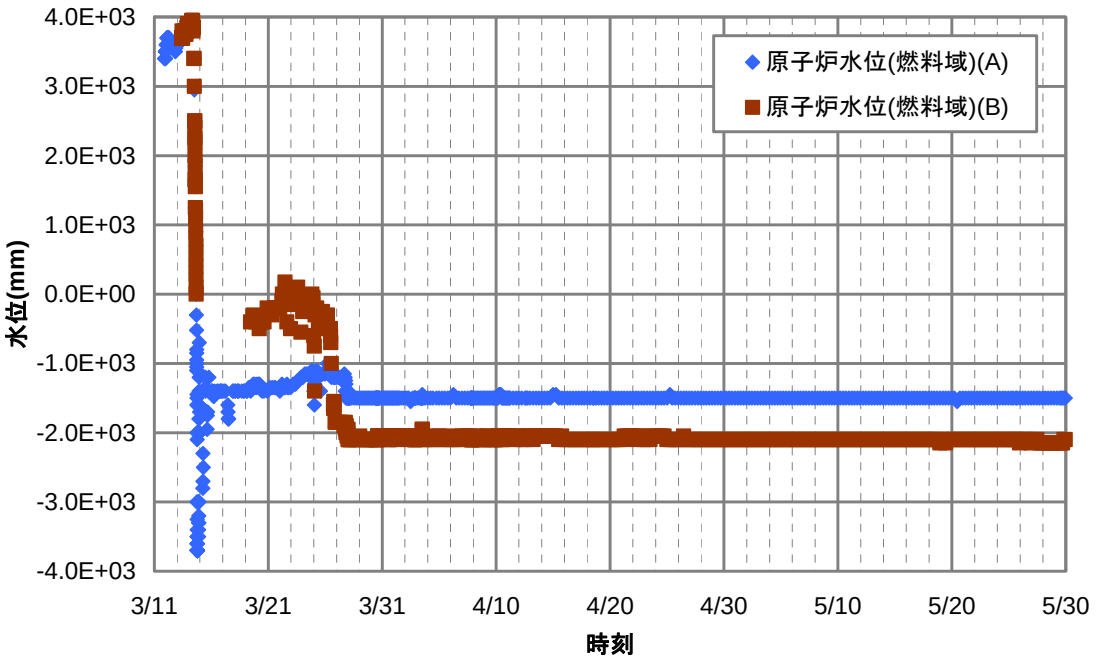


図 2.3-3a　原子炉水位の変化（2 号機，長期）

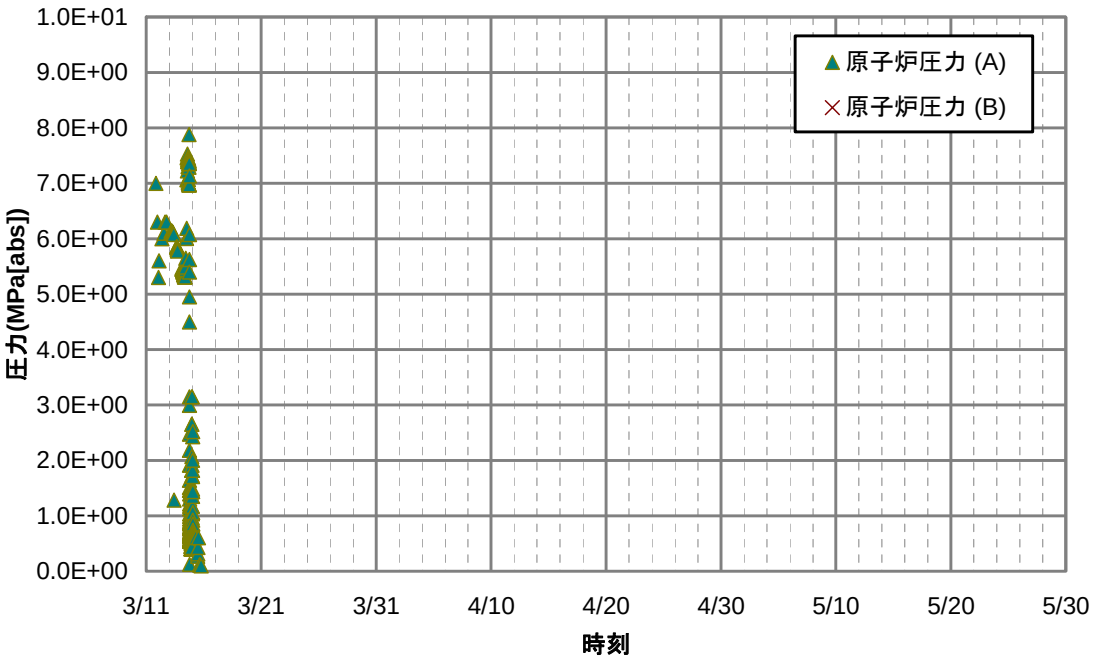


図 2.3-3b　原子炉圧力の変化（2 号機，長期）

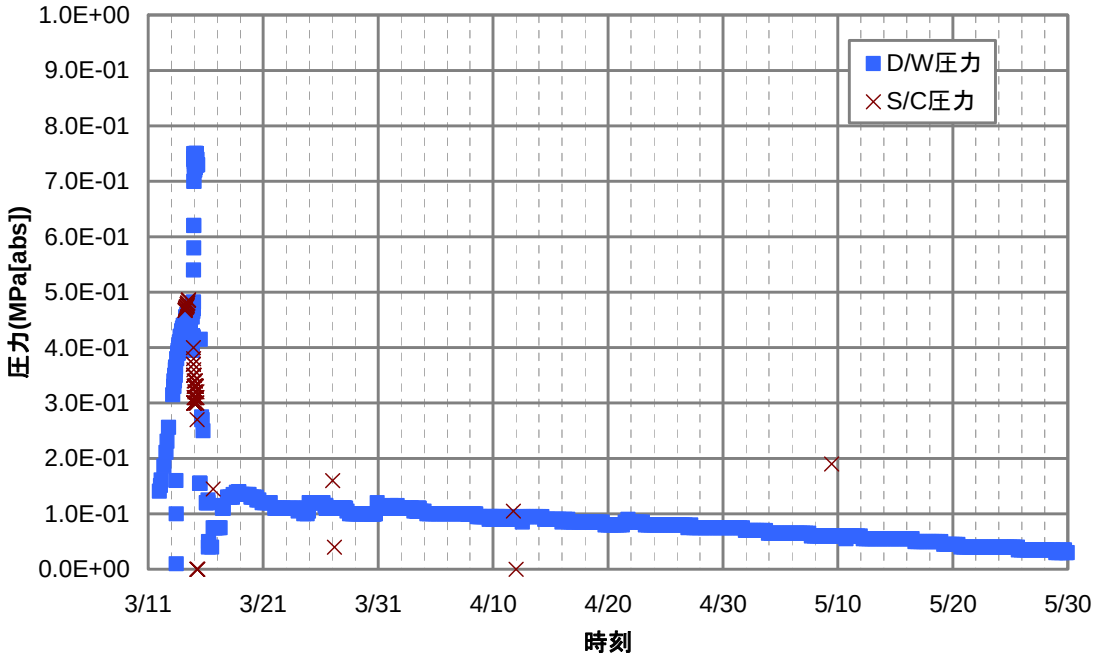


図 2.3-3c　格納容器圧力の変化（2 号機，長期）

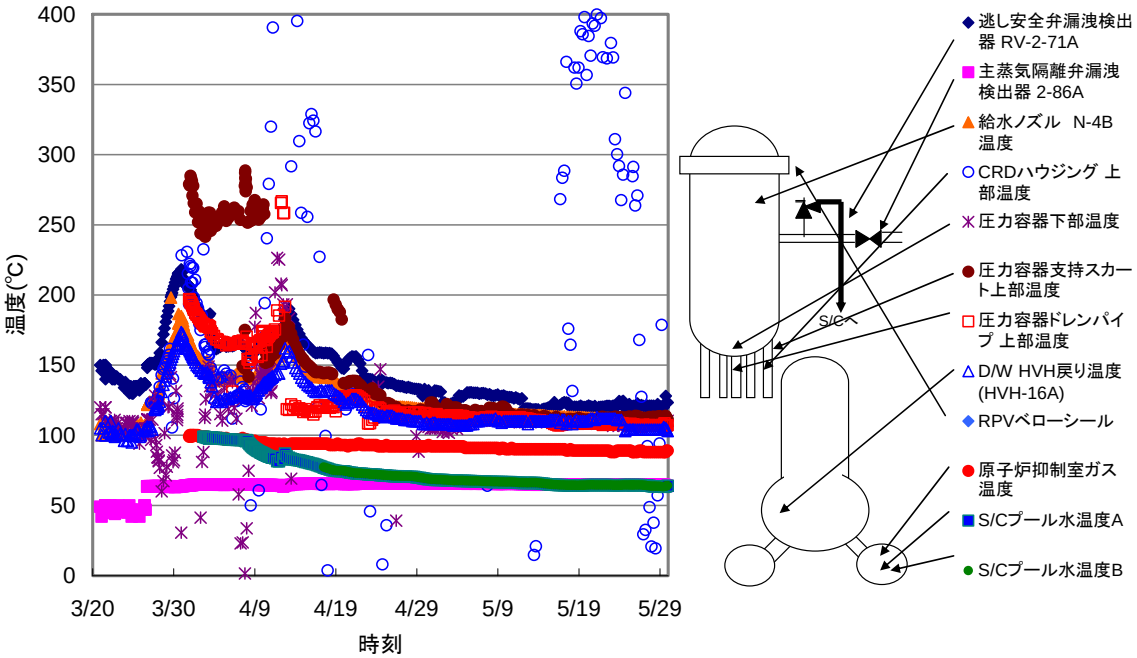


図 2.3-4c　温度の変化（2 号機，長期）

2.4 3 号機の事故進展状況

2.4.1 地震発生から津波襲来までの状況

3 号機は定格熱出力（2,381MWt）一定運転中のところ、地震により、11 日 14 時 47 分「地震加速度大」信号により自動停止し、全制御棒が全挿入された。

地震の影響で、新福島変電所の設備被害などによって大熊線 4 号線（大熊線 3 号線は工事停止中）が停止したため、外部電源が全喪失し、14 時 48 分に非常用母線の電源が喪失した。このため、直ちに非常用 DG2 台(3A,3B)が自動起動し、非常用母線の電源は回復した。

非常用母線の電源喪失に伴い原子炉保護系電源が失われたことにより、MSIV が自動閉鎖した。このため、原子炉圧力が上昇したが、SRV の動作により、原子炉圧力が制御された。

原子炉水位は、原子炉自動停止直後はボイドがつぶれることで一旦低下するが、その後は、RCIC により HPCI の自動起動レベル（L-2：TAF＋2,950mm）に至ることなく制御され、11 日 15 時 25 分に「原子炉水位高」信号により自動停止した状態であった。

以上のとおり、地震発生から津波襲来までの間は、通常の外部電源喪失・原子炉スクラム後の対応操作が行われた。

2.4.2 津波襲来から原子炉建屋の水素爆発までの状況

地震発生から約 41 分後の 11 日 15 時 27 分に、津波の第一波、15 時 35 分に第二波が到達した。この影響を受け、冷却用海水ポンプ、電源盤等の浸水・水没により、11 日 15 時 38 分に非常用 DG（3A,3B）が 2 台共停止し、全交流電源喪失となった。全交流電源喪失により、RHR や CS は動作不能となった。このため、発電所では、11 日 15 時 42 分に原災法第 10 条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断した。

全交流電源喪失に伴い、MCR の照明は非常灯のみとなり、MCR 換気系も停止した。隣の 4 号機は定期検査中で全燃料取出状態であったため、3 号機を中心に懐中電灯で原子炉水位等のパラメータの確認が行われた。

また、3 号機においては、直流電源設備は浸水を免れたため、直流電源で操作可能な RCIC 及び HPCI は使用可能な状態であった。このため、バッテリーをできるだけ長く維持できるよう、必要のない負荷を切り離す操作が行われた。

RCIC が停止した状態であったため、徐々に原子炉水位が低下してきたことから、11 日 16 時 03 分に RCIC を手動起動し、以降、RCIC の運転状況を監視しながら原子炉水位維持操作が行われた。

11 日 21 時 58 分には、MCR に小型発電機が設置され、仮設照明が復旧された。

その後、原子炉水位は RCIC により維持されていたが、12 日 11 時 36 分に RCIC が自動停止して原子炉水位が低下し始め、12 日 12 時 35 分に原子炉水位低（L-2：TAF＋2,950mm）に至った。このため、HPCI が自動起動した。
これにより、原子炉水位は回復し、しばらく HPCI により原子炉水位は維持さ

れた。しかし、13 日 2 時 42 分、HPCI も自動停止し、原子炉への注水機能が失われた。

このため、過酷事故対策の代替注水手段である D/D-FP による注水を試みようとしたが、原子炉圧力が約 4.1MPa[gage]まで上昇しており、注水できなかった。

また、停止した HPCI や RCIC の再起動を試みたものの、いずれもバッテリーの枯渇により起動できず、13 日 5 時 10 分、発電所では、原災法第 15 条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。

以下に、代替注水の対応状況と PCV ベントの対応状況に分けて記す。

＜代替注水の対応状況＞

発電所対策本部では、代替注水手段の一つとして、消防車による注水についても検討していたが、発電所に配備していた 3 台の内、1 台は 1 号機の海水注入に使用しており、1 台は津波の影響により使用不能であった。5、6 号機側に配備していた残る 1 台は、地震による道路の損傷や津波による瓦礫の影響で当初移動が困難であったが、構内道路の応急復旧を進め、1～4 号機側に移動した。

更に、福島第二より、消防車 1 台を移動し、これにより消防車ポンプを駆動源とし、防火水槽（淡水）を水源として、FP から RHR を使用して原子炉へ注水する代替注水系統を構成した。

この代替注水系統により原子炉へ注水するためには、原子炉圧力を消防車ポンプの吐出圧力以下に減圧する必要があった。このため、SRV 手動開に必要なバッテリーを集めようとしたが、既に、所内にあったバッテリーは、1、2 号機の計器復旧等のために集められた後であった。このため、高台にあり津波の被害を免れた発電所員の自動車のバッテリーを取り外して集め、SRV 駆動用電源とした。

13 日 9 時 08 分、SRV を手動で開き、原子炉の急速減圧を実施した。

この減圧作業により、消防車からの原子炉注水が可能となり、13 日 9 時 25 分、防火水槽（淡水）にホウ酸を溶解し、原子炉への注水を開始した。

13 日 10 時 30 分、発電所長は海水注入を視野に入れて対応するよう指示した。

13 日 12 時 20 分、防火水槽の淡水が枯渇したため、逆洗弁ピットの海水を注入するよう系統変更を開始し、13 日 13 時 12 分に海水注入が開始された。

逆洗弁ピットの海水補給のため、消防車の追加手配を要請していたが、発電所構内の放射線量・汚染の問題や発電所までの道路状況が悪いことなどの理由により、発電所に直接向かうことができず、オフサイトセンターもしくは J ビレッジ等で消防車を発電所員に受け渡してから発電所に向かう必要があり、消防車の到着までには時間を要した。逆洗弁ピット内の海水が残り少なくなったことから、14 日 1 時 10 分に、FP に接続していた消防車のポンプを一旦停止して、消防車を逆洗弁ピットに寄せ、ホースの吸込み位置を深くした上で、14 日 3 時 20 分頃、海水注入を再開した。

14 日早朝に応援の消防車が到着したため、海から直接海水を取水して逆洗弁ピットへ送水するよう、消防車 2 台を物揚場付近に配置した。この海水取水ラ

インを使用し、14 日 9 時 20 分から、物揚場から逆洗弁ピットへの海水補給を開始した。

また、自衛隊の給水車（5t×7）が到着したため、14 日 10 時 53 分、逆洗弁ピットに配置し、補給作業を開始した。

14 日 11 時 01 分､3 号機の原子炉建屋で水素ガスによると思われる爆発が発生し、原子炉建屋が大きく損傷するとともに、周囲に瓦礫が散乱した。
この爆発により、代替注水に使用していた消防車やホースが損傷し、原子炉への海水注入が停止した。また、逆洗弁ピットは、瓦礫により使用不能となり、給水車による補給も停止した。

＜PCV ベントの対応状況＞
12 日 17 時 30 分、発電所長より PCV ベントの準備を開始するよう指示があり、PCV ベント手順の検討や操作対象弁の設置位置の確認が行われた。

13 日 4 時 50 分頃、S/C からのベントラインにある AO 弁（大弁）を開けるために、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて、当該 AO 弁の電磁弁を強制的に励磁させた。

13 日 5 時 15 分、発電所長は、ラプチャーディスクを除く PCV ベントの系統構成を行うよう指示した。
運転員が、トーラス室にある AO 弁（大弁）の開度を確認したところ、「閉」となっていることから、当該弁を駆動させる空気ボンベの交換が行われた。その結果、13 日 5 時 23 分に当該弁は「開」となった。

13 日 5 時 50 分、PCV ベントに関するプレス発表が行われ、7 時 35 分、PCV ベントを実施した場合の発電所周辺への被ばく評価結果を関係箇所に連絡した。
13 日 7 時 39 分､代替注水を試みていた D/D-FP により過酷事故対策でのライン構成により D/W スプレイを開始した。
13 日 8 時 35 分頃、PCV ベントラインにあるもう一つの MO 弁を、手順書どおり現場で手動にて 15%開状態とし、8 時 41 分に、ラプチャーディスクを除く PCV ベントのライン構成が完了した。但し、この時点では、D/W 圧力はラプチャーディスク作動圧（427kPa[gage]）よりも低く、PCV ベントラインの弁開状態を保持しながら、D/W 圧力の監視を継続した。

その後、D/W 圧力は上昇していったが、13 日 9 時 20 分頃、D/W 圧力が低下（9 時 10 分：0.637MPa[abs] → 9 時 24 分：0.540 MPa[abs]）したことから、発電所では PCV ベントが実施されたと判断した。
13 日 9 時 28 分頃、S/C からのベントラインにある AO 弁（大弁）に設置したボンベの圧力が下がってきた。調査したところ、ボンベ接続部より漏えいが認められたため接続部の増し締めが行われたが、13 日 11 時 17 分、ボンベの圧力低下により、AO 弁（大弁）が「閉」となった。このため、ボンベを交換

して、再度、開操作を行い、13 日 12 時 30 分に、当該弁が「開」となったが、当該弁を開保持する作業は、現場の作業環境が悪く実施できなかった。

13 日 14 時 15 分、MP 指示値が 905μSv/h を計測したことから、発電所では、原災法第 15 条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。
13 日 14 時 31 分頃、R/B 二重扉北側で 300mSv/h 以上、南側で 100mSv/h と放射線量が上昇し、R/B 内は白いもやが充満している状況であった。
3 号機中操では、13 日 15 時 28 分に 12mSv/h と放射線量が上昇してきたことから、当直長は運転員を 4 号機側中操に退避させた。

発電所対策本部復旧班では、S/C からのベントラインにある AO 弁（大弁）の駆動源である IA が停止していたことから、13 日 17 時 52 分頃、T/B 大物搬入口に仮設コンプレッサーを設置し、IA 系に接続した。
13 日 20 時 10 分頃、D/W 圧力が低下したことから、発電所では、当該 AO 弁（大弁）が「開」になり、PCV ベントが行われたと判断した。

14 日 2 時頃より、D/W 圧力が再び上昇傾向（14 日 2 時 00 分：0.265MPa[abs] → 3 時 00 分：0.315MPa[abs]）となったことから、S/C からのベントラインにあるもう一つの AO 弁（小弁）も開することとした。14 日 3 時 40 分、電磁弁を強制的に励磁させて開操作を開始し、6 時 10 分に「開」になった。
14 日 9 時 12 分、MP の放射線量が 518.7μSv/h を計測したことから、発電所では、原災法第 15 条該当事象（敷地境界放射線異常上昇）と判断した。

2.4.3 原子炉建屋の水素爆発以降の状況

14 日 11 時 01 分、R/B で水素ガスによるものと思われる爆発が発生し、R/B が大きく損傷した。この爆発後、中操運転員を除く作業員は、すべての作業を中断して免震重要棟に退避した。作業員の安否確認や現場の状況調査、安全確認のため、しばらくの間は復旧作業に着手しなかった。

その後、爆発による瓦礫のため、逆洗弁ピットが使用できなくなったことから、海から直接海水を取水して原子炉に注水するよう、消防車を物揚場付近に移動し、ホースを引き直した。更に、消防車 2 台を直列につなぎ、2 号機と 3 号機の両方に送水する系統を構成し、14 日 16 時 30 分頃に海水注入が再開された。

一方、PCV ベントについては、AO 弁駆動用空気圧を維持しつつ空気供給ラインの電磁弁を励磁して、ベントラインの AO 弁（大弁、小弁）を開状態で維持することが難しく、すぐに AO 弁が閉となってしまうことから、以降、度々開操作が繰り返された。

[AO 弁(大弁)]
15 日：16 時 00 分 閉確認 → 同日 16 時 05 分 開操作
17 日：21 時 00 分 閉確認 → 同日 21 時 30 分頃 開操作

18 日： 5 時 30 分 閉確認 → 同日 5 時 30 分頃 開操作
19 日：11 時 30 分 閉確認 → 20 日 11 時 25 分頃 開操作
[AO 弁（小弁）]
15 日：16 時 00 分 閉確認 →16 日 1 時 55 分 開操作

2.4.4 その後の主な経過

電源の復旧については、新福島変電所変圧器の補修や夜ノ森線 1 号線と大熊線 3 号線とのバイパス工事等を行い、3 月 18 日には構内に設置した移動用 M/C まで充電を完了し、22 日には中操の照明が復旧された。

原子炉への代替注水は、25 日には純水タンクを水源とする淡水注入に切り替えた。また、28 日には消防車から仮設電動ポンプによる注水とし、更に、4 月 3 日からは仮設電動ポンプの電源を仮設電源から本設電源に切り替えた。

2.4.5 使用済燃料プールの状況

3 月 11 日時点で、3 号機の SFP には、使用済燃料 514 体、新燃料 52 体が貯蔵されており、SFP 内燃料の崩壊熱は約 0.54MWt（3 月 11 日時点）と評価されている。

11 日 14 時 46 分に発生した地震により外部電源が喪失し、FPC が停止した。その後、大津波により全交流電源が喪失し、SFP の冷却機能及び補給水機能が喪失した。

14 日 11 時 01 分に 3 号機で発生した原子炉建屋の爆発により、SFP にも大量の瓦礫が落下した。

17 日 9 時 48 分頃、ヘリコプターにより R/B 上部に海水が放水され、蒸気が立ち上がったことが確認された。17 日 19 時 05 分、放水車から放水が開始され、以降、3 月 25 日まで、放水車、屈折放水塔車により放水が行われた。（一部を除き、ほとんどが海水）

3 月 27 日以降は、コンクリートポンプ車による放水が行われ、3 月 29 日からは水源を海水から淡水に切り替えた。

このような注水により、SFP の水位は燃料が露出することなく維持されたものと見られている。

表 2.4-1　主な時系列（3 号機）

平成２３年３月１１日（金）

１４：４６	東日本大震災発生。第 3 非常態勢を自動発令。
１４：４７	原子炉自動スクラム、主タービン手動トリップ。
１４：４８頃	非常用 DG 自動起動。
１４：５４	原子炉未臨界確認。
１５：０５	RCIC 手動起動。
１５：０６	非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）
１５：２５	RCIC トリップ（原子炉水位高）。
１５：２７	津波第一波到達。
１５：３５	津波第二波到達。
１５：３８	全交流電源喪失。
１５：４２	原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
１５：４２	第 1 次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
１６：０３	RCIC 手動起動。
１６：３６	第 2 次緊急時態勢を発令。
２０：５０	福島県が福島第一から半径 2km の住民に避難指示。
２１：２３	内閣総理大臣が福島第一から半径 3km 圏内の避難、半径 3km~10km 圏内の屋内退避を指示。
２１：５８	MCR 内の仮設照明が点灯。

平成２３年３月１２日（土）

０：３０	国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の 3km 以内避難措置完了確認、1:45 に再度確認）
４：５５	発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 0.069μSv/h（4:00）→0.59μSv/h（4:23））したことを確認、官庁等に連絡。
５：４４	内閣総理大臣が福島第一から半径 10km 圏内の住民に避難指示。
７：１１	内閣総理大臣が福島第一に到着。
８：０４	内閣総理大臣が福島第一を出発。
１１：３６	RCIC トリップ
１２：３５	HPCI 自動起動（原子炉水位低）。
１７：３０	格納容器ベント（以下、「ベント」）の準備を開始するよう発電所長指示。
１８：２５	内閣総理大臣が、福島第一から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。

平成２３年３月１３日（日）

２：４２	HPCI 停止。
５：１０	RCIC による原子炉注水ができなかったため、原災法第 15 状第 1

項の規定に基づく特定事象（原子炉冷却機能喪失）に該当すると判断、5:58 官庁等に通報。

５：１５　ラプチャーディスクを除く、ベントのラインナップの完成に入るよう発電所長指示。

５：５０　ベント実施に関するプレス発表。

６：１９　4:15 に TAF に到達したものと判断、官庁等に連絡。

７：３５　ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。

７：３９　格納容器スプレイを開始、7:56 官庁等に連絡。

８：３５　格納容器（以下、「PCV」）ベント弁（MO 弁）開。

８：４１　S/C ベント弁（AO 弁）大弁開により、ラブチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。8:46 官庁等に連絡。

８：５６　MP で 500μSv/ｈを超える線量（882μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:01 官庁等に通報。

９：０８頃　逃がし安全弁による原子炉圧力の急速減圧を実施。今後、FP ラインによる原子炉内への注入を開始することを 9:20 官庁等に連絡。

９：２５　原子炉内に FP ラインから消防車による淡水注入開始（ほう酸入り）。

９：３６　ベント操作により、９時２０分頃より D/W 圧力が低下していることを確認、また、FP ラインによる原子炉内への注水を開始したことを官庁等に連絡。

１０：３０　海水注入を視野に入れて動くとの発電所長指示。

１１：００　内閣総理大臣が、福島第一から半径 20km 以上 30km 圏内の住民に対し屋内退避指示。

１１：１７　S/C ベント弁（AO 弁）大弁の閉確認。（作動用空気ボンベ圧低下のため）

１２：２０　淡水注入終了。

１２：３０　S/C ベント弁（AO 弁）大弁開。（作動用空気ボンベ交換）

１３：１２　原子炉内に FP ラインから消防車による海水注入開始。

１４：１５　MP で 500μSv/h を超える線量（905μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14:23 官庁等に通報。

平成２３年３月１４日（月）

１：１０　原子炉へ供給している海水が残り少なくなったことから、逆洗弁ピット内への海水補給のために消防車を停止。

２：２０　正門付近で 500μSv/h を超える線量（751μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、4:24 官庁等に通報。

２：４０　MP で 500μSv/h を超える線量（650μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、5:37 官庁等に通報。

３：２０　消防車による海水注入再開。

４：００　MP で 500μSv/h を超える線量（820μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、8:00 官庁等に通報。
５：２０　S/C ベント弁（AO 弁）小弁開操作開始。
６：１０　S/C ベント弁（AO 弁）小弁の開確認。
９：１２　MP で 500μSv/h を超える線量（518.7μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:34 官庁等に通報。
９：２０　物揚場から逆洗弁ピットへの海水の補給を開始。
１１：０１　原子炉建屋で爆発発生。消防車やホースが損傷し、海水注入停止。
１６：３０頃　消防車とホースを入れ替えて物揚場から原子炉へ注入する新しいラインを構築し、海水注入を再開。
２１：３５　モニタリングカーで 500μSv/h を超える線量（760μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、22:35 官庁等に通報。

平成２３年３月１５日（火）
６：５０　正門付近で 500μSv/h を超える線量（583.7μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、7:00 官庁等に通報。
７：００　監視、作業に必要な要因を除き、福島第二へ一時退避することを官庁等に連絡。
７：５５　原子炉建屋上部に蒸気が浮いているのを確認、官庁等に連絡。
８：１１　正門付近で 500μSv/h を超える線量（807μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）が発生したと判断、8:36 官庁等に通報。
１６：００　正門で 500μSv/h を超える線量（531.6μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定にい基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、16：22 官庁等に通報。
２３：０５　正門付近で 500μSv/h を超える線量（4548μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、23:20 官庁等に通報。

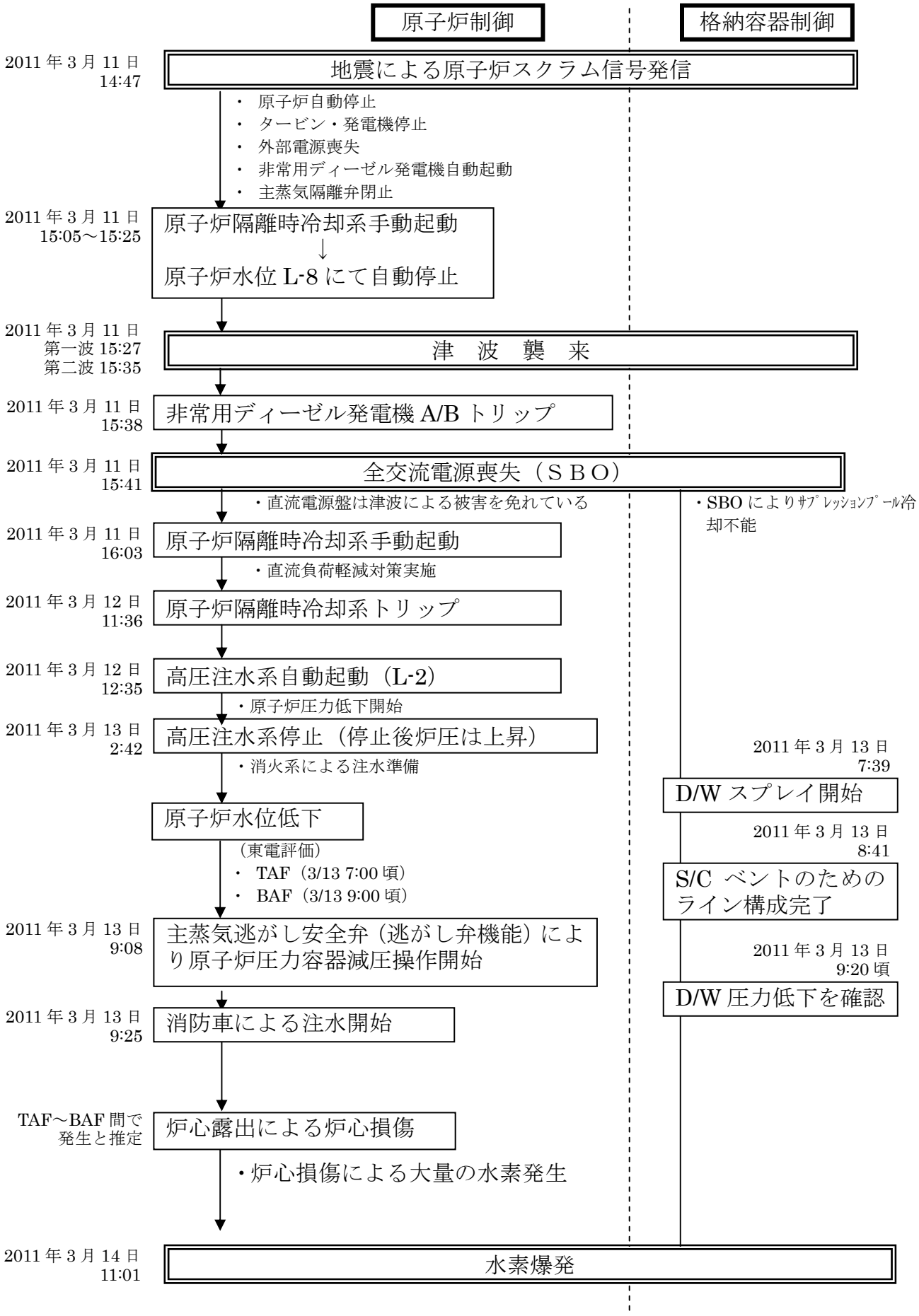


図 2.4-1　福島第一原子力発電所 3 号機 地震後の事故進展の流れ

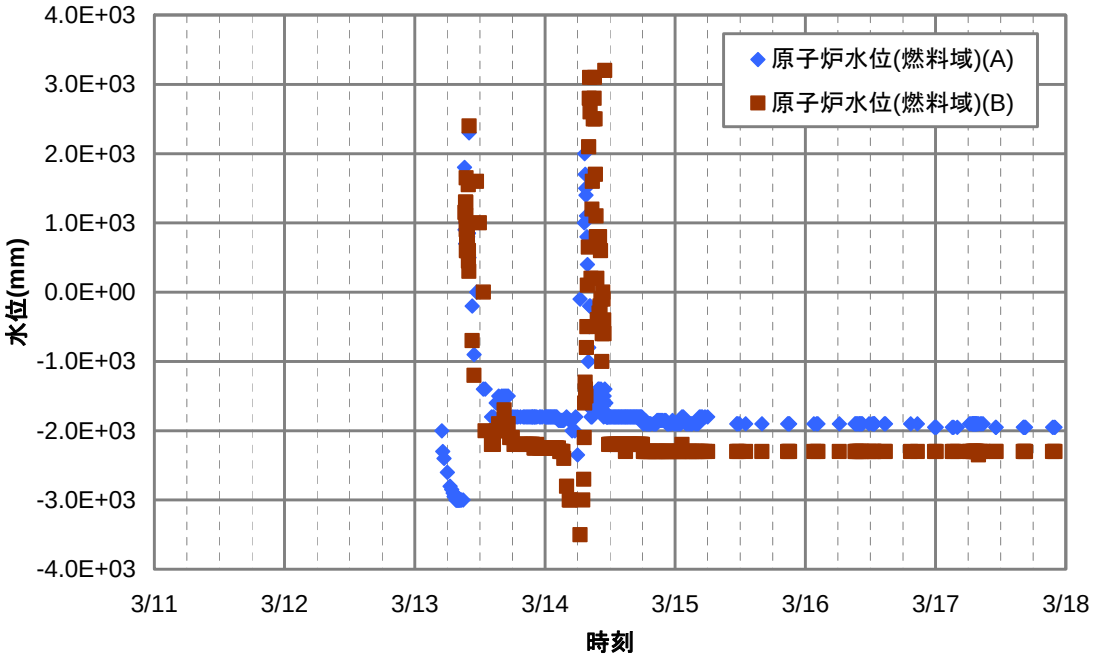


図 2.4-2a　原子炉水位の変化（3 号機）

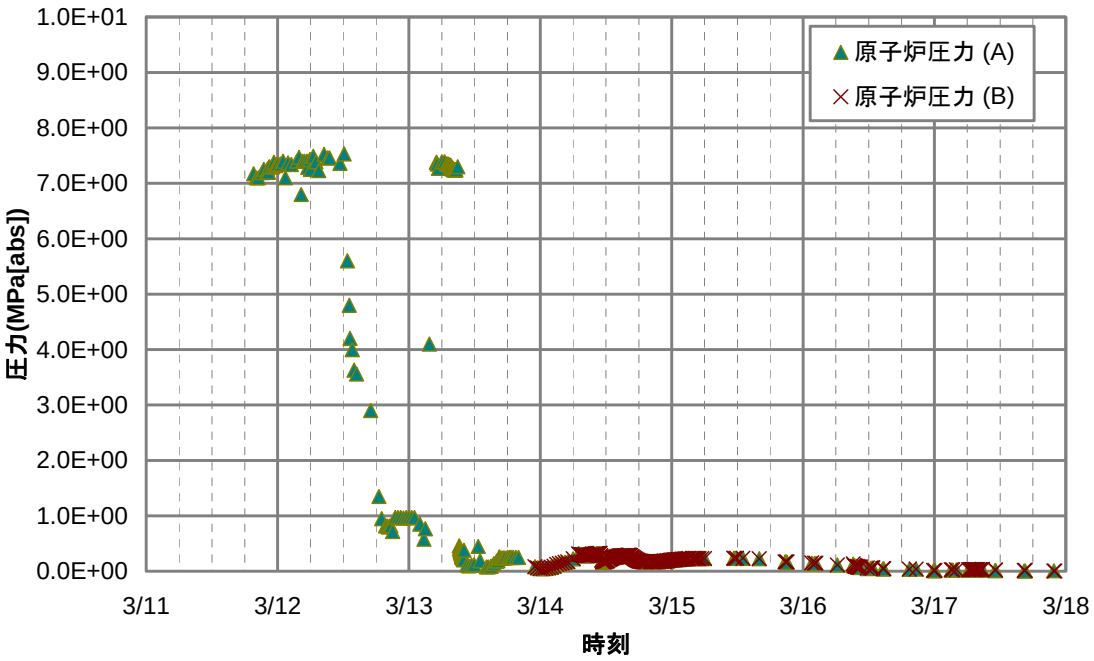


図 2.4-2b　原子炉圧力の変化（3 号機）

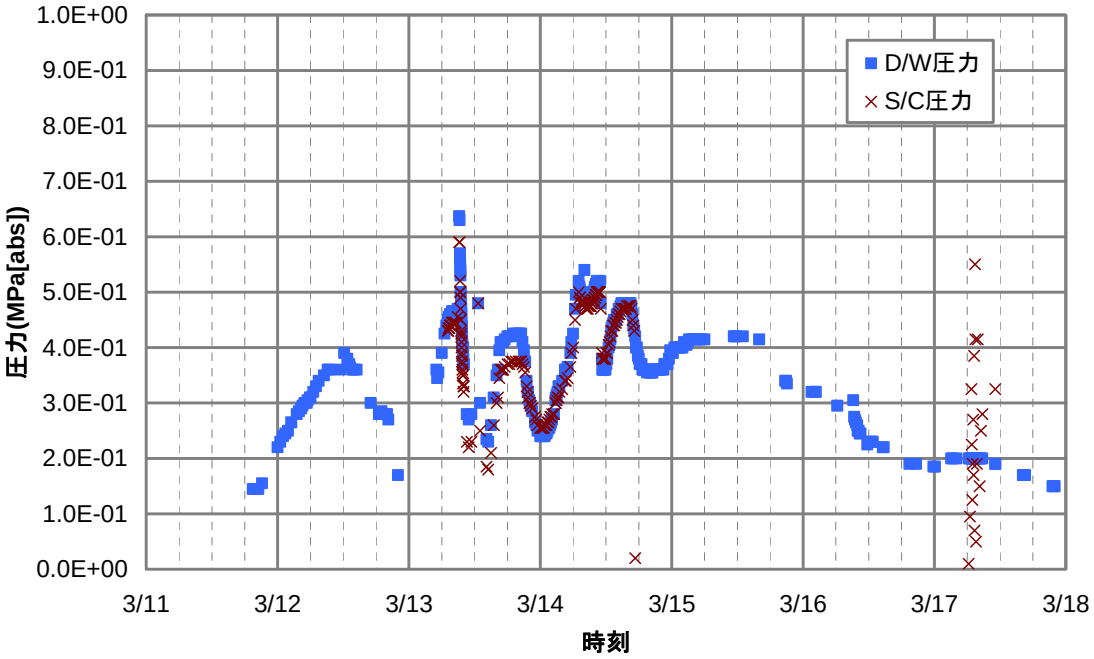


図 2.4-2c　格納容器圧力の変化（3 号機）

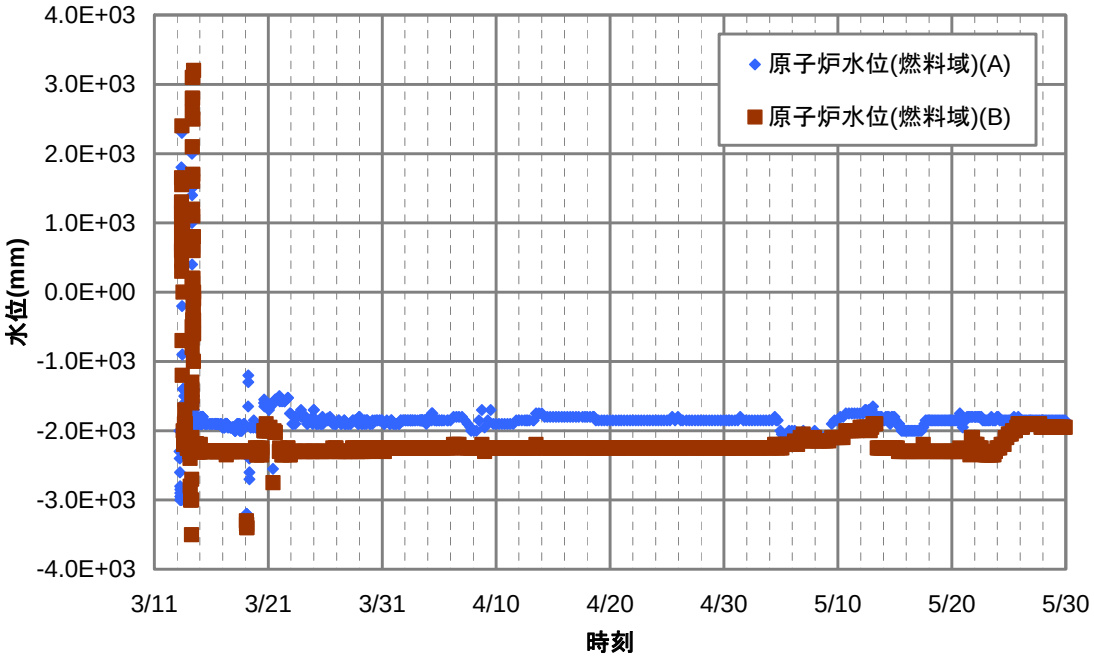


図 2.4-3a　原子炉水位の変化（3 号機，長期）

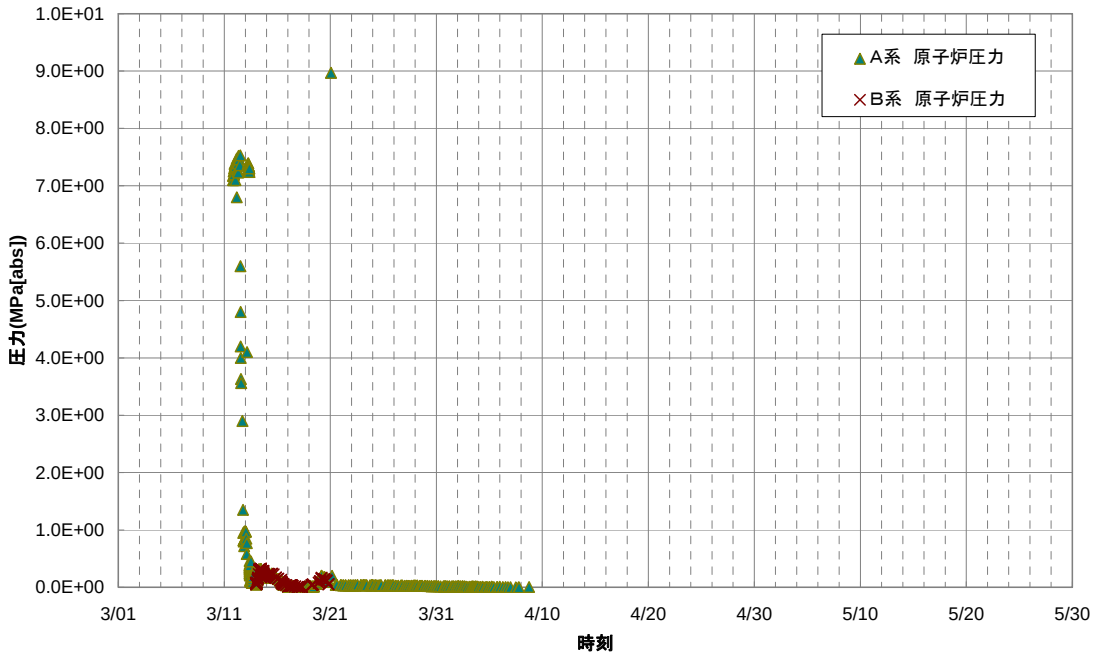


図 2.4-3b　原子炉圧力の変化（3 号機，長期）

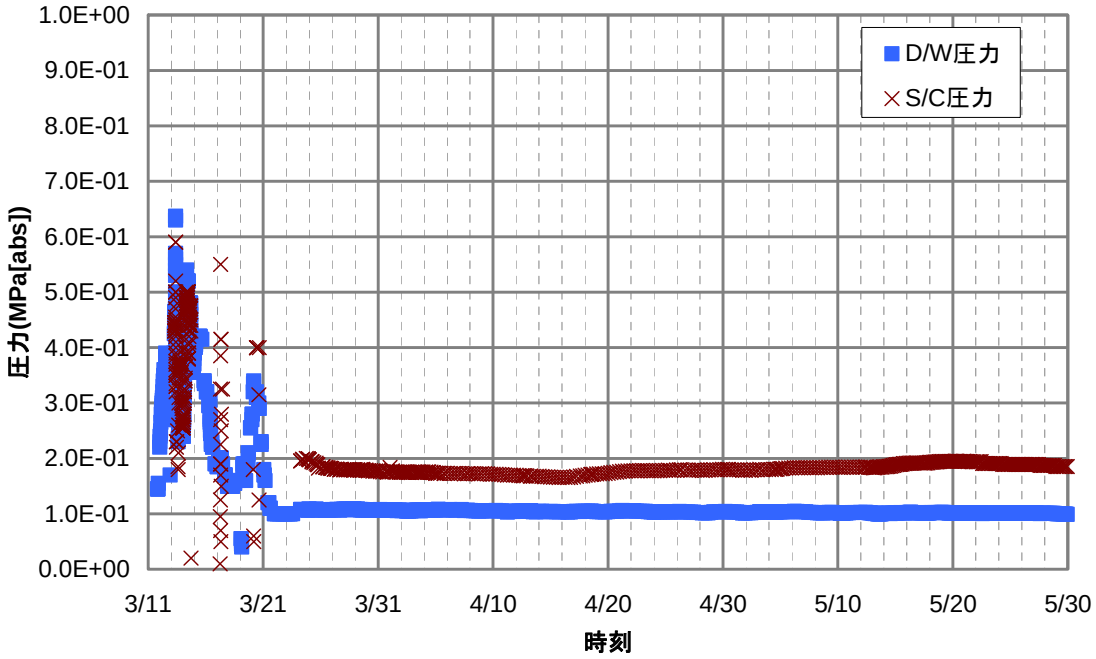


図 2.4-3c　格納容器圧力の変化（3 号機，長期）

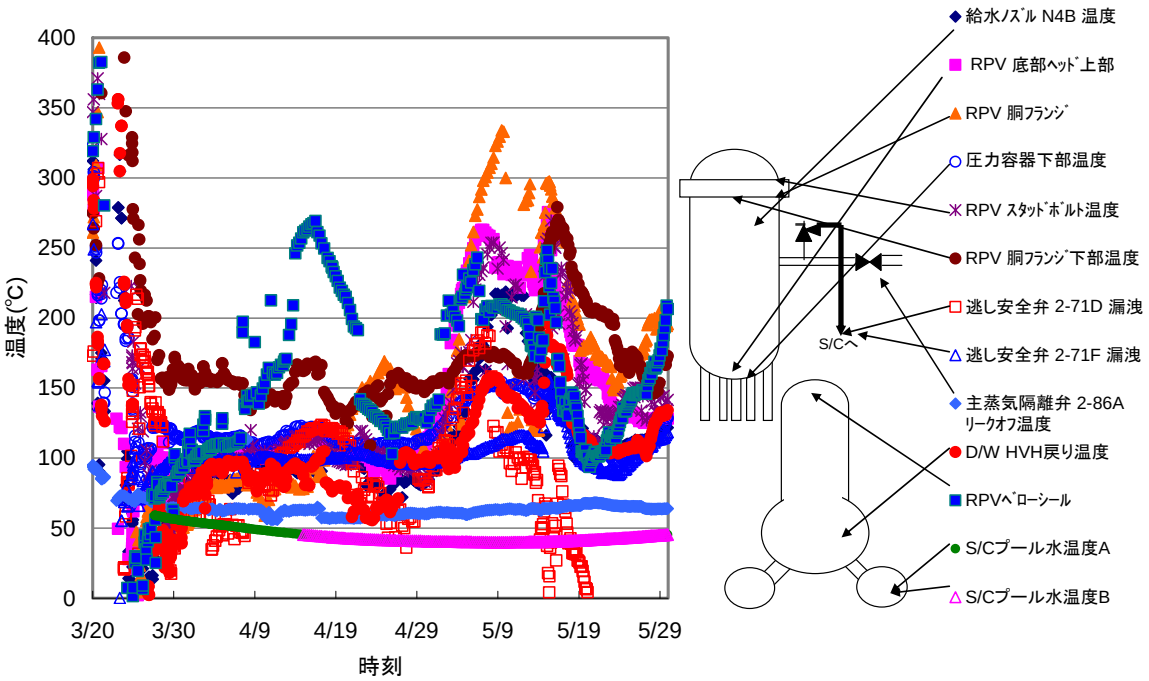


図 2.4-4c　温度の変化（3 号機，長期）

2.5 4 号機の事故の進展状況

4 号機は、平成 22 年 11 月 30 日から定期検査で停止中であり、シュラウド取替工事のため、原子炉内から全燃料を SFP に取出した状態であった。SFP には、比較的崩壊熱の高い燃料 1,535 体（貯蔵容量の 97%）が貯蔵されていた。（崩壊熱は約 2.26MWt（3 月 11 日時点））

SFP の水位はオーバーフロー水位付近であり水温は約 27℃であった。また、原子炉側はプールゲートが閉まっており満水状態であった。

3 月 11 日 14 時 47 分頃、地震による新福島変電所の設備被害などによって外部電源を喪失したが、待機中の非常用 DG1 台が自動起動し（1 台は定検で点検中）、必要な電力は確保された。

しかし、11 日 15 時 38 分に、大津波により非常用 DG が停止し、全交流電源喪失となり、SFP の冷却機能が失われた。また、中操内は非常用照明灯のみとなった。

発電所対策本部復旧班で復旧作業を進めた結果、11 日 21 時 58 分に、小型発電機により中操内に仮設照明が設置された。

その後、SFP の水温は、14 日 4 時 08 分には 84℃に上昇した。

15 日 6 時頃に大きな音が発生し、4 号機原子炉建屋 5 階屋根付近が損傷していることを発見した。更に、15 日 9 時 38 分に 4 号機原子炉建屋 3 階北西コーナー付近より火災が発生しているのが認められた。15 日 11 時頃、原子炉建屋の火災について、現場調査したところ、火は自然に消えていた。

16 日に自衛隊ヘリコプターで、オペレーティングフロア付近まで接近した際に、使用済燃料プールの水面が目視で認められ、燃料が露出していないことが確認された。

20 日より、自衛隊による放水、21 日には、米軍高圧放水車による放水を実施した。3 月 22 日からは、コンクリートポンプ車による放水が実施されている。

R/B の破損状況を調査したところ、5 階部分と 4 階西側、東側で大きな損傷が発生しており、水素は 5 階部分と 4 階部分に滞留していたと推定されている。プール水のサンプリングの結果、放射性物質の含有量が少なかったことや水中撮影による観察等から大部分の燃料が健全であると見られている。このことから、プール内の燃料が高温となり水素の発生源となった可能性は小さい。

また、SFP の水位は、SFP 側の水の蒸発による水位の低下に伴い、ゲートを介してウエル側の水が SFP に流れ込み、燃料露出に至ることなく維持されていたと推定されている。

爆発の原因となった水素は、4 号機の非常用ガス処理系（以下、「SGTS」という）排気管が、排気筒手前で 3 号機の排気管と合流していることから、3 号機のベントガス流が SGTS 配管を経由して、4 号機に流入した可能性があると指摘されている。

表 2.5-1　主な時系列（4 号機）

平成２３年３月１１日（金）

１４：４６　東日本大震災発生。第３非常態勢を自動発令。

１５：０６　非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）

１５：２７　津波第一波到達。

１５：３５　津波第二波到達。

１５：３８　４号機、全交流電源喪失。

１５：４２　１号機※、２号機※、３号機※、４号機※、５号機※について、原災法第 10 条第１項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。

※平成 23 年 4 月 24 日に、１号機、２号機、３号機のみに訂正

１５：４２　第１次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。

１６：３６　第２次緊急時態勢を発令。

２０：５０　福島県が福島第一から半径 2km の住民に避難指示。

２１：２３　内閣総理大臣が福島第一から半径 3km 圏内の避難、半径 3km～10km 圏内の屋内退避を指示。

平成２３年３月１２日（土）

０：３０　国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の 3km 以内避難措置完了確認、1:45 に再度確認）

４：５５　発電所構内における放射線量が上昇したことを確認、官庁等に連絡。

５：４４　内閣総理大臣が福島第一から半径 10km 圏内の住民に避難指示。

７：１１　内閣総理大臣が福島第一に到着。

８：０４　内閣総理大臣が福島第一を出発。

１６：２７　MP で 500μSv/h を超える線量（1,015μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。

１８：２５　内閣総理大臣が、福島第一から半径 20km 圏内の住民に対し避難指示。

平成２３年３月１３日（日）

８：５６　MP で 500μSv/h を超える線量（882μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:01 官庁等に通報。

１４：１５　MP で 500μSv/h を超える線量（905μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14:23 官庁等に通報。

平成２３年３月１４日（月）

２：２０　正門付近で 500μSv/h を超える線量(751μSv/h)を計測したことか

ら、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、4:24 官庁等に通報。

２：４０　MP で 500μSv/h を超える線量（650μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、5:37 官庁等に通報。

４：００　MP で 500μSv/h を超える線量（820μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、8:00 官庁等に通報。

４：０８　４号機、使用済燃料プール温度が 84℃であることを確認。

９：１２　MP で 500μSv/h を超える線量（518.7μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:34 官庁等に通報。

２１：３５　モニタリングカーで 500μSv/h を超える線量（760μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、22:35 官庁等に通報。

平成２３年３月１５日（火）

６：００～６：１０頃　大きな音が発生。その後、4 号機原子炉建屋 5 階屋根付近に損傷を確認。

６：５０　正門付近で 500μSv/h を超える線量（583.7μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、7:00 官庁等に通報。

７：５５　４号機の原子炉建屋５階屋根付近にて損傷を発見したことを官庁等に連絡。

８：１１　４号機の原子炉建屋に損傷を確認、正門付近で 500μSv/h を超える線量（807μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）が発生したと判断、8:36 官庁等に通報。

９：３８　４号機の原子炉建屋３階北西コーナー付近より火災が発生していることを確認、9:56 官庁等に連絡。

１１：００頃　４号機の原子炉建屋の火災について、東京電力社員が現場確認をしたところ、自然に火が消えていることを確認、11:45 官庁等に連絡。

１６：００　正門で 500μSv/h を超える線量（531.6μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、16:22 官庁等に通報。

２３：０５　正門付近で 500μSv/h を超える線量（4548μSv/h）を計測したことから、原災法第 15 条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、23:20 官庁等に通報。

2.6 5号機の事故の進展状況

5号機は、平成23年1月3日より定期検査のために停止中であり、地震発生時には原子炉に燃料を装荷し、制御棒は全挿入状態でRPVの耐圧漏えい試験を実施していた。(RPV満水、原子炉圧力:約7MPa[gage]、原子炉水温度:約90℃)また、SFP水位は満水(オーバーフロー水位付近)、プール水温は24℃であった。

3月11日14時47分、地震による夜ノ森線鉄塔の倒壊などにより、外部電源が喪失し、非常用DG2台が自動起動した。

地震発生後、耐圧漏えい試験のために原子炉を加圧していたCRDポンプが電源喪失により停止したため、原子炉圧力は一時的に低下した。また、外部電源喪失に伴い使用済燃料冷却浄化系ポンプも運転を停止したが、プール水温度が十分低く時間的に余裕があることから、RHRは待機状態とした。

その後、大津波により11日15時40分に非常用DG2台が停止し、全交流電源が失われた。このため、RHRポンプ、CSポンプは動作不能となった。

5号機側の中操内は非常用照明灯のみとなり、その後消灯した。但し、監視計器の一部は、全交流電源喪失後も直流電源により確認することができた。

原子炉圧力は燃料の崩壊熱により上昇したため、RCIC蒸気ラインなどを使って減圧を試みたが、変化はなかった。12日1時40分頃にSRVが安全弁機能により自動開閉を繰り返し、原子炉圧力は8MPa[gage]程度に維持された。(最高使用圧力:8.27MPa[gage])

12日6時06分に、RPV頂部のベント弁の開操作を行い、RPVの減圧を実施した。

6号機の非常用ＤＧ1台が稼働していたため、12日8時13分、過酷事故対策として敷設していた5号機への融通ケーブルを活用して、6号機の非常用DGから5号機R/Bの低圧電源盤の一部に給電し、計器用電源などを確保した。

13日18時29分に6号低圧配電盤から仮設ケーブルを敷設し、13日20時54分にMUWCポンプを手動起動した。

14日未明より、SRVが中操から操作できるように復旧し、14日5時以降、適宜SRVによる減圧を実施して、原子炉圧力を2MPa[gage]以下の圧力に保持した。また、過酷事故対策で設置された代替注水ラインを使って、14日5時30分からMUWCポンプによって、CSTから原子炉への注水を開始した。以降、断続的に注水を行い原子炉水位を調整した。14日9時27分からはSFPへの水の補給も実施した。

16日から17日にかけて、SFP水の一部をS/Cに排水してMUWCポンプで補給を行い、SFPの水温上昇を抑制した。

17日に仮設の水中ポンプを設置するため、津波で散乱した瓦礫撤去作業などを行った。その後、18日に電源を準備し、RHR用の仮設海水ポンプを取水トレンチに設置し、19日に起動した。RHRポンプはT/B地下の高圧電源盤が浸水により使用できない状態だったため、6号機の電源盤から直接仮設ケーブルを敷設して電源の供給を行った後、19日5時頃RHRポンプを起動し、SFPの冷却を開始した。

その後、系統構成を切り替えることでSFPと原子炉の冷却を交互に行うこととし、20日12時25分原子炉の冷却を開始した。20日14時30分に原子炉は冷温停止に至った。

表 2.6-1　主な時系列（5 号機）

平成 23 年 3 月 11 日（金）
１４：４６　東日本大震災発生。
１４：４７　５号機、非常用 DG 自動起動。
１５：２７　津波第一波到達。
１５：３５　津波第二波到達。
１５：４０　全交流電源喪失。
１５：４２　1 号機※、2 号機※、3 号機※、4 号機※、5 号機※について、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
※平成 23 年 4 月 24 日に、1 号機、2 号機、3 号機のみに訂正

平成 23 年 3 月 12 日（土）
０：０９　所内電源系統の点検のため、5 号機及び 6 号機の現場に出発。
１:４０頃　SRV 自動開（以降、開閉を繰り返し原子炉圧力を約 8 MPa に維持）。
６：０６　RPV 頂部の弁の開操作により、RPV の減圧実施。
８：１３　5 号機へ、6 号機の DG からの本設ケーブルによる電源融通（直流電源の一部）が可能となる。
１４：４２　DG からの電源により、5/6 号 MCR 非常用換気空調系のうち 6 号機側の空調系を手動起動し、5/6MCR 内の空気浄化を開始。

平成 23 年 3 月 13 日（日）
１８：２９　6 号機の DG から MUWC へ仮設ケーブルによる電源の供給を開始。
２０：５４　MUWC ポンプ手動起動。
２０：５４　SGTS 手動起動。

平成 23 年 3 月 14 日（月）
５：００　SRV を開操作し、RPV の減圧実施（以降、断続的に開操作）。
５：３０　MUWC による原子炉注水を開始（以降、断続的に注水）。
９：２７　使用済燃料プールへの水の補給開始（(以降、断続的に補給）。

平成 23 年 3 月 16 日（水）
２２：１６　使用済燃料プール水の入替え開始。

平成 23 年 3 月 17 日（木）
５：４３　使用済燃料プール水の入替え完了。

平成 23 年 3 月 18 日（金）
１３：３０　原子炉建屋の屋上孔あけ（3 ヵ所）作業終了。

平成 23 年 3 月 19 日（土）

１：５５　電源車からの仮設電源により、RHR 仮設海水ポンプ起動。
４：２２　6 号機 DG 2 台目起動。
5:００頃　RHR 手動起動（非常時負荷モードにて使用済燃料プール冷却を開始)。

平成 23 年 3 月 20 日（日）
１０：４９　RHR 手動停止（非常時熱負荷モード)。
１２：２５　RHR 手動起動（停止時冷却モードにて原子炉冷却を開始)。
１４：３０　原子炉水温度が 100℃未満になり、原子炉冷温停止。

2.7 6号機の事故の進展状況

6号機は平成22年8月14日より定期検査のために停止中であり、地震発生時には原子炉には燃料が装荷され、RPVは上蓋がボルトで締め付けられた状態であった。原子炉は冷温停止状態で、制御棒は全挿入状態であった。地震発生前の当直の確認ではSFPの水位は満水（オーバーフロー水位付近）、プール水温は25℃であった。

3月11日14時47分地震による夜ノ森線の鉄塔倒壊などによって外部電源を喪失したため、非常用DG3台が自動起動した。外部電源喪失によりRHR及びFPCが運転を停止した。原子炉は地震前に冷温停止状態であり、また、SFP水温度も十分低く時間的に余裕があることから、RHR及びFPCは待機状態とした。

その後、11日15時36分に、大津波の影響を受け、海水ポンプまたは電源盤の浸水等により非常用DG2台（6A, HPCSDG）の機能が失われた。残りの1台（6B）は空冷式であり、電源盤も使用可能であったため運転を継続した。このため、原子炉への補給水機能の維持に必要な電源を供給することができた。RHR、低圧炉心スプレイ系および高圧炉心スプレイ系（以下、「HPCS」という）は、電源喪失や海水ポンプ水没のため動作不可となった。

地震の発生後、原子炉圧力は崩壊熱により緩やかに上昇したが、停止後の期間が5号機より長かったために、5号機に比べて推移は緩やかであった。
13日13時01分にＭＵＷＣポンプを起動し、13時20分CSTから原子炉への注水を開始した。14日以降、適宜SRVによる減圧を実施し、原子炉圧力と水位を制御した。

SFPの冷却については、大津波により海水ポンプが使用不可となったため、1台残った非常用DGで運転可能であったFPCポンプで、プール水の攪拌を16日以降複数回行った。

17日から仮設の水中ポンプを設置するため、瓦礫撤去作業、電源の準備などを行い、RHR用の海水ポンプとして水中ポンプを取水トレンチに設置し、19日に起動した。次いで、19日22時14分にRHRポンプを起動し、SFPの冷却を開始した。

18日に津波で浸水したDG海水ポンプ（6A）の健全性が確認されたため、18日19時07分に同海水ポンプを起動し、19日4時22分非常用DG（6A）を起動した。

その後、系統構成を切り替えることで原子炉とSFPの冷却を交互に行うこととし、20日18時48分原子炉の冷却を開始した。20日19時27分に原子炉は冷温停止に至った。

表 2.7-1　主な時系列（6 号機）

平成２３年３月１１日（金）
１４：４６　東日本大震災発生。
１４：４７　6 号機、非常用 DG3 台自動起動。
１５：２７　津波第一波到達。
１５：３５　津波第二波到達。
１５：３６　6 号機、DG2 台トリップ。

平成２３年３月１２日（土）
８：１３　5 号機、6 号機の非常用 DG からの電源融通が可能となる。

平成２３年３月１３日（日）
１３：２０　6 号機、非常用 DG からの電源により、復水移送ポンプによる注水を開始（以降、断続的に注水）。

平成２３年３月１４日（月）
１４：１３　使用済燃料プールへの水の補給開始（(以降、断続的に補給）。

平成２３年３月１６日（水）
１３：１０　FPC 手動起動。（除熱機能がない循環運転）

平成２３年３月１８日（金）
１７：００　原子炉建屋の屋上孔あけ（3 ヵ所）終了。
１９：０７　DG 海水ポンプ起動。

平成２３年３月１９日（土）
４：２２　DG 2 台目起動。
２１：２６　電源車からの仮設電源により、RHR 仮設海水ポンプ起動。
２２：１４　RHR 手動起動（非常時負荷モードにて使用済燃料プール冷却を開始）。

平成２３年３月２０日（日）
１６：２６　RHR 手動停止（非常時熱負荷モード）。
１８：４８　RHR 手動起動（停止時冷却モードにて原子炉冷却を開始）。
１９：２７　原子炉水温度が 100℃未満になり、原子炉冷温停止。

2.8 発電所周辺の線量率の状況

発電所周辺の線量率については、MP が停止しており、MP による測定ができなかったが、発電所正門付近に MP の代替として配置されていたモニタリングカーにより測定が実施された。測定結果を図 2.8-1 に示す。

1 号機においては、3 月 12 日 14 時頃 S/C ベント弁（AO 弁）大弁を動作させるため仮設の空気圧縮機が設置され、14 時 30 分に D/W 圧力の低下が確認された。これ以降ベント操作は、2、3 号機も含めて複数回実施された。

線量率については、これらのベント操作の前後でバックグランドレベルに大きな変化はみられていない。しかし、3 月 12 日の 4 時から 7 時頃にかけて上昇し、また、3 月 15 日 6 時 14 分頃爆発音が確認され、その前後において線量率のバックグランドが上昇している。

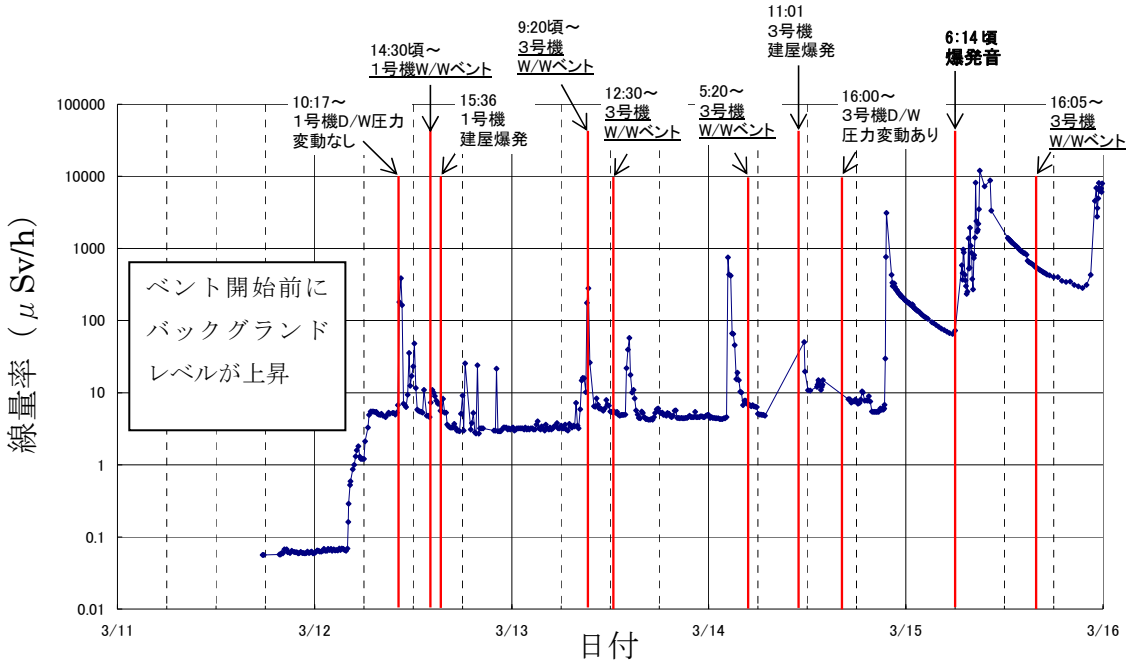


図 2.8-1　福島第一原子力発電所　正門付近の線量率

2.9 1～3 号機の事故時の炉心状態の評価

1～3 号機の事故時の炉心状態について、東京電力がシビアアクシデント解析コードを使用した事象進展解析を実施している。その結果の概要を以下に示す。

1 号機では、最短のケースで、地震発生後 4 時間で炉心損傷開始という解析結果になっている。また、最短のケースで比較すると、2 号機は 77 時間後、3 号機は 42 時間後となっており、それぞれ、RCIC や HPCI などが機能した時間だけ、炉心損傷までの時間が長くなっている。

2.9.1 1 号機の事故時の炉心状態の評価

- 解析においては、格納容器からの気相漏えい条件（地震発生から約 18 時間後）および IC の動作条件（全交流電源喪失以降は不動作）を仮定して解析を行った。その結果、主要な経過は以下のとおりとなった。

  炉心露出開始時間　　：地震発生後約 3 時間
  炉心損傷開始時間　　：地震発生後約 4 時間
  RPV 破損時間　　：地震発生後約 15 時間

- 原子炉水位は、仮定した IC の停止後、約 2 時間で有効燃料棒頂部へ到達し、その後炉心損傷に至る。
- 原子炉圧力は、仮定した IC の停止後、上昇するが、逃がし安全弁により 8MPa(abs)近傍で維持される。炉心損傷後、溶融したペレット等が下部プレナムに移行し、地震発生から約 15 時間後、RPV が破損し原子炉圧力は急激に減少する。
- 格納容器圧力は、RPV より放出された蒸気と炉内の水－金属反応で発生した水素ガスにより、一時的に上昇するが、その後、解析において仮定した格納容器からの漏えいにより格納容器圧力は低下傾向となり、3 月 12 日のベント操作により急激に減少する。
- 格納容器温度は、地震発生から約 18 時間後では約 300℃以上となっており、格納容器設計温度（138℃）を大幅に超えている。
- 発生する水素については、炉心損傷とほぼ同時に発生し、3 月 12 日の爆発はこの際に発生した水素による可能性がある。
- 炉心が損傷することにより放出される放射性物質については、希ガスはベント操作によりほぼ全量が環境中へ放出されることとなる。ヨウ化セシウムについては約 1%の放出であり、その他の核種は約 1%未満の放出という解析結果となっている。

2.9.2 2 号機の事故時の炉心状態の評価

- 解析においては、格納容器からの気相漏えい条件（地震発生から約 21 時間後）および消防車による注水量を 2 ケース仮定して解析した。その結果、主要な経過は以下のとおりとなった。

  （ケース 1）原子炉水位が計測値と同程度となる注水量を仮定した場合
  （ケース 2）原子炉水位が燃料域内に維持できない注水量であったと仮定した場合

  炉心露出開始時間　　：地震発生後約 75 時間

炉心損傷開始時間　　：地震発生後約 77 時間
RPV 破損時間　　：地震発生後約 109 時間（ケース 2 の場合）

- 原子炉水位は、RCIC の停止後徐々に低下して露出を始め、SRV 開放後は炉心損傷に至る。
- 原子炉圧力は、RCIC が停止するまでの間は、SRV 作動圧力近傍で高圧状態に維持される。RCIC 停止後の SRV 開放により急速に減圧され、その後大気圧近傍まで低下する。
- 格納容器圧力は、サプレッションプール水温の上昇に伴い徐々に上昇する。RCIC 停止後の SRV 開放により一時的な圧力上昇が生じ、その後、解析において仮定したサプレッションチェンバからの漏えいにより圧力は低下傾向に転じる。（なお、仮定した格納容器からの漏えいが実際にあったか、計測側の問題かは現時点では不明である。）
- 金属-水反応による水素は、炉心が露出し、燃料被覆管温度が上昇し始める時期に大量に発生する。
- 炉心が損傷することにより放出される放射性物質のうち、希ガスは圧力容器からサプレッションチェンバに放出され、仮定したサプレッションチェンバからの漏えいによりほぼ全量が環境中へ放出されることとなる。ヨウ化セシウムについては 1%以下の放出であり、大半はサプレッションプール内に存在するという解析結果となっている。（ただし、放射性物質の挙動については、解析条件やモデルによる不確かさの影響が大きいと考えられることに留意する必要がある。）

2.9.3　3 号機の事故時の炉心状態の評価

- 解析において消防車による注水量を 2 ケース仮定して解析した。その結果、主要な経過は以下のとおりとなった。

（ケース 1）原子炉水位が計測値と同程度となる注水量を仮定した場合、
（ケース 2）原子炉水位が燃料域内に維持できない注水量であったと仮定した場合

炉心露出開始時間　　：地震発生後約 40 時間
炉心損傷開始時間　　：地震発生後約 42 時間
RPV 破損時間：地震発生後約 66 時間（ケース 2 の場合）

- 原子炉水位は、HPCI の停止後徐々に低下して露出を始め、SRV 開放後は炉心損傷に至る。
- 原子炉圧力は、HPCI が停止するまでの間は、SRV 作動圧力近傍で高圧状態に維持される。HPCI 停止後の SRV 開放により急速に減圧され、その後大気圧近傍まで低下する。
- 格納容器圧力は、サプレッションプール水温の上昇に伴い徐々に上昇する。HPCI 停止後の SRV 開放により圧力は一時的に大きく上昇するが、サプレッションチェンバからのベントにより圧力は低下する。その後、ベント操作に応じて圧力は増加・減少を繰り返す。
- 金属−水反応による水素は、炉心が露出し、燃料被覆管温度が上昇し始める時期に大量に発生し、3 月 14 日の爆発はこの際に発生した水素による可能性が指摘されている。

・ 炉心が損傷することにより放出される放射性物質のうち、希ガスは圧力容器からサプレッションチェンバに放出され、ベントによりほぼ全量が環境中へ放出されることとなる。ヨウ化セシウムについては約 0.5%の放出であり、大半はサプレッションプール内に存在するという解析結果となっている。（ただし、放射性物質の挙動については、解析条件やモデルによる不確かさの影響が大きいと考えられることに留意する必要がある。）

出典資料

(1)原子力安全に関する IAEA 閣僚会議に対する日本国政府の報告書、2011 年 6 月
・ http://www.kantei.go.jp/jp/topics/2011/pdf/houkokusyo_full.pdf
・ http://www.kantei.go.jp/jp/topics/2011/pdf/app_full.pdf

3章　事故事象原因分析と課題の抽出

今回の事故は､炉心を損傷したこと､環境へ放射能を放出したことが問題である。これらの原因分析をイベントツリーにより、どのような要因で事故に至ったのか、何が事象を収束と拡大とに分けたのか、成否を分けた要因に対して、課題を抽出した。

さらに、網羅的に課題を拾い出すため､「止める」「冷やす」「閉じ込める」といった機能面に着目した分析を行った。

3.1　事故事象進展の流れ

各号機の事象進展のイベントツリーを図 3.1-1 に示す。

イベントツリーの構成は、起因事象（地震）とそれに続いて到来した津波により、主に電源（直流電源、外部電源、非常用 DG）機能がどのように喪失したか、短期的な炉心冷却（IC/RCIC 等 交流電源に依存しない系統）及び冷温停止状態への移行操作（原子炉減圧、原子炉注水、格納容器ベント等)、若しくは炉心損傷が生じた場合の事象緩和策（損傷炉心冷却、格納容器/原子炉建屋制御）の成否などが記載できる形とした。また、電源が復旧され設備の機能回復が可能である場合（従来から整備済の過酷事故対策）と、今回のように電源復旧が不能となり設備機能回復が困難であった場合に実施された対応策とが明確となるような記載とした。

1 号機は、地震により外部電源が喪失し、さらに津波により非常用 DG が喪失したことにより全交流電源が喪失した。さらに、直流電源も喪失した。津波到来までは IC が動作していたことが確認されている。津波到来以降、炉心損傷に至ったと推定される。その後、炉心から発生した水素が、格納容器から原子炉建屋へ漏れ、水素爆発が起こり環境へ放射能が放出されたものと推定される。

2 号機は、地震により外部電源が喪失し、さらに津波により非常用 DG が喪失したことにより全交流電源が喪失した。さらに、直流電源も喪失した。直流電源喪失前に起動した RCIC により 14 日の 13 時半頃まで約 3 日間弱､炉心冷却を確保した。しかし、RCIC の停止後は代替注水実施までに時間を要したことや注水量が少なかったことにより、炉心損傷に至ったと推定される。

3 号機は、地震により外部電源が喪失し、さらに津波により非常用 DG が喪失したことにより全交流電源が喪失したものの、13 日の 2 時 40 分頃までの約 1 日半直流電源が枯渇するまで RCIC および HPCI は運転し炉心冷却を確保した。しかし RCIC および HPCI の停止後は代替注水実施までに時間を要したことや注水量が少なかったことにより、炉心損傷に至ったと推定される。その後、炉心から発生した水素が、PCV、R/B へ漏れ、水素爆発が起こり環境へ放射能が放出されたものと推定される。

4 号機（定期検査のため停止中）は、地震により外部電源が喪失し、さらに津波により非常用 DG が喪失したことにより全交流電源が喪失した。さらに直流電源も喪失した。SFP には、炉心から取り出したばかりの比較的崩壊熱の大きい燃料があったが、電源喪失により FPC によるプール水の冷却はできなかった。また、水素爆発により 4 号機原子炉建屋 5 階付近が損傷した。その後、コンクリートポンプ車により SFP への注水を実施した。

5 号機（定期検査のため停止中）は、地震発生時には原子炉に燃料が装荷されており、制御棒は全挿入状態で RPV の耐圧漏えい試験を実施していた。

地震・津波により全交流電源は喪失したが、6 号機からの電源融通により交流電源を確保した。また、RHR 系海水ポンプは津波により損傷したが、仮設海水ポンプを RHR 用の海水ポンプとして使用し、RHR 系による使用済燃料プールおよび原子炉ウエルの冷却を行った。これにより、原子炉は冷温停止状態となった。

6 号機（定期検査のため停止中）は、地震発生時には全燃料が装荷され、RPV 上蓋が閉められ、冷温停止状態だった。地震により外部電源を喪失したため、非常用 DG3 台が自動起動したが、うち 2 台は襲来した津波によって海水ポンプや電源盤が機能喪失したため運転不能となった。残りの 1 台（空冷式）により交流電源が確保できたため、原子炉および SFP への冷却および 5 号機への電源融通を実施した。また、RHR 系海水ポンプは津波により損傷したが、仮設海水ポンプを RHR 用の海水ポンプとして使用し、RHR 系による SFP および原子炉ウエルの冷却を行った。これにより、原子炉は冷温停止状態となった。

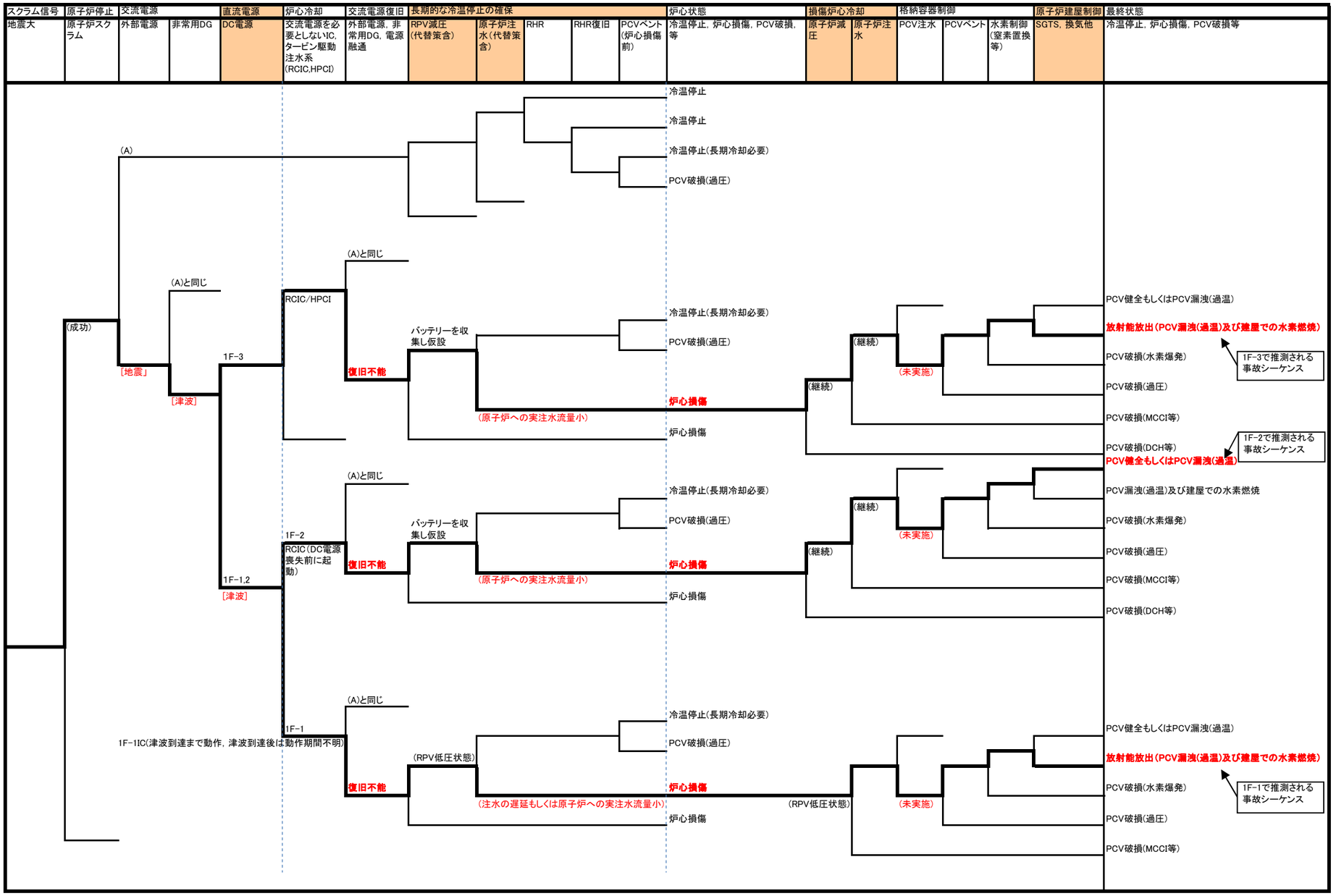


図3.1-1　福島第一原子力発電所1号機～3号機事象進展イベントツリー

3.2 事故事象進展からの課題の抽出

3.2.1 事故事象進展（イベントツリー）からの原因分析

3.1 事故事象の進展の流れ（イベントツリー）から炉心損傷と放射能の環境放出に至った主要な要因として、以下の３つを抽出した。

① 全交流電源の供給不能
② 原子炉からの除熱不能
③ 建屋への水素漏えいと水素爆発

以上の 3 要因について、原因分析を実施し、課題の抽出を行った。

また、原因分析を通して、作業遂行を阻害した共通要因を洗い出し、これらの要因についても分析し、課題抽出を行った。

(1) 全交流電源の供給不能

交流電源の供給ができなかった原因の分析結果を図 3.2.1-1 に示す。

津波による被災前の交流電源は、地震発生前は外部電源により供給されており、地震発生後は非常用 DG により供給されていた。

交流電源の供給ができなかった設備面・運用面からの原因は、外部電源による電源供給の不能、非常用 DG による電源供給不能、電源融通不能、及び早期電源復旧不能が挙げられる。

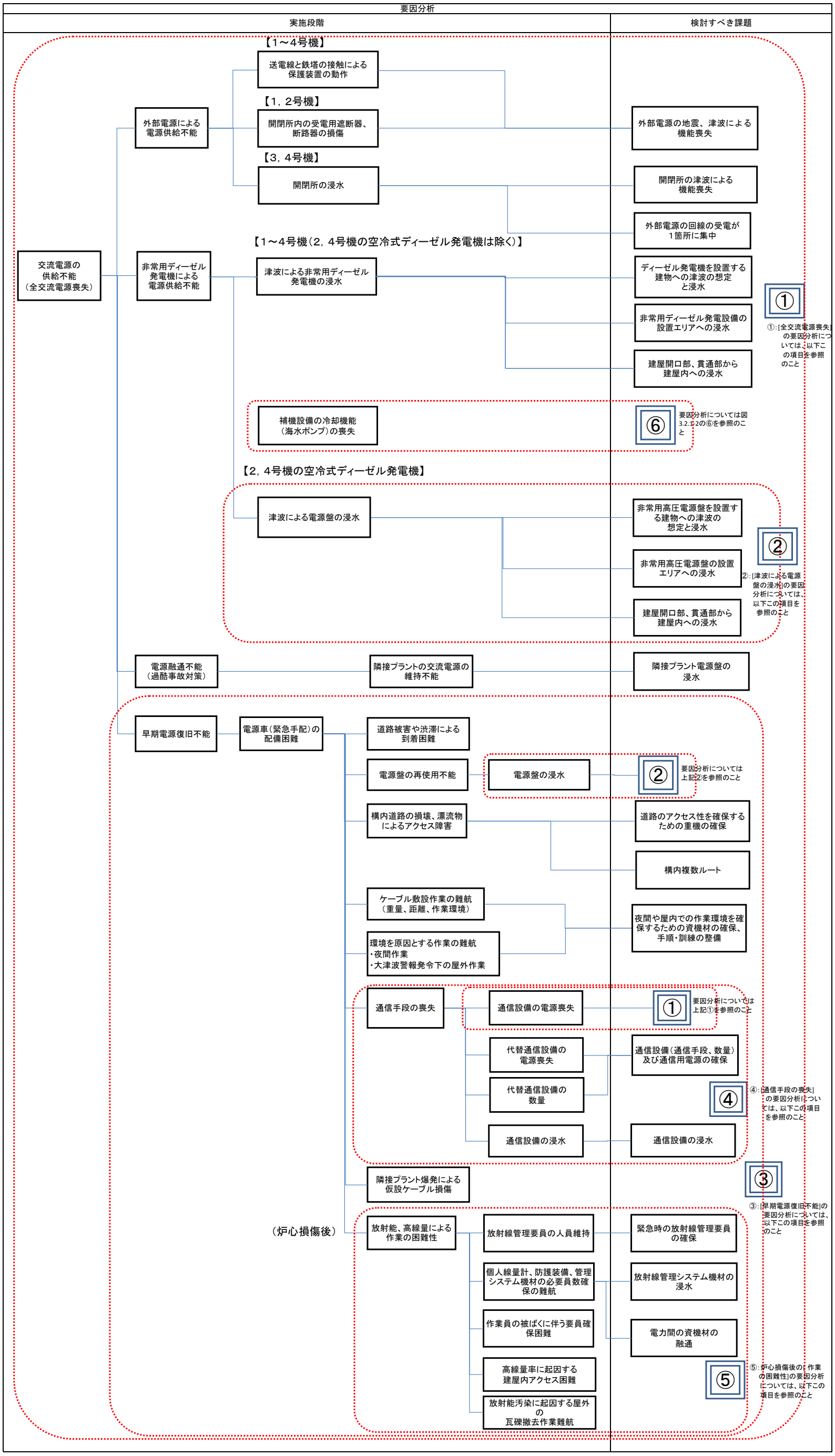


図 3.2.1-1 交流電源供給不能 原因分析

a. 外部電源による電源供給不能

外部からの電源供給は、新福島変電所から受電できるようになっていたが、地震による変電所設備の損傷、地震による発電所の開閉所内の受電用遮断器と断路器の損傷、及び送電線と鉄塔の接触による保護装置の動作等により、地震後に機能を喪失した。

なお、3 号機及び 4 号機の開閉所には、津波が到達した痕跡が確認されている。

これらのことから、外部電源による電源供給を維持するための検討課題として、以下が挙げられる。

- 外部電源（変電所、送電線、開閉所）の地震、津波による機能喪失
- 開閉所の津波による浸水
- 外部電源の回線が変電所で 1 箇所に集中することの備え（回線の多重化）

b. 非常用ディーゼル発電機による電源供給不能

地震後、非常用 DG により電源供給していたが、津波到達後、6 号機の 1 台を除き海水ポンプの機能喪失、建屋内への浸水等によりその機能を喪失した。2 号機と 4 号機の空冷式非常用 DG は、津波による浸水を免れたが、非常用高圧電源盤が浸水したことにより電源供給の機能を喪失した。

これらのことから、非常用 DG による電源供給を維持するための検討課題として、以下が挙げられる。

- 非常用発電設備（DG 及び電源盤）の設置エリアへの浸水
- 建屋開口部、貫通部から建屋内への浸水
- 非常用 DG 用冷却海水系ポンプの浸水

なお、5、6 号機については、6 号機の空冷式非常用 DG により交流電源を供給できた。

c. 電源融通不能

過酷事故対策として整備した隣接号機からの電源融通は、1~4 号機については、いずれも電源喪失したため実施できなかった。

5、6 号機については、6 号機の非常用 DG より交流電源を供給していたため、電源融通を実施できた。

d. 早期電源復旧不能（交流電源を確保できた 5、6 号機は除く）

交流電源を失ったため、電源車を緊急に手配し、発電所構外から速やかに調達させることで早期の電源復旧を試みたが、結果的に、炉心損傷に至る前に電源を復旧させることができなかった。

早期の電源復旧の作業中にも、余震及び津波警報発令の影響により作業が度々中断した。また、夜間作業や大津波警報発令下での作業などは、作業の効率を悪化させる原因となった。

建屋内作業（ケーブルの敷設作業）においては、電源の喪失に伴い屋内照明が失われ、限られた数量の懐中電灯などを用いて作業が行われた。また、通信設備（ページング・保安電話）は一部を除き、浸水、又は電源の喪失により使用できなくなった。携帯電話、PHS についてもバッテリーの消耗により徐々に使えなくなり、作業現場間の連絡、MCR や緊急時対策所との交信手段が途絶え、作業が困難な状況となった。

これらのことから、早期に電源を復旧するための検討課題として、以下が挙げられる。

・ 電源盤の浸水

また、復旧作業の実効性を高めるための課題としては、以下が挙げられる。

・ 夜間や屋内での作業環境を確保するための資機材の確保
・ 道路のアクセス性を確保するための重機の確保
・ 構内複数ルート
・ 通信設備（通信手段、数量）及びバッテリーを含む通信用電源の確保
・ 通信設備の浸水

さらには、電源復旧に限ったことではないが、「手順・訓練の整備」も作業の実効性を向上させるために必要な課題として抽出される。

炉心損傷後の水素爆発が発生した後には、作業困難な状況が生じた。

原子炉建屋の水素爆発により作業員が怪我を被り、また、1 号機においては、ほう酸水注入ポンプを使用した代替注水のために緊急敷設したケーブルが損傷を受けるなどの被害を生じた。また、放射能汚染された瓦礫を撤去する作業に労力と時間を費やし、屋外作業に時間を要した。

また、多くの個人線量計と放射線管理システムが津波により浸水してしまったため、個人線量計が不足し、全作業員が着用する個数を確保することができなかった。

これらのことから、抽出される検討課題として、以下が挙げられる。

・ 電力間の資機材の融通
・ 緊急時の放射線管理要員の確保
・ 放射線管理システムの浸水

(2) 原子炉からの除熱不能（停止中の 4、5、6 号機は除く）

原子炉からの除熱不能に至った原因の分析結果を図 3.2.1-2 に示す。

原子炉の除熱設備として、原子炉を減圧するための高圧系設備として、IC（1 号機）、HPCI（1～3 号機）、RCIC（2，3 号機）が設置されていた。

更に、1 号機においては、原子炉を減圧させるための SRV（逃がし弁機能／自動減圧機能）及び低圧での炉心注入を行う CS が設置されていた。2 号機及び 3 号機については、SRV 及び CS に加えて、RHR（低圧注入モード）が設置されていた。

また、1～3 号機に、格納容器過圧防止のための格納容器ベント装置および過酷事故対策設備が用意されていた。

原子炉からの除熱が不能となった設備面、運用面からの原因として、SRV による減圧困難、CS 及び RHR による除熱不能、過酷事故対策設備（代替注水設備）による除熱不能、及び格納容器ベント困難が挙げられる。

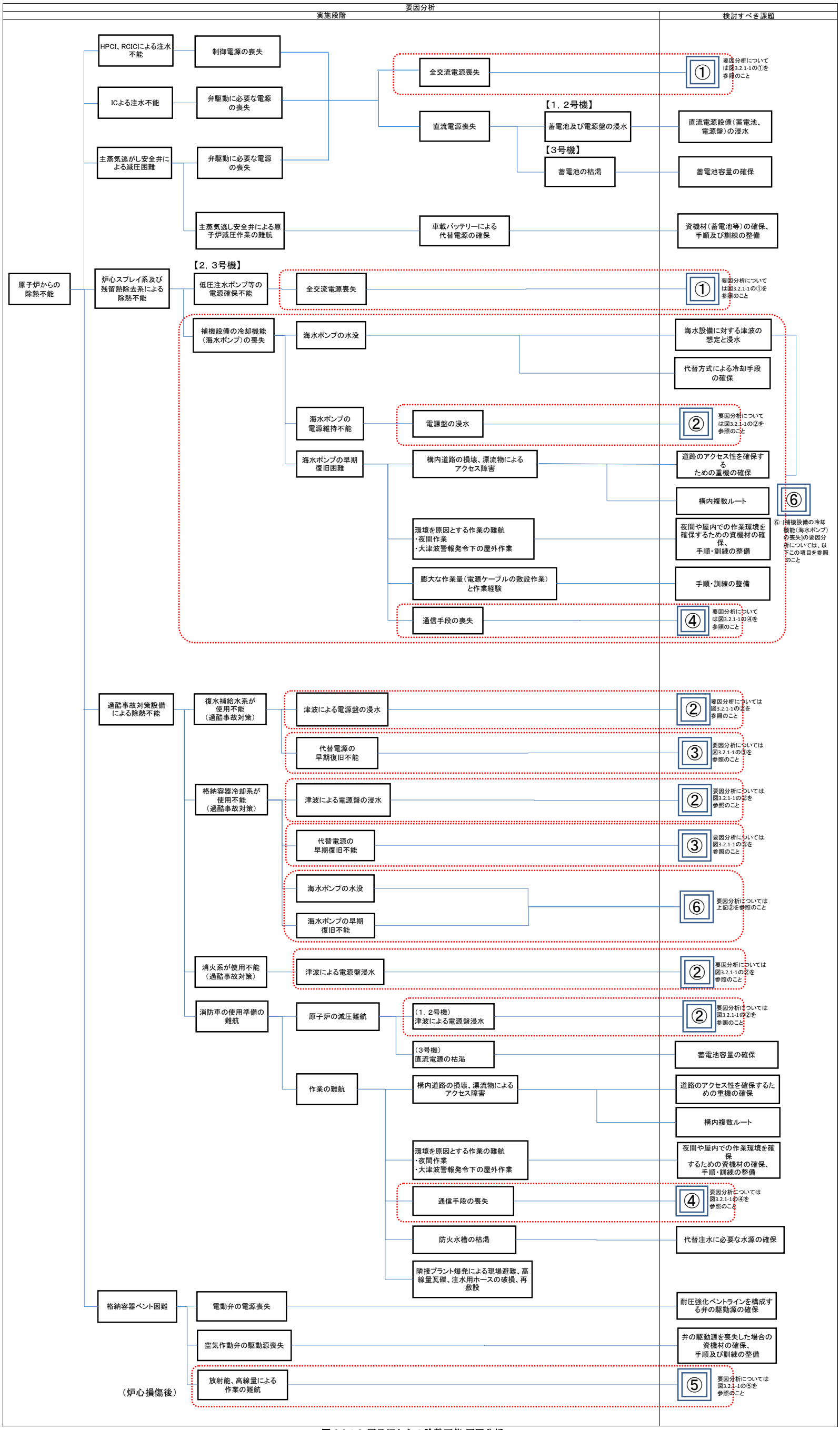


図 3.2.1-2 原子炉からの除熱不能 原因分析

a. 非常用復水器、高圧注水系、原子炉隔離時冷却系による冷却不能

1 号機の IC は、津波到達前に原子炉の冷却率を守るために手動停止し、弁が閉止した状態で津波の影響で直流電源が喪失したため、運転できない状況となった。その後、弁を開とする操作を行い蒸気の発生を確認したが、どの程度運転できたのか不明な状況であり、実際にはほとんど冷却できていなかったと推察される。

1、2 号機の HPCI は、津波到達前は起動する条件とならなかったため待機状態であったが、津波により直流電源が喪失し、機能喪失となった。3 号機の HPCI は、原子炉水位低下により自動起動し、その後原子炉圧力の低下により停止し、直流電源の枯渇により動作不能となったと推定する。

3 号機の RCIC は、スクラム後に手動起動した。原子炉水位調整のために起動、停止を行った。津波到達後、蓄電池により運転を継続していたが、蓄電池の枯渇により、運転を停止したと思われる。

これらのことから、IC、HPCI、RCIC の機能を維持するための検討課題として以下が挙げられる。

- 直流電源設備（蓄電池、電源盤）の浸水
- 蓄電池容量の確保

b. 主蒸気逃がし安全弁による減圧不能

1 号機及び 2 号機において、SRV の駆動に必要な直流電源は、津波による浸水により機能喪失した。また 3 号機については、直流電源が津波により浸水することはなかったが、3 月 13 日には直流電源の枯渇により直流電源で作動していた設備が機能喪失した。

代替注水を行うためには SRV を作動させて原子炉を減圧させる必要があり、このために、SRV の駆動源となる窒素供給用電磁弁を開ける必要があった。

3 号機においては、消防車による代替注水にあたり、車載バッテリーによる電磁弁の開操作を試みた。所内に保管された蓄電池は、1、2 号機の計器復旧のために使用されていたため、発電所対策本部で作業を行う社員の通勤用自動車のバッテリーを取り外して集め、計器盤に繋ぎ込むことで、最終的に、高圧炉心注入系の機能を喪失してから約 6 時間後に SRV を開けて、原子炉の急速減圧を実施することができた。

これらのことから、SRV による減圧機能を維持するための検討課題としては、以下が挙げられる。

- 交流電源の供給不能（3.2.1(1)を参照）
- 直流電源設備（蓄電池、電源盤）の浸水
- 蓄電池容量の確保
- 直流電源喪失時における SRV 動作のための資機材の確保及びその手順、訓練の整備

c. 炉心スプレイ系（1～3 号機）及び残留熱除去系（2、3 号機）による除熱不能

CS 及び RHR（低圧注水モード）による除熱不能の原因は、交流電源の供給不能と、関連する補機冷却用の海水ポンプの冷却機能喪失である。交流電源の供給不能の原因については 3.2.1(1)で記載した通りである。海水ポンプの冷却機能喪失の原因は、想定していた津波の最高水位（O.P.5.7m）を超える津波による浸水であり、全ての海水ポンプが一度に冷却機能を失った。

海水ポンプの復旧については、海水ポンプの予備品を準備していたが、地震及び津波の被災により海水ポンプ設置エリアへのアクセス性が極めて困難であったこと、余震により作業の中断が度重なったこと、夜間の大津波警報発令などで作業の効率が悪化したことから、海水ポンプの復旧作業に時間を要する状況となった。また、海水ポンプ以外にも補機冷却系の機能に必要な電源盤が浸水したため、当該系統の早期復旧は極めて困難であった。

これらのことから、CS 及び RHR による除熱機能を維持するための検討課題として、以下が挙げられる。

・ 海水設備に対する津波の想定と浸水
・ 代替方式による冷却手段の確保

d. 過酷事故対策設備による除熱不能

注水機能が喪失した場合のシビアアクシデント対策として、MUWC、CCS、FP が用意されていた。

しかし、いずれの設備も、全交流電源の喪失、補機冷却系の機能喪失により、ほとんどの設備について使用することができなかった。

過酷事故対策として代替注水設備に FP を活用することとしていたが、電動消火ポンプは、電源が喪失したため、その機能を喪失した。ディーゼル駆動方式のポンプについては、1 号機では一時的に運転したが、不具合により停止している。2 号機では起動操作をしなかったようであるが、故障によるものか詳細は不明である。3 号機では一時動作したが、その後停止している。詳細は不明である。

柏崎刈羽原子力発電所での地震により対策として準備していた消防車を使って、応用動作として原子炉への注水を試みたが、屋外のアクセス性が極めて困難であったこと、余震により作業の中断が度重なったこと、夜間の大津波警報発令などで作業の効率が悪化したことから、FP を用いた原子炉への冷却水注入に時間を要し、結果的に炉心損傷に至る前に冷却水を注入することができなかった。

また、防火水槽を水源として原子炉への淡水注水を開始したが、水の枯渇に伴い、12 日午後には逆洗弁ピットの海水への水源切替えを行うこととなった。

さらに、原子炉建屋の水素爆発により作業員が怪我を被り、また、代替注水のために配備したホースや消防車は、水素爆発により被災し使用不可能となった。現場に残置された資機材は、その後の屋外作業の障害物となるなど、作業に時間を要した要因となった。

これらのことから、過酷事故対策設備による除熱機能を確保するための

検討課題として、以下が挙げられる。
・交流電源の喪失
・海水ポンプの機能喪失
・代替注水に必要な水源の確保

e. 格納容器ベント作業

格納容器ベントの目的としては、格納容器の圧力が上昇し、圧力を逃すことで、格納容器本体の健全性を確保することと、安全系の機能喪失により格納容器内に原子炉の熱が蓄積された場合に、ベントにより放熱することがある。

福島第一 1～3 号機で初期の段階に、格納容器をベントするために作業していたのは、圧力を逃すためであった。

1～3 号機では、格納容器ベントの実施前の状況は、当該系統を構成するラインのうち電動弁及び AO 弁が閉止された状況であった。

電動弁については全交流電源が失われ、AO 弁についても作動用空気が失われていたために、遠隔操作による早期のベント開始ができなかった。

1 号機の場合、電動弁については手動にて開操作を実施した。また、AO 弁については、主ラインを構成する AO 弁（大弁）は手動で容易に開弁することのできない構造であったため、小弁を開操作することとした。しかし、既に炉心損傷に至っており、当該エリアの雰囲気線量は高く、また、狭隘な暗闇の中での作業であり、容易にアクセスできない状況となっていたため、手動での開操作を断念し、仮設のコンプレッサーを用いて作業を実施することとなり、結果的にベント開始までに時間を要した。

1、3 号機では、最終的にベントを実施することができたが、電源や作動用空気の喪失のために、ベントラインを構成させるのに時間を要した。また、2 号機ではベントラインの構成後において、格納容器圧力がラプチャーディスクの作動圧力に達しない状態が継続し、ベントが実施されたかどうか明確となっていない。

これらのことから、格納容器ベントを確実に実施するための検討課題として、以下が挙げられる。
・ 格納容器ベントラインを構成する弁の駆動源の確保
・ 弁の駆動電源､空気を喪失した場合においても速やかなライン構成を達成するための資機材の確保
・ 手順、訓練の整備

(3) 建屋への水素漏えいと水素爆発（水素爆発の無かった 5、6 号機を除く）

建屋への水素漏えいと水素爆発に至った原因の分析結果を図 3.2.1-3 に示す。原子炉建屋への水素漏えいは、炉心損傷に伴い燃料被覆管から水素が発生し、格納容器を経由して原子炉建屋に流出したものと推定される。格納容器から原子炉建屋への漏えいについては、格納容器の圧力上昇に伴いフランジ部ガスケットまたは貫通部シール部等から漏えいしたものと推定される。なお、2 号機については、3 月 15 日 6 時頃に、S/C と格納容器の圧力が喪失

している。RPV 及び格納容器からの漏えいルートについては、今後、事故の収束後において、更なる調査が必要である。

4 号機については、カメラによりプール内の燃料を観察した結果及び燃料プールから採取されたプール水の核種分析結果から、燃料プールで水素が大量に発生した可能性は低い。

一方、4 号機の SGTS 排気管は排気筒手前で 3 号機の排気管と合流していることから、4 号機原子炉建屋で爆発した水素は、3 号機で発生した水素が SGTS 排気管を通じて 4 号機側へ回りこみ、原子炉建屋内に滞留した可能性がある。放射線測定では、4 号機の SGTS フィルタトレイン出口側の放射線量が高く、入口側に行くに従って下がっていることが確認されており、上記の可能性を示す結果となった。SGTS 排気管には AO 弁が設置されていたが、通常駆動時の計装用圧縮空気の喪失に加え、格納容器ベント時のバックアップ系（専用空気ボンベ）からの駆動用空気が電源喪失により供給できなくなり開状態となった。

また、いずれのプラントにおいても、原子炉建屋内への水素漏えいを事前に検知することができず、さらに、交流電源を喪失した状態において水素を除去するための手段を有していなかった。

これらのことから、炉心損傷等による水素発生の場合の建屋への水素漏えいと水素爆発を防止するための課題として、以下が挙げられる。

- 排気筒を共有する号機間での水素の回りこみ
- 格納容器ベントラインから原子炉建屋への回りこみ
- 原子炉建屋内の水素滞留
- 建屋から水素ガスを除去するための資器材の確保
- 手順、訓練の整備

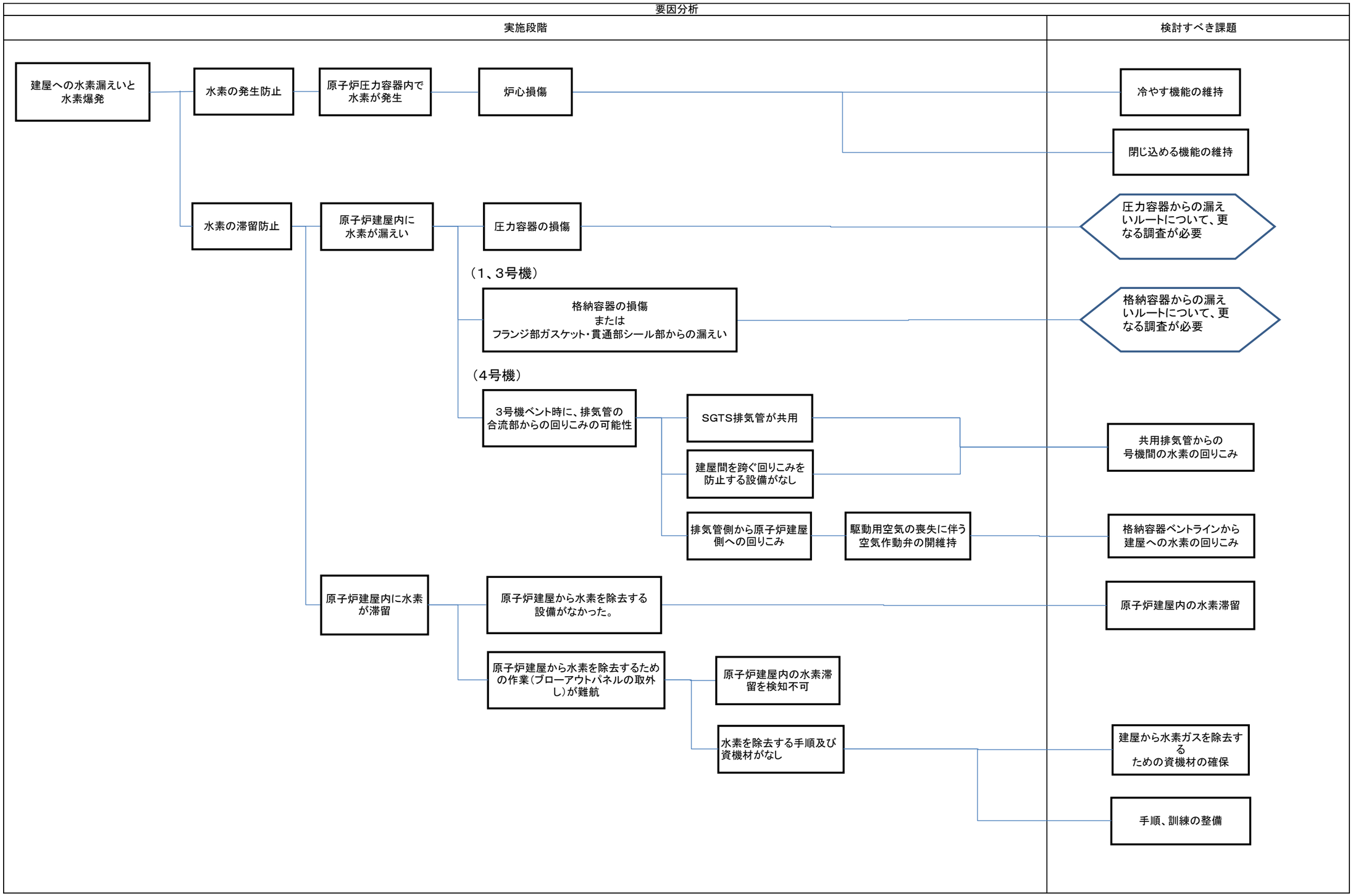


図3.2.1-3 建屋への水素漏えいと水素爆発 原因分析

3.3 機能面から確認した課題の整理

福島第一１～４号機は隣接して設置されているが、地震・津波時は１～3 号機は定格出力運転中、4 号機は定検停止中（全燃料取出中）と状況が異なっていた。また、同発電所 5、6 号機は、１～４号機から離れた位置に設置されており、これらの要件が事象進展の違いとなっている。

3.3.1 1～3 号機の事故事象原因分析と課題の整理

原子力発電所の基本的な安全機能は、「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」であり、それぞれが機能不全に陥った原因を分析した。また、「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の運転操作を実施するために必要な基本要件（設備環境）についても分析を行った。

さらに、これらから導かれた共通要因（常設電源供給不能、代替電源（電源車）供給不能、補機冷却不能）について分析を行った。

定格出力運転中ユニット（1～3 号機）の機能別事故原因分析と課題の整理結果を表 3.3-1～3.3-3 に示す。

表3.3-1　福島第一原子力発電所1号機の事故原因分析と課題の整理（1／2）

安全機能		関連設備等		機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
止める	原子炉の緊急停止機能	安全保護系、制御棒及び制御棒駆動系		○	（地震発生時に正常動作）	－	－
	代替反応度制御	再循環ポンプトリップ（AM）		－	（スクラム成功により不要）	－	－
		代替制御棒挿入（AM）		－	（スクラム成功により不要）	－	－
	未臨界維持機能	ほう酸水注入系		－	（スクラム成功により不要）	－	－
サポート系	電源供給機能	外部電源		×	地震により外部電源喪失	地震による1/2号機開閉所の大熊線1L受電遮断器損傷	① 開閉所遮断器の信頼性
		非常用ディーゼル発電機		×	浸水により機能喪失	津波による非常用ディーゼル発電機の浸水	② 非常用ディーゼル発電機の浸水
		6.9kV高圧電源		×	浸水により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③ 6.9kV高圧電源盤の浸水
		480V低圧電源		×	6.9kV高圧電源の喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
					浸水により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④ 480V低圧電源盤の浸水
		125V直流電源		×	浸水により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤ 125V直流電源盤の浸水
	代替電源供給機能	電源融通（AM）		×	隣接プラントからの電源融通不能	津波による隣接プラント（2号）の所内電源喪失	⑥ 隣接プラント電源盤の浸水
		電源車（緊急手配）		×	到着困難	道路被害や渋滞による到着困難	⑦ 外部からの代替電源の調達
					繋ぎ込み作業難航	1号機交流電源盤浸水による接続不能	③、④と同じ
						ケーブル敷設作業の困難性（重量、距離、作業環境）	⑧ 代替電源用ケーブル敷設
						断続的な余震及び大津波警報発令の継続	－
						交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨ 交流電源喪失時の通信手段
					電源供給不能	1号機原子炉建屋爆発によるケーブル損傷及び電源車自動停止	－
	補機冷却機能	格納容器冷却海水系		×	浸水により機能喪失	津波による格納容器冷却海水ポンプの浸水	⑩ 格納容器冷却海水ポンプの浸水
					交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		補機冷却海水系		×	浸水により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑪ 補機冷却海水ポンプの浸水
					交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
					直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
		原子炉補機冷却水系		×	補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
					交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
					直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
冷やす	原子炉冷却材圧力ﾊﾞｳﾝﾀﾞﾘの過圧防止機能	主蒸気逃がし安全弁（安全弁機能）		－	（非常用復水器により制御）	－	－
	高圧炉心冷却機能	高圧注水系		×	直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
		非常用復水器（本体）		△（一時的に作動）	直流電源喪失により機能劣化（遠隔操作不能）	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					隔離信号発信により隔離（交流電源喪失により内側隔離弁中途開）	直流電源喪失による配管破断検知回路動作	⑫ 直流電源喪失に対する隔離信号の設計妥当性
		非常用復水器（サポート系）	純水補給水系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
			消火系	△（一時的に作動）	外部電源喪失により電動ポンプ使用不能	地震による大熊線1L受電遮断器損傷	①と同じ
					ディーゼル駆動消火ポンプ停止	機械的故障（推定）	－
	代替注水機能（高圧）	ほう酸水注入系（AM）		×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
					電源復旧操作難航	【復旧不能】1号原子炉建屋爆発によるケーブル損傷及び電源車自動停止	－
		制御棒駆動水系（AM）		×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
					直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
	原子炉減圧機能	主蒸気逃がし安全弁（逃がし弁機能／自動減圧機能）		×	直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
	低圧炉心冷却機能	炉心スプレイ系		×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
					直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					格納容器冷却海水系喪失により機能喪失	津波による格納容器冷却海水ポンプの浸水	⑩と同じ
	代替注水機能（低圧）	復水補給水系（AM）		×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
		格納容器冷却系（AM）		×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
					直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					格納容器冷却海水系喪失により機能喪失	津波による格納容器冷却海水ポンプの浸水	⑩と同じ
		消火系（AM）		×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					ディーゼル駆動消火ポンプ停止	機械的故障（推定）	－
		消防車（中越沖地震対応）		△（流量不足、作業難航）	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					必要注水流量確保困難	水源として使用した防火水槽の容量確保困難	⑬ 淡水水源の枯渇
					作業難航	地震や津波の影響による障害物	⑭ 地震・津波による障害物
						1号機原子炉建屋の爆発による現場退避、高線量の瓦礫	⑮ 水素爆発／線量上昇による作業環境悪化
						1号機原子炉建屋の爆発による海水注入用ホースの損傷、再敷設	⑮と同じ
						断続的な余震及び大津波警報発令の継続	－
						交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨と同じ

表3.3-1　福島第一原子力発電所1号機の事故原因分析と課題の整理（2／2）

安全機能		関連設備等	機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
閉じ込める	格納容器隔離機能	主蒸気隔離弁	○	（正常動作）	－	－
	格納容器からの除熱機能	格納容器冷却系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				格納容器冷却海水系喪失により機能喪失	津波による格納容器冷却海水ポンプの浸水	⑩と同じ
		停止時冷却系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
	代替除熱機能	復水補給水系による 代替格納容器スプレイ（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
		消火系による 代替格納容器スプレイ（AM）	×	外部電源喪失により電動ポンプ使用不能	地震による1/2号機開閉所の大熊線1L受電遮断器損傷	①と同じ
				ディーゼル駆動消火ポンプ停止	機械的故障（推定）	－
				代替格納容器スプレイに向けた操作未実施	非常用復水器への給水及び代替注水を優先（推定）	－
		耐圧強化ベント（AM）	△ （交流電源喪失により時間を要した）	ベント操作難航	津波による125V直流電源盤の浸水 （空気作動の格納容器ベント弁遠隔操作不能）	⑤と同じ
					外部電源喪失による計装用空気の圧力低下	⑯ 圧縮空気の確保困難
					交流電源喪失及び線量上昇によるボンベライン電動弁開操作不能	④及び⑮と同じ
					線量上昇によるアクセス困難	⑮と同じ
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨と同じ
					AO弁の空気圧、電源の維持困難	－
		ドライウェルクーラ（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補器冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
		原子炉冷却材浄化系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補器冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
	放射性物質の放出低減機能	非常用ガス処理系	×	交流電源喪失により動作不能	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
	その他	原子炉格納容器	×	漏えい発生	格納容器からの除熱機能喪失によるフランジ部のガスケット及び貫通部のシール劣化	⑰ ガスケット及び貫通部シールの耐熱性及び耐圧性
		原子炉建屋	×	水素爆発により損傷	ジルカロイ-水反応による水素発生	－
					格納容器貫通部からの水素漏えい	－
					原子炉建屋内での水素滞留	⑱ 原子炉建屋内での水素滞留
その他	安全上特に重要な関連機能	中央制御室換気空調系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
	事故時のプラント状態の 把握機能	事故時監視計器	×	直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
	異常状態の把握機能	通信連絡設備	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
		非常用照明	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ

○：正常動作　△：動作不十分　×：動作不能　－：動作不要

（注）AM：アクシデントマネジメント（過酷事故対策）

表3.3-2　福島第一原子力発電所2号機の事故原因分析と課題の整理（1／2）

安全機能		関連設備等	機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
止める	原子炉の緊急停止機能	安全保護系，制御棒及び制御棒駆動系	○	（地震発生時に正常動作）	－	－
	代替反応度制御	再循環ポンプトリップ（AM）	－	（スクラム成功により不要）	－	－
		代替制御棒挿入（AM）	－	（スクラム成功により不要）	－	－
	未臨界維持機能	ほう酸水注入系	－	（スクラム成功により不要）	－	－
サポート系	電源供給機能	外部電源	×	地震により外部電源喪失	地震による1/2号機開閉所の大熊線2L受電遮断器損傷	① 開閉所遮断器の信頼性
					新福島変電所における大熊線2L用遮断器損傷	－
		非常用ディーゼル発電機	×	浸水により機能喪失	津波による非常用ディーゼル発電機本体の浸水（2A）・電源盤の浸水（2B）	② 非常用ディーゼル発電設備の浸水
		6.9kV高圧電源	×	浸水により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③ 6.9kV高圧電源盤の浸水
		480V低圧電源	×	6.9kV高圧電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				一部浸水により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の一部浸水	④ 480V低圧電源盤の浸水
		125V直流電源	×	浸水により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤ 125V直流電源盤の浸水
	代替電源供給機能	電源融通（AM）	×	隣接プラントからの電源融通不能	津波来襲による隣接プラント（1号）の所内電源喪失	⑥ 隣接プラント電源盤の浸水
		電源車（緊急手配）	×	到着困難	道路被害や渋滞による到着困難	⑦ 代替電源の未配備
				繋ぎ込み作業難航	ケーブル敷設作業の困難性（重量、距離、作業環境）	⑧ 代替電源用ケーブル敷設
					断続的な余震及び大津波警報発令の継続	－
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨ 交流電源喪失時の通信手段
				電源供給不能	1号機原子炉建屋爆発によるケーブル損傷及び電源車自動停止	－
	補機冷却機能	非常用ディーゼル発電機冷却海水系	×	浸水により機能喪失	津波による非常用ディーゼル発電機冷却用海水ポンプの浸水	⑩ 非常用ディーゼル発電機冷却用海水系の浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		残留熱除去系海水系	×	浸水により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑪ 残留熱除去系海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		補機冷却海水系	×	浸水により機能喪失	津波による補機冷却用海水ポンプの浸水	⑫ 補機冷却用海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
		原子炉補機冷却水系	×	補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑫と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
冷やす	原子炉冷却材圧力ﾊﾞｳﾝﾀﾞﾘの過圧防止機能	主蒸気逃がし安全弁（安全弁機能）	○	（正常動作）	－	－
	高圧炉心冷却機能	高圧注水系	×	直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
		原子炉隔離時冷却系	△（約3日間作動）	直流電源喪失により制御不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
	代替注水機能（高圧）	ほう酸水注入系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				電源供給不能	【復旧不能】1号機原子炉建屋爆発によるケーブル損傷及び電源車自動停止	－
		制御棒駆動水系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機使用不能による受電不能	①～③と同じ
				補機冷却用海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却用海水ポンプの浸水	⑫と同じ
				電源供給不能	【復旧不能】1号機原子炉建屋爆発によるケーブル損傷及び電源車自動停止	－
	原子炉減圧機能	主蒸気逃がし安全弁（逃がし弁機能／自動減圧機能）	×	直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				減圧困難	圧力抑制室の圧力及び温度の上昇による蒸気凝縮性能の劣化	－
					仮設バッテリの電圧不足	－
		過渡時自動減圧機能（AM）	×	直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
	低圧炉心冷却機能	炉心スプレイ系	×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				残留熱除去系海水系喪失により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑪と同じ
		残留熱除去系（低圧注水系）	×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				残留熱除去系海水系喪失により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑪と同じ
	代替注水機能（低圧）	復水補給水系（AM）	×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		消火系（AM）	×	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				ディーゼル駆動消火ポンプ使用不能（推定）	原因不明	－
		消防車（中越沖地震対応）	△（流量不足、作業難航）	原子炉減圧不能により注水不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
				必要注水流量確保困難	水源として使用した防火水槽の容量確保困難	⑬ 淡水水源の枯渇
				作業難航	地震や津波の影響による障害物	⑭ 地震・津波による障害物
					3号機原子炉建屋の爆発による現場退避、高線量の瓦礫	⑮ 水素爆発／線量上昇による作業環境悪化
					【復旧不能】3号機原子炉建屋の爆発による海水注入用ホースの損傷→再敷設	⑮と同じ
					断続的な余震及び大津波警報発令の継続	－
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑧と同じ
					燃料切れによる注水中断	⑯ 消防車の燃料補給

表3.3-2　福島第一原子力発電所2号機の事故原因分析と課題の整理（2／2）

安全機能		関連設備等	機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
閉じ込める	格納容器隔離機能	主蒸気隔離弁	○	（正常動作）	－	－
	格納容器からの除熱機能	残留熱除去系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				残留熱除去系海水ポンプ機能喪失により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑩と同じ
	代替除熱機能	復水補給水系による 代替格納容器スプレイ（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		消火系による 代替格納容器スプレイ（AM）	×	外部電源喪失により電動ポンプ使用不能	地震による1/2号機開閉所の大熊線2L受電遮断器損傷	①と同じ
				ディーゼル駆動消火ポンプ使用不能（推定）	原因不明	－
		耐圧強化ベント（AM）	×	ベント不能	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ
					外部電源喪失による計装用空気の圧力低下	⑰ 圧縮空気の確保困難
					線量上昇によるアクセス困難	⑮と同じ
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑧と同じ
					3号機原子炉建屋の爆発によるサプレッションプール側大弁閉止	－
					【復旧不能】圧縮空気不足によるサプレッションプール側大弁開不能	⑰と同じ
					【復旧不能】電磁弁不具合によるサプレッションプール側大弁開不能（推定）	－
					ドライウェル圧力上昇、圧力抑制室圧力との不均一による再系統構	－
					ラプチャーディスクの不作動	⑱ ラプチャーディスクの不作動
		ドライウェルクーラ（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機使用不能による受電不	①～③と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却用海水ポンプの浸水	⑪と同じ
		原子炉冷却材浄化系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機使用不能による受電不	①～③と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却用海水ポンプの浸水	⑫と同じ
	放射線の放出低減機能	非常用ガス処理系	×	交流電源喪失により動作不能	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
	その他	原子炉格納容器	×	漏えい発生	圧力低下（原因不明）	－
		原子炉建屋	△	ブローアウトパネル開放（建屋の損傷なし）	水素滞留防止	－
その他	安全上特に重要な関連機能	中央制御室換気空調系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
	事故時のプラント状態の把握機能	事故時監視計器	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
	異常状態の把握機能	通信連絡設備	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		非常用照明	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	⑤と同じ

○：正常動作　△：動作不十分　×：動作不能　－：動作不要
（注）AM：アクシデントマネジメント（過酷事故対策）

表3.3-3 福島第一原子力発電所3号機の事故原因分析と課題抽出（1／2）

安全機能		関連設備等	機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
止める	原子炉の緊急停止機能	安全保護系、制御棒及び制御棒駆動系	○	（地震発生時に正常動作）	－	－
	代替反応度制御	再循環ポンプトリップ（AM）	－	（スクラム成功により不要）	－	－
		代替制御棒挿入（AM）	－	（スクラム成功により不要）	－	－
	未臨界維持機能	ほう酸水注入系	－	（スクラム成功により不要）	－	－
サポート系	電源供給機能	外部電源	×	地震により外部電源喪失	地震による外部変電所の設備被害	① 開閉所設備の信頼性
		非常用ディーゼル発電機	×	浸水により機能喪失	津波による非常用ディーゼル発電機の浸水	② 非常用ディーゼル発電機の浸水
		6.9kV高圧電源	×	浸水により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③ 6.9kV高圧電源盤の浸水
		480V低圧電源	×	6.9kV高圧電源の喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
				浸水により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④ 480V低圧電源盤の浸水
		125V直流電源	△（後に枯渇）	（正常動作）	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤ 直流電源の枯渇
	代替電源供給機能	電源融通（AM）	×	隣接プラントからの電源融通不能	津波による隣接プラント（4号）の所内電源喪失	⑥ 隣接プラント電源盤の浸水
		電源車（緊急手配）	×	到着困難	道路被害や渋滞による到着困難	⑦ 外部からの代替電源の調達
				繋ぎ込み作業難航	交流電源盤浸水による接続不能	③、④と同じ
					ケーブル敷設作業の困難性（重量、距離、作業環境）	⑧ 代替電源用ケーブル敷設
					断続的な余震及び大津波警報発令の継続	－
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨ 交流電源喪失に対する通信手段
				電源供給不能	1号機原子炉建屋爆発によるケーブル損傷及び電源車自動停止	－
	補機冷却機能	非常用ディーゼル発電機冷却海水系	×	浸水により機能喪失	津波による非常用ディーゼル発電機冷却海水ポンプの浸水	⑩ 非常用ディーゼル発電機冷却海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		残留熱除去系海水系	×	浸水により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑪ 残留熱除去系海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		補機冷却海水系	×	浸水により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑫ 補機冷却海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		原子炉補機冷却水系	×	補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑫と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
冷やす	原子炉冷却材圧力ﾊﾞｳﾝﾀﾞﾘの過圧防止機能	主蒸気逃がし安全弁（安全弁機能）	○	（正常動作）	－	－
	高圧炉心冷却機能	高圧注水系	△	直流電源喪失により機能喪失	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
		原子炉隔離時冷却系	△	直流電源喪失により機能喪失	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
	代替注水機能（高圧）	ほう酸水注入系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				電源復旧操作難航	【復旧不能】余震、劣悪な作業環境により電源復旧に至らず	－
		制御棒駆動水系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑫と同じ
	原子炉減圧機能	主蒸気逃がし安全弁（逃がし弁機能／自動減圧機能）	△	直流電源喪失により機能喪失	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
		過渡時自動減圧機能	△	直流電源喪失により機能喪失	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
	低圧炉心冷却機能	炉心スプレイ系	×	原子炉減圧不能により注水不能	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
		残留熱除去系（低圧注水系）	×	残留熱除去系海水系喪失により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	⑪と同じ
	代替注水機能（低圧）	復水補給水系（AM）	×	原子炉減圧不能により注水不能	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
		消火系（AM）	×	原子炉減圧不能により注水不能	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
		消防車（中越沖地震対応）	△（流量不足、遅延）	原子炉減圧不能により注水不能	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
				必要注水流量不足	水源として使用した防火水槽の容量確保困難	⑭ 淡水水源の枯渇
				注水難航	地震や津波の影響による障害物	⑮ 地震・津波による障害物
					3号機原子炉建屋の爆発による現場退避、高線量の瓦礫	⑯ 水素爆発／線量上昇による作業環境悪化
					3号機原子炉建屋の爆発による海水注入用ホースの損傷、再敷設	⑯と同じ
					断続的な余震及び大津波警報発令の継続	－
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨と同じ

表3.3-3 福島第一原子力発電所3号機の事故原因分析と課題抽出（2／2）

安全機能		関連設備等	機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
閉じ込める	格納容器隔離機能	主蒸気隔離弁	△	動作 （主蒸気隔離弁閉鎖に前後して破断等に関する隔離信号が発生）	－	－
	格納容器からの除熱機能	格納容器冷却系	×	残留熱除去系海水系喪失により機能喪失	津波による残留熱除去系海水ポンプの浸水	⑪と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	③と同じ
	代替除熱機能	復水補給水系による代替格納容器スプレイ（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
		消火系による代替格納容器スプレイ（AM）	△	電動ポンプは電源喪失により使用不能 ディーゼル駆動ポンプは一時動作	津波による3/4号機開閉所の浸水	①と同じ
		格納容器ベント（AM）	△	ベント操作難航	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
					外部電源喪失による計装用空気の圧力低下	①と同じ
					線量上昇によるアクセス困難	⑯と同じ
					交流電源喪失による通信手段の喪失	⑨と同じ
					高温、真っ暗な作業環境	④、⑤と同じ
		ドライウェルクーラ（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
		原子炉冷却材浄化系（AM）	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑪と同じ
	放射性物質の放出低減機能	非常用ガス処理系	×	交流電源喪失により動作不能	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
	多重障壁機能	原子炉格納容器	×	漏えい発生	格納容器からの除熱機能喪失によるフランジ部のガスケット及び貫通部のシール劣化	⑰ ガスケット及び貫通部シールの耐熱性及び耐圧性
		原子炉建屋	×	水素爆発により損傷	ジルカロイ-水反応による水素発生	－
					格納容器貫通部からの水素漏えい	－
					原子炉建屋内での水素滞留	⑱ 原子炉建屋内での水素滞留
その他	安全上特に重要な関連機能	中央制御室換気空調系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
	事故時のプラント状態の把握機能	事故時監視計器	×	直流電源喪失により機能喪失	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ
	異常状態の把握機能	通信連絡設備	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
		非常用照明	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による480V低圧電源盤の浸水	④と同じ
				直流電源喪失により機能喪失	供給可能時間を超える直流電源の使用	⑤と同じ

〇：正常動作　△：動作不十分　×：動作不能　－：動作不要
（注）AM：アクシデントマネジメント（過酷事故対策）

3.3.1.1 機能別の課題

(1) 「止める」機能

a. 原子炉の緊急停止機能

地震発生により原子炉が正常にスクラムした。安全保護系及び制御棒駆動系における原子炉の緊急停止機能喪失は生じていない。

b. 未臨界維持機能

原子炉が正常にスクラムしたことから、代替反応度制御（再循環ポンプトリップ及び代替制御棒挿入による反応度制御）への機能要求はなかった。

なお、外部電源が喪失したため再循環ポンプがトリップした。

c. 未臨界維持機能

原子炉が正常にスクラムしたことから、SLC による未臨界維持への機能要求はなかった。

以上のとおり、「止める」機能は正常に動作または機能要求は無かったことから、事故の原因及び課題はない。

(2) 「冷やす」機能

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能

地震後の主蒸気流量の維持や格納容器空調系の温度変化から、地震による原子炉冷却材喪失の兆候は見られなかった。

また、1 号機では、SRV の安全弁機能は、MSIV 閉止後は IC で原子炉圧力を制御していたため、作動要求がなかった。

2 号機および 3 号機では、SRV は、MSIV 閉止後、逃がし弁機能もしくは安全弁機能により原子炉圧力を安定的に制御できており、正常に機能を発揮した。

b. 高圧炉心冷却機能

(a) 高圧注水系

スクラム後の原子炉水位は、1 号機～3 号機ともに HPCI の動作要求が機能要求されるものではなく、HPCI は待機状態であった。その後、津波が到達し、1 号機、2 号機では 125V 直流電源が喪失したことにより機能喪失となった。また、3 号機は、直流電源設備が浸水を免れたので RCIC 及び HPCI は使用可能であった。原子炉水位低下に伴い HPCI が自動起動し、しばらく原子炉水位は維持されたが、その後停止し原子炉への注水機能を喪失した。これは、直流電源の枯渇によるものであった。

(b) 非常用復水器（1 号機のみ）

IC は、MSIV 閉止後、原子炉圧力高により自動起動した。その後、IC による原子炉圧力制御運転中に津波による電源喪失が発生した。さらに、津波により IC の制御電源（直流電源）が喪失したため、IC 弁開閉状態は確認できず、また HPCI も表示灯が消えており起動不能と判断された。そ

の後の調査によれば、通常励磁回路で構成されている配管破断検知回路が無励磁となることで隔離信号が発信し、IC の各弁が自動閉となった可能性がある。また、ほぼ同時に全交流電源が喪失したことにより、交流電源で駆動する格納容器内側隔離弁は中間開度で閉動作が停止した可能性がある（明確な開度は不明）。11 日の 18 時頃に直流電源が一時的に回復した（回復した理由は不明）際、直流電源で駆動する格納容器外側隔離弁を開としたが、格納容器内側隔離弁の開度によっては、IC による炉心冷却がどの程度機能したかは不明である。津波到達以降、直流電源が一時回復するまでは IC の機能が喪失していた可能性は高いと思われる。

IC へ冷却水を供給する設備として純水補給水系（以下、「MUWP」という）と FP があるが、MUWP は、480V 低圧電源が喪失したため、その機能が喪失した。FP については電動ポンプとディーゼル駆動ポンプがあるが、電動ポンプは交流電源が喪失したことによりその機能が喪失した。ディーゼル駆動ポンプについては、一時的に運転したが、不具合により停止していたことが確認されている。不具合の内容については、不明である。

(c) 原子炉隔離時冷却系（2、3 号機）

RCIC はスクラム後に手動起動し、原子炉水位上昇による自動停止、降下による手動起動を繰り返し、原子炉水位を制御していた。

2 号機においては RCIC の運転状況が確認できなかったが、12 日 3 時頃に RCIC ポンプの吐出圧力が確認されており、ポンプが運転されているものと判断されている。その後、水源を CST から S/C に切換えて運転した。14 日 13 時以降より原子炉水位が低下傾向にあり、13 時 25 分に RCIC は機能喪失したものと判断された。結果的に、2 号機の RCIC は約 3 日間機能したことになる。これは、RCIC の弁が電源喪失で as is となるようになっており、たまたま電源喪失のタイミングで弁が開となっていたことによるものと思われる。

3 号機では、直流電源が津波の影響を受けなかったため、直流電源で操作可能な RCIC 及び HPCI は使用可能であった。蓄電池の使用時間を延ばすために必要のない負荷を切り離した。12 日 11 時 36 分 RCIC が自動停止し、HPCI が自動起動した。13 日 2 時 42 分に HPCI が自動停止し、原子炉への注水機能が喪失した。結果的に、3 号機の原子炉注水は蓄電池容量が枯渇するまでの約 1 日半機能した。

c. 高圧代替注水機能（過酷事故対策）

(a) ほう酸水注入系

1 号機～3 号機のほう酸水注入ポンプ運転に必要な 480V 低圧電源からの電源供給が喪失したためその機能を喪失した。なお、ほう酸注入系の電源盤及びほう酸水注入ポンプ本体は津波による影響を受けていなかったことから、全交流電源喪失後に緊急手配した電源車からの電源供給作業が進められていたが、1 号機の原子炉建屋で発生した水素爆発により敷設したケーブルが損傷し、緊急配備した電源車が自動停止したこと等により、SLC の機能回復には至らなかった。

(b) 制御棒駆動水系

1号機～3号機の制御棒駆動水ポンプ運転に必要な480V低圧電源からの電源供給が喪失したため、その機能を喪失した。

d. 原子炉減圧機能

(a) 主蒸気逃がし安全弁（手動逃がし機能及び自動減圧機能）

1 号機～3 号機は、動作に必要な 125V 直流電源からの電源供給が喪失したため、手動逃し機能及び自動減圧機能を喪失した。その結果、原子炉圧力が高い状態で推移し、低圧炉心冷却機能を有する系統・設備による原子炉注水が不可能となった。ただし、低圧炉心冷却機能を有する系統は全交流電源喪失の時点で、電源が失われたことにより原子炉注水機能を喪失していた。

2 号機では、RCIC 停止後、消防車による原子炉注水のために原子炉減圧が必要であったため、SRV の動作に必要な電源を仮設のバッテリーにより確保し、原子炉を減圧した。

e. 低圧炉心冷却機能

(a) 炉心スプレイ系

1 号機～3 号機まで、炉心スプレイポンプ運転に必要な 6.9kV 高圧電源からの電源供給が喪失していたため、その機能を喪失した。

(b) 低圧注水系（残留熱除去系）（2、3 号機）

残留熱除去ポンプ（低圧注水モード）運転に必要な 6.9kV 高圧電源からの電源供給が喪失していたため、その機能を喪失した。

f. 低圧代替注水機能（過酷事故対策）

(a) 復水補給水系

1 号機～3 号機まで、復水補給水ポンプ運転に必要な 480V 低圧電源からの電源供給が喪失していたため、その機能を喪失した。

(b) 消火系

消火ポンプ運転に必要な 480V 低圧電源からの電源供給が喪失していたため、その機能を喪失した。なお、消火ポンプは電動駆動方式の他にディーゼル駆動方式のポンプがあり、1 号機では一時的に運転したが、不具合により停止していることが確認されている。2 号機では起動操作をしなかったようであるが、故障によるものか詳細は不明である。3 号機では一時動作したが、その後停止している。詳細は不明である。

中越沖地震の対応として整備した消防車を活用した代替注水を実施したが、水源として使用した防火水槽の容量に限りがあったことから、必要注水流量が不足した状態であり、このため海水注入を準備した。さらに、地震や津波の影響により障害物、1 号原子炉建屋の爆発による現場退避、高線量の瓦礫、海水注入用ホースの損傷による再敷設、断続的な余震及び大

津波警報発令の継続、交流電源喪失による通信手段の喪失等により原子炉注水のための作業が難航した。また、2 号機では原子炉減圧後に消防車による海水注入が開始されたが、燃料切れにより停止したことにより、原子炉への注水が中断した。

(c) 格納容器冷却系

格納容器冷却ポンプ（2/3 号機は RHR ポンプの格納容器冷却モード）運転に必要な 6.9kV 高圧電源、125V 直流電源からの電源供給がなかったこと、また、格納容器冷却海水系（2/3 号機は残留熱除去海水系）が浸水および電源供給の喪失から起動できなかったため、その機能を喪失した。

以上により、「冷やす」機能の設備別の課題としては、次の事項が挙げられる。

- 電源設備の水没
- 海水ポンプの水没
- 淡水水源の枯渇
- 水素爆発／線量上昇による作業環境悪化
- 地震・津波による障害物
- 交流電源喪失時の通信手段の喪失
- 消防車の燃料補給
- 直流電源の枯渇
- 直流電源喪失に対する IC 隔離信号の発信

(3) 「閉じ込める」機能

a. 原子炉格納容器隔離機能

1 号機～3 号機ともに MSIV は、地震発生後の外部電源喪失による隔離信号により、正常に閉止している。また、MSIV 閉止後、主蒸気流量がゼロとなっていること、及び原子炉圧力が上昇していることから、主蒸気配管からの漏えい等は発生していない。

スクラム発生直後の原子炉格納容器隔離機能は正常に動作しており、事故の原因及び課題はない。

b. 格納容器からの除熱機能

CCS（1 号：CCS、2，3 号：RHR 格納容器冷却モード）は、スクラム後、1 号機と 2 号機は S/C プール水の冷却のため手動にて起動していた。その後、CCS ポンプ運転に必要な 6.9kV 高圧電源からの電源供給がなくなったため、その機能を喪失した。3 号機は、電源供給の喪失により起動されなかった。

c. 代替冷却機能（過酷事故対策設備）

(a) 復水補給水系による代替格納容器スプレイ

復水補給水ポンプ運転に必要な 480V 低圧電源からの電源供給がなかったため、その機能を喪失した。

(b) 消火系による代替格納容器スプレイ

消火ポンプ運転に必要な 480V 低圧電源からの電源供給がなかったため、その機能を喪失した。なお、消火ポンプは電動駆動方式の他にディーゼル駆動方式のポンプがあるが、状況に関しては、**ｆ．低圧代替注水機能（過酷事故対策）**の記載を参照のこと。

(c) 格納容器耐圧強化ベント

操作に必要な 125V 直流電源からの電源供給がなかったこと、計装用空気の圧力が低下していたことなどにより、本来の操作要領によるベントは実施できなかった。

1 号機と 3 号機は、手動による開放操作を試みたが、線量上昇によるアクセス困難、交流電源喪失による通信手段の喪失等により、操作が難航した。結果としては、格納容器の圧力が低下したことから、ベントができたものと考えられる。

1 号機では、計装用圧縮空気の残圧に期待して S/C のベント弁（小弁）の開操作を数回実施したところ、MP の指示値が上昇したが、その後すぐに MP の線量指示値が低下したため、ベントが十分効いていない可能性があることを確認した。この原因としては、計装用空気の圧力がほとんど残っておらず、格納容器ベント弁の開状態を維持できずにすぐに閉止したことが考えられる。1 号機の格納容器ベントは他号機に優先して実施すべきとの判断から 12 日 6 時 50 分に経済産業大臣より実施命令が出された。総理大臣の来訪、大熊町（熊地区）の避難確認などの後に 9 時 15 分にベントが実施された。

3 号機でも操作が難航したが、ベントが実施できたと判断された。その後、空気圧や電源の維持ができずに数度に亘って開操作を行うこととなった。

2 号機も、S/C の圧力はラプチャーディスクの作動圧よりも低い状態で推移し、一方、D/W の圧力は上昇していたため開放操作を進めてライン構成をしていたが、6 時頃に D/W の圧力が低下した。このため、2 号機の格納容器ベントの実施状況については、現段階においては明確になっていない。

なお、D/W 圧力が上昇した一方で、S／C圧力が低下しているが、そのような挙動を示した要因については現段階では不明である。

(d) ドライウェルクーラー及び原子炉冷却材浄化系による代替除熱（過酷事故対策）

いずれも 480V 低圧電源からの電源供給がなくなったこと及び原子炉補機冷却水系が停止していたため、その機能を喪失した。

d. 放射性物質の放出低減機能

SGTS は、480V 低圧電源からの電源供給がなくなったため、その機能を喪失した。

e. その他

原子炉格納容器（以下、「PCV」という）は、格納容器からの除熱機能が喪失し、格納容器雰囲気が過温・過圧されたことにより、フランジ部のガスケット及び貫通部のシールが劣化し、漏えいが発生したと考えられる。この格納容器貫通部から漏えいした水素が原子炉建屋内で滞留し、水素濃度が可燃限界を超えて上昇したことにより、水素爆発が発生したものと推察される。

また、２号機の原子炉建屋については、ブローアウトパネルが開放されていたため、水素が滞留しなかったものと推察される。

以上により、「閉じ込める」機能の設備別の課題としては、次の事項が挙げられる。

- 電源設備の水没
- 海水ポンプの水没
- 水素爆発／線量上昇による作業環境悪化
- ガスケット及び貫通部シールの設計条件を超えた状態でのシール性
- 原子炉建屋内での水素滞留
- 格納容器ベント弁の開状態維持のための圧縮空気の確保
- 低圧での格納容器ベントのラプチャーディスク不作動

(4) 運転操作を実施するために必要な基本要件（設備環境）

a. 中央制御室の居住性

事故発生時の MCR の居住性を確保する MCR 換気空調系は、480V 低圧電源からの電源供給がなかったため、その機能を喪失した。

b. 事故時のプラント状態の把握機能

事故発生時のプラント状態の把握機能である事故時監視計器は、1 号機は計器用直流電源、2、3 号機は 480V 低圧電源からの電源供給がなかったため、その機能が喪失した。

c. 異常状態の把握機能

異常状態の把握機能である通信連絡設備及び非常用照明は、480V 低圧電源及び 125V 直流電源からの電源供給がなかったため、その機能が喪失した。

以上により、運転操作を実施するために必要な基本要件（設備環境）の課題としては、次の事項が挙げられる。

- 電源設備の水没
- 直流電源の枯渇

3.3.1.2 共通要因故障に対する課題

3.3.1.1 機能別の課題の抽出において、各機能達成を阻害した共通要因として、「電源設備から電源供給が無かったこと」及び「補機冷却設備が停止していたこと」が抽出された。そこで、さらに「電源供給機能」及び「補機冷却機能」

について、原因分析と課題の抽出を行った。

(1) 電源供給機能

a. 外部電源

1 号機～4 号機とも外部電源からの電源供給は新福島変電所を通して受電しており、地震により変電所設備が被害を受けたことおよび地震による発電所の開閉所内の受電用遮断器、断路器の損傷、地震による送電線と鉄塔の接触による保護装置の動作等により電源が喪失した。ちなみにその後、3 号機及び 4 号機の開閉所は、地震による被害に加え、津波によっても浸水したため、早期の外部電源の復旧が困難となった。

b. 非常用ディーゼル発電機

1～3 号機は、外部電源喪失後、非常用 DG が自動起動して非常用母線へ電源を供給していた。しかし、その後の津波により水没（2BDG 本体は津波の被害を免れたが、6.9kV 高圧電源盤が水没した）してその機能を喪失し、全交流電源喪失に至った。

c. 所内電源

6.9kV 高圧電源は、電源盤が水没したため機能を喪失した。そのためその負荷である 480V 低圧電源も機能を喪失した。なお、1 号機と 3 号機の 480V 電源盤も水没した。

1, 2 号機の 125V 直流電源は、津波により 125V 直流電源盤が水没したため蓄電池による電源供給ができなかった。3 号機の 125V 直流電源盤は、水没を免れた。蓄電池が数日間機能した後、枯渇して機能喪失した。

d. 代替電源供給機能

過酷事故対策として整備した隣接号機からの電源融通は、隣接号機も全交流電源が喪失していたため、実施できない状況であった。

全交流電源喪失発生後に緊急手配した電源車は、地震による道路被害や渋滞により到着が遅れたことや、交流電源盤が全て水没していたこと、ケーブルの重量、敷設距離、劣悪な作業環境、断続的な余震及び大津波警報発令の継続、通信手段の喪失によりケーブル敷設・繋ぎ込み作業が困難を極めた。さらに、原子炉建屋の水素爆発により、敷設したケーブルが損傷し、電源車が自動停止した。

以上により、電源供給機能の設備別の課題として、次の事項が挙げられる。

- 外部電源の地震、津波に対する信頼性
- 地震時の開閉所遮断器の信頼性
- 電源設備の水没
- 外部からの代替電源の調達
- 代替電源用ケーブル敷設
- 交流電源喪失時の通信手段

(2) 補機冷却機能

補機冷却機能を要求される各海水系は、地震により外部電源が喪失した直後は非常用 DG からの電源供給により正常に作動していたが、津波により海水ポンプが水没し、供給電源の 6.9kV 高圧電源盤も水没したことにより、その機能を喪失した。

以上により、補機冷却機能の設備別の課題としては、次の事項が挙げられる。

- 海水ポンプの水没
- 電源設備の水没

電源設備及び補機冷却設備は重要度の高い安全機能を有する設備であり、津波により一度に全ての設備が機能を喪失したことが事故の拡大を招いたものである。多重故障に備えて整備した過酷事故対策設備についても、電源設備及び補機冷却設備の喪失により、その機能が喪失したため、事故の拡大を抑制することができなかった。

このことから、電源設備及び補機冷却設備に対して、シビアアクシデント対策として以下の課題が挙げられる。

- 津波に対して一度に全ての設備が被害を受けないこと。
- 津波による被害に備えて、津波の影響を受けない手段（防波堤や高台への配備など）が準備されていること。

3.4 4 号機の事故事象原因分析と課題の整理

福島第一 4 号機における使用済燃料プールの冷却機能喪失及び水素爆発の原因についてまとめた。4 号機の事故原因分析結果と課題の整理結果を表 3.4-1 に示す。

地震発生後、外部電源喪失、津波によって非常用 DG が喪失したことにより全交流電源が喪失した。また、直流電源・海水ポンプも喪失した。

表3.4-1　福島第一原子力発電所4号機の事故原因分析と課題抽出（1／1）

安全機能		関連設備等	機能喪失又は機能劣化の状況		原因分析	課題
サポート系	電源供給機能	外部電源	×	地震により外部電源喪失	地震による外部変電所設備被害	① 開閉所設備の信頼性
		非常用ディーゼル発電機	×	設置されている2台のうち1台は定期点検中。残りの1台は電源盤の浸水により使用不可（非常用ディーゼル発電機自体には浸水無し）。	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	② 6.9kV高圧電源盤の浸水
		6.9kV高圧電源	×	浸水により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	②と同じ
		480V低圧電源	×	浸水により機能喪失（運用補助共用施設に設置されている電源盤のみ）	津波による480V低圧電源盤の浸水	③ 480V低圧電源盤の浸水
		125V直流電源	×	浸水により機能喪失	津波による125V直流電源盤の浸水	④ 125V直流電源盤の浸水
	補機冷却機能	残留熱除去海水系	×	浸水により機能喪失	津波による残留熱除去海水ポンプの浸水	⑤ 残留熱除去海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	②と同じ
		補機冷却海水系	×	浸水により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑥ 補機冷却海水ポンプの浸水
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	②と同じ
		原子炉補機冷却水系	×	補機冷却海水系喪失により機能喪失	津波による補機冷却海水ポンプの浸水	⑥と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤又は480V低圧電源盤の浸水	③、④と同じ
使用済燃料プールの冷却	冷却機能	燃料プール冷却系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤又は480V低圧電源盤の浸水	③、④と同じ
		残留熱除去系	×	残留熱除去海水系喪失により機能喪失	津波による残留熱除去海水ポンプの浸水	⑤と同じ
				交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤の浸水	②と同じ
	注水機能	復水補給水系	×	交流電源喪失により機能喪失	津波による6.9kV高圧電源盤又は480V低圧電源盤の浸水	③、④と同じ
閉じ込める	二次格納容器	原子炉建屋	×	水素爆発により損傷	原子炉建屋内での水素滞留	⑦ 原子炉建屋内での水素滞留
					3号機のベントガス流入	⑧ 排気筒を共有する号機間での水素ガスの回りこみ

〇：正常動作　△：動作不十分　×：動作不能　－：動作不要

(1) 使用済燃料プールの冷却機能喪失

a. 使用済燃料プール冷却機能

地震発生前まで作動していた FPC は、地震により外部電源が喪失したことから停止した。その後、津波により原子炉補機冷却水系が機能喪失し、FPC の作動に必要な 480V 低圧電源が喪失したため、SFP 冷却機能が喪失した。

地震発生前まで作動していた RHR は、地震により外部電源が喪失したことから、停止した。その後、津波により RHR 海水系が機能喪失し、RHR の作動に必要な 6.9kV 高圧電源が喪失したため、RHR の SFP 冷却機能は喪失した。

MUWC は SFP へ水を補給する機能を備えているが、MUWC の作動に必要な 480V 低圧電源が喪失したため、その機能が喪失した。

以上により、SFP 冷却機能の設備別の課題としては、次の事項が挙げられる。

- 海水ポンプの浸水
- 電源設備の浸水

(2) 水素爆発

a. 水素の発生要因

4 号機では、3 月 15 日 6 時頃に原子炉建屋で水素が原因とみられる爆発が起こった。

地震発生時、4 号機は定検停止中であり、全燃料は原子炉から使用済燃料プールに取り出されていた。このため、原子炉からの水素発生の可能性は無い。また、カメラによりプール内の燃料を観察した結果、燃料破損は認められておらず、4 号機の燃料プールから採取された燃料プール水の核種分析結果からも、大規模な燃料の損傷はなかったものと推測される。これらのことから、4 号機の燃料プールで水素が大量に発生した可能性は低い。

一方、4 号機の SGTS 排気管は、排気筒手前で 3 号機の SGTS 排気管と合流している。3 号機で実施した格納容器ベントによって、3 号機の PCV 内の水素が SGTS 排気管を通じて 4 号機 R/B 内に流入し、水素が滞留した結果、水素爆発に至った可能性がある。なお、4 号機の SGTS フィルタトレインの放射線量を測定した結果、出口側の放射線量が高く、入口側に行くに従い低くなっている。

以上により、4 号機の水素爆発に関する設備別の課題としては、次の事項が挙げられる。

- 原子炉建屋内での水素滞留
- 排気筒を共有する号機間での水素ガスの回りこみ
- 格納容器ベントラインから建屋への回りこみ

3.5　5 号機、6 号機の事象の整理

5、6 号機は、原子炉停止中であり対応の時間に余裕があったため、津波により機能喪失しなかった DG（6B）からの電源融通と代替注水に成功し、最終的に仮設海水ポンプによる残留熱除去機能を回復することができている。

福島第一 5、6 号機の事象の進展をイベントツリーを用いて図 3.5-1 に示す。

5、6 号機では、空冷式の非常用 DG1 台の電源を安全系の機器に直接つなぐことで事故の拡大防止に成功しており、電源が確保されれば、安全確保が可能であると考えられる。

このことから、非常用 DG の冷却型式や、浸水の観点から設置場所に多様性を持たせることは有効な対策となりえることが分かる。

ただし、5、6 号機では、電源盤が津波の影響を受けたことから、安全系機器に非常用 DG の母線から直接ケーブルを引いて電力を供給する必要があったことは銘記すべきである。電源盤の水没は複数の安全系機器への給電が一斉に失われることから、浸水対策に万全を期すとともに、浸水が生じた際にも、利用可能な電源から必要機器に電力を供給する方策を検討しておくことは、電源確保の厚みを増す上で必要であることが分かる。

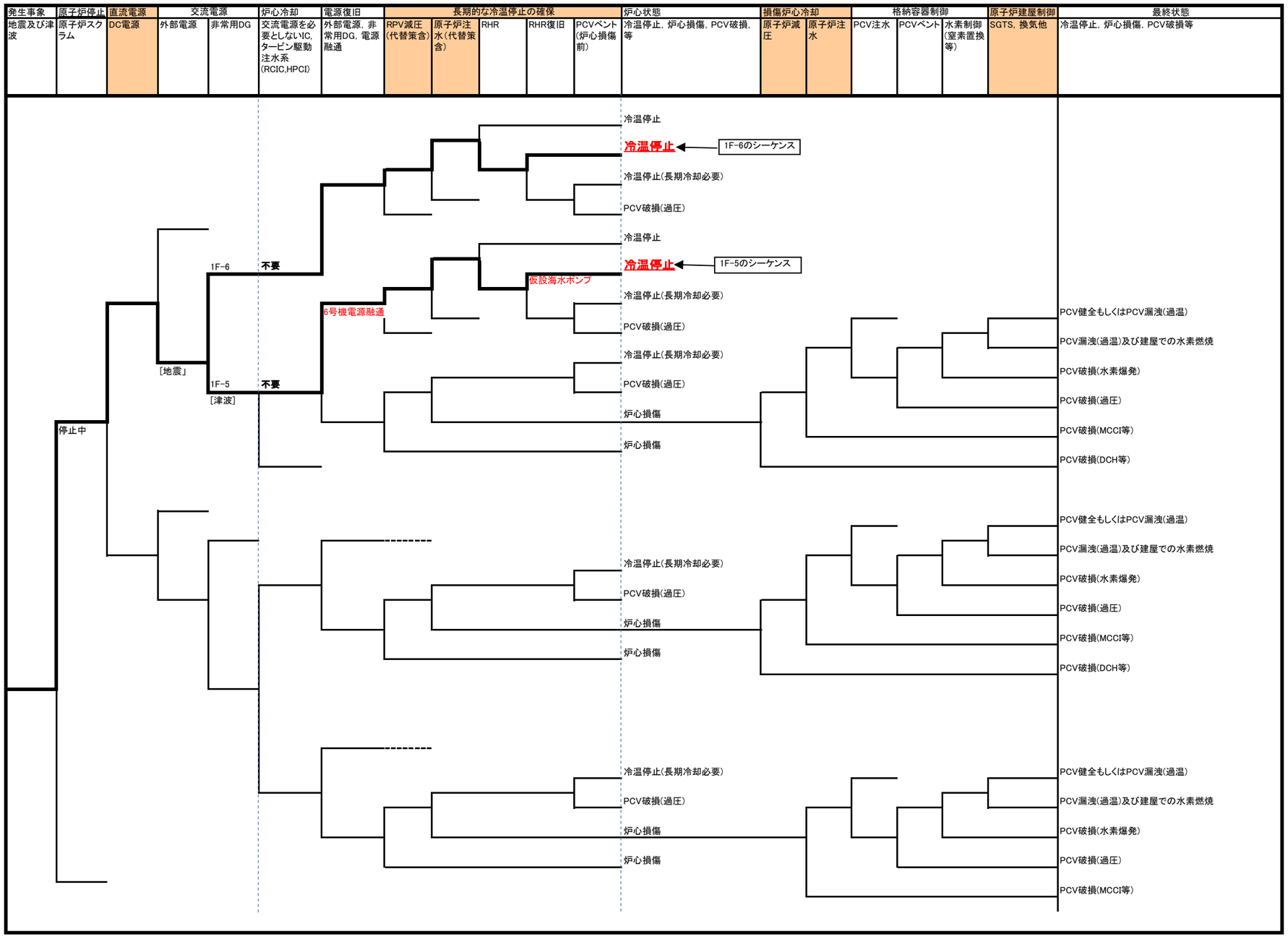


図3.5-1　福島第一原子力発電所5、6号機事象進展イベントツリー

(1) 5 号機

地震発生時のプラント挙動については、本文「2.6　5 号機の事故の進展状況」参照のこと。

a. 「止める」機能の状況

5 号機は地震発生時には定検停止中で、耐圧漏えい試験のために原子炉圧力が 7.2 MPa に昇圧・保持されており、制御棒は全挿入状態であった。

b. 「冷やす」機能の状況

津波の影響により全交流電源が失われ、RHR、低圧炉心スプレイ系および HPCS は動作不可となった。地震発生翌日に RPV 頂部の弁の開操作を行い、RPV の減圧を実施した。

3 月 13 日､6 号機からの電源融通により復水移送ポンプを起動し､適宜、SRV による減圧を実施し、併せて復水移送ポンプによって CST からの水を原子炉へ補給する操作を繰り返し、原子炉圧力と水位を制御した。

その後、海水を取水するための仮設の海水ポンプを敷設し、RHR の系統構成を切り替えることで使用済燃料プールと原子炉の冷却を交互に行い、使用済燃料プールと原子炉双方の冷却を実施した。

c. 「閉じ込める」機能の状況

排気筒放射線モニタについては安定した値を示しており、異常は認められていない。

d. 使用済燃料プール冷却の状況

使用済燃料プールの水位は地震前には満水､プール水温は 24℃程度であり、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなかったことから、津波の到達前にプール冷却を実施するには至らなかった。津波の影響により全交流電源が失われたため、RHR は動作不可となった。その後、海水を取水するための仮設の海水ポンプを敷設し、RHR の系統構成を切り替えることで使用済燃料プールと原子炉の冷却を交互に実施した。

e. 「電源」機能の状況

地震により外部電源を喪失したため、非常用 DG２台が自動起動した。津波の影響により全交流電源が失われたが、6 号機では 1 台のディーゼル発電機が運転を継続し、5 号機への電源融通に必要な電源を供給した。

(2) 6 号機

地震発生時のプラント挙動については、本文「2.7　6 号機の事故の進展状況」参照のこと。

a. 「止める」機能の状況

6 号機は地震発生時には定検停止中であり、RPV 上蓋がボルトで締め付け

られた状態であった。原子炉は冷温停止状態で、制御棒は全挿入状態であった。

b. 「冷やす」機能の状況

原子炉は地震前には冷温停止状態であり、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなかったことから、津波の到達前に原子炉停止時冷却を実施するには至らなかった。

津波の影響によりディーゼル発電機 2 台の機能が失われ、RHR、低圧炉心スプレイ系および HPCS は、電源喪失や海水ポンプ使用不可のため動作不可となった。一方、1 台のディーゼル発電機は運転を継続し、原子炉への補給水機能の維持に必要な電源を供給した。3 月 13 日に復水移送ポンプを起動し、3 月 14 日以降、適宜、SRV による減圧を実施し、併せて CST からの水を原子炉へ補給する操作を繰り返し、原子炉圧力と水位を制御した。

その後、海水を取水するための仮設の海水ポンプを敷設し、RHR の系統構成を切り替えることで使用済燃料プールと原子炉の冷却を交互に行い、使用済燃料プールと原子炉双方の冷却を実施した。

c. 「閉じ込める」機能の状況

排気筒放射線モニタについては安定した値を示しており、異常は認められていない。

d. 使用済燃料プール冷却の状況

使用済燃料プールの水位は地震前には満水、プール水温は 25℃程度であり、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなかったことから、津波の到達前にプール冷却を実施するには至らなかった。津波の影響によりディーゼル発電機 2 台が失われたため、RHR は動作不可となった。その後、海水を取水するための仮設の海水ポンプを敷設し、RHR の系統構成を切り替えることで使用済燃料プールと原子炉の冷却を交互に実施した。

e. 「電源」機能の状況

地震により外部電源を喪失したため、非常用 DG 3 台が自動起動した。津波の影響によりディーゼル発電機 2 台の機能が失われたが、1 台のディーゼル発電機は運転を継続し、原子炉冷却及び 5 号機への電源融通に必要な電源を供給した。

3.6 福島第一原子力発電所と他プラントとの事故進展状況の比較

今回の事故では、福島第一から環境中に大量の放射性物質が放出されたが、放射性物質の放出に至ったプラントと津波の襲来にも係らず放出に至らなかったプラントの対比を行うことからも教訓を抽出することとした。放射性物質の放出に至らなかったプラントとして、津波の影響があった福島第二、女川原子力発電所（以下「女川」という）、東海第二原子力発電所（以下「東海第二」という）を選定し、これらプラントと福島第一１号機～3 号機との比較・検討を行った。

図 3.6-1 に示すように、福島第一１～３号機と他のプラントは、交流電源（外部電源若しくは非常用 DG）のヘディングから事象推移が分岐しており、他のプラントはいずれも結果的に電源が確保できたことが事故の拡大を防止することにつながった。

このことから、福島第一の事故拡大の大きな要因が、地震あるいは津波の影響により、外部電源及び非常用 DG が損なわれ、電源を必要としない一部の機器を除き、安全系機器及び過酷事故対策設備が全て機能しえなかったことであることがわかる。

次に、表 3.6-1 に示すように、他のプラントで電源が確保できた一番の要因は、敷地が津波の浸入から免れたことであると考えられる。福島第二は敷地まで津波が浸入し、外部電源、電源盤、非常用ＤＧなどが被害を受けたが、津波の浸入が限定的であったため、被害を受けなかった電源や設備で事故を収束することができた。

崩壊熱除去不能の共通要因となり事故拡大につながる炉心冷却と最終ヒートシンクに関しては、福島第二、女川、東海第二では、RCIC や HPCS による炉心冷却ができており、電源が確保されれば炉心冷却系による原子炉の冷却が十分有効であることが分かる。

上記のいずれのプラントも、最終的には、RHR による冷却が確保され事象が収束している。最終ヒートシンクに係る海水系に関しては、東海第二の場合、海水ポンプエリアに津波対策を講じつつあり、対策済みの機器が動作した結果、円滑な事態の収束が可能となった。このことから、海水系に対する津波対策（浸水防止対策）の重要性が分かる。

各プラント毎の検討の詳細を付録-1 として添付している。

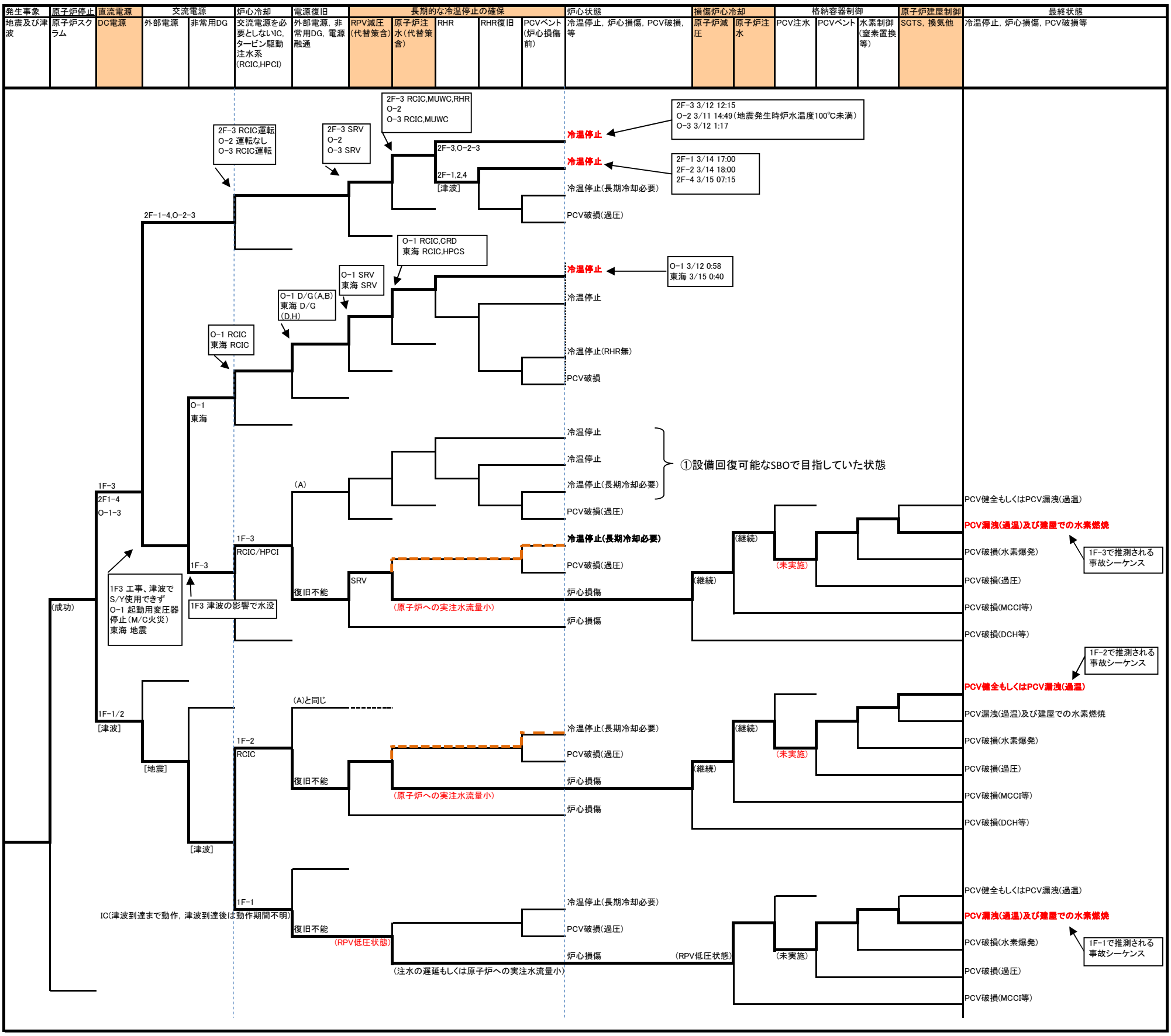


図3.6-1　福島第一1号機～3号機、福島第二、女川、東海第二 事象進展イベントツリー

表 3.6-1　東日本大震災に伴う津波で被害を受けたプラントの状況・仕様の比較（1/2）

				福島第一						福島第二			
				1	2	3	4	5	6	1	2	3	4
地震発生時のプラントの状態				運転中	運転中	運転中	停止中	停止中	停止中	運転中	運転中	運転中	運転中
津波後のプラントの状況	外部電源			6 回線（うち 1 回線は工事中）中、すべてが使用不可※1						4 回線（うち 1 回線は工事中）中、1 回線が使用可※1			
	非常用 DG（本体）			既設 DG（1A,1B,2A,3A,3B,4A）：被害有り 増設 DG（2B,4B）：被害無し				被害無し		被害有り	被害無し		
	電源盤（M/C,P/C,DG）	非常用		被害有り（一部 P/C 除く）					被害無し	被害有り （一部 M/C,P/C 使用可）	被害無し （一部 P/C 使用不可）		
		常用		被害有り（一部 P/C 除く）						被害無し			
	非常用冷却系海水ポンプ（本体）			被害有り						RHRS 被害無し ［電源喪失］	RHRS(B)のみ 被害無し ［電源喪失］	RHRS 被害無し [A 系電源喪失]	RHRS(D)のみ 被害無し ［電源喪失］
	非常用冷却系 （非常用復水器(IC)を含める）			IC（稼働期間不明）	RCIC （約 3 日稼働）	RCIC （約 1 日稼働）、 HPCI （約半日稼働）	－ （停止中）			RCIC	RCIC	RCIC	RCIC、HPCS
	過酷事故対策設備	格納容器ベント		○	?	○	－	－	－	（ベントライン構成完了）			
		MUWC 代替注水		×	×	×	×	×→○	○	○	○	○	○
各プラントの仕様	津波想定高さ（土木学会）			O.P.＋5.7m						O.P.＋5.2m			
	到達津波高さ			約＋13m※2						約＋9m※2			
	敷地高さ			O.P.＋10m				O.P.＋13m		O.P.＋12m			
	主要建屋周り浸水深［浸水高］			約 1.5～約 5.5m ［O.P.約＋11.5～約＋15.5m※3］				約 1.5m以下 ［O.P.約＋13～約＋14.5m］		約 2.5m以下（1 号機周囲以外はほとんどゼロ） ［O.P.約＋12～約＋14.5m※4］			
	電源盤（M/C,P/C）、非常用 DG の配置（建屋、階層）	非常用	DG	T/B B1F	T/B B1F 共用ﾌﾟｰﾙ 1F	T/B B1F	T/B B1F 共用ﾌﾟｰﾙ 1F	T/B B1F	C/S B1F D/G 建屋 1F	C/S B2F	C/S B2F	C/S B2F	C/S B2F
			電源盤	T/B 1F C/B B1F	T/B B1F T/B 1F 共用ﾌﾟｰﾙ B1F	T/B B1F	T/B B1F T/B 1F 共用ﾌﾟｰﾙ B1F	T/B B1F	C/S B2F C/S B1F C/S 1F DG 建屋 B1F	C/S B1F Hx/B 1F	C/S B1F Hx/B 1F	C/S B1F Hx/B 1F	C/S B1F Hx/B 1F
		常用	電源盤	T/B 1F	T/B B1F T/B 1F 2SA 建屋 1F	T/B B1F C/B B1F	T/B B1F T/B 1F	T/B B1F T/B 2F C/B B1F	T/B B1F	C/B B1F C/B 1F	C/B B1F C/B 1F	C/B B2F C/B 1F	C/B B2F C/B 1F
	空冷 DG の有無			なし	あり （DG2B）	なし	あり （DG4B）	なし	あり （DG6B）	なし	なし	なし	なし
	外部電源の多様性 （回線数、開閉所の多様性）			6 回線						4 回線			
	水密化（ポンプエリア、建屋）			海水系は建屋外に設置						海水系は建屋内に設置していたものの、電源設備に被害あり （3 号機の B 系を除く）			

T/B：タービン建屋、共用ﾌﾟｰﾙ：共用ﾌﾟｰﾙ建屋、C/B：コントロール建屋、C/S：複合建屋（従来の原子炉建屋の廻りに廃棄物処理建屋、気体廃棄物処理建屋を複合させ 1 つの建屋に収納したもの）、Hx/B：熱交換器建屋
※1：送電鉄塔、開閉所等の損傷は地震による被害、※2：　両発電所の検潮所設置位置における津波高さ。計器損傷のため、検潮所における実際の津波の高さは不明、※3：当該エリア南西部では局所的に O.P.約+16～約+17m［浸水深 約 6～約 7m］、※4：1 号機建屋南側から免震重要棟にかけて局所的に O.P.約+15～約+16m［浸水深 約 3～約 4m］

表 3.6-1　東日本大震災に伴う津波で被害を受けたプラントの状況・仕様の比較（2/2）

				女川			東海第二
				1	2	3	
地震発生時のプラントの状態				運転中	起動中	運転中	運転中
津波後のプラントの状況	外部電源			５回線中、１回線使用可			３回線中、全てが使用不可※1
	非常用 DG（本体）			被害なし※ ※　２号機は RCW（B）系およびＨＰＣW系が浸水したことにより，DG（B）および DG（H）が使用不可能となった。			被害なし
	電源盤（M/C,P/C,DG）		非常用	被害なし			被害なし
			常用	M/C 6－1A 火災	被害なし		被害なし
	非常用冷却系海水ポンプ（本体）			ＲHＲＳ、ＥCWＳ 被害なし	ＲＳW（B）系：被害有り ＲＳW（A）系およびＨＰＳW系 被害なし	ＲＳW、ＨＰＳW 被害なし	RHRS 被害なし［A 系電源喪失］ DGSW(2C)被害あり
	非常用冷却系 （非常用復水器(IC)を含める）			RCIC、HPCⅠ	RCIC、HPCS		RCIC、HPCS
	過酷事故対策設備	格納容器ベント		－	－	－	－
		MUWC 代替注水		－	－	○	－
各プラントの仕様	津波想定高さ（土木学会）			O.P.＋13.6m			標高+ 4.9m
	到達津波高さ			O.P.＋13.0m			標高+ 4.8～5.3m
	敷地高さ			OP＋14.8m※ ※　地震により発電所周辺の地殻変動が－約 1m と推定されており、現在は 13.8m			T.P.+8.0m※ ※　地震発生前の値
	主要建屋周り浸水深［浸水高］			浸水なし			浸水なし
	電源盤（M/C,P/C）、非常用 DG の配置（建屋、階層）	非常用	DG	C/B B3F	R/B 1F	R/B 1F	C/S B1F
			電源盤	T/B B1F、C/B B2F	R/B B1F	R/B B1F	C/S B2F C/S B1F C/S 1F（直流電源盤）
		常用	電源盤	T/B B1F	C/B B1F	S/B B2F	C/S B2F C/S B1F
	空冷 DG の有無			なし			なし
	外部電源の多様性 （回線数、開閉所の多様性）			5 回線			3 回線
	水密化（ポンプエリア、建屋）			海水系は建屋外に設置			ポンプエリア T.P.+6.1m の津波対策の側壁を設置 片側ポンプエリアは壁貫通部の封止工事中に被災

T/B：タービン建屋、共用ﾌﾟｰﾙ：共用ﾌﾟｰﾙ建屋、C/B：コントロール建屋、C/S：複合建屋（従来の原子炉建屋の廻りに廃棄物処理建屋、気体廃棄物処理建屋を複合させ１つの建屋に収納したもの）、Hx/B：熱交換器建屋
※1：送電鉄塔、開閉所等の損傷は地震による被害

3.7 原因分析のまとめ

福島第一の事故の原因について、イベントツリーを活用して分析を行ったところ、事故が拡大した一番の要因は、安全系機器を駆動するための電源が喪失したことにより、従属的に多くの安全系機器の機能が喪失したことである。

逆に、他プラントが事故の拡大に至らずに収束できたのは、イベントツリーによる分析からも明らかなように、電源が確保できたことが大きい。

電源については、非常用 DG があり、また、設計時には外部電源を早期に復旧できると想定していたが、非常用 DG は水没し、また、外部電源が復旧できたとしても、今回は津波により電源盤が浸水を受け、非常用 DG や発電機車など電源接続先が失われたことで、事故に対する対応ができなかったことが事故拡大の大きな要因であった。

したがって、なぜ、そのような事態を想定して準備しておかなかったのかが問題の本質である。例えば、今回の事故で言うならば、「津波が敷地内まで浸入してくる事態になったら、建屋内に水が浸入し電源盤を始め種々の安全上重要な機器が水没する。それに対して、水の浸入防止や保護すべき設備区画の水密化などで防護し、更にその防護が破られた場合の必要な対策を特定し、予め必要な設備を備えておく。更にそれも機能しなかった場合に備えて必要な準備をしておく」など、事故拡大のシナリオを想定し準備をしておくという、安全確保のための対策を厚みのあるように備えておくことが事故拡大防止のために必要であった。

以上から、外部電源、非常用 DG や電源盤など電源に係る設備が機能を失ったこと、また、これらの施設が津波で機能喪失した場合の備えが弱かったことが、事故拡大の大きな要因であると考えられる。

なお、電源が確保されていれば、ある程度は事故の拡大を防止できたと思われるが、今回の事故では、海水ポンプが機能喪失して補機冷却系が機能しないという状態であったため、安全系の機器の機能回復のためには冷却系に関する備えも必要な事態であった。従って、電源だけではなく冷却系に関しても、重層的な備えが必要である。

抽出された課題を整理し、下記の 5 項目に集約した。これらに対する教訓を 4 章でまとめる。

- 地震・津波（自然ハザード）に対する備え
- 電源の準備
- ヒートシンク喪失対策
- 水素対策
- 緊急時に対する準備

項目	抽出された課題
地震･津波に対する備え	・外部電源の地震・津波による機能喪失 ・開閉所の津波による機能喪失 ・海水設備の津波による機能喪失 ・海水ポンプ室の浸水 ・非常用 DG の津波による機能喪失 ・建屋開口部からの浸水
電源の準備	・外部電源の回線の受電が 1 箇所 ・電源設備の津波による水没 ・直流電源の枯渇 ・蓄電池容量の確保 ・外部からの電源調達（電源車など） ・交流電源供給確保対応 ・代替電源用ケーブル敷設
ヒートシンク喪失対策	・海水ポンプの浸水 ・津波に対して一度に全ての設備が被害を受けないこと ・津波による被害に備えて、津波の影響を受けない手段が準備されていること。 ・直流電源喪失に対する IC 隔離信号の発信 ・弁の駆動源喪失対応資機材の確保 ・手順、訓練の整備 ・淡水水源の枯渇 ・FP 配管の耐震性･津波対策 ・消防車の燃料調達 ・耐圧ベントライン弁の駆動源強化 ・低圧でのラプチャーディスクの不作動 ・格納容器ベント弁の開状態維持のための圧縮空気の確保
水素対策	・格納容器ガスケット、貫通部シール強化 ・耐圧強化ベントラインから建屋への回りこみ ・排気筒を共有する号機間での回りこみ ・原子炉建屋内での水素滞留 ・水素検知
緊急時に対する準備	・放射線管理員の確保 ・放射線管理設備の津波対策 ・地震津波による障害物 ・交流電源喪失時の通信手段 ・夜間や屋内作業の支援のための資機材 ・道路のアクセス性確保のための資機材 ・構内複数ルート確保 ・電力間での融通体制 ・水素爆発、線量上昇による環境悪化

出典

(2)原子力安全に関する IAEA 閣僚会議に対する日本国政府の報告書、2011 年 6 月

- http://www.kantei.go.jp/jp/topics/2011/pdf/houkokusyo_full.pdf
- http://www.kantei.go.jp/jp/topics/2011/pdf/app_full.pdf

4章　教訓及び対策

今回の福島第一の事故は、３章の原因分析で記載しているように、津波により電源が喪失し、そのために一部の機器以外の安全系機器及びバックアップとして期待していた事故拡大抑制策（過酷事故対策）の両方が機能せず、事故が拡大したものである。

事故からの教訓として、以下の５項目が上げられる。
- 自然ハザードに対する備え
- 電源の準備
- ヒートシンク喪失対策
- 水素対策
- 緊急時に対する準備（特に訓練）

4.1 自然ハザードに対する備え

本報告書では、地震とそれに伴う津波に関して検討を行った。

地震の規模に関しては概ね設計条件の中に含まれており、得られた地震波を使った東京電力の事後評価でも、安全系機器は健全であったとの結果となっている。津波に関しては、新知見である複数の領域の連動という事象が今回の津波高さを大きくしており、今後、この新知見に基づき、複数の領域の連動の可能性がある場合には津波高さの再評価が望まれる。

また、津波により電源が喪失する事態になったのは、当時の知見で評価した結果、津波高さが敷地高さを超えることはないという結果であったため、敷地高さを超えて海水が浸入して来た場合の影響について結果的に考慮しておらず、そのような事態に対する備えが弱かったためである。

このことから、津波だけではなく台風など種々の自然ハザードに対して、その規模の完璧な予測は有得ず、設計条件を超える巨大なハザードが現実に起こりえることを明確に認識して備えを厚くしておくことが望まれる。如何に発生確率が低くとも、原子力発電所の過酷事故に至るような被害をプラントに与える可能性があれば、既設設備の防護と仮設設備の配備による強化を合わせて行うことにより、プラントの脆弱なポイントに対する備えを厚くしておくべきである。

4.2 電源の準備

電源に関しては、プラントの発電が停止したら外部電源で電力を供給し、仮にそれが駄目な場合は非常用 DG が起動して安全系の機器に電力を供給することとしている。基本的に、非常用 DG は 100%容量が 2 系列、炉型によっては 3 系列となっており、電源は多重性、多様性を考慮した設計となっている。

福島第一の事故では、外部電源が地震により供給停止となり、更に敷地内に侵入してきた津波により電源盤及び非常用 DG が浸水して全交流電源が喪失した。また、直流電源も浸水を免れたものもあったが、蓄電池容量に限りがあり、電源が復旧する前に枯渇した。その結果、各設備の機能喪失に至り、事故が拡大した。

一方、福島第一 6 号機の空冷式非常用 DG1 台は津波の影響を免れ機能を維持できたため、停止中で崩壊熱が比較的小さく時間的に余裕があったこともあるが、事故に至ることなく冷温停止まで事態を収束出来ていることは、今後の対策に活かすべき良好事例である。

電源に関しては、既設設備のハザードに対する備えを厚くするとともに、更にそれらが機能を喪失した場合を考慮して別の手段で電力供給ができるように手当てを行っておくことが求められる。

例えば、津波に対しては、設置区画の水密化により防護するなどの対策が考えられる。また、既存の設備の機能喪失に対しては、電源車の配備による電力の供給などの対策が考えられる。

4.3 ヒートシンク喪失対応

前段に記したように、福島の事故の拡大は電源喪失によるものであり、非常用 DG の機能喪失が原因のひとつである。非常用 DG の機能喪失は、電源盤の浸水やＤＧ本体の浸水で機能喪失したものだけではなく、到来した津波により海水ポンプが冠水し機能喪失したことで冷却水の供給が途絶えて運転継続が不能となったものがある。

このように､今回の事故では電源の喪失により多数の機器が機能を喪失したために、海水ポンプの機能喪失による問題が見えてこないが、この機能喪失は、冷却水を供給する先のポンプ、熱交換器など多数の機器の同時機能喪失という事態を招来することになり、事故の拡大を引き起こす要因となりえる。

このため､津波に対して海水ポンプの機能が喪失しないように防護を施すことが求められる。また、機能喪失した際にすぐに復旧できるような対策も講じておくことが望ましい。更に、海水ポンプが機能喪失した場合の原子炉の冷却手段の確保が必要である。停電の状態での冷却手段を考慮して、既設設備の活用もしくは仮設設備の配備による代替注水手段の確保及び十分な冷却の継続が可能なよう水源の確保といった対策を講じることが望まれる。

4.4 水素対策

福島原子力発電所の事故では、1、3、4 号機の原子炉建屋で水素によると思われる爆発が起き、建屋上部の屋根及び壁が破壊され、その後の事故の収束に大きな支障を及ぼした。

従って、炉心損傷が起きたかどうかにかかわらず、原子炉の冷却あるいは冷却努力を継続することは最重要使命であるが、プラントの緊急状態においては炉心の情報が不正確な場合もあると認識し、炉心損傷が既に起こり水素が発生している可能性があることを強く意識して対応する必要がある。更に、水素は漏えいしやすい物質であり、プラントの緊急状態においては、通常の閉じ込め範囲を超えて漏えいしている可能性を強く意識する必要がある。

本来は、PCV で封じこめることとしており、PCV に窒素を封入して不活性化し再結合器を備えている。

しかし、PCV も、設計条件を超える高温、高圧条件では、貫通部やフランジガ

スケットのシール部から漏えいして原子炉建屋に蓄積し、更に、格納容器ベントに伴い排気筒に繋がる配管類にも水素が回りこむことを考慮すべきである。

水素に関しては、漏えいしてくるものと考えて、予め滞留防止・放出のための対策、積極的に管理しながら燃焼させるための対策、回りこみ防止の対策などを講じておくことが望まれる。また、これらの対策は、電源が喪失した場合に機能を要求される場合も想定しておくことが求められる。

4.5 緊急時に対する準備（特に訓練）

福島第一の所員及び協力会社員は、事故対応に際して、停電による暗闇、計器類の機能喪失、通信設備の機能喪失、高放射線量、高汚染状態、瓦礫の存在、仮設ホースやケーブル類の手配、放射線管理機材の配備、津波警報、複数号機の同時事故発生など種々の極限的な制約条件の中、緊急時体制を組んでそれに応じた指揮命令系統のもと作業を行った。これらはほとんど経験がない条件での初めての作戦であり、使命達成に時間を要した一因である。発電所のみならず、本店での指揮命令系統も突然の事故発生と急速な事故の拡大のために、種々の困難な状況に遭遇することとなった。

これらの諸制約条件に対して、それぞれに考えられる対策を講じることが求められる。

今回の事故の対策において、免震重要棟は緊急指令所として有効に機能したことは、他プラントへの良好事例としてあげることができる。また、今回の事故対策として種々の設備を追加で配備し、更に、事故時対応マニュアルを新たに制定している。このため、想定される厳しい条件の中で、実際に配備している機材とマニュアルを使った訓練を行い、事故時対応に習熟しておくことが求められる。また、訓練を通して、体制や命令系統の確認、各対策の有効性を確認し、必要に応じて改善をしていくことが望まれる。

これらの教訓に対する具体的な対策例を以下に示す。

4.6 地震・津波に対する備え　対策例

4.6.1 地震及び津波の想定

今回の地震では、基準地震動 Ss に対する最大応答加速度値を一部超える揺れであったが、福島第一の「止める」機能、「冷やす」機能、「閉じ込める」機能は地震時および地震直後は有効であったと評価されている。また、津波の襲来までは安全系機器の機能は確保されていたものと考えられる。

しかし、地震により外部電源が喪失し、その後に敷地高さを超える津波が襲来した結果、海水ポンプが機能喪失し、非常用 DG も機能喪失した。さらにはメタクラ、パワーセンター、直流電源設備などが浸水により機能喪失したことから、全ての電源と最終ヒートシンクが同時に喪失することとなった。

また、地震・津波による道路被害や漂流物等により、外部からの電源接続等に支障が生じ、長期間にわたって全交流電源喪失が継続し原子炉への注水作業に時間を要した。

教訓

- 従来考慮されていなかった複数領域の連動によって非常に大きな規模の地震（マグニチュード、範囲および断層のすべり量）が発生した。
- 地震動に関しては、地震の規模が非常に大きかったにも拘らず原子炉建屋基礎版上の応答スペクトルは、基準地震動 Ss による応答スペクトルと概ね同程度であり、安全上重要な設備の機能は確保された。
- 津波に関しては、地震の規模（断層のすべり量）に応じた大きな津波が発生して、更に波の重なりにより設計津波水位を大きく超える津波が発電所を襲ったことから大きな被害が生じた。

対策

上記を踏まえ、以下のような対策が考えられる。

- 基準地震動 Ss 策定は現状の考え方でも実際に起こる地震を概ねカバーできると考えられるが、確実な安全確保のためには、複数の領域が近海に存在する場合など必要に応じて複数領域の連動を考慮する。
- 地震に伴い到来する津波高さの評価の際に、複数の領域が近海に存在する場合などは、今後は海溝型プレート境界での波源として複数領域の連動を考慮するとともに震源断層のすべり量を大きく設定する。

なお、瓦礫等による作業のへの支障に対する対策に関しては、「4.5.4　災害対策への備え（重機・レスキュー）、緊急時の協力体制」でまとめることとする。

4.6.2 敷地内への津波の浸水防止

福島第一を襲った津波が発電所敷地レベルを大幅に超えて浸入したことから、海水系が損傷し、非常用電源も機能を喪失したことから、炉心の冷却機能を確保することができなかった。また、津波で流されたタンク等が構内の道をふさぎ、消防車による代替注水の準備に時間を要する一因となった。

教訓

・ 発電所の機器の設置状態によっては、津波による海水の浸入が安全系機器の機能を阻害する可能性がある。
・ 津波による漂流物が、緊急時対応の支障となる可能性がある。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 安全上重要な電源設備の配置に留意し、津波による浸水に備える一方、防潮堤（防潮壁）または防波堤を設置する、または重層的な対策を備えるという観点から安全上重要な設備に防護壁等の設置や浸水防止措置を実施する。
・ 漂流物となって緊急時対応に支障をきたす可能性のあるタンク等の津波に対する防護（防護壁など）。漂流物除去のための重機の配備。

4.6.3 建屋浸水への対応策

津波が敷地内に浸入してきた結果として、建屋内に海水が浸入し、安全系機能が喪失する事態となった。

(1) 重要設備設置エリアの水密化

敷地内にある主要建屋の周辺は、ほぼ全域が津波の遡上の影響を受け浸水した。浸水経路は建屋の地上に位置する開口部である出入口・機器搬入口（ハッチ）、給排気口（ルーバ）及び敷地の地下に埋設されたトレンチ・ダクトに接続する開口部（ケーブルや配管貫通口）と考えられている。

建屋内への浸水の結果、1 号機から 5 号機までの大部分の非常用電源盤及び 1、2、4 号機の直流主母線盤が浸水した。（6 号機は浸水なし。）

また、非常用 DG は、津波により 1 号機から 5 号機全てにおいて、非常用ＤＧ本体または電源盤の浸水により使用不可能となっている。2 号機および 4 号機、6 号機には空冷式の非常用ＤＧが配備されているが、6 号機を除き電源盤の浸水により使用不可能となっている。（6 号機の水冷式の非常用ＤＧは、津波による冷却系（海水）の機能喪失により使用不可能となっている。）

このように、津波により主要な建屋の外壁や柱等の構造躯体には有意な損傷は確認されていないものの、開口部からの建屋内部への浸水により電源設備が冠水し機能喪失したことで、直流・交流の全ての電源及び最終ヒートシンクを同時に喪失することとなった。

教訓

・ 津波に対する浸水防止対策や波力に対する耐性が十分ではなく、海側に面した建屋外扉の損壊による海水の浸水及び給気ガラリ等の開口部からの主要な建屋内へ浸水を抑制できなかった。
・ 津波により、電気設備等の安全上重要な機器の入口扉や配管の貫通部等の開口部から海水が浸入して重要機器・設備が浸水し、機能喪失するに至った。
・ 浸水後、建屋内に海水が滞留しており復旧対策を速やかに行うことができなかった。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 建屋の外扉や給気口等の開口部及び貫通部のシール性の向上等浸水防止対策を実施する。
・ 安全上重要な設備の津波に対する浸水防止が必要な扉について、水密性を向上させる等の対策を行い、浸水の影響を限定する。
・ 早期復旧のため、建屋内に浸入した海水を排水する可搬式の排水ポンプ等を配備する
・ 津波の波力により破損の恐れがある海側に面した外扉等に関しては津波の影響を考慮した強化等を行う。

(2) 海水系の浸水対策

福島第一では、津波の影響により海水系の機能が喪失した。そのうち 5、6 号機は代替海水ポンプを設置すること等により海水系の機能を回復した。福島第二は 3 号機の 1 台を除き機能喪失したがモータを手配すること等により海水系の機能を回復した。東海第二発電所では、海水ポンプエリア防水壁の工事中であったため、1 台の海水ポンプ以外は機能喪失から免れた。なお、いずれのプラントも津波の漂流物などによる取水路の閉塞や損壊は発生していない。

教訓

・ 津波により、海水系ポンプ全台が同時に機能喪失する事態が発生した。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 海水系ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置を施す。
・ モータ予備品を配備することで早期の復旧を実施する。
・ 移動式（投込み式等）の海水ポンプの配備または防水仕様モータのポンプを設置する。

4.7 電源の準備　対策例

4.7.1 全交流電源喪失及び直流電源喪失

今回の事故では、地震により外部電源の送電経路の設備が故障し、外部電源が喪失したが、直ちに全ての非常用 DG は設計どおりに起動し、所内電源を確保した。

その後、襲来した津波により、建屋内の浸水を想定していなかった非常用 DG をはじめとする電源設備が水没し、全交流電源を喪失するに至った。更に、水没を免れた一部の直流電源設備についても、長時間に及ぶ使用により枯渇し、全電源喪失に至った。

また、開閉所および受電用変圧器周辺まで津波が到達した痕跡が発見された。過酷事故対策である隣接プラントからの電源融通ラインについても、隣接プラントの全電源喪失により使用できなかった。

福島第二 1、2、4 号機では、津波により海水冷却系の機能が失われたが、RCIC の運転により炉心冷却を確保し、その後代替注水を行った。並行して海水系が復旧され、冷温停止状態に移行した。このように電源が確保されれば、過酷事故対策設備の活用などによりプラントの安全を確保できる。

全電源喪失復旧のため、外部からの電源車の調達、接続を試みたが、周辺交通渋滞や地震による道路の損壊などによる発電所へのアクセス障害があり、人海戦術による重量ケーブルの敷設作業を実施し早期の復旧に努めたものの、電源盤の浸水もあり長期間にわたって全電源喪失が継続した。

教訓

- 外部電源喪失事象に対しては非常用 DG にて対応することとしていたが、この非常用 DG が津波により使用できなくなったことから、さらなるバックアップ電源についての検討が必要である。
- 受電用変圧器や開閉所等の外部電源は、信頼性確保の観点から津波対策についての検討が必要である。
- 非常用 DG 及び関連設備は、津波により浸水し、津波襲来以後は機能を発揮することができなかったことから、津波対策についての検討が必要である。
- 直流電源設備は、津波により一部は浸水し機能を発揮できなかったこと、浸水を免れた直流電源設備も充電ができず枯渇し機能を喪失したことから、津波対策や使用時間を考慮した検討が必要である。
- 過酷事故対策設備（電源融通の電源盤）が、津波により浸水し活用できなかったことから、浸水対策について検討する必要がある。
- 今回の全電源喪失に際し、外部からの電源車の派遣が緊急対応策として実施された。しかし、被災下の作業性の悪さから速やかな電源供給ができなかった。機動的な電源車等の活用は有効であるが、非常時に速やかに対応できるような検討が必要である。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

- 非常用 DG が使用不能となった場合のバックアップ電源についての対策
  －津波と地震によっても使用可能なバックアップ用の、電源車又は大容量電源（ガスタービンやディーゼル発電機）の配備と、非常時の手順整備（軽油等の燃料調達、電源接続）
- 外部電源についての浸水対策
  －受電用変圧器と開閉所について、機器配置を確認し、必要により配置箇所の水密化又は機器の浸水対策を実施
- 非常用 DG 及び関連設備についての津波対策
  －非常用 DG、電源設備（高圧・低圧）及び非常用 DG 冷却設備について、機器配置を確認し、必要により配置箇所の水密化又は機器の浸水対策を実施
- 直流電源設備についての浸水対策
  －直流電源設備について、機器配置を確認し、必要により配置箇所の水密化又は機器の浸水対策を実施
  －バックアップ電源による直流電源（蓄電池）充電ルートの整備
- 号機間電源融通設備（過酷事故対策）についての浸水対策
  －号機間電源融通設備（過酷事故対策）の浸水対策を確認し、必要により信頼性向上対策を実施

外部電源の耐震性向上等の対策については、国からの指示に基づき各社とも

送電線の耐震性を評価し、地すべりなどの可能性がある箇所については信頼性向上対策を講じることとしている。また、系統の多重性などの信頼性向上についても検討を進めることとしている。

課題として上げた蓄電池容量の拡大に対しては､対策として有効ではあるが､設置スペースなどの点から実現性の点で課題が多く、またその効果も限定的である。従って、直流電源の確保という観点からは、第一の対策として直流電源に供給する側の電源の確保のための対策を行い、その次のステップとしては、供給元が失われた場合の対策として、直ちに蓄電池に充電するためのルートを整備することとした。

なお、電源復旧に関する課題のうち作業を制約する要因に対しては、電源に限らず他の作業でも共通する要因であり､「4.10　緊急時に対する準備」にまとめて対策を記載している。

4.8 ヒートシンク喪失対応　対策例

4.8.1 原子炉への注水

今回の事故では、ECCS のうち、電動駆動の注水系は電源喪失により起動できず、蒸気駆動の注水系は一定時間経過後、制御用直流電源バッテリ喪失又は何らかの要因により運転継続ができなかった。

この際､低圧の代替注水系は､SRV（ADS 機能､逃がし弁機能）の駆動電源・駆動空気圧の喪失に伴い原子炉の減圧に時間を要したことから、注水開始までに時間を要した。なお、代替注水系の一つである MUWC 系は、ポンプ浸水のため、FP はディーゼル消火ポンプ不具合のため、運転できなかった。また、高圧の代替注水設備（CRD、SLC）は、全電源喪失により起動できない状態であった。

以上のように既存設備による原子炉注水（淡水）が実施されなかったことから、最終的に消防車を使用した海水の緊急注水等が実施された。

なお、注水設備については、電源喪失により機能喪失したため被害の実態は不明であるが、一部の機器が建屋に侵入してきた海水により被害を受けていたことが分かっている。

教訓

- 地震、津波に伴う長期間の全電源喪失により全ての ECCS が機能喪失し、更に、過酷事故対策設備が使用できなくなるという事態に対処できなかった。津波、地震によっても長期間の注水を可能とするための対策の検討（水源確保含む）が必要である。
- 高圧の注水系が機能喪失した場合は、原子炉減圧により低圧の代替注水を行うことになるが、原子炉減圧のための弁の駆動源が喪失したことで減圧が困難となり、低圧代替注水系を活用するまでに時間を要した。原子炉減圧に必要な設備の駆動源喪失に備えた対策の検討が必要である。
- 注水設備本体に関しても、津波により建屋に侵入してくる海水に対する対策が必要である。

対策

上記を踏まえると、例えばBWRの場合には、以下のような対策が考えられる。

- 長期間に渡り既存駆動源が喪失した場合において、確実な原子炉注水を実現するための注水機能を確保する。
  - －バックアップ用の電源車又は大容量電源の配備による既設注水系の電源信頼性向上
  - －既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ及びホース等による原子炉への代替注水手段の確保
  - －SRVによる原子炉の減圧を確実に実施するための、駆動に必要なバックアップ電源及び予備の空気ボンベなどの準備
  - －水源の確保（最終手段として海水も含む）
- 過酷事故対策設備のうち、他の代替手段との組合せの中で最後の手段として活用を期待する範囲に対して、防潮壁や水密扉設置などによる浸水対策を図る。
- 非常用炉心冷却系等安全系機器の区画の水密化による浸水対策を図る。

なお、PWRでは、全交流電源喪失時に備え、蒸気を駆動源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水、主蒸気逃がし弁による蒸気放出によって蒸気発生器を介した2次系による冷却手段を有しており、BWRにおける原子炉への注水機能の確保に相当するものとして、蒸気発生器への給水手段、蒸気放出手段の確保が重要となる。長期間にわたる継続的な除熱を実現するために、例えば以下のような対策が考えられる。

- バックアップ用の電源車又は大容量電源の配備による既設注水系の電源信頼性向上
- 既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ及びホース等による蒸気発生器への代替注水手段の確保
- 主蒸気逃がし弁による蒸気発生器を介した原子炉冷却をより確実に実施する手段の確保（予備の空気ボンベなどを含む）
- 水源の確保（最終手段として海水も含む）

「消火栓は水が噴き出しており，ろ過水を水源として使用できない状況であった」という記載が報告書にあり、消火水系の信頼性向上が必要ではないかとの議論が本検討会でなされたが、東京電力から、「FPが地震により被害が出て、事故対応に支障が出た」という事実があったのかどうかはっきりしないとの説明があったため、東京電力による調査の結果を受けてFPに対する検討をすべきかどうか判断することとした。

IC隔離信号に関しては、本来の隔離機能を優先させる方が良い状況も考えられることから、本報告書では対策を要求していない。

4.8.2 海水冷却喪失

設計想定を超える津波により、海水ポンプモータ・付属機器が損傷し、運転することができなくなり、「原子炉→残留熱除去系→原子炉補機冷却系→原子炉補機冷却海水系→海水」という熱の最終的な逃がし場（最終ヒートシンク）ま

での熱除去ルートが喪失し、原子炉から発生する熱の除去ができなかった。

なお、海水ポンプ機能喪失に伴う上記以外の影響として、海水ポンプによる冷却が必要な原子炉補機冷却水ポンプや熱交換器が使用できなくなり、仮に電源が喪失しなかった場合でも、ECCS や原子炉補機類の運転ができなくなった。

教訓

- 想定を超える津波により海水ポンプが使用できなくなったことから、津波に対する浸水対策を検討する必要がある。（対策は、「津波」の項参照）
- 海水ポンプの浸水に備えた海水ポンプの復旧手段を検討する必要がある。
- 海水ポンプが早期に復旧できなくても、熱除去ルート確保を検討する必要がある。

対策

上記を踏まえると、例えば以下のような対策が考えられる。

- 海水ポンプの代替
  －海水ポンプモータの予備を配備すると共に機能喪失後の交換手順を整備
  －海水ポンプのうち最低限必要な機能をバックアップできる電源を準備
- 海水ポンプの早期復旧措置
  －海水ポンプモータの洗浄、乾燥資材の配備
- 代替熱除去ルートの確保
  －格納容器ベントの実施による大気への熱の逃がし（次項参照）

なお、PWR に関しても上記と同様の対策が必要であるが、「原子炉→残留熱除去系→原子炉補機冷却系→原子炉補機冷却海水系→海水」という最終ヒートシンクまでの熱除去ルートが喪失した場合、代替熱除去ルートとして、蒸気発生器を介して 2 次系を使用する熱除去ルート「原子炉→蒸気発生器→大気」がある。

4.8.3 格納容器ベント

格納容器ベントは、最終手段としての原子炉の除熱と格納容器の圧力が上昇した際に格納容器の健全性を確保するために圧力を制御する機能と二つの機能がある。

今回の事故では、海水冷却喪失に伴う最終ヒートシンク（海）への熱除去ルートが喪失したため、原子炉からの除熱は、手順に従い「原子炉→格納容器→大気（ベント）」のルートで実施した。

また、ＳＲＶを開いて急速減圧できるよう、蒸気の放出先である格納容器の圧力を予めベントで下げる必要があった。

更に、格納容器の圧力が上昇した際には、格納容器の健全性確保のためにベントを行い、減圧を行った。

今回は以下の理由でベント開始までに時間を要した。

- 計器電源喪失に伴い格納容器圧力の把握を適切に行うことができなかった。
- ベント弁用の電源・ボンベ圧の不足等により、遠隔操作ができず、手動での代替操作を計画したが、実施手段の検討・確立に時間を要した。
- また、建屋線量の上昇やトーラス室温度の上昇により、ベント弁設置エリ

アへのアクセスが極めて困難であった。
・ 周辺住民の避難状況の最終確認を行った。

教訓

・ 長時間の全交流電源喪失時にも使用可能な計器用の仮設蓄電池やベント弁駆動用の仮設電源・ボンベなどが予め準備されていなかったこと、炉心損傷時にベント弁設置エリア周辺の線量が極めて高かったこと等から、ベント操作に時間を要したため、長時間の全電源喪失時におけるベント操作の確実性向上について検討する必要がある。
・ S/C のプール水のスクラビング効果により希ガス以外の放射性物質を除去しつつ、ベントを実施して格納容器破損を防止するために、過温破損の防止策を強化する必要がある。

対策

上記を踏まえると、例えば BWR の場合には、以下のような対策が考えられる。

・ 全電源喪失時におけるベント操作の確実性向上
  －ベント準備やベント実施判断に必要な監視計器に給電するための仮設電源の配備
  －ベント操作用のバックアップ電源と駆動源の配備
・ ベントの作動条件の最適化
  －ベントを開始する時期の最適化について今後検討し、必要に応じて見直しを行う。
・ 炉心損傷後の格納容器代替スプレーの強化

なお、PWRでは、海水冷却喪失に伴う最終ヒートシンクへの熱除去が喪失しても蒸気発生器を介した２次系冷却を有しており、原子炉から発生する熱の継続的な除去が可能である。従って、PWRでは格納容器ベントによる格納容器内のエネルギーの放出をする必要はない。

ラプチャーディスクの設計に関しては、弁の誤動作による格納容器雰囲気の環境への放出を防止するという機能を期待して設置されており、誤作動を考慮して作動圧力も設計圧よりも高く設定されている。格納容器内圧が上昇した状態でベント系統の弁が確実に開とできれば、作動して圧力を下げるという本来の機能を果たすようになっており、ラプチャーディスクの設計を変更する必要はないと思われる。しかし、ラプチャーディスクの作動設定値を下げる、あるいはラプチャーディスクを撤去するという対策は、早めに格納容器を減圧することが可能となり事故時対応の選択肢が広がること、また、誤動作による放出に伴う放射性物質の放出量は通常であれば小さいことなどを考慮すれば、電力の判断で採用するかどうか決めることと思われる。

4.9 水素対策

今回の事故では、炉心損傷により発生した水素が原子炉建屋に漏えいし、滞留した。その結果、１号機の原子炉建屋で３月 12 日 15 時 36 分に、３号機の原子

炉建屋で3月14日11時01分に、それぞれ水素による爆発が発生した。

これらの爆発により、電源ケーブル敷設作業やホースの接続作業に支障が出た。

また、4号機の原子炉建屋で3月15日6時頃に、水素が原因とみられる爆発が発生した。

教訓

- 炉心損傷により発生した水素が原子炉建屋に漏えいし、滞留し続けた結果、原子炉建屋で水素による爆発が発生した。このような事態を防止する対策の検討が必要である。
- 耐圧強化ベントラインを用いた格納容器ベント時に、SGTS排気管から水素が回りこむ、あるいは排気筒を共有する他号機から排気筒の合流部を経由して水素が回りこむのを防止する対策の検討が必要である。
- 格納容器内の温度が上昇し、圧力も設計条件を超えたような場合には、格納容器貫通部やガスケットなどから水素が原子炉建屋に漏洩し、水素爆発につながる可能性がある。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

- 水素による爆発を防止するため、原子炉建屋等に滞留した水素を放出あるいは低減する。
- 今回の事故において、水素が原子炉建屋へ漏えいした経路を検討し、必要により原子炉建屋における水素の滞留を適切に監視する水素ガス検知器を設置する。
- 格納容器ベントラインに分岐管が設置されている場合は、その排気管からの水素の回りこみを防止する。
- 排気筒を共有している場合は、他号機への水素の回りこみ防止等、工学的な独立性の確保のための対策について検討する必要がある。
- 水素の漏えい・滞留を想定した訓練や手順を整備しておく。

なお、格納容器の貫通部やシール部について、設計条件を超えるような状態でのシール性を要求するのは現実的ではなく、このような状態にならないように対策を講じ、仮に炉心が損傷すれば、水素の漏えいしやすい性質を考慮して水素リークありきで対応することが必要である。

4.10 緊急時に対する準備（特に訓練）

4.10.1 訓練

今回の事故対応現場では、照明や通信手段がほとんど使用できず、また瓦礫等が散乱し高線量という過酷な作業環境下での作業となり、電源車からのケーブル敷設・つなぎ込み、代替注水用ホースの敷設等の現場作業に多大な困難が伴った。これら現場作業は、通常相当の時間と手間を要するものであったにもかかわらず、今回は作業員の尽力により比較的短時間のうちに対応できたが、今回必要となった現場作業は、これまでの過酷事故対策訓練では前提とされていないものであった。

また、今回の事故は、従来の訓練では想定されていない複数ユニット同時事

故であり、限られた人員で刻一刻と変化する状況の中での速やかな判断、対応が求められた。

教訓

- シビアアクシデントに係る過酷事故対策訓練には、過酷な状況下での現場作業を想定した現場活動訓練を含め、実活動をベースとしたものとし、事故時に体系立てた活動ができるよう常時から備えておく必要がある。
- 各種の事態を想定した訓練を実施し、事象進展時間に応じた対応ができるよう常時から備えるとともに、各自の事故対応活動が事象進展に与えうる影響を要員に理解させておく必要がある。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

- 知識・技量の整理
  - －シビアアクシデント発生時において各要員に要求される知識、技量について整理し、各要員に対して適切に知識教育及び技量訓練を行う。
- 実活動ベースの現場訓練
  - －過酷事故対策として現場作業を想定しているものについては、現場訓練を通じ手順や方法について要員に十分習熟させる。
  - －夜間作業や通常の通信手段が使えない状態、また防護服・全面マスク等重装備での現場活動も模擬して行う。また、障害物等による現場アクセスへの影響も想定する。
- 事象進展時間を踏まえた訓練
  - －シナリオ提示訓練だけでなく、ブラインド訓練、実時間訓練等の実際に近い状況における確実な連携・判断に重点を置いたより実行性の高い訓練を実施する。
  - －現場へのアクセス、装備着用、作業等の所要時間を確認し、各自の活動が事態の進展に与えうる影響を確認させる。
  - －シミュレータ等を活用して事象進展時間に応じた対応ができるようにする。

これらの訓練は、教訓を忘れることなく、継続的に技能を維持・向上させるため、繰り返し実施するべきである。

4.10.2 中央制御室空調、遮へい

今回の事故では、MCR の放射線量が上昇し、運転員が立ち入れない、または、長時間の滞在が不可能となった。

また、長期間の電源喪失により、よう素除去用チャコールフィルタを有するMCR 換気系が機能せず、MCR 内においても全面マスク等の着用が必要となった。

これらにより、MCR の居住性が低下し、事故対応活動に支障をきたした。

教訓

- 長期間の電源喪失により、MCR 換気系が機能しなかった。このような事態への対策の検討が必要である。
- MCR 内の線量が高くなり、運転員が立ち入れない、または、長時間の滞在

が不可能となった。このような事態への対策の検討が必要である。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 長期間にわたって、MCR 居住性の確保を実現するための対策の検討。
　－緊急時における MCR 換気系を機能させるための電源を確保する。また、そのための運転手順を整備する。
　－MCR の放射線量が上昇した要因を検討し、MCR における放射線防護対策を強化する。

4.10.3 事故時計測

今回の事故では、長期に亘る全交流電源の機能喪失及び直流電源設備の機能喪失により計器電源を喪失した。これにより、原子炉の水位、圧力、温度等の重要パラメータが計測不能や記録喪失となり、注水状況等の原子炉の状態が把握できなくなったことから、計器を復旧するため、車両からバッテリーを集め、仮設電源として MCR の計器盤につなぎ込む対応が必要となった。

また、計測データの信頼性の観点からは、原子炉水位計が、計器によって指示値の相違が見られ、計器の信頼性確認のために仮設水位計を設置し比較評価した結果、原子炉水位は燃料域水位計の測定レンジを下回っていると推定された。このため、水位計の基準面器水位の傾向監視を実施したところ格納容器温度の影響による蒸発によって基準面器の水位が継続的に低下していると推定された。

事故進展に伴い、使用済み燃料プールではプール水蒸発に伴う水位計測、原子炉建屋では格納容器からの水素漏洩・蓄積を確認するための水素濃度計測など想定外の要求が発生した。しかしながら、計測手段がなかったため、事故時の対応を困難にした。また、建屋内が高放射線環境に晒され、計器への接近が阻害され、計測システムの復旧が困難となった。

教訓

・ （電源確保）長期間にわたる電源喪失により MCR の監視機能が喪失する事態を想定していなかった。このような事態を考慮した検討が必要である。
・ （計測仕様拡大）シビアアクシデント発生時において、原子炉水位が計器の測定レンジを下回ったなど、プラント状態把握に必要な重要パラメータの計測システムに対し、シビアアクシデント発生時を考慮した検討が必要である。
・ （計測パラメータ追加）従来の想定事象では要求されない原子炉建屋内水素濃度など想定外の計測要求に対応できなかった。このような事態を考慮した検討が必要である。
・ （計測信頼性確保）シビアアクシデント発生時の条件下において、原子炉水位等重要パラメータの計測システム（計測データ）の信頼性確認手段がなかった。このような事態を考慮した検討が必要である。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ （電源確保の検討）長期間にわたる電源喪失が発生した場合でも、早期に計器を復旧させる。
　－電源のバックアップとして、MCR 近傍に仮設蓄電池や接続ケーブルを

備える。
－計器の省電力化や必要に応じて無停電化など計器電源の見直し。
・ （計測仕様拡大の検討）シビアアクシデント発生時において、原子炉水位などのプラント状態把握に必要な重要パラメータを測定可能とする。
－シビアアクシデント発生時を考慮し、原子炉水位測定レンジを拡大した計測システムの開発や原子炉計測が機能喪失した場合でも格納容器計測などで原子炉状態を把握するための手段を確保する。
・ 今回の事象より得られた新たな計測要求のあるパラメータの選定とそのパラメータに対する計測システムの確立。
－原子炉建屋内水素濃度等のパラメータ計測システムを確立する。
・ （計測信頼性確保の検討）シビアアクシデント発生時における重要パラメータの計測システム(計測データ)の信頼性を確保する。
－シビアアクシデント発生時を考慮し、耐環境性、計測方法の多様性等を強化した計測システムの開発。

4.10.4 緊急時対策所

緊急時対策所は、事故時において必要な対策指令を発する設備として安全設計審査指針の要求に基づき設置されている。しかし、今回の事故では、緊急時対策所と MCR の通信手段は、全交流電源喪失以降、ホットラインと固定電話のみとなり、また緊急時対策所と現場ではほとんど通信ができないなど、通信環境の悪化が生じ、対策の検討、指令に支障をきたす事態となった。また、全交流電源喪失下での格納容器ベント操作の手順を検討するために、余震の中、立入禁止となった事務本館に弁図面を入手に行っており、緊急時対策所に備え付けておくべき資料を検討する上で参考にすべきである。

緊急時対策所の放射線管理の観点では、当初において緊急時対策所が設置された免震重要棟に放射線防護装備着脱の緩衝エリアが設定されていなかったことなどにより、4 月 3 日まで棟内の空気中放射性物質濃度が法令限度値を超えており､棟内での放射性物質の体内取り込みによる被ばくを低減できなかった。

さらに、多くの要員の長期間にわたる作業の休憩場所等として、十分なスペースを提供できなかった。

しかし、免震重要棟は今回の地震及び津波に耐え、独立した非常用電源や空調設備を有しており、上記のような問題点はあったものの事故対応活動のための拠点として機能した点には注目すべきである。

教訓

・ 緊急時対策所は、事故時において必要な対策指令を行う設備であり、全交流電源喪失などの過酷な状況においても、MCR や現場との通信手段が確保され、対策検討に必要なプラントパラメータが取得できることが必要である。また、緊急時対策に必要な資料については、緊急時対策所で容易に入手できるように準備することが必要である。
・ 緊急時対策所は、放射性物質の放出を含む緊急時に要員が滞在して使用する設備であり、内部への放射性物質の滞留防止も含め、使用時の外部環境を踏まえた適切な放射線防護が行われることが必要である。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 緊急時対策所は、地震、津波などの過酷な自然現象、長期間の全交流電源喪失や大量の放射性物質の環境中への放出などの過酷な状況においてその機能が必要となるため、これらの状況を想定してもその機能が果たせるよう準備すること。特に以下の点について考慮すること。
  －地震や津波に耐えられる構造、位置
  －長期間の外部電源喪失の際にも利用可能である独立した非常用電源の準備
  －対策指令に必要なプラントパラメータの収集、MCR や現場との連絡手段の準備
  －大量の放射性物質の放出を想定した放射線防護対策
  －要員の長期滞在に備えた居住性の確保（食料、水の準備を含む）
  －過酷な環境に対する非常用資材の準備
  －緊急時対策に必要な資料の精査と準備

4.10.5 放射線管理／作業管理

今回の事故では、津波の影響により、個人の被ばく管理に用いる APD が海水に浸かったため数量が不足し、代表者のみしか携行できない状況となった。また、被ばく管理システムも電源喪失により機能喪失したため手書きでの線量管理を実施せざるを得ない状況となった。ヨウ素吸着能力を有するチャコールフィルタ付のマスクの配備が困難となり内部被ばくの可能性が高まった。内部被ばくを測定する WBC（ホールボディカウンタ）は構内の放射性物質のバックグラウンド上昇等により使用できない状況となり、移動型ＷＢＣや他発電所での測定を実施したが測定が追いつかない状況になるなど、種々の放射線測定器、防保護具の配備が困難な状況、機能喪失による混乱が発生した。

このような混乱の中、線量限度を超える被ばくも発生した。緊急作業に従事した複数の職員が線量限度である 250mSv を超えたことを確認した。また、免震重要棟に滞在していた女性職員２名も外部被ばくと内部被ばくの合算値で線量限度（5mSv／3 ヶ月）を超えていた。また、作業にあたった協力会社作業員 3 名がＡＰＤの警報が発信したにもかかわらず 170mSv を超える線量を受け、その内２名については短靴で滞留水に足を入れたため放射性物質の付着によるベータ線熱傷の可能性があると判断され、病院へ搬送後、放射線医学総合研究所に搬送された。

免震重要棟において、放射線防護装備着脱のための緩衝エリアが設定されていなかったことなどにより、4 月 3 日まで棟内の空気中放射性物質濃度が法令限度値を超えていた。

今回の事故では、格納容器ベントや水素爆発による放射性物質の環境への放出や線量の高いがれきの発生などにより、環境測定を含む放射線管理業務が急激に増大し、放射線管理業務の対応が困難を極めた。

教訓

・ 津波や長期間の電源喪失により APD 等の個人線量測定器が大量に使用不能となる事態を想定していなかった。また、事故の急速な展開によるマスク等の防保護具の配備が困難な状況になったことや線量の上昇等によりＷＢＣが

使用不能となる事態を想定していなかった。
- 事故時には格納容器ベントなど環境中に放射性物質が放出される場合もあるため、マスク等の防保護具が配備されないとヨウ素による想定以上の内部被ばくの可能性がある。また、対応の拠点にも放射性物質が流入する状況や作業現場においては事故の進展により局所的な線量率の上昇や汚染があり得ることから、外部被ばく、内部被ばくの両面からの状況に応じた適切な被ばく管理が必要である。また、作業管理からもそのような状況を想定した対応が必要である。
- 事故時においては、急激に放射線管理業務が増大する可能性があるため、より迅速に対応できる体制を備えておく必要がある。
- 今回、足にベータ線熱傷の可能性がある作業員２名に対し、免震重要棟に滞在していた医師が緊急被ばく医療の知識を有しており、比較的迅速に放射線医学総合研究所に搬送されたことは良好事例であり、引き続き緊急被ばく医療にかかる理解促進をはかる必要がある。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。
- 放射線測定器､放射線防保護具などの資機材は事故時にも適切な放射線管理が行えるよう準備しておくこと。例えば、以下の方策が考えられる。
  －放射線測定器は、電源の多様化（電池式など）や、長期間の電源の確保を行うこと。また、津波の影響を受けない場所に必要数を備えておくこと。さらに、他電力など社外から必要量の放射線測定器が融通できるようあらかじめ計画しておくこと。
  －移動式（車載式など）の WBC を確保しておくこと、若しくは他施設の WBC が利用できるようにしておくこと。
  －防保護具は事故の急速な展開も想定して、必要数を確保しておくこと。
- 事故の進展に応じて変化する作業場所の線量率や汚染の情報は要員全体に共有化を図り、要員が被ばく低減に取組むように指導する。
- 急激に増大する放射線管理に対して､要員面での対応が迅速にできる体制をとる。例えば､当該発電所以外からの放射線管理員の応援や､線量の集計など特別な放射線管理知識が不要な業務を応援者が行い､放射線管理要員がより重要な業務を行えるよう支援体制を整備する。
- 事故時に緊急被ばく医療の体制を早期に整備できるよう準備をしておく。

なお、緊急対策所に関する放射線管理に関しては、「4.10.4 緊急時対策所」で記す。

4.10.6 組織／指揮・命令

格納容器ベントの操作については､従来から､社内マニュアルにて､判断は､所長が行う旨記載されていた。その上で、今回の事故では、格納容器ベント操作の実施にあたり、結果的に実施が避けられない状況となってから、国の了解の取得、自治体との調整が行われることとなった。対外調整には避難完了の確認など時間を要した。

また、１号機への海水注入にあたり、当初、社長の確認、了解を得て実施し

た後に、本店－発電所間で協議の結果、一旦海水注入の停止を決定したが、発電所長の判断で海水注入を継続するなど、指揮命令系統に混乱が見られた。

教訓

・ 緊急時の対応操作について、事故後の混乱の中で関係各所との調整が必要となることから、実施判断に遅れや混乱が生じる可能性がある。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 緊急時の対応操作のうち、判断の遅れが事故の収束に対して悪影響を及ぼすものについては、判断のタイミングを明確化しておき、社外との調整を早めに行い迅速な操作ができるよう準備をしておくこと。

4.10.7 通信

今回の事故対応においては、津波による浸水や全交流電源喪失状態の長期化に伴い、現場と対策本部及び MCR 間の通常の通信手段である構内ＰＨＳやページング装置等がほとんど使用できなくなった。

また、現場作業員は、防護服・全面マスク着用等重装備であったため、過酷な環境かつ相互の意思疎通が図りにくい状況下で作業に従事せざるをえなかった。

これらのことから、現場状況確認や現場への指示に時間を要する等、事故対応活動に大きな困難が生じた。

一方、発電所と外部との通信に関しては、今回の事故では社内外関係機関との専用回線は確保されていたが、発電所構内と同様、地震や津波等により寸断されるリスクは常にある。

教訓

・ 発電所構内及び外部との通信手段については、地震や津波等による損壊の影響を受けず、かつ全交流電源喪失状態が長期化した場合でも電源が確保される手段を構築・維持しておく必要がある。

・ シビアアクシデント発生時の過酷な装備・環境下での使用を想定した現場作業員同士のコミュニケーション手段、現場作業員と対策本部及び MCR 間の３者間相互の通信手段を整備しておく必要がある。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 発電所構内及び外部との通信設備について、地震や津波等による損壊の影響を受けず、かつ全交流電源喪失状態が長期化した場合でも電源を確保する。
  －地震・津波等の影響を受けない原子炉施設とは独立したバッテリー等のバックアップ電源を持たせる。
  －緊急時に使用するサーバー、交換機等の通信設備、有線通信回線又は無線中継基地は、地震・津波等自然災害により容易に寸断されることのないように施設する。
  －専用回線、衛星電話、無線等複数の通信装置を配備し、その運用方法を明確にする。

・ 現場作業員同士、あるいは作業員と MCR、緊急時対策所との意思疎通が容易にできるようにする。

－現場を含め、通信装置を必要数配備する。
－配備した通信装置の運用方法を明確にするとともに、訓練等を通じ作業員に対し操作の習熟を図る。

4.10.8 環境モニタリング

国の防災基本計画では、原子力災害が発生した場合の環境モニタリングについては、敷地境界及びその内側を事業者が、敷地境界の外側を自治体が主体となって実施することになっている。

今回の原子力災害では、事業者が実施することになっている発電所敷地内及び敷地境界の環境モニタリングにおいて、津波による外部電源の喪失に伴い発電所敷地内及び敷地境界の MP での計測ができなくなった。このため、外部電源が復旧するまでの間、モニタリングカーや仮設 MP、サーベイメーター等により、環境モニタリングを継続した。また、その計測結果については、手作業等でまとめられる範囲の限られた内容となったものの、適宜、インターネット等で公表された。

また、自治体による環境モニタリングについても、停電、通信回線不通、津波による局舎流出による影響を受け、必要な環境モニタリング機器、設備等が使用できなかった。また、自治体関係者が、広範囲に生じた地震及び津波による災害への対応に注力しなければならなかったことや、現地対策本部が、オフサイトセンターから福島県庁へ移転しなければならなかったことなどにより、環境モニタリング活動に大きな支障を生じた。さらに、自治体からの要請等に基づき、モニタリングの実施や支援を行うこととなっている関係省庁も、広範囲にわたる多数の行方不明者の捜索など他の震災対応に従事していたため、震災直後からの環境モニタリング体制の構築が困難であった。

一方、東京電力以外の事業者は、原子力事業者間協力協定に基づき要員を派遣し、モニタリングカー等を使用して自治体が実施する敷地外の環境モニタリングを支援した。

上述のとおり、事業者、自治体双方の環境モニタリング活動においては、モニタリング設備や要員の確保等にさまざまな問題があったものの、可能な限り、モニタリング活動を継続して実施した。しかしながら、一部の報道機関などから、モニタリングデータの公表の遅さや、海域モニタリングデータの信頼性の低さなどについての批判を受け、また、東京電力が実施したモニタリングカーによる測定データのうち、補完的に測定していた２分間隔データが未公表であったといった対応について、問題視されている。

教訓

環境モニタリングについては、敷地境界の内外で実施主体が異なるため、ここでは事業者が実施する部分についてのみ記載する。

- 津波による停電の影響で、事業者の恒設モニタリング設備が使用不能となったことから、代替手段を活用する必要があった。
- 事業者間協力協定に基づく応援の受け入れや、自治体が実施する環境モニタリング活動への協力等を適宜行いながら、モニタリング活動を継続して実施しているが、甚大な自然災害と原子力事故が重複して発生した状況下での環境モニタリング活動を行うための体制の構築に時間がかかった。

・ 事業者によるモニタリングデータについては、適宜、インターネットや報道等を通じ公表されたが、公表の迅速性、公表値の信頼性に関する一般の方々や報道機関への理解は必ずしも十分ではなかった。

対策

・ 自治体が実施する環境モニタリング活動への産業界からの協力・支援体制、並びに事業者間における協力体制の再整備が必要であり、その整備内容としては、以下のものが考えられる。
  －緊急時に融通する必要のあるモニタリング機器、設備の再確認及び必要数の配備
  －緊急時に必要となる応援要員の見直し、その派遣に係るルールの整備
・ 今回の自然災害（地震、津波）を踏まえた恒設 MP 等に必要なユーティリティの強化が必要であり、その強化内容としては、以下のものが考えられる。
  －電源、伝送ラインの強化
  －地震、津波に対する耐性強化
・ 恒設 MP 等使用不能時の代替手段によるモニタリング手順の明確化が必要であり、その内容としては、以下のものが考えられる。
  －仮設モニタリング設備等の代替手段による測定手順の見直し
  －代替手段による測定に必要な機器、設備数の確認、配備
・ 一般公衆、関係機関、現場関係者に対する必要な情報の伝達内容、手段等の明確化が必要であり、その内容としては、以下のものが考えられる。
  －伝達する情報の内容、その取り纏め方法、必要な要員の整理
  －伝達手段（プレス、ＨＰ等）や公表タイミングの検討

4.10.9 災害対策への備え（重機・レスキュー）、緊急時の協力体制

今回の事故では、甚大な自然災害とともに原子力災害が発生した。このため、連絡・通信、人の参集、物資の調達等の面で極めて困難な状況となり、事故初動対応に必要な緊急対応用資機材や事故管理活動を支援するレスキュー部隊等を迅速且つ十分に受け入れることができなかった。また、現場における高い放射線が人的対応の障害となった。その他、余震やこれに伴う津波への警戒、暗闇、高汚染状態、汚染水など環境条件の悪化を見越した電源確保、資機材の手配や仮設工事、敷地内外の通行障害の排除等を行いながらの活動が必要となり、その後の事故対応に大きな影響を与えている。

教訓

・ 発電所構内・外における地震・津波によるアクセスルートの損壊等により、事故対応に必要な資機材等の搬入や応援要員の動員が迅速に行えず、円滑な事故対応に支障が生じた。また、種々の作業の制約となるような条件を緩和できるような資機材の配備が望まれる。
・ 今回のような複数ユニット同時事故に対する備えが十分ではなく、事故対応に必要な防護服、線量計、マスク等の資機材の配備が困難となった。また、高放射線下での長期間に及ぶ人的作業については具体的に想定されておらず、このような状況下での作業に対する備えがなく、迅速な事故対応ができなかった。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 自然災害（地震、津波）により、発電所構内・外でアクセスルートが遮断された場合を想定した瓦礫撤去用重機の整備や人員、資機材の輸送手段の多様

化が必要であり、関係機関との連携も考慮しつつ、具体的には以下のような対応が考えられる。
－シビアアクシデント対策において配備したホイルローダー以外の必要な重機の洗い出しとその配備
－現状の陸送に代わる海上輸送、空輸手段の確立、体制整備

・ 事故対応における必要資機材の確保並びに緊急時における事業者間融通体制の再整備が必要であり、関係機関との連携も考慮しつつ、具体的には以下の対応が考えられえる。
－今回の事故対応を踏まえた必要な資機材の洗い出し及び必要数の確認、配備（仮設照明、仮設空調、仮設排水設備などを含む）
－緊急時における事業者間融通体制の再確認並びに融通手段の整備
－高放射線下の作業に対応した原子力防災用の遠隔操作可能な設備・機器（ロボット、無人ヘリ等）に関し、その開発や運用に係る検討会での協力、及び実際の導入に向け、事業者及び関係機関との連携体制整備

4.11 使用済燃料の健全性確保

地震の影響により全ての外部電源が喪失したが、点検中の１台を除き非常用 DG が全台起動した。しかし、その後、発電所を襲った津波の影響により、6 号機の 6B 非常用 DG を除いた全ての非常用 DG が停止した。また、海水ポンプが津波の襲来により機能喪失したため、全号機において、使用済燃料プールの冷却機能を喪失した。

なお、使用済燃料プールにおける燃料の露出はなかったと考えられる。

教訓

・ 使用済燃料プール冷却機能を喪失した場合には、使用済燃料プール水位の確保が極めて重要であり、使用済燃料プール水位、さらには、プール水温度の監視機能の維持・強化が重要である。

・ 使用済燃料プール冷却機能喪失に伴うプール水位低下及び使用済燃料の損傷を防止する観点からも、今回の事故を契機として、隣接号機も含めた複数ユニットでの全交流電源喪失時、また、海水ポンプ機能喪失時の使用済燃料プールの冷却機能を維持するための対策を新たに追加で整備する必要があると考える。

対策

上記を踏まえると、例えば、以下のような対策が考えられる。

・ 使用済燃料プール水位の確保のために､代替の注水手段を確保する必要がある。
－消防車、ポンプ車等による注水、注水ルート及び水源の確保

・ 使用済燃料プール水位及びプール水温度の監視機能の確保及び強化が必要である。
－使用済燃料プール水位計・温度計への非常用電源からの電源供給の確保
－使用済燃料プールの状態監視強化（ITV への非常用電源の接続やバッテリ接続等）

・ 水位を確保できた後の継続的冷却手段として使用済燃料プール水の冷却機能の維持について検討する必要がある。

－使用済燃料プール水の代替冷却機能の確保

4.12 対策のまとめ

3 章の「原因分析のまとめ」で記載したように、事故の再発防止のために必要なのは、発生しうる事故を適切に想定して対策を講じるとともに、事故拡大のシナリオを想定し準備をすることで、厚みをもった安全確保をしておくことである。

ここでは、既存の対策と、今回対策として挙げられた対策例を組み合わせることによって、どのような厚みのある対策系となるかを表 4.12-1 にまとめて整理した。

また、抽出された全ての対策をまとめて図 4.12-1 に示す。

原因分析では、今回の事故が拡大した一番の要因として電源の喪失があり、その喪失に伴って安全系機器の機能を喪失させたことを挙げた。従って、電源に関する対策系の状況を確認することとした。また、電源以外で安全系機器の機能喪失を引き起こす要因としてヒートシンク（補機冷却系含む）喪失があり、その観点からも確認を行った。更に、水素による爆発の影響は、事故緩和措置の阻害要因となる他、放射性物質の放出・拡散への影響が大きいことから、水素に関しても確認を行った。

今回の対策を整理すると、基本的には、以下のような考え方となる。

まず、設計で想定される重大事故に対しては、既設の安全系機器（海水ポンプ、非常用ＤＧ、ＥＣＣＳなど）で事故の収束を図る。今回の教訓として、これら既設の安全系機器の津波に対する防護を堅固にする。

既設の安全系機器は、多重性、多様性を持たせてあるが、これらが全て機能喪失した場合を想定して、各原子力発電所では 1990 年代に自主的に過酷事故対策（アクシデントマネジメント）を整備している。今回は、電源の喪失や高汚染など種々の制約要因により大部分のアクシデントマネジメントが活用できなかった。このため、例えば、弁の駆動源の配備など円滑に対応するための対策を導入する。

更に、このアクシデントマネジメントが有効に機能しなかったことから、追加のシビアアクシデント対策を導入するものである。

従って、確認表に示すように、今回の対策で重点的に手当てをするのは、既設の安全系の防護とシビアアクシデント対策の追加ということになる。

既設の安全機器+アクシデントマネジメントに、更に新たなシビアアクシデント対策を追加することで、深層防護の観点で重層的な防護が準備され、事故の進展防止に有効と思われる。

－電源･･･重層的な対策により、地震、津波に対して確実に電源を確保できるようにする。

- 従来の設計では、発電停止の際外部電源で供給するが、更に外部電源が喪失した場合には非常用 DG で電源を供給することになっている。これらに対する防御を行う。
- これらの機能が損なわれた場合を想定し、電源車の配備など代替手段による電源供給を行う。
- 弁などに関しては、蓄電池の配備など個別に対応する。

－ヒートシンク（注水・冷却）･･･重層的な対策により、事故時に確実に炉心を冷却できるようにする。

・ 従来の設計で事故の拡大を防止することを期待されている海水系及び ECCS の機器があり、これらに対する防御を行う。
・ 防御が破られた場合の対策として、海水系については予備品の配備がある。ECCS の機能喪失に対しては過酷事故対策（アクシデントマネジメント）設備があり、これらの防御を行う。
・ これらが有効に機能しない場合を考えて、別途注水できるようなポンプを配備し、水源を確保する。また、注水を確実にするために RPV 減圧のための対策を行う。
・ 更に、BWR では、事故が拡大した時の最終冷却手段である格納容器ベントを確実に行えるように対策する。

－水素爆発対策･･･水素発生防止、漏えい防止、放出低減という事象の進行毎の対策により爆発を防止する。

・ 従来の設計では、炉心の冷却を確保し燃料損傷に伴う水素の発生を防止する。また、BWR では仮に水素が発生しても窒素雰囲気の格納容器に閉じ込めて爆発を防止する。従って、注水・冷却の対策が水素に対する対策としても有効である。
・ 炉心が損傷すると水素が発生するが、水素の漏えいしやすい性質から、格納容器から水素は漏えいしてくるものと考えて、建屋内に滞留しないよう放出もしくは低減できるよう対策を講じる。
・ また、漏えいした水素がベントラインから他号機等に回りこむことがないよう対策を行う。

その他、重層的な対策を検討する（採用、組合せ）にあたっては、具体的には、

・ 炉心損傷の防止、格納容器破損の防止、影響緩和の間の適切なバランスを取る。
・ 管理的措置に偏らない。
・ 起こりうる共通原因故障への防護を低下させず、新たな共通原因故障を引き起こさない。
・ 障壁の独立性を低下させない。
・ 人的過誤への備えを維持する。
・ プラント設計基準で意図されている機能を確保する。

などの事項を考慮することが有用である。

また、個々の対策間の優先度を決めるには、

・ より多くの機能に効果・影響をもつ手段（例：ＵＨＳ，電源）は、より重要。
・ 層の「厚さ」への寄与の大きい手段・措置ほど優先度が高い。
・ 定性的な捉え方として、手段数が少ないほど、個々の手段は重要と考えられる。

例えば、既存１手段に追加する１手段は、既存２手段に追加される１手段よりも重要。

更に、起こりうる内部・外部のハザードならびに故障の結果の程度に応じて、準備する対策の層は、判断すべきものと思われる。

表 2.4-1 に示すように、安全機能、すなわち電源、ヒートシンク（注水・冷却）、水素爆発対策、並びに使用済燃料プール（SFP）の水位維持等の機能確保に直接関係する対策を深層防護の考え方に従って整理し、全ての対策の中で優先度が高い対策を選定した。事故の再発防止の観点（事故拡大のシナリオを想定した準備に厚みを持たせる）から第４層に係る対策がより多くなっている。

対策はプラント全体の安全性を考えて組合せて選定するものであり、それぞれの発電所の状況、安全確保のストラテジーに応じて様々な対策の組合せが考えられる。

その際、設計・建設段階から考慮している対策に加えて、今回の各種対策を組み合わせることで、用意していたものが次々に機能喪失した場合においても、安全性を確保しうる重層的な対策とし、過酷事故を防止・緩和するのに十分有効な対策とする必要がある。

上記の点も念頭において、本検討会にて対策例として上げた 85 項目のうち、事故の再発防止の観点で優先度が高いと考えられる以下の対策について各社に採用することを特に提言するものである。

－電源
- 安全上重要な設備には防潮堤や防波堤を設置する
- 安全上重要機器設置区画の浸水防止
- 浸水高さに応じた給気口等の開口部、貫通部に対するシール性向上等の浸水防止
- 可搬式の排水ポンプ等を配備
- 受電用変圧器と開閉所の配置箇所の水密化又は機器の浸水対策
- 直流電源設備の設置区画の水密化又は機器の浸水対策
- 電源車又は大容量電源（ガスタービンやディーゼル発電機）の配備、非常時の手順整備
- バックアップ電源による直流電源充電ルートの整備
- 号機間電源融通設備（過酷事故対策）の浸水対策による信頼性向上

－ヒートシンク（注水・冷却）
- 海水ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置
- 海水ポンプモータ予備品の配備
- 海水ポンプモータの洗浄、乾燥資材の配備
- 非常用炉心冷却系等安全系機器に関する設置区画の浸水防止
- 過酷事故対策設備の浸水防止
- 移動式（投込み式等）の海水ポンプの配備
- SRV 駆動用のバックアップ電源及び予備の空気ボンベ等の準備（BWR）
- 主蒸気逃し弁による SG を介した炉心冷却の確保（PWR）

・ バックアップ電源車又は大容量電源の配備による既設注水系の信頼性向上
・ 既存設備に依存しない可搬式動力ポンプ及びホース等
・ 水源の確保
・ 格納容器ベントによる大気への熱逃し（ＢＷＲ）

－水素
・ 滞留水素の放出、低減
・ 耐圧強化ベントラインからの回りこみ防止
・ 排気筒を共有する号機間での水素回りこみ防止

付録-１に各社の対策の実施状況をまとめているが、既にかなりの対策が実施済みもしくは実施中であり、着実に実施されている。

なお、今回の検討では、事故収束に向けて全力を傾注している東京電力の各担当者に長時間のヒアリングをする状況にないことから、組織要因にまでさかのぼる根本原因分析までは踏み込んでいない。今後、現時点で知りえなかった新たな追加情報が明らかになれば、その情報を基に更なる検討を進めることとしたい。

表 4.12-1 深層防護の観点で整理した確認表

			事故発生防止 / 事故影響緩和				
多重防護レベル			第一層 （異常の発生防止）	第二層 （異常の拡大防止と事故への発展の防止）	第三層 （放射性物質の異常な放出の防止）	第四層 （シビアアクシデントの発生防止）	第四層 （シビアアクシデントの影響緩和）
目的			異常運転及び故障の防止	異常運転の制御及び故障の検出	設計基準内への事故の制御	事故の進展防止	SAの影響緩和
必須手段			保守的設計及び建設 運転における高い品質	制御、制限及び防護系	ECCS及び事故時手順	補完的手段及び過酷事故対策	補完的手段及びPCVの 防護を含めた過酷事故対策
炉心	電源	震災前	・過去の記録を基とした十分保守的な設計前提によって耐震クラスを設定し、2倍程度の余裕を見込んで敷地高さを設計 ・津波により建屋給排気口などの開口部から浸水することを考慮していない。 ・プラントの発電停止の際は外部電源で電力供給する ・冗長性のある非常用DGを設置し、外部電源が喪失した場合は非常用DGでバックアップする ・停電しても短時間で復旧すると想定 ・外部電源系統、非常用DG、直流バッテリによる多様な電源を複数系統配備することによって電源の多様性・多重性を確保	・高圧電源母線の電圧低信号を検出し非常用DGが自動起動する ・非常用DGの自動起動にあわせ関連する機器がシーケンシャルに起動する	・ECCSポンプの自動起動信号を受け、外部電源の供給に係らず非常用DGが自動起動 ・冗長性を有する非常用DGと直流バッテリでの電源確保	・早期（8時間程度）に交流電源が回復することを見込んでおり、長期停電を想定していない ・交流電源喪失後は直流駆動の設備による炉心冷却を行い、交流電源の復旧を期待 ・復旧手順の整備	・過酷事故対策として号機間での電源融通を整備。ただし、複数号機同時の電源喪失は想定していない。
		対策案	・安全上重要な設備には防潮堤や防波堤を設置する ・安全上重要機器設置区画の浸水防止 ・浸水高さに応じた給気口等の開口部、貫通部に対するシール性向上等の浸水防止 ・受電用変圧器と開閉所の配置箇所の水密化又は機器の浸水対策 ・直流電源設備の設置区画の水密化又は機器の浸水対策			・電源車又は大容量電源（ガスタービンやディーゼル発電機）の配備、非常時の手順整備 ・バックアップ電源による直流電源充電ルートの整備 ・可搬式の排水ポンプ等の配備	・号機間電源融通設備（過酷事故対策）の浸水対策による信頼性向上
	ヒートシンク （注水・冷却）	震災前	・過去の記録を基とした十分保守的な設計前提によって耐震クラスや敷地高さを設計 ・冗長性を有する除熱系を設置 ・除熱系の多重性または多様性及び独立性を確保	・過渡事象に対しては、ECCSなどの安全系の機器を期待しなくても運転操作で対処可能 ・海水ポンプや電源盤の浸水による全台機能同時喪失は想定していない ・海水ポンプがトリップした際は予備機が自動起動する ・原子炉の安全に係る検出器は、原子炉の運転中であっても試験を行えるように設計され、健全性及び多重性の維持を確認できる	・ECCSなど安全系を複数系列設置 ・外部電源が利用できないときであっても非常用DGから電源を供給 ・短期間の交流電源喪失時でも直流バッテリからの電源供給で機能する系統（IC,HPCI,RCIC）を設置 ・蒸気駆動の機器の設置による駆動源に対する多様性を確保 ・油や軸受の冷却に海水冷却系が不要のHPCIやRCICがあるものの、直流電源がなくなれば機能喪失する	・過酷事故対策（アクシデントマネジメント）を整備。代替注水設備として既存の設備を必要に応じて使用 ・長期間の電源喪失、浸水は想定していない ・弁類の各種代替駆動源なし	・消火系配管への接続口の整備
		対策案	・海水ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置 ・非常用炉心冷却系等安全系機器に関する設置区画の浸水防止		・バックアップ電源車又は大容量電源の配備による既設注水系の信頼性向上 ・SRV駆動用のバックアップ電源及び予備の空気ボンベ等の準備(BWR)	・海水ポンプモータ予備品の配備 ・海水ポンプモータの洗浄、乾燥資材の配備 ・移動式（投込み式等）の海水ポンプの配備 ・過酷事故対策設備の浸水防止 ・既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ及びホース等 ・水源の確保 ・ベント操作用バックアップ電源と駆動源の配備(BWR) ・主蒸気逃がし弁によるSGを介した炉心冷却の確保(PWR)	・格納容器ベントによる大気への熱逃がし(BWR)
	水素	震災前			・可燃性ガス濃度制御系を設置し、冷却材喪失事故時に発生する水素と酸素の濃度を抑制する ・ECCSなどによる炉心冷却により水素発生防止 ・PCV内に窒素を封入することにより、不活性化環境とすることにより、事故環境時の格納容器内の水素・酸素濃度を可燃限界以下に抑制	・号機間でのガスの回りこみを考慮していない	・炉心損傷すれば格納容器からの水素漏えいは起こりえる。
		対策案				・滞留水素の放出、低減 ・耐圧強化ベントラインからの回りこみ防止 ・排気筒を共有する号機間での水素回りこみ防止	・滞留水素の放出・低減
ＳＦＰ	注入・冷却、 電源、水位	震災前	・最大貯蔵容量の崩壊熱に対して十分な冷却能力のある設備を設置	・配管の取出し高さを必要水位以上とし、サイフォンブレーク等により配管漏えい時にも必要水位が保持される。 ・耐震Ｓクラスの水源からの補給機能を有している。補給水系から水を補給し、水位を維持する。	・冷却手段の喪失を想定していない。		
		対策案			・消防車等による注水ルートの確保、水源の確保	・代替冷却機能の確保（もしくは早期の補機冷却系の復旧）	

— 地震・津波に対する備え 1、6、7、9 、電源の準備 3、5 、 ヒートシンク喪失対応（BWR） 2、4、8、10、11 —

【建屋浸水への防止措置】 1
①浸水高さに応じて建屋の外扉、給気口等の開口部、貫通部に対するシール性向上等の浸水防止
②安全上重要機器設置区画の浸水防止対策
③可搬式の排水ポンプ等の配備
④津波の影響を直接受ける建屋外扉への波力の配慮

【原子炉への注水】 2
①SRV 駆動用のバックアップ電源及び予備の空気ボンベ等の準備
【海水冷却喪失】
②格納容器ベントによる大気への熱逃がし
【格納容器ベント】
③ベント準備やベント実施判断に必要な監視計器への仮設電源の配備
④ベント操作用のバックアップ電源と駆動源の配備
⑤ベント開始時期の最適化の検討
⑥代替格納容器スプレーの強化

【全交流電源喪失及び直流電源喪失】 3
①電源車又は大容量電源（ガスタービンやディーゼル発電機）の配備、非常時の手順整備
②受電用変圧器と開閉所の配置箇所の水密化又は機器の浸水対策
③直流電源設備の配置区画の水密化又は機器の浸水対策
④バックアップ電源による直流電源充電ルートの整備
⑤号機間電源融通設備（過酷事故対策）の浸水対策による信頼性向上

【原子炉への注水】 4
⑦バックアップ用の電源車又は大容量電源の配備による既設注水系の信頼性向上
【海水冷却喪失】
⑧海水ポンプの最低限必要な機能をバックアップできる電源

【全交流電源喪失及び直流電源喪失】 5
⑥非常用D/G、電源設備、非常用D/G冷却設備の配置区画の水密化又は機器の浸水対策

【敷地内への津波の浸入防止】 6
⑤安全上重要な機器の防護上必要な箇所に防潮堤又は防波堤の設置
⑥漂流物となって緊急時対応に支障をきたす可能性のあるタンク等の津波に対する防護。漂流物除去のための重機の配備。

【海水系の浸水対策】 7
⑦海水系ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置
⑧モータ予備品の配備
⑨移動式（投込み式等）の海水ポンプの配備または防水仕様モータのポンプを設置

【海水冷却喪失】 8
⑨海水ポンプモータ予備の配備と機能喪失後の交換手順を整備
⑩海水ポンプモータの洗浄、乾燥資材の配備

【地震津波の想定】 9
⑩基準地震動 Ss 策定は複数震源の連動を考慮する
⑪津波高さの評価の際の設定条件の見直し

【原子炉への注水】 10
⑪既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ及びホースによる注水
⑫水源の確保（最終手段として海水も含む）

【原子炉への注水】 11
⑬過酷事故対策設備、非常用炉心冷却系等設置区画の浸水防止

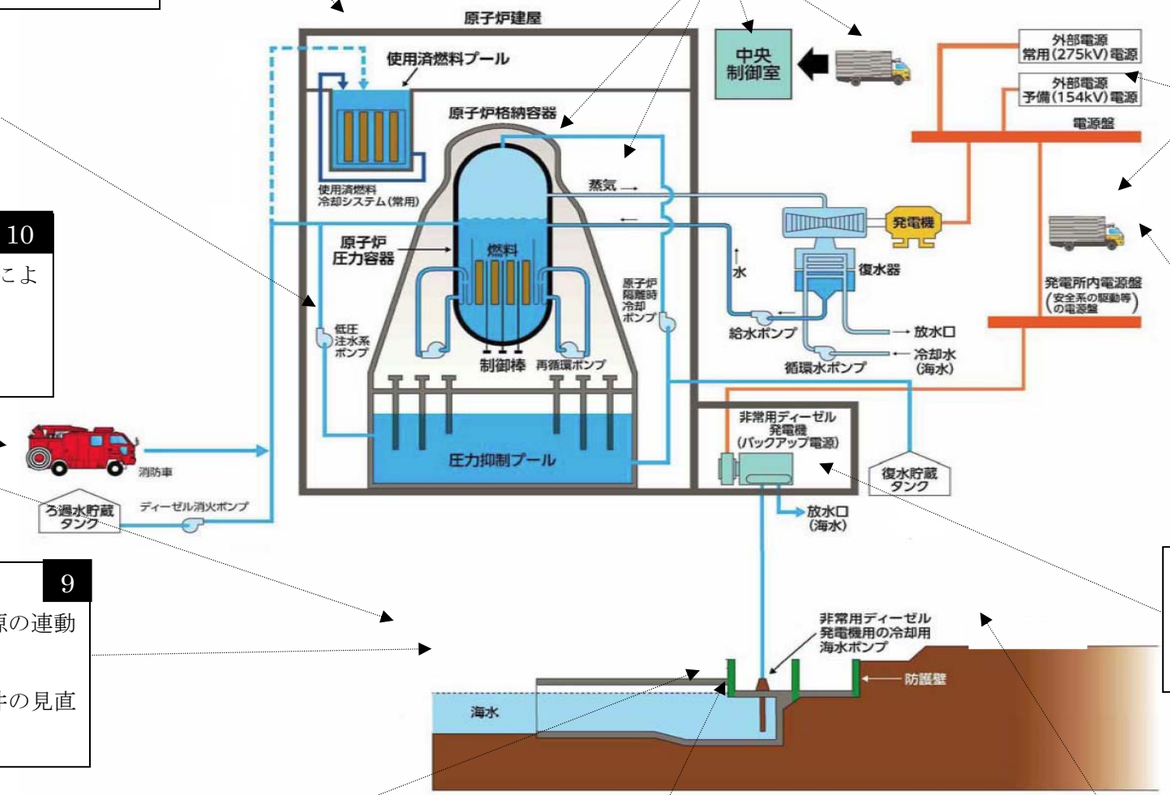


図 4.12-1 対策例 1/3

— 水素対策 14 、 緊急時に対する準備 12、15、16、17、18、20、21 、 使用済燃料の健全性確保 13、19 —

【放射線管理/作業管理】 12
①放射線測定器の電源多様化（電池式）、長期間の電源確保、高所での備え、社外からの融通
②移動式、他施設での WBC の確保
③防保護具の確保
④免震重要棟などの放射線防護、現場線量率等の情報共有、放射線管理要員の応援体制整備
⑤緊急被ばく医療の理解促進・体制整備

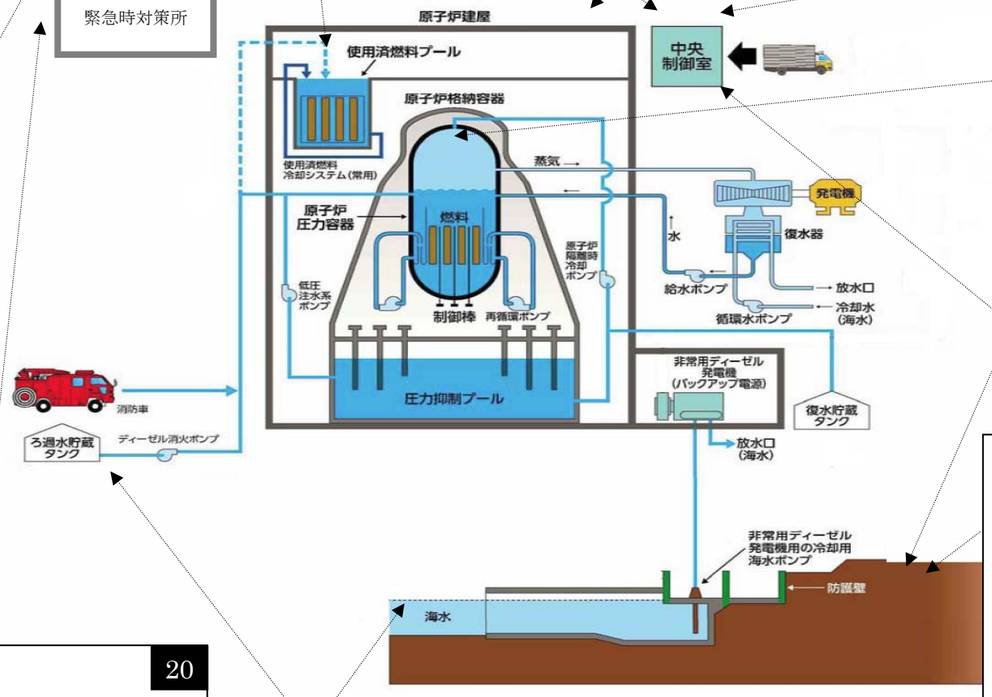
【使用済燃料の健全性確保】 13
①使用済燃料プールの水位計、水温計への非常用電源からの給電、状態監視強化
②代替冷却機能の確保

【水素対策】 14
①滞留水素の放出、低減のための対策
②水素ガス検知器の設置
③格納容器ベント排気管から分岐管への回りこみ防止
④排気筒を共有する号機間での水素回りこみ防止
⑤水素漏えい・滞留を想定した訓練

【MCR 空調、遮蔽】 15
⑥緊急時の MCR 換気系を機能させる電源確保、運転手順の整備
⑦MCR 放射線防護対策
【事故時計測】
⑧計器用の仮設蓄電池や接続ケーブルの確保
⑨計器電源の見直し
⑩新たな計測要求のあるパラメータの選定、計測システムの検討

【通信】 21
㉚地震・津波の影響を受けない独立した通信設備バックアップ電源
㉛自然災害で寸断され難い通信設備
㉜複数の通信装置の配備と運用方法の明確化
㉝現場作業員との通信装置の配備
【環境モニタリング】
㉞緊急時に融通の必要のある機器及び必要数の見直し
㉟応援要員の見直し、派遣に係るルールの整備
㊱恒設モニタリングポスト等の電源、伝送ラインの強化
㊲恒設モニタリングポスト等の耐性強化
㊳恒設モニタリングポスト等の代替手段の明確化
㊴代替手段による測定に必要な機器、設備数の確認、配備
㊵一般公衆、関係機関、現場関係者等に対する情報伝達の内容、手段の明確化
【災害対策への備え、緊急時の協力体制】
㊶アクセスルート遮断時の人員、資機材の輸送手段の多様化
㊷必要資機材の確保
㊸事業者間融通体制の再整備

外部
免震重要棟
緊急時対策所



【緊急時対策所】 20
㉒地震、津波に耐えられる構造、位置
㉓プラントと独立した非常用電源の確保
㉔プラントパラメータの収集や中央制御室、現場との連絡手段確保
㉕放射線防護対策
㉖居住性の確保
㉗非常用資材の確保
㉘緊急時対策に必要な資料の精査と確保
【組織/指揮・命令】
㉙判断のタイミングの明確化・早めの社外調整による迅速な操作の準備

【使用済燃料の健全性確保】 19
③消防車等による注水、注水ルート、水源確保

【事故時計測】 16
⑪シビアアクシデントを考慮した計測システムの開発、代替監視手段の検討
⑫耐環境性、計測方法の多様性を強化した計測システムの開発

【通信】 17
⑬作業員と中央制御室との間等の通信装置の配備と操作の習熟

【訓練】 18
⑭要求される知識、技量を整理し、訓練を実施
⑮過酷事故対策の現場活動訓練
⑯夜間作業や通常の通信手段が使えない状態、重装備、障害物などを模擬した現場活動訓練
⑰ブラインド訓練、実時間訓練などの実際に近い状況における連携・判断に重点を置いた実効性の高い訓練
⑱現場へのアクセス、装備着脱、作業などの所要時間を確認するための訓練
⑲シミュレータの活用
【災害対策への備え、緊急時の協力体制】
⑳瓦礫撤去用重機の洗い出しと配備
㉑原子力防災用の遠隔操作可能設備の開発、導入への協力、連携体制整備

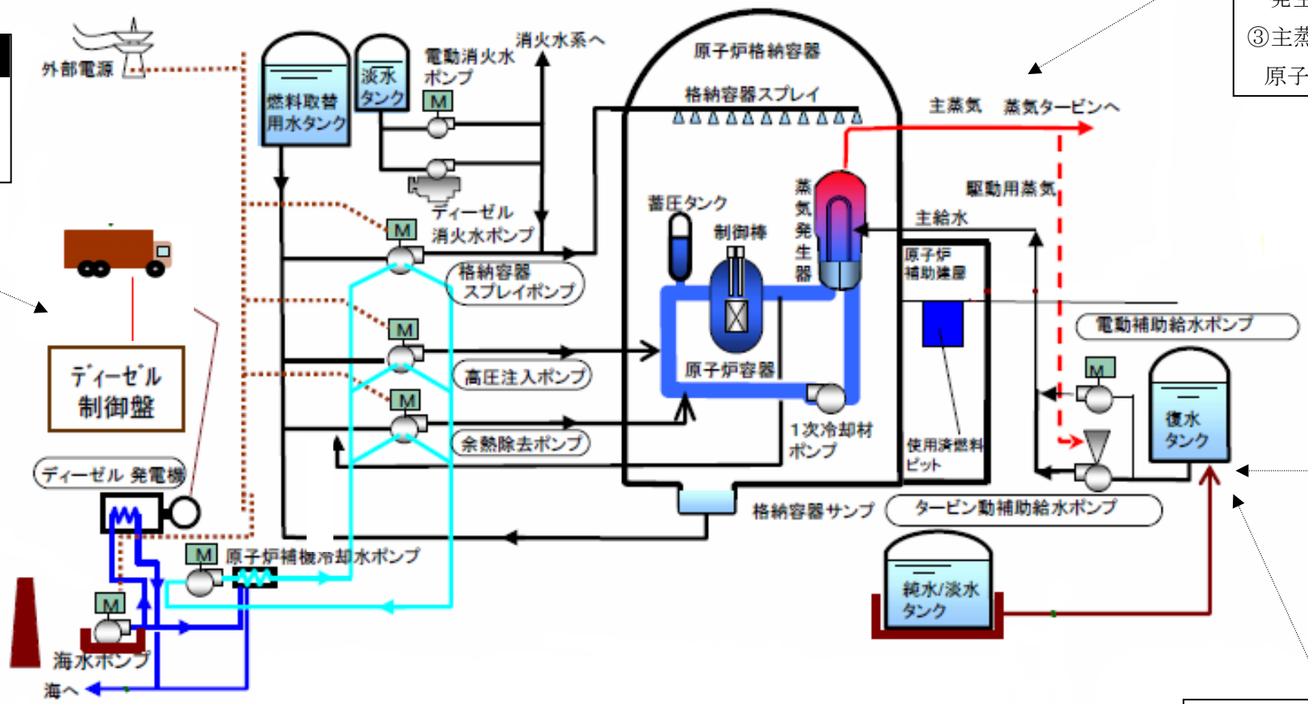
図 4.12-1 対策例 2/3

— ヒートシンク喪失対応（PWR）1、2、3 —

他の対策（地震、津波に対する備え、電源の準備、水素対策など）は BWR の例と同じ

【原子炉への注水】 1
①バックアップ電源車又は大容量電源の配備による注水手段確保

【原子炉への注水】 2
②可搬式動力ポンプ及びホース等による蒸気発生器への代替注水手段の確保
③主蒸気逃がし弁による蒸気発生器を介した原子炉冷却（予備の空気ボンベなどを含む）



【原子炉への注水】 3
④蒸気発生器への注水のための水源の確保（最終手段として海水も含む）

図 4.12-1 対策例 3/3

5章　今日までの事故の経緯

2011年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震と津波が福島第一及び福島第二を襲い、未曾有の大規模かつ長期にわたる原子力事故が発生した。

福島第一の1号機から3号機について、RPVへの注水ができない事態が継続したため、炉心の燃料は露出し、炉心溶融に至った。溶融した燃料の一部はRPVの下部に溜まった。

燃料棒被覆管等のジルコニウムと水蒸気との化学反応により大量の水素が発生するとともに、燃料棒被覆管が損傷し、燃料棒内にあった放射性物質がRPV内に放出され、RPVの減圧の過程で水素や放射性物質は格納容器内に放出された。

炉心冷却機能が失われたRPVでは内圧が上昇し、格納容器内に安全弁を通して漏出したため、格納容器の内圧が上昇した。1号機から3号機では格納容器の破損することを防ぐため、格納容器ウェットウェルベントが数回行われた。

1号機と3号機では、格納容器ウェットウェルベント後に、格納容器から漏えいした水素が原因と思われる爆発が原子炉建屋上部で発生し、オペレーションフロアが破壊された。

また、4号機も原子炉建屋で水素が原因とみられる爆発があり、原子炉建屋の上部が破壊された。3月15日６時頃大きな衝撃音が確認されたが、水素爆発によるものかどうか、発生場所がどこかは現時点で明確になっていない。ほぼ同時刻にS/C圧力が0Mpa(abs)を示していたがその理由は明確になっていない。

1号機から4号機の使用済燃料プールについては、電源の喪失によってプール水の冷却が停止したため、使用済燃料の発熱による水の蒸発により、その水位が低下し続けた。このため、使用済燃料プールに対して、ヘリコプターや放水車を用いて注水を行ったが、最終的にはコンクリートポンプ車を確保し、海水注水の後、淡水による注水を実施した。

政府では、3月11日に原子力緊急事態宣言を発し、内閣総理大臣を本部長とする原子力災害対策本部及び原子力災害現地対策本部を設置した。更に、3月15日に政府と原子力事業者が一体となって対応すべく事故対策統合本部を設置した。

3月11日に原子力災害対策本部は、福島第一から半径３ｋｍ圏内の避難区域と半径３～10kmの屋内退避区域を設定した。その後事故の進展に応じて、3月12日半径20km圏内を避難区域とし、3月15日に半径20km～30km圏内を屋内退避区域とした。4月21日に半径20km圏内を警戒区域に設定し、当該区域への立ち入りを制限した。

原子力災害現地対策本部はオフサイトセンターに設置されたが、その後高放射線環境となり、通信の途絶、ロジスティックの機能不全により福島県庁に移動した。

INESに基づく事故の暫定評価は、まず3月11日非常用炉心冷却装置注水不能との判断でレベル３とした。3月12日放射性物質の放出状況からレベル４に上げ、3月18日放射性物質の放出量が増大したことを受けレベル5に上げた。4月12日、放出された放射性物質のトータル量をチェルノブイリの約10分の１程度と評価し、レベル７に上げた。

福島第一では、全交流電源喪失の結果、所内PHSや各プラントの状況を把握する緊急時対応情報表示システム（SPDS）が使用不能となった。
原子力災害発生時の原子炉の状態や事故進展予測などを行う緊急時対策支援システム（ERSS）は、必要なプラントの情報が得られず本来の機能を発揮できなかった。また、緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム（SPEEDI）については、放出源情報を得ることができずに大気中の放射性物質の濃度等の変化を定量的に予測するという本来の機能を発揮できなかった。

電源設備の復旧のため、全支店の電源車を福島第一へ出発させたが、道路被害や渋滞の影響を受けた。自衛隊による電源車の空輸も重量オーバーにより実現できなかった。12日未明までに確保できた電源車を利用し、電源復旧に向けケーブル敷設等の作業に取り組んだ。1,2号機については、3月15日に所内開閉所までの外部電源が復旧し、3月24日には１号機、26日には2号機のMCRの照明が復旧した。また、3号機については、3月18日に構内に設置された移動式M/Cまでの外部電源が復旧し、3月22日には3号機のMCRの照明が復旧した。

MCR等から回収した記録や機器の動作状況等を踏まえ、シビアアクシデント解析コードであるＭＡＡＰを用いて炉心の状態を評価した結果、1号機は、最速のケースでは、津波到達後約2時間、地震発生後約3時間で燃料の露出が始まり、その後約1時間で炉心損傷が始まった。この時期には、原子炉に注水されていなかったため、燃料の溶融は進み、注水が開始した3月12日6時頃には、溶融した燃料は既にRPVの下部に移行し、格納容器へ流出したとみられる。
2号機は、RCICの停止が判断されている3月14日13時25分以降約4時間、地震発生後約75時間で燃料の露出が始まり、その後約2時間で炉心損傷が始まったと、また、3号機は、HPCIの停止が判断されている3月13日2時42分以降約4時間、地震発生後約40時間で燃料の露出が始まり、その後約2時間で炉心損傷が始まったとみられる。

原子炉の安定的な冷却については、当初計画であった冠水作業（燃料域上部の高さまで格納容器を水で満たすこと）に先んじて、建屋等に滞留する汚染水（滞留水）を処理して原子炉注水のために再利用する「循環注水冷却」の確立を実施するよう見直しするとともに、注水の信頼性（異常時対策や複数の注水手段等）の確保、格納容器への窒素充填による水素爆発の回避などを達成し、ロードマップステップ２の「安定的な冷却」に到達した。

現在、RPV各部の温度は安定して推移しており、1、3号機のRPV底部温度は100℃以下で安定している。2号機も試験的に注水量を変化させてRPV底部温度を100℃以下で安定できることを確認している。

使用済燃料プールの冷却については、8月10日までに、1号機から4号機までの全号機において、熱交換器による循環冷却を実施し、ロードマップステップ2の「より安定的な冷却」に到達した。

津波による海水や地下水及び原子炉や使用済み燃料プールに注入した水が漏えいしてきたものなど建屋内に高放射線の汚染水が滞留し、これらが屋外のケーブル用トレンチまで溢れ、コンクリート躯体の亀裂から海に漏出した。このため、蓋をトレンチに施したり、止水対策を取り、海への漏出を防ぐとともに、処理設備を設置し、水位が上昇してあふれ出ることがないように滞留水の処理を行った。滞留水の処理と処理水による原子炉への注水をより安定的・効率的に行うため、2系列目の処理施設として、8月7日に脱塩処理増強のための蒸発濃縮装置を用いた処理を開始し順調に処理できている。また、10月9日に蒸発濃縮装置による塩分処理施設の増強が完了し、一層安定した原子炉注水が可能となっている。

現在は、ロードマップのステップ2の段階に進み、放射性物質の環境への放出を抑制する対策に向けて作業が行われている。

6章　結言

福島第一原子力発電所の事故は、国内のみならず、全世界に原子力に対する不信感を与えました。

国の事故対策調査委員会を初め、様々な機関において原因分析と対策提言が進められていますが、この報告書では、原子力発電所の建設・運営に第一義的な責任を有する電気事業者と直接設計・建設に当たったプラントメーカ技術者が、自主的に、原因の冷静な分析、最大限の教訓の引き出し、対策を検討した結果を纏めました。

日本原子力技術協会は、電気事業者のみならず、原子力産業に携わる多くの会社から構成されており、電力、メーカの技術者が一堂に会することができ、さらに、電力・メーカの立場を離れて、技術的観点から客観的に検討できる経験豊な専門家を擁している特徴を活かして、電力・メーカの専門家の手で纏められた検討成果を更に深堀して、報告書に反映しました。

さらに、（社）日本原子力学会の技術分析分科会の専門家のレビューも頂くことにより、より多面的な検討ができたものと考えています。

今回の検討の中心は、福島第一で津波襲来後、何故、炉心溶融が防ぎ得なかったかの要因分析と、その対策立案が中心となっていますが、要因は、津波の襲来によって、所内電気設備、特に非常用交流電源盤、直流電源盤の被水、冠水により冷却、制御・監視機能が失われたこと、恒設電源によらない炉心冷却手段確立に時間を要し、炉心の冠水状態が維持できなかったことに要約できます。既に国内各発電所では、緊急安全対策が実施されており、当面の措置として津波に対する事故の防止が図られていますが、今回の検討では、既に国内各発電所で実施済み或いは計画済みの対策も含め、重層的な対策が抽出できたと考えています。

しかし、今回の検討では、事故発生時の運転員から、直接状況を聴取することは行えませんでしたが、このような非常事態における運転操作の経験から、現場作業員の負担を少しでも軽減するために改善の余地はないかといった違った視点からの検討が行えれば、事故時対応の更なる向上に繋がる智恵も得られるのではないかと考えています。

また、炉心溶融後の放射性物質による環境に与える影響の低減や、周辺の方々の被ばく線量の推定と判断基準、住民の避難に関わる設備面での対策、情報伝達・公開、指揮命令系統等の防災に関わる事項に関しては、今回の検討では産業界で得られる情報のみに基づいて提言を纏めました。しかし、このような事項に関しては、周辺自治体の方々等、違った立場から見た多くの反省事項、教訓事項が得られているはずであり、それらの検討は今後の課題と考えています。

工学者が設備を設計する場合には、規制を含め、或る条件を設定し、それを満足するように設計することは当然ですが、条件を設定するのは人間であって、考えが及ばずその条件を超える事象が発生することも在り得るとの前提にたって、工学的に合理的に対応する手段がないか問いかけ続けることの重要性を再認識することが、原子力に従事する技術者が今回の事故から学ぶべき最大の教訓ではないでしょうか。特に、津波のような自然現象を相手にする場合には、予測を超えた事象が発生しても、影響が最小限に留まるような多様な手立ての重要性を再認識する必要があります。ＩＡＥＡの安全原則

に示される、「原子力安全の確保の一義的な責任は事業者にある」という言葉の重みを噛み締め、規制要件を満たすことで責任を果たしているかのごとき錯覚に陥ることなく、常に安全を問い続けることこそ、技術者の責務であり、かつ、生き甲斐であるとの原点に立ち返ることこそが原子力関係技術者に求められることではないでしょうか。

過去の経緯に囚われることなく、このような検討を真摯に継続して、成果をプラントに反映し、安全性の向上に繋げることができるかということは、まさに原子力産業界並びに各々の原子力関係技術者の鼎の軽重が問われているところであり、技術者の原点に立ち戻って引き続き改善活動を進めて行きたいと考えています。

今回の報告は、上記のような現在得られる情報に基づく検討としては、最善を尽くしたつもりではありますが、切り口を変えてみれば見落としが見つかったり、さらに優れた改善方策が見出されることも数多くあるのではないかと思います。本報告書をご覧になった方々からの厳しいご指摘を頂ければ幸甚です。

最後に、本検討会に主査を努めさせて頂いた者として、各社での事故対応業務が多忙な中、頻度高くかつ長時間にわたって開催した検討会で、熱心にご議論頂いたメンバー各位に厚く謝意を表します。

福島第一原子力発電所事故調査検討会　主査　百々　隆

付録-1　現在の原子力発電所の対策実施状況

これまで、各電力会社は、以下のような国の指示に基づき種々の対策を実施しており、更に自主的に追加の対策を実施している。その実施状況を以下に示す。

国の指示

・平成 23 年 3 月 30 日　「福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について」
　－　代替電源の確保、機動的な除熱機能の復旧対策の準備など
・平成 23 年 4 月 15 日　「原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について」
　－　各号機と複数の電源線の全ての回線との接続
　－　送電鉄塔の強化
　－　開閉所の浸水対策
・平成 23 年 6 月 7 日　「平成 23 年福島第一原子力発電所事故を踏まえた他の原子力発電所におけるシビアアクシデントへの対応に関する措置の実施について（指示)」
　－中央制御室の作業環境の確保、緊急時の発電所構内通信手段の確保、高線量対応防護服等の資機材の確保及び放射線管理のための体制の整備、水素爆発防止対策、がれき撤去用の重機の配備

「4.12 対策のまとめ」のところで対策の整理を行った 4.12-1 の確認表を使い、代表プラントでの各対策の実施状況を表 付録 1-１に示す。多くの項目が実施済みとなっており、残りの項目は実施中か計画中となっている。このように、各種対策について各社とも既に着実に実施している。

また、表 付録 1-2 に各社の実施している短期対策を取りまとめたが、前広に対策を実施している。

表 付-1-1 深層防護の観点で整理した確認表（代表プラントの対策状況表）

			事故発生防止 / 事故影響緩和				
多重防護レベル			第一層 （異常の発生防止）	第二層 （異常の拡大防止と事故への発展の防止）	第三層 （放射性物質の異常な放出の防止）	第四層 （シビアアクシデントの発生防止）	第四層 （シビアアクシデントの影響緩和）
目的			異常運転及び故障の防止	異常運転の制御及び故障の検出	設計基準内への事故の制御	事故の進展防止	SAの影響緩和
必須手段			保守的設計及び建設 運転における高い品質	制御、制限及び防護系	ECCS及び事故時手順	補完的手段及び過酷事故対策	補完的手段及びPCVの 防護を含めた過酷事故対策
炉心	電源	震災前	・過去の記録を基とした十分保守的な設計前提によって耐震クラスを設定し、2倍程度の余裕を見込んで敷地高さを設計 ・津波により建屋給排気口などの開口部から浸水することを考慮していない。 ・プラントの発電停止の際は外部電源で電力供給する ・冗長性のある非常用DGを設置し、外部電源が喪失した場合は非常用DGでバックアップする ・停電しても短時間で復旧すると想定 ・外部電源系統、非常用DG、直流バッテリによる多様な電源を複数系統配備することによって電源の多様性・多重性を確保	・高圧電源母線の電圧低信号を検出し非常用DGが自動起動する ・非常用DGの自動起動にあわせ関連する機器がシーケンシャルに起動する	・ECCSポンプの自動起動信号を受け、外部電源の供給に係らず非常用DGが自動起動 ・冗長性を有する非常用DGと直流バッテリでの電源確保	・早期（8時間程度）に交流電源が回復することを見込んでおり、長期停電を想定していない ・交流電源喪失後は直流駆動の設備による炉心冷却を行い、交流電源の復旧を期待 ・復旧手順の整備	・過酷事故対策として号機間での電源融通を整備。ただし、複数号機同時の電源喪失は想定していない。
		対策案	○安全上重要な設備には防潮堤や防波堤を設置する ●安全上重要機器設置区画の浸水防止 ○浸水高さに応じた給気口等の開口部、貫通部に対するシール性向上等の浸水防止 ●受電用変圧器と開閉所の配置箇所の水密化又は機器の浸水対策 ●直流電源設備の設置区画の水密化又は機器の浸水対策			●電源車又は大容量電源（ガスタービンやディーゼル発電機）の配備、非常時の手順整備 ●バックアップ電源による直流電源充電ルートの整備 ●可搬式の排水ポンプ等の配備	○号機間電源融通設備（過酷事故対策）の浸水対策による信頼性向上
	ヒートシンク （注水・冷却）	震災前	・過去の記録を基とした十分保守的な設計前提によって耐震クラスや敷地高さを設計 ・冗長性を有する除熱系を設置 ・除熱系の多重性または多様性及び独立性を確保	・過渡事象に対しては、ECCSなどの安全系の機器を期待しなくても運転操作で対処可能 ・海水ポンプや電源盤の浸水による全台機能同時喪失は想定していない ・海水ポンプがトリップした際は予備機が自動起動する ・原子炉の安全に係る検出器は、原子炉の運転中であっても試験を行えるように設計され、健全性及び多重性の維持を確認できる	・ECCSなど安全系を複数系列設置 ・外部電源が利用できないときであっても非常用DGから電源を供給 ・短期間の交流電源喪失時でも直流バッテリからの電源供給で機能する系統（IC,HPCI,RCIC）を設置 ・蒸気駆動の機器の設置による駆動源に対する多様性を確保 ・油や軸受の冷却に海水冷却系が不要のHPCIやRCICがあるものの、直流電源がなくなれば機能喪失する	・過酷事故対策（アクシデントマネジメント）を整備。代替注水設備として既存の設備を必要に応じて使用、格納容器耐圧強化ベントを整備済み。 ・長期間の電源喪失、浸水は想定していない ・弁類の各種代替駆動源なし	・消火系配管への接続口の整備
		対策案	○海水ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置 ●非常用炉心冷却系等安全系機器に関する設置区画の浸水防止		●バックアップ電源車又は大容量電源の配備による既設注水系の信頼性向上 ●SRV駆動用のバックアップ電源及び予備の空気ボンベ等の準備(BWR)	○海水ポンプモータ予備品の配備 ●海水ポンプモータの洗浄、乾燥資材の配備 ●移動式海水ポンプの配備 ○過酷事故対策設備の浸水防止 ●既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ及びホース等 ●水源の確保（最終手段として海水も含む） ○ベント操作用バックアップ電源と駆動源の配備(BWR) ●主蒸気逃がし弁によるSGを介した炉心冷却の確保(PWR)	●格納容器ベントによる大気への熱逃がし（格納容器の健全性担保）(BWR)
	水素	震災前			・可燃性ガス濃度制御系を設置し、冷却材喪失事故時に発生する水素と酸素の濃度を抑制する ・ECCSなどによる炉心冷却により水素発生防止 ・PCV内に窒素を封入することにより、不活性化環境とすることにより、事故環境時の格納容器内の水素・酸素濃度を可燃限界以下に抑制	・号機間でのガスの回りこみを考慮していない	・炉心損傷すれば格納容器からの水素漏えいは起こりえる。
		対策案				●滞留水素の放出、低減 ●耐圧強化ベントラインからの回りこみ防止 ●排気筒を共有する号機間での水素回りこみ防止	●滞留水素の放出・低減

≪代表プラントにおける対策状況説明≫
対策例欄における凡例：●⇒実施完了or サイト固有の要因により当初から考慮されている事項
○⇒実施中 or 対応計画中の事項

表 付録-1-2 原子力発電所の安全性向上に向けた取組み状況

現在までに各社で以下のような対策が実施済みまたは実施中であり、対策例として提言したもののうち短期で実施可能なものは大部分が取組まれている状況である。

	PWR プラントの例	ＢＷＲプラントの例
電源の準備 所内電源が喪失し、緊急時電源が確保できない場合に、必要な電力を機動的に供給する代替電源の確保	・ 電源車及び電源ケーブルを配置済み。 ・ 電源供給に関する非常時の手順（燃料調達、電源接続）を整備済み ・ バックアップ電源による蓄電池充電ルートを整備済み ・ 号機間での電源融通設備の浸水対策を実施済み ・ 電源設備の浸水対策を実施済み ・ 非常用発電機代替設備の配置、原子炉の状態監視計器や原子炉の冷却維持に必要な電力を安定的に供給できる空冷式の移動式発電装置を配置予定。 ・ 発電所内電源系統から屋外の接続までの恒設ケーブルを敷設予定。 ・ ディーゼル発電機の冷却をできるよう海水供給用可搬式エンジン駆動ポンプを配置予定。 ・ 送電線の強化予定。	・ 原子炉を安定的に除熱し、原子炉の状態監視が可能な電源容量を満足する電源車及び電源ケーブルを津波の影響を受けない位置に配置済み。 ・ 非常用発電機の代替設備を配置済み ・ 電源供給に関する非常時の手順（燃料調達、電源接続）を整備済み ・ バックアップ電源による蓄電池充電ルートを整備済み ・ 号機間での電源融通設備の浸水対策を実施済み ・ 電源設備の浸水対策を実施済み。 ・ 変圧器（起変，所変）に対して防潮堤を設置予定。 ・ 隣接プラントの高台にある予備 Tr からの給電ラインを設置予定。
ヒートシンク喪失対応 海水系施設又はその機能が喪失した場合を想定した、機動的な除熱機能の復旧対策の準備	・ タービン動補助給水ポンプによる除熱のための水を補給するため、水源である復水タンクへ純水タンクや海水等から水を補給するためのポンプ及びホースを配置済み。 ・ 蒸気発生器への注水するための可搬式の動力ポンプやホース等を確保済み。 ・ ろ過水タンクを水源とした消火ポンプによる格納容器スプレイ系を構築済み。 ・ 海水ポンプモータの洗浄・乾燥資材を配備済み。 ・ 空冷移動式発電機による海水ポンプへの電源供給を整備済み。 ・ 海水ポンプモータ予備品手配済み。 ・ 復水タンクと淡水タンク間の配管上にホースのつなぎ込み用の管台設置等の改造を行う予定。 ・ 設置位置の低い純水タンク、淡水タンク周りの津波対策用の防護壁設置予定。	・ 復水貯蔵タンクへ淡水タンクの水や海水を補給するための消防ポンプ及び消火ホースを津波の影響を受けない場所に保管。 ・ 海水ポンプモータの洗浄・乾燥資材を配備済み。 ・ 原子炉への注水のための可搬式動力ポンプ、ホース等の資機材を配備済み。 ・ ろ過水タンク、近隣水源等からの取水手段による水源確保済み。 ・ 消防車による代替格納容器スプレー系を構築済み。 ・ 自己発電機を搭載した可搬式動力ポンプを配備予定。 ・ 原子炉への給水機能の強化として、消防自動車等から直接補給できる配管を新設する予定。 ・ 冷温停止に向けた対応方針として海水ポンプ等が津波により使用できなくなった場合に備え、最終的な除熱機能の確保として、代替の海水ポンプを配備予定。 ・ 海水ポンプモータの予備品を確保する予定。 ・ 常設の海水ポンプに代る、移動式の代替のバックアップ熱交換器及びポンプを配備予定。
水素対策	・ アニュラス排気設備による原子炉格納容器からアニュラスに漏えいしてきた水素の放出手順を整備済み。 ・ 格納容器内の水素を処理する静的触媒式水素再結合装置を設置予定。 ・ 水素検知器を設置予定。	・ 原子炉建屋屋上開口設置（穴あけ）工具整備、手順制定済み。 ・ 水素滞留対策として水素ベント設備を原子炉建屋上部（オペフロ）に設置予定。 ・ 水素検知器を設置予定。
使用済み燃料貯蔵プールの冷却及び機動的に冷却水を供給する対策	・ 消火水、海水等の水源から水を供給するための消防ポンプ及び消火ホースを配備済み。 ・ 使用済燃料ピットへ注水するための可搬式動力ポンプやホース等を確保済み。 ・ 使用済燃料貯蔵プールを監視するための ITV を設置済み。 ・ 使用済燃料ピット冷却機能の強化策として、水補給方法を多様化するため、外部から使用済燃料ピットへ消火水等を注入するための配管等を敷設予定。 ・ 非常用母線からの電源供給を実施。	・ 使用済燃料プールへの注水のための可搬式動力ポンプ及びホース等を配備済み。 ・ 淡水タンクの水や海水を供給するための消防ポンプ及び消火ホースを津波の影響を受けない場所に保管済み。 ・ 使用済燃料冷却材浄化系ポンプの電源については電源車やガスタービン発電機にて確保。 ・ 冷却源は海水ポンプモータの交換や洗浄・乾燥にて対応。 ・ 使用済燃料貯蔵プールへの給水機能の強化として、消防自動車等から直接補給できる配管を敷設予定。
津波に対する備え 各サイトにおける構造等を踏まえた当面必要となる対応策の実施	・ 安全上重要な設備（受電用変圧器、非常用炉心冷却系、直流電源設備など）が、津波により冠水することを防止するため、既存扉やハッチ、建屋貫通部の水密性強化対策済み。 ・ 建屋浸水後の早期復旧対策として、可搬式排水ポンプを設置済み。 ・ ホイールローダ、ブルドーザ、油圧ショベル、クローラキャリア等がれき撤去に必要な重機を配備済み。 ・ 津波の衝撃力緩和対策として防潮堤を設置する予定。	・ 安全上重要な設備（受電用変圧器、非常用炉心冷却系、直流電源設備など）が津波により冠水することを防止するため、既存扉やハッチ、建屋貫通部の水密性強化対策済み。 ・ 建屋浸水後の早期復旧対策として、可搬式排水ポンプを設置済み。 ・ ホイールローダ、ブルドーザ、油圧ショベル、クローラキャリア等がれき撤去に必要な重機を配備済み。 ・ 津波の衝撃力緩和対策として防潮堤を設置する予定。

表 付録-1-2 原子力発電所の安全性向上に向けた取組み状況

	PWR プラントの例	ＢＷＲプラントの例
	・ 安全上重要な設備の津波による冠水防止対策として、既存扉を水密扉へ取替え予定。 ・ 海水ポンプエリアの防護壁を強化予定。 ・ 設置高さの低い水源タンク周囲に防護壁を設置予定。	・ 安全上重要な設備の冠水防止対策として、既存扉を水密扉へ取替え予定。 ・ 海水ポンプエリアの防護壁を強化予定。 ・ 浸水高さに応じて、シュノーケルタイプへ給排気口の形状変更予定。
津波に起因する緊急時対応のための機器、設備の緊急点検の実施	３つの機能（交流電源を供給する全ての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却する全ての設備の機能、使用済燃料貯蔵プールを冷却する全ての設備の機能）を喪失した場合の３つの対応シナリオ（①電源車による電源応急復旧、②蒸気発生器への給水確保、③使用済燃料プールへの給水確保）の実現のために必要となる資機材、本設の設備の点検を実施した。プラント起動時及び定期検査時にのみ点検可能な設備は、今後点検予定。	３つの機能（交流電源を供給する全ての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却する全ての設備の機能、使用済燃料貯蔵プール等を冷却する全ての設備の機能）を喪失した場合の３つの対応シナリオ（①電源車による電源緊急復旧、②原子炉への注水確保、③使用済燃料貯蔵プールへの補給水確保）の実現のために必要となる資機材や設備の点検を実施した。
全交流電源喪失、海水冷却機能喪失及び使用済み燃料貯蔵プールの冷却機能喪失を想定した緊急時対応計画の点検と訓練の実施	・ ３つの機能喪失を想定し、①電源車により電源応急復旧、②蒸気発生器への給水確保、③使用済燃料プールへの給水確保に関する訓練を実施した。 ・ 緊急時対応計画として、体制、役割分担、要員配置、手順、訓練、資機材等について定めた「電源機能喪失時における原子炉施設の安全のために係る対応」の策定および関連する運転手順の改訂を行い、その訓練を実施した。	３つの対応シナリオ（①電源車による電源緊急復旧、②原子炉への注水確保、③使用済燃料貯蔵プールへの補給水確保）実現のための緊急時対応計画として、体制、役割分担、要員配備、手順、訓練、資機材について定めた社内ルールを策定した。また、これらの社内ルール策定にあたっては訓練を実施し、改善点を抽出し、フィードバックを行った。
緊急時の対応訓練	・ 電源車による給電訓練、消防車による非常用送水訓練などを実施済み。（継続して実施） ・ 全交流電源喪失を摸擬した現場訓練を実施済み。（継続して実施） ・ 防護具を着用しての実訓練等を実施済み。（継続して実施）	・ 電源車による給電訓練、消防車による非常用送水訓練などを実施済み。（継続して実施） ・ 全交流電源喪失を摸擬した現場訓練を実施済み。（継続して実施） ・ 防護具を着用しての実訓練等を実施済み。（継続して実施） ・ 初動対応についてシミュレータを活用し、実働と連携した訓練を実施済み。（継続して実施）。 ・ 水素放出のための原子炉建屋屋上開口設置（穴あけ）作業訓練実施。（今後も継続） ・ 緊急時対応要員による重機操作のための免許取得済み。

付録-2　原子力学会技術分析分科会の先生方からのコメントと回答

今回の報告書をまとめるに当り、一般社団法人　日本原子力学会「原子力安全」調査専門委員会　技術分析分科会の委員の方々に、要因の見落としがないか、対策とのつながりに不合理な点がないか等の視点からのレビューをお願いした。

下表のようなコメントを頂き、それに基づき、報告書の見直しを行った。
頂いたコメントに対する検討会としての回答を合わせて示す。

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
全般	今回の事故の教訓がどのように他の発電所の緊急対策と関連しているかの記述が不足	今回の事故の最大の教訓は大津波からの一連の事象に対する深層防護の欠如です（と考えます）。具体的な中身は報告書の随所に記されている通りです。しかし、今回の事故の原因と緊急対策の関係が分かりづらい（「はじめに」に記述あり）、ということに対し、本報告書が大きな役割を果たすはずですが、その視点での記述がないのでは？また、本報告書で述べられている多くの対策例が緊急対策の中でどれくらいカバーされているか分かることが望ましい。今回無理なら、何らかの恰好で評価していずれ示すことぐらい記してもいいのでは。	緊急対策として各社が実施している対策をまとめて付録-1 に添付する。
全般	アクシデントマネージメントの教訓が読み取れない	今回の事故の最大の教訓はＡＭの問題である。具体的に言えば事故時の炉心状態を如何に正確に把握するかである。別添表-1 には当日の東電のプレス発表文を示す。炉心の状態把握がその後の解析結果と大幅に食い違っていたことは明らかである。この事実からの教訓と対策を示すべきではないか。	１号機については、東電が、IC ベント管からの蒸気を観察した結果、機能していると判断したこと、原子炉水位が確保されていると計器指示から判断したことによるものであるが、計器の信頼性確保が重要であり、「4.10.3 事故時計測」で教訓と対策を挙げている。
全般	大津波	単に「津波」	地震に伴う津波は実際には大小様々な波が繰り返し押し寄せており、敷地に影響を与えた波を区別するために、第一波、第二波とし、それらを大津波と表現した。
全般		この報告書は、今回発生した事故の最初の 5 日間程度のみに限定した検討、とされているが、どこまで「演繹的」に「深掘り」して教訓を導き出しているのかについて、明確でないと思われる。たとえば、本報告書は教訓を導いたものであり、演繹的に教訓を導き出すことをしておらず、これを将来の課題であるとするならば、前提条件として明記しておいた方がよいと思われる。	ＲＣＡは、聞き取りができる状況ではないので、やっていない。その旨は記載している。 ４章で考え方を整理して記載している。
計装系に関する記述 全般	計測パラメータの種別について、種別が記載されていない	例えば、原子炉液位の計測は、A 系、B 系に分かれており、各系とも複数レベルの水位計があり、かつ、同一レベルの水位計も複数台設置されている。それらは、安全保護系、制御室の監視変量、監視盤（ペンレコーダ）などにて監視、または、記録されている。 津波来襲後、信号を発していたものはなにか、また、その信頼性はあると判断できたかなどの記載を追加されたい。	計器用電源が喪失してからは、中央制御室の計器盤などに可搬式のバッテリーを繋ぎ込み、指示値を確認している。詳細については、東電の公表データでは不明である。１号機の原子炉水位を確認した際の指示値については、正確ではなかった可能性がある旨追記した。また、「4.10.3 事故時計測」で計器の信頼性についての考察を加えている。

別添表-1　事故発生当日の炉心状態の把握状況とその後の解析結果との対比

日時	東電のプレス発表文 （http://www.tepco.co.jp/nu/f1-np/press_f1/2010/2010-j.html）	左記での各号機の冷却に対する認識			6/7IAEA閣僚理事会向け政府報告での各号機の冷却		
		1号機	2号機	3号機	1号機	2号機	3号機
2011/3/11 17:00頃	その後、1号機および2号機の非常用炉心冷却装置について、注水流量の確認ができないので、念のため午後4時36 分に、原子力災害対策特別措置法第15 条第1項の規定に基づく特定事象が発生したと判断しました。同項に基づき経済産業大臣、福島県知事、大熊町長および双葉町長ならびに関係行政機関へ通報しました。 その後、1号機については水位監視が回復したことから、原子力災害対策特別措置法第15 条第1項を解除しましたが、再度、1号機について午後5時7分に、原子力災害対策特別措置法第15 条第1項の規定に基づく特定事象を適用しました。	不明 ↓ 不明	不明	記述無し	無冷却	冷却中	冷却中
2011/3/11 19:00	1号機においては、非常用復水器で原子炉内の蒸気を冷やしており、2、3号機については、原子炉隔離時冷却系で原子炉に注水しております。 4号機、5号機および6号機については、安全上の問題がない原子炉水位を確保しております。	冷却中	冷却中	冷却中	無冷却	冷却中	冷却中
2011/3/11 21:00	1号機　原子炉は停止し、非常用復水器で原子炉蒸気を冷やしております。　現時点において、原子炉格納容器内での冷却材の漏えいはないと考えております。 2号機　原子炉は停止し、原子炉隔離時冷却系で原子炉に冷却水を注入しておりましたが、現在、運転状態は不明であり、原子炉水位確認できない状態です。 3号機　原子炉は停止し、原子炉隔離時冷却系で原子炉に注水しております。現時点において、原子炉格納容器内での冷却材の漏えいはないと考えております。	冷却中	不明	冷却中	無冷却	冷却中	冷却中
2011/3/12 0:00	1号機（停止中） ・原子炉は停止し、非常用復水器で原子炉蒸気を冷やしております。 ・現時点において、原子炉の水位低下により、放射性物質が放出される恐れがあるため、国から、半径3km以内の地域住民に対して避難指示、半径3kmから10km以内は屋内待機の指示が出されています。 2号機（停止中） ・原子炉は停止し、原子炉隔離時冷却系で原子炉に注水をしておりましたが、現在、運転状態は不明でありますが、仮設電源により原子炉水位は確認でき水位は安定しております。 ・現時点において、原子炉の水位低下により、放射性物質が放出される恐れがあるため、国から、半径3km以内の地域住民に対して避難指示、半径3kmから10km以内は屋内待機の指示が出されています。 3号機（停止中） ・原子炉は停止し、原子炉隔離時冷却系で原子炉に注水をしております。 ・現時点において、原子炉格納容器内での冷却材漏洩はないと考えております。	冷却中	不明	冷却中	無冷却	冷却中	冷却中

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
P2-6　6 号機の DG の記載	３台を同列に扱っている	１台は、高圧注入系の信頼性を向上させるための専用 DG であり、他の２台に比べて負荷容量は小さい。RHR 系（主ポンプ、海水ポンプなど）を駆動する設計ではないことから、同列に扱うべきではないと考える。	１台が HPCS 用 DG であるのはご指摘の通りであるが、事故事象進展の説明の際には、非常用ＤＧという機能面でまとめて記載しても特段の支障がないと判断した。
p.2-7	「非常用炉心冷却系（海水系含む）等の工学的安全施設の機能は健全であった」	運転されていることのみを持って「健全」判断できるのか？(「健全」の定義は？)	東京電力の資料で、機能した機器のリストがあり、それによれば、全て機能していたことになっている。また、津波が来るまで異常状態の記載がなく、またパラメータについても想定外だったとの記載がないことから健全だったものと判断した。
p.2-7	1、3 号機のディーゼル駆動消火ポンプ等は地震後も運転可能	2 号機の D/D ポンプの状況は？	起動操作されていない。詳細は不明となっている。
p.2-10	その中で、MUWC ポンプについては、電動機が冠水しており、電源が仮に復旧しても機能を回復できる状態ではなかったことが確認されている。	5, 6 号機については、MUWC で給水している。すべての号機で MUWC ポンプが使用できなかったのか？一部のプラントだけか？	１～４号機が使用できなかったので、その旨記載を追加する。なお、損傷の程度（単なる冠水か焼けたのか）は不明とのこと。
P2-10 MUWC ポンプの電動機の冠水	機能を回復できる状態ではなかった	１～６号機すべてにおいて、機能喪失であるのか。	１～４号機が使用できなかったので、その旨記載を追加する。なお、損傷の程度（単なる冠水か焼けたのか）は不明とのこと。
P2-11 表 2.1-2	６号機の R/B 内の DG について	機能喪失とあるが、これは、多重障壁の５番目として期待している原子炉建屋の内側に海水が浸入したと判断してよいか。 すなわち、原子炉建屋下部において、多重障壁の５番目の障壁は機能していないと判断してよいか。 本表からは判断できないが、１～５号機での原子炉建屋内への海水の侵入についてはどうであったのか。	6 号機では R/B 内の一部に浸水したものの、DG 設置エリアへの浸水はなく DG 本体も浸水はなかったが、津波により DG 用海水ポンプが機能喪失したこと及び電源盤（T/B 設置）の浸水により機能喪失したものである。 1～4 号機の R/B 内調査は実施できず、津波による浸水の有無は不明である。5 号機の R/B は地下１階での浸水が確認されているが、津波によるものではなく、海水を含む地下水の浸水によるものと推定されている。
p2-13 MSIV の自動閉止	非常用電源の喪失に伴い原子炉保護系電源が失われたことにより	非常用交流母線の電圧低の信号により、MSIV が閉止したのではないか。 「安全保護系電源」の記載では、安全保護系のサポート系である直流電源の喪失と判断される。 異常発生時の設計としては、外部電源喪失（全交流電源喪失ではなく）は MSIV 閉止となることを正確に記載すべき。２、３号炉の記載も同じ P3-25 の記載(3)a.はより正確と思われるので、統一されたい。 可能であれば、他の BWR(2F、東海二、女川)との、MSIV 閉止シーケンスが異なることを追記されたい。	東電報告書では、「原子炉保護系電源喪失」信号発信で電磁弁が無励磁となって、主蒸気隔離弁（MSIV）が閉となると記載されている。MSIV のインターロックの説明図では他に電源に関するものはない。また、事象の進展説明では、非常用母線の電源が喪失したことに伴い MSIV が自動閉したと記載されている。流れとしては、外部電源喪失→非常用母線電源喪失→原子炉保護系電源喪失→MSIV 閉と思われる。
P2-15　1 号機 IC の操作	18 時 25 分に MO-3A を閉止した。	閉止した理由は判明しているか。	東電報告書では、操作のみの記載であり、理由は不明。その後、同日 21 時 30 分に再度開操作を実施している。 国が IAEA 提出した追加報告書（第 2 報）では、「その後すぐに蒸気の発生が確認できなくなったことから閉操作を実施した」旨、記載されている。
P2-16 RPV 圧力	12 日 2 時 45 分に原子炉圧力が 0.8MPa[gage]に低下していることが判明した	これは、「CS などの弁を手動で開け」（p2-15 記載）の効果であるのか。 または、二重扉を開けた際に白いもやがあったことを、RPV と CV が既に漏えいしており、その効果で減圧されてしまっていたと判断するべきなのか。	詳細は不明。CS（炉心スプレイ系）の弁の開操作は AM の MUWC や FP の注水ラインラインナップのために行っているものである。現時点で特定するのは IC の効果が不明であること等から難しい。（東電の炉心状態の解析結果によれば、IC 不動作という条件での RPV 破損は地震発生後約 15 時間となっており、12 日 2 時 45 分ではまだ破損していないことになる。）

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
P2-16 淡水注入量	12 日 14 時 53 分までに、累計 80,000L の淡水注入が行われた。	80,000L の有効性について追記されたい。SP:1750m³（参-2）	東電の炉心状態の解析結果では、IC 不作動の条件で、地震発生後 4 時間で炉心損傷開始、RPV 損傷までが地震発生後 15 時間となっている。注水開始が地震発生後 15 時間後であることから、炉心損傷後の注水と考えられる。その有効性については現時点では不明である。
2.16 頁 2.2 1 号機の事故の進展状況 2.18 頁 2.25 頁	事故時の観測事象とその後の解析情報が混在している。	何が事実だったのかが読み取り難い。 事故時に観測された事象には計器の誤表示も含まれている。事故直後ならともかく、現時点で事象を纏めるなら不正確だった情報には注記を付す等により誤情報だったことを明示すべきである。メルトダウンに直結する情報は今後の AM 対策を再検討する際、特に重要なので細心の注意を払って記載すべきである。 ex. 2.18 頁「11 日 21 時 19 分に原子炉水位（燃料域）が TAF から＋200 mm の計器指示であることが判明した」 2.25 頁「２１：１９ 原子炉水位判明、TAF+200mm」	現時点で計器の誤指示だったのではないかと思われるものは、１号機の原子炉水位である。指示が疑わしい旨を追記する。 （東電の炉心状態の解析結果と整合していないこと、水位計を校正した結果差異があったことから、誤指示と考えられる。）
p.2-48	13 日 7 時 39 分、格納容器スプレイが開始された。	SBO の状態で格納容器スプレーは行うことはできないのでは。	Ｄ／Ｄ消火ポンプでＡＭラインを使用してＰＣＶスプレーを実施したとのことで、その旨記載を追記する。
p.2-50	このような注水により、SFP の水位は燃料が露出することなく維持されたものと見られている。	水素爆発の際のがれきの落下により、使用済み燃料プールの水位がかなり下がっていたことも想定される。注水量の記述のみから水位が維持されていたと結論することは妥当か。	東電の報告書で、燃料の発熱量から蒸発量を計算し、スロッシングなどを考慮しても水位が保持されていたとの評価になっている。
p.2-69	主として格納容器ベントと空間線量の関連を記載	放射性物質が特に多く放出されたのは、3/15～16 にかけてとみられる。どのイベントが放射性物質の放出につながったのか、という観点からの分析も必要では。	現時点では推測しかできないので、分析は見送りとした。ただし、W／Wベントについては、環境への影響が少ないと思われる。
p.3-3	PCV ベントの成功/失敗の基準	PCV ベントの成功/失敗の基準を明らかにした方がよい。3 号機においては、PCV ベントは「成功」とされているが、過温・過圧が原因と思われる格納容器からの漏洩により水素が建屋に漏洩した可能性がある。	系統構成によりラプチャーディスクが作動したことにより圧力低下したと判断されているものは成功という扱いにした。
p.3-3	損傷炉心への注水の成否	注水の成否の判断基準を明確にした方がよい。たとえば、注水の流量がごく少なくても成功とするのか。	程度の問題であるが、基本的には少しであっても入ったら「成功」と考えている。
p.3-3	原子炉の減圧の成否	減圧の成否の判断基準を明確にした方がよい。たとえば 2 号機については、減圧ができないうちに炉心損傷に至ったと推定されるのではないか。これは、結果的に減圧ができたとしても、事故対応の面からは「減圧失敗」になるのでは。	減圧に要した時間のファクターを考慮すべきであるが、ここでは減圧できたかどうかだけで判断した。タイミングについては注水とのセットで考えるべきなので、そちら側で時間のファクターを拾うこととした。
p.3-3	電源の復旧	DC 電源の供給失敗についても書いておくべきでは。(AC 電源の復旧とは安全上、別の意味を持つはず。)	交流電源の喪失が事故の進展上大きな要因と判断して、記載した。直流電源についても課題を抽出し、対策を記載している。
p.3-4	□ 全交流電源の供給不能 □ 原子炉からの除熱不能 □ 建屋への水素漏えいと水素爆発	計測用電源を含む DC 電源喪失も事故進展に大きな影響を持っていると思われる。	交流電源の喪失が事故の進展上大きな要因と判断して、記載した。直流電源についても課題を抽出し、対策を記載している。
P3-4 課題の抽出	３項目	計測制御用の直流電源の喪失については、主要な原因ととらえないのか。 表 3.3-1～3 では、記載あり。	直流電源の喪失も比較的大きな課題であるが、主要要因を絞った結果を記載した。直流電源については課題として抽出し、対策も記載している。
p.3-5	電源車配備困難の下に種々の要因が展開されている。	ここでの「早期電源復旧」は、電源車によるもののみを想定しているのか？電源車の「配備」に直接関係する要因は道路被害・渋滞・構内道路のアクセス・通信手段のみでは？ほかの要因は、早期の外部電源復旧の障害になるため、電源車の配備困難と同じレベルの要因としてあげるのがよいのでは。	外部電源が機能を喪失し、非常用ＤＧが機能を喪失し、更に号機間融通ができないということで、残りは電源車のみによる電力供給という状況であり、電源車に対して要因を記載した。ご指摘の要因は復旧作業時の共通の障害であるが、どこかで記載することが必要であり、ここで課題として挙げた。
P3-6	非常用 DG に関する記載	燃料タンク、供給配管は健全であったのかどうかの追記	記載がなく、詳細は不明である。
p.3-7	これらのことから、早期に電源を	外部電源の早期復旧が電源車の活用を指すのであれば、電源車をサイトに配備してい	電源車の配備については、「電源がなくて大変な目にあった」という課題に対する

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
	復旧するための検討課題として、以下が挙げられる。 ・ 電源盤の浸水	なかったことも課題としてあげられるのでは。	対策という位置づけでの整理をしたもの。
p.3-8	原子炉からの除熱が不能となった設備面、運用面からの原因として、主蒸気逃がし安全弁による減圧不能、炉心スプレイ系及び残留熱除去系による除熱不能、アクシデントマネジメント設備（代替注水設備）による除熱不能、及び格納容器ベント不能が挙げられる。	p.3-3 では、原子炉減圧は成功とされている。また、PCV ベントも成功とされている。記述が不整合。	最終的には目的を達成しているが、時間を要しており、当初の段階では不能という状況だったということで、齟齬が生じている。修正する。
p.3-10	３号機の高圧注水系は、原子炉水位低下により自動起動し、その後原子炉圧力の低下により停止し、直流電源の枯渇により動作不能となった	HPCI が動作不能になったのは、直流電源の枯渇であると断定可能か？	東電の報告書に「バッテリの枯渇により」と記載があり、それに従った。
p.3-10	b.　主蒸気逃し安全弁による減圧不能	SBO 下における SR 弁による急速減圧は RCIC などの直流電源で動作する注水が動作しなくなった際に行われると理解しているが、すでに直流電源が枯渇している状態であることを考慮して、対応策を考える必要があるのでは。	代替注水のためには減圧が必要であり、そのために今回どのような障害があったかを整理し、課題として記載した。
p.3-11	海水ポンプの復旧については、海水ポンプの予備品を準備していたが、	全号機の海水ポンプの予備品が用意されていたのか。	全号機分ではないが、定検時の交換用として保有していた予備品である。復旧はクレーンなどが使えず、５，６号機では仮設ポンプで対応した。
p.3-13	水素爆発を防止するための課題として、以下が挙げられる。 ・ 共用排気管からの号機間の水素の回りこみ ・ 格納容器ベントラインから原子炉建屋への回りこみ ・ 原子炉建屋内の水素滞留 ・ 建屋から水素ガスを除去するための資器材の確保 ・ 手順、訓練の整備	ベントラインからの原子炉建屋の回り込みについては、分析がなされておらず、課題としてのみ記述されている。ベントラインからの回り込みを理由として挙げるに至った理由を記載した方がよいのでは。 また、p.3-14, p.3-27 に示されているように、CV からの漏洩も原子炉建屋への移行ルートとして考えられる。こちらも課題としてあげるべきでは。	記載の追加を検討する。フィルタや配管の線量から推測されている。 格納容器から直接の漏えいに対する課題は、閉じ込め機能側で拾っており、貫通部やフランジのシール性としている。なお、貫通部のシール性に関しては、設計条件を超える状態での水素に対するシール性の要求は現実的ではなく、特別な対策は策定せず、漏えいありきで対応することにした。
P3-22　3.3.1.1　機能別の課題		記載内容は「課題」というよりは、状況とその原因分析となっている。この３章で記載するよりは、２章の事故の進展状況で記載する方が理解しやすい。	2 章は、公表された事実を主観や推測を極力交えずに整理し、３章でその事実に基づいて分析をするという章立てにしている。
p.3-27	・ 格納容器ベントにおけるラプチャーディスクの不作動	ラプチャーディスクが動作すべき条件でありながら動作しなかったという根拠は何か？	ここでラプチャーディスクの不作動を課題として挙げたのは、２号機で圧力が低くてラプチャーディスクが作動しなかったことを課題として記載した。修正する。
p.3-29	以上により、電源供給機能の設備別の課題として、次の事項が挙げられる。 ・ 地震時の開閉所遮断器の信頼性	鉄塔の倒壊については検討課題としてあげる必要はないか。	鉄塔については、各社とも国の指示により耐震性を評価しており、対策のところでその旨記載している。また、外部電源の送電系統の多重性についても各社とも既に検討を開始している。従って、あえて課題として記載していなかったが、課題として挙げることとする。

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
	・ 電源設備の水没 ・ 外部からの代替電源の調達 ・ 代替電源用ケーブル敷設 ・ 交流電源喪失時の通信手段		
p.3-35	1F6 で、RHR が「成功」になっている。	6 号機では、RHR の機能は一時喪失していたはず。(RHR の機能復旧に成功ではないか)	修正する。
p.3-38	次に、表 3.4-1 に示すように、他のプラントで電源が確保できた一番の要因は、敷地が津波の浸入から免れたことであると考えられる。	福島第 2 については、敷地内に津波が進入している。	修正する。
p.3-42	地震･津波に対する備え	深層防護の観点から、まず津波が敷地内に入ってこないようにすることが必要。そのための防波堤が必要。また、同様に重要機器の浸水対策も必要。	敷地全体を防波堤で防御する必要がないプラントもあり得るとの考えから、必要な箇所の防御を求める記載とした。
p.3-42	地震･津波に対する備え	課題を深層防護(もしくは事象進展)に沿った形に整理してはどうか。	深層防護の考え方は対策系で入れることとする。可能な限り事象進展に沿って整理する。
3-42	3.5 原因分析のまとめ	５項目に分けた表中で、課題と対策が混在している。	課題については、意識して何が問題であったのかを記載し、4 章で展開する対策の提言の先取りとならないよう配慮したが、正確に伝えるため、ある程度は対策系の記載が入っている。
3-43	水素対策 格納容器ガスケット、貫通部シール強化	CV ベントを含む格納容器の耐圧設計の見直しに関連するが、シール部の耐圧強化が有効ではないかもしれない。 （今回の事故で、設計圧力前後でのシール性能には問題があったのか）	格納容器から直接水素が漏えいした可能性が考えられるため、課題としてシールの強化を挙げているが、対策では、設計条件を超える事故を想定して水素の漏えいを抑制するのは技術的に困難であることから、水素の漏えいありきで対策するように提言することとした。
p.3-43	電源の準備	「電源の津波に対する信頼性」は抽象的な表現であり、何を指しているのかわからない。電源の多様性を課題としてあげることは不要か。	修正する。多様性の確保は対策系になると思われるので、こちらでは記載しない。
p.3-43	電源の準備	課題を深層防護(もしくは事象進展)に沿った形に整理してはどうか。	深層防護の考え方は対策系でいれることとする。可能な限り事象進展に沿って整理する。
p.3-43	ヒートシンク喪失対策	課題を深層防護(もしくは事象進展)に沿った形に整理してはどうか。	深層防護の考え方は対策系でいれることとする。可能な限り事象進展に沿って整理する。
P4-4	4.6 地震・津波に対する備え	4.6.1～4.6.3 は深層防護的に記載がなされていますが、さらに、4.6.4 として浸水した場合の対策も追記できないでしょうか。 例えば、多重化した系統の集中配置の改善や、パーティションの設置など。	建屋への浸水を考えた対策は、電源やヒートシンクなどそれぞれの項目の方でまとめている。（例：「必要により配置箇所の水密化」等を記載）
４．６　地震・津波に対する備え	記載なし。	津波火災に関してもひとこと言及が必要。 原子力学会の教訓を纏める時点では認識していなかったが、津波の専門家のお話を伺うと津波時にかなりの頻度で火災が発生し、二次的災害が発生している。発電所の場合、燃料タンクが流されたり、車が流されたりして漏れた燃料に火が付く可能性もあり、考慮しておく必要があると思われる。	今回の事故分析からは直接、「津波による火災」への対策の必要性が出てこないので、付録-2「今後の検討課題」であげることとする。
p.4-4	従来考慮できなかった複数領域の連動によって非常に大きな規模の地震（マグニチュード、範囲および断層のすべり量）が発生し	何故、どのような経緯(理由)によって複数領域の連動を考慮できなかったのか、について、より詳細な(深掘りの)分析を行い、津波と地震動に限らない、より普遍的な教訓を導き出す必要はないか。	国の中央防災会議でも「今回の地震は想定を大きく上回」ったとしており、地震・津波に関する学会等による分析・評価を待って、教訓を深堀りしたい。なお、４．１での教訓として、自然ハザード全体に対する備えの必要性をまとめている。

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
	た。		
p.4-7	全交流電源喪失と直流電源喪失の対策と教訓	p.3-5 の「電源の早期復旧」の原因分析とここでの記述が整合していない。	電源の早期復旧のうち、作業を制約する要因に関する課題は他の事故対応でも共通であるため、「4.10 緊急時に対する準備」でまとめて記載した。その旨追記する。
p.4-8	原子炉への注水の教訓	どの段階で SR 弁による減圧を行うのか、RCIC などとの運転範囲との兼ね合いで操作手順を確立しておく必要があるのでは。また、急速減圧時に減圧沸騰により水位が低下し、炉心損傷に至らないようにするための注水量についても検討する必要があるのでは。	従来から、補給水系などの常用設備を活用した操作については，利用可能な注水手段と原子炉水位や他のプラントパラメータの兆候に応じ，適切な減圧タイミングを手順書に反映済み。今後，消防車など緊急安全対策で追加された設備や手段について，手順への反映を進める。
4-9	対策案	CV 内最高圧力の想定と CV ベントの対策とも関連するが、「注水ポンプの高圧化」（約 10atm(abs)に注入可能）は不要か。	高圧の注水ポンプによる代替注水の有効性について検討したが、結果として、可動式動力ポンプの配備を対策として挙げ、その仕様については各電力判断とした。
p.4-10	4.8.2 海水冷却喪失の対策	海水系を使えなかった、という教訓をより幅広に解釈すると、取水口の破損なども考慮し、取水ルートの多重化も検討する必要があるのでは。	現時点では、取水口の閉塞や損傷の情報がなく、今後その必要性が問われるような事実が出てくれば検討したい。
p.4-10	4.8.3 格納容器ベントの対策	炉心損傷後の格納容器ベントは周辺の空間線量を上昇させ、他号機を含む以後の対応を困難にする可能性がある。そのため、格納容器ベントにより放出される放射性物質の量をさらに低減するような対策を検討する必要がある。	現時点では、ＣＶベントで線量が非常に上がったという状況ではなかったと思われ、W／Wベントの有効性が不明確であるため、フィルタベントについては、今後の検討課題とした。
4.10～11 ページ	代替熱除去ルートの確保としての格納容器ベント	フィルタードベントの必要性：電源の準備等の対策、減圧・注水機能の確保対策がなされて S/C の冷却（RHRS）機能の復旧がキーとなるわけですが、機械的・電気的理由で機能不全に陥り復旧が間にあわず、自然循環などによる多様性がなく除熱ができない（今回のような）場合に備え、代替案としての格納容器ベントによる大気への崩壊熱放出が最後の手段になるのには同意します。事実今回はこれしかなかったわけです。海水ポンプなど RHRS の機能回復までの間、減圧して炉心が露出する前に（代替）注水し、蒸発で熱を除去することを繰り返すか、できなければずっと継続するしかないと考えていました。このように、炉心損傷の発生防止、拡大防止などの機能を格納容器ベントに対し要求するような場合、格納容器の保護と事故の影響緩和という従来のベントの意義が拡大され、S/C が圧力抑制機能を喪失した時点から頻繁にベントを行う必要がでてくるのではないでしょうか？そのためにもフィルタードベントという概念が益々重要になると思われますが。	崩壊熱除去機能が喪失した状態（炉心損傷前）で格納容器内の状態が設計条件を越えた場合には，代替除熱手段としてベント操作により崩壊熱を蒸気の形で放出する操作が必要となり，崩壊熱除去機能が長時間復旧しない場合には，御指摘のように炉への注水と蒸気放出（いわゆる feed and bleed）を継続することになるが，この状態では放出蒸気に FP は殆ど含まれないためフィルターベントとの関連はない。 一方，炉心損傷後にベント操作を行う場合は，従来から極力サプレッションプールを介したスクラビングを行う手順となっているが，今回の事故では代替注水が十分できず格納容器の健全性が維持できなかったことなどから，放射能放出を十分抑制することができなかった。従って、第一義的には冷却手段の信頼性向上と格納容器の健全性確保が最優先と考えられるが，環境汚染回避を徹底することは重要であり，フィルターベントについては今後の検討課題とした。
4-13	事象進展時間に応じた対応	built-in された設備（今回の事故後に追設されたものを含む）による、炉心損傷防止までに確保できる時間との関係が重要と考えられる。 双方向（設備側の耐性として確保できる時間、緊急時対応に要する時間）からのさらなる検討を行うことを追記してはどうか。	現在実施されているストレステストの結果を見て、その必要性を判断したい。
4-16	4.10.5 放射線管理／作業管理	本項での記載が適切ではないかもしれないが、以下の作業環境についても検討されたい。 ・仮設照明 ・仮設空調 ・仮設排水設備	「4.10.9　災害対策への備え」のところに、ご指摘の項目に関する資機材の手配について記載を追加する。
p.4-18	4.10.6 組織/指揮・命令の対策	判断のタイミングのみならず、誰の責任で判断を行うかを、地元自治体、国を含めて明確にする必要があるのでは。	国、自治体と調整が必要な項目については、今後の検討課題とした。
p.4-20	4.10.8 モニタリングの対策	伝送系・電源系を含めたモニタリングポストの強化は中越沖地震における柏崎刈羽原	今回の事故で柏崎の際と相違している大きな要因は津波であり、更に、電源喪失

記載箇所	現状記載	学会コメント（理由含む）	検討会回答
		発の被災時にも指摘されていた。なぜ、この教訓をくみ取ることができなかったのか(あるいは、くみ取ったが、対応できなかったのか)について検討する必要があるのでは。	や伝送系喪失、通信機能喪失などに波及したためである。対策で要因について記載している。
p.4-21	4.11 使用済み燃料の健全性確保の対策	使用済み燃料プールにおける保管燃料の体数を減らす方策(例：ドライキャスクの活用)も検討の対象となるのでは。	その時点で収納されている燃料体数と燃料が取出されてからの時間に依存する崩壊熱に対してどう対応するかということであり、基本は水位維持で十分との判断から記載した。
第 4 章全般と 4.25 頁の表	深層防護の第 3 層までの「安全設計」思想／対策と第 4 層の「シビアアクシデント（ＳＡ）対策」が混在	表にある事故の発生・拡大の防止、影響緩和でいう事故とは、想定する設計基準事象を超える事象に対する事故発生拡大防止、影響緩和だと読みますが、この場合、設備対応を要求する BDBE という意味で、これまでより踏み込んでいるのか、それとも従来の想定した対津波の設計基準が甘かったから、従来では BDBE だったものを DBE とするのか、どうあるべきかの提言があってもいいのではないでしょうか。 現状に対する対策例は、深層防護で言う第 3 層の外側、第 4 層で、これらは BDBE に対する発生防止、拡大防止、影響緩和という DBE に対する深層防護の延長線上にあることを述べていいと思われます。 安全設計の対策とＳＡ対策は明確に区分して記述すべきであるという諸葛先生の意見には賛成です。	対策をまとめた表 4.12-1 で深層防護の考え方に基づいて整理し、その考え方を「4.12　対策のまとめ」の中で、従来の設計ベース、アクシデントマネジメント、そして今回追加するシビアアクシデント対策として整理した旨追記した。 ただし、シビアアクシデント対策をＤＢＥとするかどうかについては、仮設でよいという程度の記載に留めている。
4.25 頁 表 4.12-1 現状と対策例（BWR）の組合せ表	深層防護の第 3 層までの「安全設計」思想／対策と第 4 層の「シビアアクシデント（ＳＡ）対策」が混在	安全設計のそれぞれの層の記述とＳＡ対策は明確に区分すること。 深層防護の設計思想の最も重要なことはそれぞれの層で万全な事故対策を施すことである。第 1 層の「発生防止」、第 2 層の「拡大抑制」、第 3 層の「影響緩和」のそれぞれが独立して事故対策を行うからこそ「深層」防護の意味がある。複数の層を組み合わせないと成り立たない対策であれば「深層」とは言えない。安全設計の対策とＳＡ対策は明確に区分して記述すべきである。 表 4.12-1 の横軸が現状安全設計の第 1 層、第 2 層、第 3 層になっているが、横軸に「第 4 層のＳＡ対策」を追加し、そこにＳＡ対策を記述してはどうか。	対策をまとめた表 4.12-1 で深層防護の考え方に基づいて整理し、その考え方を「4.12　対策のまとめ」の中で、従来の設計ベース、アクシデントマネジメント、そして今回追加するシビアアクシデント対策として整理した旨追記した。

付録-3　福島第一原子力発電所と他プラントとの事故進展状況の比較（詳細版）

「3.6　他プラントとの比較」に福島第一 1 号機～3 号機と、福島第二、女川、東海第二との比較の結果をまとめたが、各プラントに関する検討の内容を以下に示す。

福島第二原子力発電所の事象の整理

福島第二 1 号機、2 号機、4 号機は、津波により海水冷却系の機能が喪失したが、RCIC の運転により炉心冷却を確保し、その後補給水系を活用した原子炉及び格納容器への代替注水が実施された。その結果、３日程度の間格納容器ベントを実施することなく炉心およびＳＦＰの燃料の冷却が維持された。並行して海水系が復旧され、最終的に RHR 関連設備の復旧により残留熱除去機能を回復することができ、冷温停止状態に移行した。このように、電源が確保されれば、海水系が機能しなくても過酷事故対策設備の活用などにより時間的な余裕が確保され、プラントを安全な状態に移行することができる。

同 3 号機は、RCIC の運転により炉心冷却を確保し、その後代替注水に成功した。RHR を用いた残留熱除去機能は、B 系により確保された。

福島第二の事象の進展をイベントツリーを用いて図 付録-3-1 に示す。

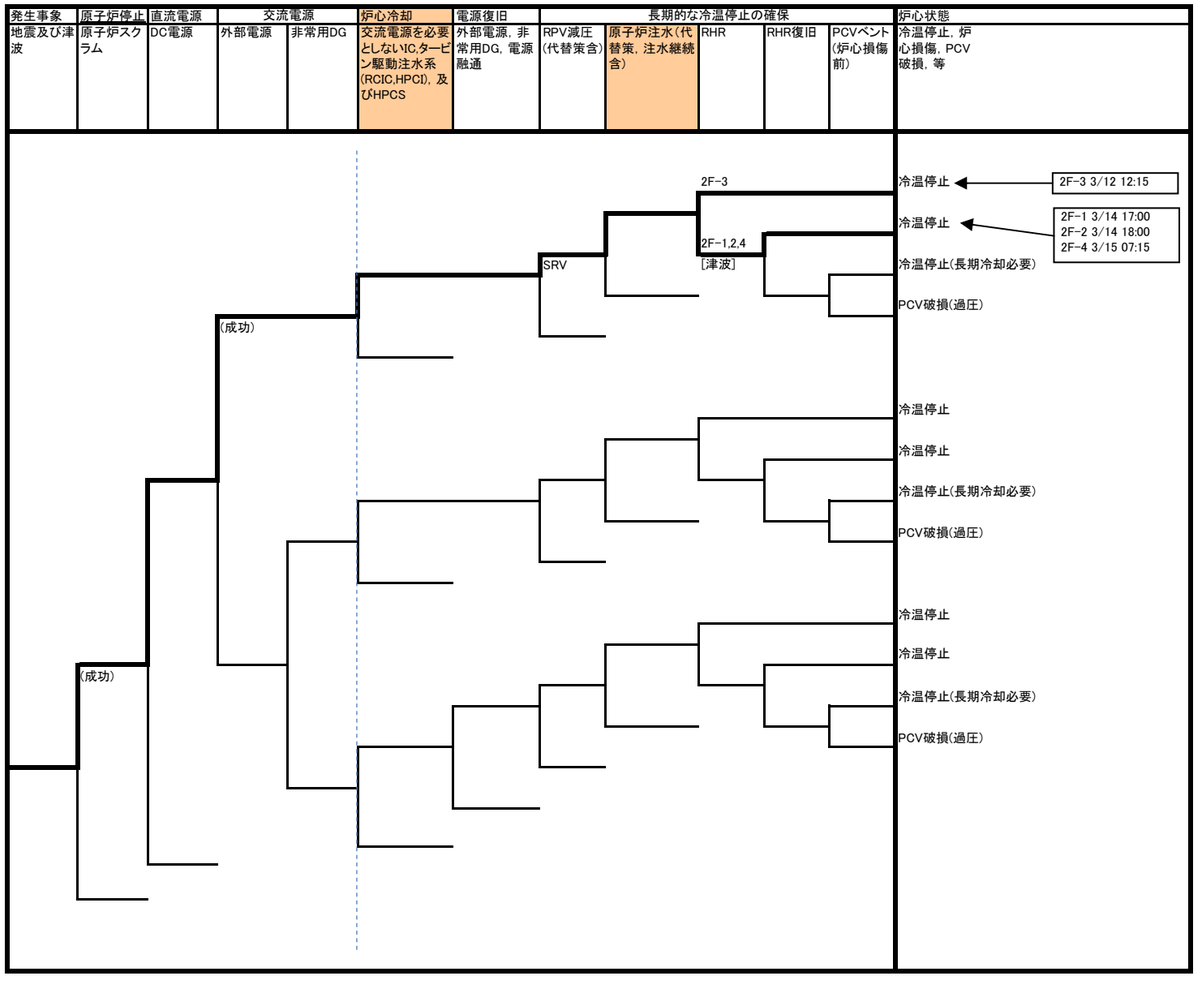


図 付録3-1　福島第二原子力発電所事故事象進展イベントツリー

(1) 地震及び津波による影響

a. 地震の影響

地震により原子炉建屋基礎版上（最地下階）で得られた最大加速度値は、耐震設計審査指針の改定を踏まえて策定した基準地震動 Ss に対する最大応答加速度値を下回っていることが確認されている。

また、地震観測記録の応答スペクトルについては、一部の周期帯において基準地震動 Ss による応答スペクトルを上回っているものの、概ね同程度以下であることが確認されている。

この地震観測記録を用いて安全上重要な設備の地震応答解析を行った結果、地震時及び地震直後に安全機能は確保されていた状態にあったものと考えられる。

b. 津波の影響

3 月 11 に発生した東日本大震災による津波調査を実施した結果, 海側エリア及び主要建屋設置エリアにおける浸水高及び浸水域は以下の通りであった（地震による地盤変動は含まず)。

1）浸水高

（a）海側エリア（敷地高 O.P.＋4m）

・ 約＋7m※（浸水深 約 3m）

※ 1 号機熱交換器建屋南側面等で局所的な高まりがある。

（b）主要建屋設置エリア（敷地高 O.P.+12m）

・ 約＋12～約＋14.5m※（浸水深 約 2.5m 以下）

※ 1 号機建屋南側から免震重要棟にかけて局所的 O.P.約＋15～約＋16m（浸水深 約 3～約 4m）

2）浸水域

（a）海側エリアの全域に及んでいるが，海側エリアから斜面を越えて主要建屋設置エリアへの遡上は認められない

（b）主要建屋設置エリア南東側から免震重要棟への道路に集中的に遡上し、1、2 号機の建屋周辺及び 3 号機の建屋南側のみ浸水（4 号機の建屋周辺には浸水なし）

(2) 1 号機

a. 地震発生時のプラント挙動

定格熱出力一定運転中のところ、平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分に発生した三陸沖を震源とする地震により、同日 14 時 48 分、「地震加速度大トリップ」で原子炉が自動停止した。発電所で観測された地震の最大加速度は、1 号機原子炉建屋地下 2 階において 305 ガルであり、全号機とも原子炉保護系が設計通りに作動したことにより原子炉が自動停止した。原子炉自動停止直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認し、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備は、健全で安定した状態であることを確認した。

しかし、地震後の津波（同日 15 時 22 分、第一波到達目視確認）により、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備が浸水するなどし使用不能となった。

また、原子炉の除熱機能の喪失により S/C の冷却ができなくなり、徐々に S/C

水温が上昇し100℃以上となった。

その後，原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備の一部を使用可能な状態とするため，被水した設備の点検・補修を行うとともに，仮設電源による電源供給を実施した。原子炉の除熱機能を復旧した後，S/C 冷却を行うことにより，S/C 水温が100℃未満となった。これ以降，RHR1 系統により，3 月 14 日 17 時 00 分までに原子炉の水温を100℃未満の冷温停止状態にするとともに，SFP についても継続的に冷却を行っており，現在においてプラントは安定な状態を維持している。

b. 「止める」機能の状況

地震により、14 時 48 分「地震加速度大トリップ」（原子炉建屋地下 2 階 動作設定値上下方向：100 ガル）が発信し、直ちに全制御棒が全挿入となった。原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日 15 時 00 分には原子炉が未臨界となった。

3 月 12 日 5 時 58 分に、制御棒 10-51 の制御棒位置指示プローブ（以下、「PIP」という）異常の警報が発信し、同日 10 時 30 分に一旦クリアしたものの、その後も発信・クリアを数回繰り返した。制御棒の位置表示は、「全挿入」状態を示す表示と位置そのものを示す表示があり、警報発信時の制御棒の状態は、「全挿入」表示は消灯していたが、一方で位置そのものを示す表示は全挿入状態を示す位置を表示していた。警報がクリアした際は、「全挿入」状態表示は点灯していた。

なお、警報発信時においては、起動領域中性子モニタ（以下、「SRNM」という）の指示に有意な変化はなく、原子炉未臨界は保たれていた。警報は 3 月 13 日 12 時 02 分にクリアしたが、制御棒については同日 15 時 18 分に隔離（バルブアウト）し、動作しないよう処置した。これ以降についても、SRNM の指示に有意な変化はなく原子炉未臨界状態は維持されている。

c. 「冷やす」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、原子炉出力の急激な低下に伴い、炉心内のボイドが減少し、原子炉水位は「原子炉水位低（L-3）」まで下降した。その後の原子炉水位は、原子炉給水系からの給水により ECCS ポンプ※1 及び RCIC の自動起動水位※2 まで低下することなく回復した。

※1 ECCS ポンプ（当発電所１～４号機共通）
- HPCS ポンプ
- 低圧炉心スプレイ系（以下、「LPCS」という）ポンプ
- RHR ポンプ(A,B,C)低圧注水モード（以下、「LPCI」という）

※2 自動起動水位（当発電所１～４号機共通）
- HPCS 及び RCIC・・・・・・L-2
- LPCS 及び RHR（LPCI）・・・L-1

津波の影響により循環水ポンプ（以下、「CWP」という）が停止し、それに伴い復水器による主蒸気の凝縮ができなくなること、また、地震の影響による補助ボイラー停止に伴いタービングランドシール蒸気が喪失することに備え、3 月 11 日 15 時 36 分に MSIV を手動全閉とし、SRV にて原子炉の圧力制御

を行った。また、MSIV 全閉に伴い RCIC を同日 15 時 36 分に手動起動し、原子炉へ注水を行った。その後、同日 15 時 40 分に「原子炉水位高(L-8)」にて RCIC が自動停止した以降は、RCIC の手動起動・自動停止にて原子炉の水位を調整した。

津波により海水熱交換器建屋が浸水したこと、運転／停止表示ランプなどから、全ての非常用機器冷却系のポンプ ※3 が起動できない状態（一部モーター及び非常用電源（P/C 1C-2、1D-2）浸水のため使用不能によるものと後日現場にて確認）と判断した。このため、全ての ECCS ポンプが起動不可能な状態となり、原子炉から残留熱を除去する機能が喪失した。また、津波による原子炉建屋付属棟の浸水により、非常用電源（M/C 1C 及び 1HPCS）も使用不能となったことから、LPCS ポンプ、RHR ポンプ(A)及び HPCS ポンプが起動できない状態となった。

※3 非常用機器冷却系のポンプ
- 残留熱除去機器冷却系（以下、「RHRC」という）ポンプ(A,B,C,D)
- 残留熱除去機器冷却海水系（以下、「RHRS」という）ポンプ(A,B,C,D)
- 非常用ディーゼル発電設備冷却系（以下、「EECW」という）ポンプ(A,B)
- 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電設備冷却系（以下、「HPCSC」という）ポンプ
- 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電設備冷却海水系（以下、「HPCSS」という）ポンプ

原子炉への注水は、当初は RCIC にて行っていたが、3 月 12 日 0 時 00 分より過酷事故対策として導入された MUWC による代替注水と併用し行った。なお、原子炉圧力と S/C 水温度の関係から熱容量制限における運転禁止範囲に入ったため、同日 3 時 50 分に原子炉急速減圧を開始した。RCIC については、原子炉急速減圧に伴う RCIC タービン駆動用蒸気圧力低下のため同日 4 時 58 分に手動停止し、これ以降は MUWC による代替注水にて原子炉の水位を調整した。

3 月 11 日 17 時 35 分に「D/W 圧力高」（設定値：13.7kPa［gage］）の警報が発信した。同日 15 時 37 分にアラームタイパーに「MSIV 原子炉水位低（L-2）」(A 系)の記録がある。アラームタイパーの「MSIV 原子炉水位低（L-2）」(A 系)については、交流 120V プラントバイタル電源分電盤 1A が津波の影響により停止し、MSIV トリップ論理回路電源が喪失したことが原因であることが分かった。「D/W 圧力高」の警報発信に伴い、全ての ECCS ポンプの自動起動信号が発信したものの、このうち LPCS ポンプ、RHR ポンプ（A）及び HPCS ポンプは、非常用電源（M/C1C、1HPCS）が使用不能のため自動起動せず、RHR ポンプ(B,C)については、RHRC ポンプ(B,D)、RHRS ポンプ(B,D)及び EECW ポンプ(B)が使用不能のため自動起動後に手動停止し、これ以降は、自動起動防止措置（コントロールスイッチ引き保持操作）を行った。

その後、3 月 12 日 5 時 22 分に S/C 水温度が 100℃以上となった。なお、S/C 水温度は最大で約 130℃（3 月 13 日 11 時 30 分）まで上昇した。S/C 冷却のために 3 月 12 日 6 時 20 分より可燃性ガス濃度制御系（以下、「FCS」という）の冷却器から S/C への冷却水排水ラインを利用して、冷却水（MUWC）を S/C へ注水するとともに、MUWC による原子炉への代替注水を同日 7 時 10 分より D/W スプレイ、同日 7 時 37 分より S/C スプレイに適宜切替えを行い、

PCV の代替冷却を実施した。なお、MUWC による原子炉代替注水、PCV 代替冷却及び FCS の冷却水（MUWC）による S/C 冷却と並行して、RHRC ポンプ(D)、RHRS ポンプ(B)及び EECW ポンプ(B)の点検・補修(RHRC ポンプ(D)及び EECW ポンプ(B)については、モーターを交換）を実施した。また、海水熱交換器建屋が浸水し非常用電源（P/C 1C-2、1D-2）が被水したため、所外から緊急手配した高圧電源車や仮設ケーブルを使用し、外部電源系から受電されている放射性廃棄物処理建屋の電源(P/C 1WB-1)からの仮設ケーブル敷設・受電や、高圧電源車からの受電により RHRC ポンプ(D)、RHRS ポンプ(B)及び EECW ポンプ(B)を起動可能な状態に復旧し、3 月 13 日 20 時 17 分より順次起動した。

その後、3 月 14 日 1 時 24 分より RHR ポンプ(B)を起動した。また、RHR ポンプ(B)にて S/C 冷却を実施した結果、徐々に S/C 水温が低下し、同日 10 時 15 分に S/C 水温度が 100℃未満となった。

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

以上のことから、原子炉の冷却機能は一時的に失われたものの、原子炉への注水を継続でき、その後の原子炉水のサンプリング結果においてヨウ素 131 が検出限界値未満であったことから、燃料の損傷に至ることはなかった。

d. 「閉じ込める」機能の状況

原子炉が自動停止した際に発信した「原子炉水位低（L-3）」に伴い、原子炉格納容器隔離系（以下、「PCIS」という）及び SGTS は正常に動作し、PCV の隔離及び原子炉建屋の負圧維持が行われた。PCV 圧力は最大で約 282kPa［gage］(S/C 側)まで上昇したが、PCV 最高使用圧力 310kPa［gage］には達しなかった。

また、排気筒放射線モニタや MP の値に異常な変化はなく外部への放射能の影響がないことを確認した。

なお、PCV 圧力が上昇傾向にあり、原子炉除熱機能の復旧に時間が掛かることを想定し、PCV 耐圧ベントのためのライン構成（S/C 側の出口弁開操作のワン・アクションを残した状態）を実施した。

e. 使用済燃料プール冷却の状況

SFP の冷却に必要な設備については、地震発生以前は FPC にて SFP の水位をオーバーフロー以上に、また、SFP 水温度を約 38℃に保っていたが、当該地震の影響で FPC ポンプがトリップ（「スキマサージタンク水位低低」又は「ポンプ吸込圧力低」）するとともに、津波の影響により屋外の取水口付近に設置されている常用補機冷却系の補機冷却海水系（以下、「SW」という）ポンプ(A,B,C)の被

水や海水熱交換器建屋地下 1 階の原子炉補機冷却系（以下、「RCW」という）ポンプ(A,B,C)が水没したため使用不能となったことから、FPC 熱交換器へ冷却水を供給できず、FPC による SFP 冷却ができなくなった。

これにより、SFP の水温は最大で約 62℃まで上昇したため、3 月 14 日 16 時 30 分より燃料プール補給水系（以下、「FPMUW」という）により SFP へ注水を実施するとともに、同日 20 時 26 分より FPC ポンプ(B)にて循環運転することにより SFP の冷却を実施した。その後、3 月 16 日 0 時 42 分から RHR ポンプ(B)にて SFP の冷却を実施し、同日 10 時 30 分には SFP の水温が当該地震発生前と同じ約 38℃に復帰した。

以上のことから、SFP についても冷却機能が一時的に失われたものの、原子炉施設保安規定で定める運転上の制限（SFP 水位；オーバーフロー水位付近、水温；65℃以下）を満足することができた。

f. 「電源」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、所内電源系は全て使用可能な状態であったが、津波により原子炉建屋付属棟が浸水したため、非常用電源（M/C 1C 及び 1HPCS）、また、海水熱交換器建屋が浸水したことから非常用電源（P/C 1C-2 及び 1D-2）が使用不能となった。

その際、非常用電源(M/C 1C)の使用不能により MCC 1C-1-8 が停電となったことから、その負荷である交流 120V プラントバイタル電源分電盤 1A が停止し、MCR 内の一部の記録計等が使用不能となった

また、非常用 DG については、原子炉が自動停止した直後は全台（A 系、B 系及び HPCS 系）使用可能な状態であったが、津波到達後は非常用機器冷却系のポンプ全てが起動できない状態になるとともに、津波により原子炉建屋付属棟が浸水し DG 本体及びその付属設備（ポンプ類、制御盤、MCC 等）が浸水したことから全台使用不能となった。

その後の復旧において、交流 120V プラントバイタル電源分電盤 1A は、2 号機の仮設供給分電盤から仮設ケーブルを敷設・受電し使用可能な状態とした（3 月 12 日実施）。また、使用不能となった非常用電源（P/C 1D-2）の負荷のうち、原子炉及び SFP の冷却に必要な RHRC ポンプ(D)及び RHRS ポンプ(B)は、放射性廃棄物処理建屋の電源(P/C 1WB-1)からの仮設ケーブルの敷設・受電、EECW ポンプ(B)については高圧電源車からの受電により電源を確保した（3 月 13 日、14 日実施）。

その後、EECW ポンプ(B)の仮設電源を高圧電源車から非常用電源(P/C 1D-1)に切り替えるとともに（3 月 30 日切替済み）、外部電源系が喪失した場合を想定し、使用可能な非常用電源（M/C 1D）の DG(B)に代わる予備電源として、2 号機の非常用電源（M/C 2D）及び 3 号機の非常用電源（M/C 3D）から受電するための操作手順を定めた（4 月 21 日施行）。

なお、非常用電源（M/C 2D 及び 3D）については、2 号機 DG(B)及び 3 号機 DG(B)が使用可能な状態であることから、外部電源系が喪失した場合においてもそれぞれの DG から受電可能な状態にある。

さらに、1 号機 DG(B)を 7 月 15 日に復旧しており、原子炉及び SFP の冷却に必要な非常用電源は確保されている。

表 付録-3-1 福島第二発電所１号機 地震発生後のプラント状況時系列

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	地震発生
１４：４８	原子炉自動停止（「地震加速度大トリップ」発信）、全制御棒全挿入
１４：４８	富岡線１回線停止（2 号トリップ、1 号により受電継続）
１５：００	原子炉未臨界確認
１５：２２	津波第一波確認（以降、17：14 まで断続的に津波確認）
１５：３３	CWP（C）手動停止
１５：３４	DG（A）（B）（H）自動起動／直後に津波の影響により停止
１５：３６	MSIV 手動全閉
１５：３６	RCIC 手動起動（以降、起動停止適宜発生）
１５：５０	岩井戸線全停止 （2 号停止、1 号は点検のため地震前より停止中）
１５：５５	原子炉減圧開始（SRV 自動開）（以降、自動及び手動開閉による炉圧制御）
１５：５７	CWP（A）（B）自動停止
１７：３５	「D/W 圧力高」警報発信。同日 15 時 37 分頃アラームタイパーに「MSIV 原子炉水位低（L-2）」の記録があり、圧力上昇の原因が PCV 内における原子炉冷却材漏えいの可能性も否定できなかったことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉冷却材漏えい）が発生したと判断。（その後、関連するパラメータを確認した結果、原子炉冷却材の漏えいは確認されなかったことから、同日 18:33 頃に当該事象には該当していないものと判断した）
１７：５３	D/W 冷却系手動起動
１８：３３	原子炉の除熱機能をもつ設備の海水ポンプが起動確認できなかったことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉除熱機能喪失）が発生したと判断

平成 23 年 3 月 12 日（土）

０：００	MUWC による代替注水開始
３：５０	原子炉急速減圧開始 （熱容量制限における運転禁止範囲に入ったため）
４：５６	原子炉急速減圧完了
４：５８	RCIC 手動停止（原子炉圧力低下に伴う運転停止）
５：２２	S/C 温度が 100℃以上となったことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）が発生したと判断
５：５８	制御棒 10－51 PIP 異常警報発信
６：２０	FCS 冷却水（MUWC）使用による S/C 冷却実施
７：１０	MUWC 使用による D/W スプレイ実施（以降、適宜実施）
７：３７	MUWC 使用による S/C スプレイ実施（以降、適宜実施）
７：４５	FCS 冷却水（MUWC）使用による S/C 冷却停止
１０：２１	PCV 耐圧ベントライン構成開始

１０：３０　制御棒 10－51 PIP 異常警報クリア（その後、数回発信／クリア）
１３：３８頃　岩井戸線 1 回線受電（2 号復旧完了）
１８：３０　PCV 耐圧ベントライン構成完了

平成 23 年 3 月 13 日（日）
５：１５頃　岩井戸線 2 回線受電（1 号復旧完了）
２０：１７　RHRS ポンプ（B）手動起動
（P/C 1WB-1 より仮設ケーブル敷設、受電）
２１：０３　RHRC ポンプ（D）手動起動
（モータ交換／P/C 1WB-1 より仮設ケーブル敷設、受電）

平成 23 年 3 月 14 日（月）
１：２４　RHR（B）手動起動（S/C 冷却モード開始）RHR（B）の起動により、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉除熱機能喪失）発生の解除を判断
１：４４　EECW（B）手動起動（モータ交換／高圧電源車より受電）
３：３９　RHR（B）S/C スプレイモード開始
１０：０５　RHR（B）LPCI モードにて原子炉へ注水実施
１０：１５　S/C 水温が 100℃未満になったことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したと判断
１６：３０　FPMUW により SFP へ注水開始
１７：００　原子炉水温度が 100℃未満になり原子炉冷温停止
２０：２６　FPC（B）循環運転開始
２２：０７　MP（No.1）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

平成 23 年 3 月 15 日（火）
０：１２　MP（No.3）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

平成 23 年 3 月 16 日（水）
０：４２　RHR（B）SFP 冷却開始
１０：３０　SFP 水温度約 38℃確認（地震発生前の水温に復帰）

(3) 2号機

a. 地震発生時のプラント挙動

定格熱出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする地震により、同日14時48分、「地震加速度大トリップ」で原子炉が自動停止した。直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認し、原子炉の冷温停止及びSFPの冷却に必要な設備は、健全で安定した状態であることを確認した。

しかし、地震後の津波（同日15時22分、第一波到達目視確認）により、原子炉の冷温停止及びSFPの冷却に必要な設備が浸水するなどし使用不能となった。

また、原子炉の除熱機能の喪失によりS/Cの冷却ができなくなり、徐々にS/C水温が上昇し100℃以上となった。

その後、原子炉の冷温停止及びSFPの冷却に必要な設備の一部を使用可能な状態とするため、浸水した設備の点検・補修を行うとともに、仮設電源による電源供給を実施した。原子炉の除熱機能を復旧した後、S/C冷却を行うことにより、S/C水温が100℃未満となった。これ以降、RHR1系統により、3月14日18時00分までに原子炉の水温を100℃未満の冷温停止状態にするとともに、SFPについても継続的に冷却を行っており、現在においてプラントは安定な状態を維持している。

b. 「止める」機能の状況

地震により、14時48分「地震加速度大トリップ」（原子炉建屋地下2階 動作設定値上下方向：100ガル）が発信し、直ちに全制御棒が全挿入となった。原子炉は設計通り自動停止するとともに、15時01分には原子炉が未臨界となった。

c. 「冷やす」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、原子炉出力の急激な低下に伴い、炉心内のボイドが減少し、原子炉水位は「原子炉水位低（L-3）」まで下降した。その後の原子炉水位は、原子炉給水系からの給水によりECCSポンプ及びRCICの自動起動水位まで低下することなく回復した。

津波の影響によりCWPが停止し、それに伴い復水器による主蒸気の凝縮ができなくなること、また、地震の影響による補助ボイラー停止に伴いタービングランドシール蒸気が喪失することに備え、3月11日15時34分にMSIVを手動全閉とし、SRVにて原子炉の圧力制御を行った。

また、MSIV全閉に伴いRCICを同日15時43分に手動起動し、原子炉へ注水を行った。その後、同日15時46分に「原子炉水位高(L-8)」にてRCICが自動停止した以降は、RCICの手動起動・自動停止にて原子炉の水位を調整した。

津波により海水熱交換器建屋が浸水したこと、運転／停止表示ランプなどから、RHRCポンプ(A,B,C,D)、RHRSポンプ(A,B,C,D)、EECWポンプ(A,B)及びHPCSCポンプが起動できない状態（一部モーター及び非常用電源（P/C 2C-2、2D-2）被水のため使用不能によるものと後日現場にて確認）と判断された。このため、全てのECCSポンプが起動不可能な状態となり、原子炉から残留熱を除去する機能が喪失した。

原子炉への注水は、当初はRCICにて行っていたが、SRV開操作により原子炉

圧力が低下したことで、3 月 12 日 4 時 50 分、過酷事故対策として導入された MUWC による代替注水を操作手順書に基づき開始した。RCIC については、原子炉減圧に伴う RCIC タービン駆動用蒸気圧力低下のため同日 4 時 53 分に自動停止し、これ以降は MUWC による代替注水にて原子炉の水位を調整した。

RCIC 運転及び SRV 開に伴い、PCV 内の温度・圧力が上昇したが、RHR ポンプ(A,B)による冷却ができなかったため、3 月 11 日 18 時 50 分に「D/W 圧力高」（設定値：13.7kPa［gage］）の警報が発信した。

これに伴い、全ての ECCS ポンプの自動起動信号が発信したが、RHRC ポンプ(A,B,C,D)、RHRS ポンプ(A,B,C,D)、EECW ポンプ(A,B）及び HPCSC ポンプが使用不能のため起動後に手動停止し、これ以降は、自動起動防止措置（コントロールスイッチ引き保持操作）を行った。

その後、3 月 12 日 5 時 32 分に S/C 水温が 100℃以上となった。なお、S/C 水温度は最大で約 139℃（3 月 14 日 7 時 00 分）まで上昇した。

S/C 冷却のために 3 月 12 日 6 時 30 分より FCS の冷却器から S/C への冷却水排水ラインを利用して、冷却水である MUWP を S/C へ注水するとともに、MUWC による原子炉への代替注水を同日 7 時 11 分より D/W スプレイ、同日 7 時 35 分より S/C スプレイに適宜切替えを行い、PCV の代替冷却を実施した。

なお、MUWC による原子炉代替注水、PCV 代替冷却及び FCS の冷却水（MUWP）による S/C 冷却と並行して、RHRC ポンプ(B)、RHRS ポンプ(B)及び EECW ポンプ(B)を点検・補修を実施した。また、海水熱交換器建屋が浸水し非常用電源（P/C 2C-2、2D-2）が浸水したため、所外から緊急手配した仮設ケーブルを使用し、外部電源系から受電されている放射性廃棄物処理建屋の電源(P/C 1WB-1)から、また、3 号機熱交換器建屋の非常用電源(P/C3D-2)からの仮設ケーブル敷設・受電により、RHRC ポンプ(B)、RHRS ポンプ(B)及び EECW ポンプ(B)を起動可能な状態に復旧し、3 月 14 日 3 時 20 分より順次起動した。

その後、3 月 14 日 7 時 13 分より RHR ポンプ(B)を起動した。また、RHR ポンプ(B)にて S/C 冷却を実施した結果、徐々に S/C 水温が低下し、同日 15 時 52 分、S/C 水温度が 100℃未満となった。

さらに、S/C 水の冷却に加え原子炉水を早期に冷却するため、あらかじめ定められた事故時運転操作手順書を参考に実施手順書を作成し、同日 10 時 48 分より RHR ポンプ(B)にて LPCI ラインより S/C 水を原子炉へ注水開始するとともに、SRV を経由して S/C に原子炉水を流入させ、S/C 水を RHR 熱交換器(B)で冷却して再度 LPCI ラインより原子炉に注水する循環ライン（S/C→RHR ポンプ(B)→RHR 熱交換器(B)→LPCI ライン→原子炉→SRV→S/C）による冷却を応急的に実施した。これにより、同日 18 時 00 分には原子炉水温度が 100℃未満となり冷温停止となったことを確認した。

以上のことから、原子炉の冷却機能は一時的に失われたものの、原子炉への注水を継続でき、その後の原子炉水のサンプリング結果においてヨウ素 131 が検出限界値未満であったことから、燃料の損傷に至ることはなかった。

d. 「閉じ込める」機能の状況

原子炉が自動停止した際に発信した「原子炉水位低（L-3)」に伴い、PCIS 及

び SGTS は正常に動作し、PCV の隔離及び原子炉建屋の負圧維持が行われた。PCV 圧力は最大で約 279kPa［gage］（S/C 側）まで上昇したが、PCV 最高使用圧力 310kPa［gage］には達しなかった。

また、排気筒放射線モニタや MP の値に異常な変化はなく外部への放射能の影響がないことを確認した。

なお、PCV 圧力が上昇傾向にあり、原子炉除熱機能の復旧に時間が掛かることを想定し、PCV 耐圧ベントのためのライン構成（S/C 側の出口弁開操作のワン・アクションを残した状態）を実施した。

e. 使用済燃料プール冷却の状況

SFP の冷却に必要な設備については、当該地震発生以前は FPC にて SFP の水位をオーバーフロー水位以上に、また、SFP 水温度を約 32.5℃に保っていたが、当該地震の影響で FPC ポンプがトリップ（「スキマサージタンク水位低低」又は「ポンプ吸込圧力低」）するとともに、津波の影響により屋外の取水口付近に設置されている常用補機冷却系の SW ポンプ(A,B,C)の浸水や海水熱交換器建屋地下 1 階の RCW ポンプ(A,B,C)が水没したため使用不能となったことから、FPC 熱交換器へ冷却水を供給できず、FPC による SFP 冷却ができなくなった。

これにより、SFP の水温は最大で約 56℃まで上昇したが、3 月 16 日 1 時 28 分より RHR ポンプ(B)にて SFP の冷却を実施し、同日 10 時 30 分には SFP の水温が当該地震発生前と同じ約 32.5℃に復帰した。

以上のことから、SFP についても冷却機能が一時的に失われたものの、原子炉施設保安規定で定める運転上の制限（SFP 水位；オーバーフロー水位付近、水温；65℃以下）を満足することができた。

f. 「電源」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、所内電源系は全て使用可能な状態であったが、津波により海水熱交換器建屋が浸水したことから、非常用電源(P/C 2C-2 及び 2D-2)が使用不能となった。

また、非常用 DG については、原子炉が自動停止した直後は全台（A 系、B 系及び HPCS 系）使用可能な状態であったが、津波到達後は RHRS ポンプ(A,B,C,D)、EECW ポンプ(A,B)及び HPCSC ポンプが起動できない状態となったことから非常用 DG は全台使用不能となった。

その後の復旧により、使用不能となった非常用電源(P/C 2D-2)の負荷のうち、原子炉及び SFP の冷却に必要な RHRC ポンプ(B)及び RHRS ポンプ(B)については放射性廃棄物処理建屋の電源(P/C 1WB-1)から、また、EECW ポンプ(B)については 3 号機熱交換器建屋の非常用電源(P/C 3D-2)からそれぞれ仮設ケーブルを敷設・受電し電源を確保した（3 月 14 日実施）。

これにより、RHRC ポンプ(B)、RHRS ポンプ(B)及び EECW ポンプ(B)が使用可能な状態となったことから、外部電源が喪失した場合でも非常用電源(M/C 2D)は DG(B)から受電可能となった。4 月 2 日より DG（HPCS）についても使用可能な状態となっており、原子炉及び SFP の冷却に必要な非常用電源は確保されている。

表 付録-3-2 福島第二発電所 2 号機 地震発生後のプラント状況時系列

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	地震発生
１４：４８	原子炉自動停止（「地震加速度大トリップ」発信）、全制御棒全挿入
１４：４８	富岡線 1 回線停止（2 号トリップ、1 号により受電継続）
１５：０１	原子炉未臨界確認
１５：２２	津波第一波確認（以降、17:14 まで断続的に津波確認）
１５：３４	DG（H）自動起動／直後に津波の影響により停止
１５：３４	MSIV 手動全閉
１５：３５	RHR（B）手動起動（15:38 停止）
１５：３５	CWP（C）手動停止、CWP（A）（B）自動停止
１５：４１	DG（A）（B）自動起動／直後に津波の影響により停止
１５：４１	原子炉減圧開始（SRV 自動開）（以降、自動及び手動開閉による炉圧制御）
１５：４３	RCIC 手動起動（以降、起動停止適宜発生）
１５：５０	岩井戸線全停止（２号停止、１号は点検のため地震前より停止中）原
１８：３３	子炉の除熱機能をもつ設備の海水ポンプが起動確認できなかったことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉除熱機能喪失）が発生したと判断
１８：５０	「D/W 圧力高」警報発信
２０：０２	ドライウェル冷却系手動起動

平成 23 年 3 月 12 日（土）

４：５０	MUWC による代替注水開始
４：５３	RCIC 自動停止（原子炉圧力低下に伴う運転停止）
５：３２	S/C 温度が 100℃以上となったことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）が発生したと判断
６：３０	FCS 冷却水（MUWP）使用による S/C 冷却実施
７：１１	MUWC 使用による D/W スプレイ実施（以降、適宜実施）
７：３５	MUWC 使用による S/C スプレイ実施（以降、適宜実施）
７：５２	FCS 冷却水（MUWP）使用による S／C 冷却停止
１０：３３	PCV 耐圧ベントライン構成開始
１０：５８	PCV 耐圧ベントライン構成完了
１３：３８頃	岩井戸線 1 回線受電（2 号復旧完了）

平成 23 年 3 月 13 日（日）

５：１５頃	岩井戸線 2 回線受電（1 号復旧完了）

平成 23 年 3 月 14 日（月）

３：２０	EECW（B）手動起動（P/C 3D-2 より仮設ケーブル敷設、受電）
３：５１	RHRS（B）手動起動

（P/C 1WB-1 より仮設ケーブル敷設、受電）
５：５２　RHRC（B）手動起動
（P/C 1WB-1 より仮設ケーブル敷設、受電）
７：１３　RHR（B）手動起動（S/C 冷却モード開始）
RHR（B）の起動により、原災法第１０条第１項の規定に基づく特定事象（原子炉除熱機能喪失）発生の解除を判断
７：５０　RHR（B）S/C スプレイモード開始
１０：４８　RHR（B）LPCI モードにて原子炉へ注水開始
１５：５２　S/C 温度が 100℃未満になったことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したと判断
１８：００　原子炉水温度が 100℃未満になり、原子炉冷温停止
２２：０７　MP（No.1）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

平成 23 年 3 月 15 日（火）
０：１２　MP（No.3）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

平成 23 年 3 月 16 日（水）
１：２８　RHR（B）SFP 冷却開始
１０：３０　SFP 水温度約 32.5℃確認（地震発生前の水温に復帰）

(4) 3 号機

a. 地震発生時のプラント挙動

定格熱出力一定運転中のところ、平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分に発生した三陸沖を震源とする地震により、同日 14 時 48 分、「地震加速度大トリップ」で原子炉が自動停止した。直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認し、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備は、健全で安定した状態であることを確認した。

また、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備が一部使用不能となったが、津波の影響を受けず使用可能であった RHR1 系統を用いて 3 月 12 日より原子炉の冷却を行い、同日中に冷温停止となったことを確認している。

b. 「止める」機能の状況

地震により、14 時 48 分「地震加速度大トリップ」（原子炉建屋地下 2 階 動作設定値水平方向：135 ガル）が発信し、直ちに全制御棒が全挿入となった。原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日 15 時 05 分には原子炉が未臨界となった。

c. 「冷やす」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、原子炉出力の急激な低下に伴い、炉心内のボイドが減少し、原子炉水位は「原子炉水位低（L-3)」まで下降した。その後の原子炉水位は、原子炉給水系からの給水により ECCS ポンプ及び RCIC の自動起動水位まで低下することなく回復した。

津波の影響により CWP が停止し、それに伴い復水器による主蒸気の凝縮ができなくなること、また、地震の影響による補助ボイラー停止に伴いタービングランドシール蒸気が喪失することに備え、3 月 11 日 15 時 37 分に MSIV を手動全閉とし、SRV にて原子炉の圧力制御を行った。

また、MSIV 全閉に伴い RCIC を同日 16 時 06 分に手動起動し、原子炉へ注水を行った。

津波により海水熱交換器建屋が浸水したこと、運転／停止表示ランプなどから、RHRC ポンプ(A,C)、RHRS ポンプ(A,C)及び EECW ポンプ(A)が起動できない状態（一部モーター及び非常用電源（P/C 3C-2）浸水のため使用不能によるものと後日現場にて確認）と判断した。このため、LPCS ポンプ及び RHR ポンプ(A)について起動することが不可能となった。

なお、非常用電源(P/C 3D-2）及びその負荷である RHRC ポンプ(B,D)、RHRS ポンプ(B,D)及び EECW ポンプ(B)、また、HPCSC ポンプ及び HPCSS ポンプについては、海水熱交換器建屋への海水の浸水量が他号機と比較して少なかったことから、機器に対しても浸水の影響が少なく使用可能な状態であったものと推定される。

また、津波による原子炉建屋原子炉棟地下 2 階への浸水もなかったことから、RHR ポンプ(B,C)及び HPCS ポンプについても使用可能な状態であった。

原子炉への注水は、当初は RCIC にて行っていたが、3 月 11 日 22 時 53 分より過酷事故対策として導入された MUWC による代替注水と併用し行った。その後、SRV 開操作により原子炉圧力低下に伴う RCIC タービン駆動用蒸気圧力低下

のため、RCIC を同日 23 時 11 分手動停止した。これ以降は、MUWC による代替注水を行っていたが、同日 0 時 06 分に使用可能であった RHR ポンプ（B）により注水・冷却を実施し、3 月 12 日 12 時 15 分には原子炉の水温が 100℃未満となり冷温停止となったことを確認した。

RCIC 運転及び SRV 開に伴い、PCV 内の温度・圧力が上昇したことから、3 月 11 日 19 時 46 分に「D/W 圧力高」（設定値：13.7kPa［gage］）の警報が発信した。これに伴い全ての ECCS ポンプの自動起動信号が発信したが、HPCS ポンプ、LPCS ポンプ及び RHR ポンプ(A,C)については冷却系（RHRC(A, C)、RHRS(A, C)及び EECW(A)）が使用不能であったことから自動起動防止措置（コントロールスイッチ引き保持操作）を行っていたため自動起動はしなかった。RHR ポンプ(B)については「D/W 圧力高」発信時は S/C 冷却のため運転中であった（11 日 15 時 36 分に起動）。

以上のことから、原子炉の冷却機能は維持されていたことから燃料の損傷に至ることはなかった。なお、その後の原子炉水のサンプリング結果において、ヨウ素 131 が検出限界値未満であったことを確認した。

d. 「閉じ込める」機能の状況

原子炉が自動停止した際に発信した「原子炉水位低（L-3）」に伴い、PCIS 及び SGTS は正常に動作し、PCV の隔離及び原子炉建屋の負圧維持が行われた。PCV 圧力は最大で約 38kPa［gage］（D/W 側）まで上昇したが、PCV 最高使用圧力 310kPa［gage］には達しなかった。

また、排気筒放射線モニタや MP の値に異常な変化はなく外部への放射能の影響がないことを確認した。

なお、万が一の PCV 圧力上昇に備え、PCV 耐圧ベントのライン構成（S/C 側の出口弁開操作のワン・アクションを残した状態）を実施した。

e. 使用済燃料プール冷却の状況

SFP の冷却に必要な設備については、地震発生以前は FPC にて SFP の水位をオーバーフロー水位以上に、また、SFP 水温度を約 34℃に保っていたが、地震の影響で FPC ポンプがトリップ（「スキマサージタンク水位低低」又は「ポンプ吸込圧力低」）するとともに、津波の影響により屋外の取水口付近に設置されている常用補機冷却系の SW ポンプ(A,B,C)の浸水や海水熱交換器建屋地下 1 階の RCW ポンプ(A,B,C)が水没したため使用不能となったことから、FPC 熱交換器へ冷却水を供給できず、FPC による SFP 冷却ができなくなった。

これにより、SFP の水温は最大で約 51℃まで上昇したが、3 月 15 日 17 時 42 分より FPC 熱交換器の冷却水を RCW から RHRC に切り替えることで FPC による SFP の冷却を実施し、3 月 16 日 22 時 30 分には SFP の水温が地震発生前と同じ約 34.0℃に復帰した。

以上のことから、SFP については、冷却機能が一時的に失われたものの、原子炉施設保安規定で定める運転上の制限（SFP 水位；オーバーフロー水位付近、水温；65℃以下）を満足することができた。

f. 「電源」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、所内電源系は全て使用可能な状態であったが、津波により海水熱交換器建屋が浸水したことから、非常用電源(P/C 3C-2)が使用不能となった。

また、非常用 DG については、原子炉が自動停止した直後は全台（A 系、B 系及び HPCS 系）使用可能な状態であったが、津波到達後は RHRS(A,C)ポンプ及び EECW(A)ポンプが起動できない状態となったため、DG(A)が使用不能となった。

なお、DG(B)及び DG(HPCS)については使用可能であったことから、外部電源が喪失した場合でも非常用電源(M/C 3D 及び 3HPCS)は、DG(B、HPCS）から受電可能な状態であった。

以上のことから、原子炉及び SFP の冷却に必要な非常用電源は確保されている。

表 付録-3-3 福島第二発電所 3 号機 地震発生後のプラント状況時系列

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	地震発生
１４：４８	原子炉自動停止（「地震加速度大トリップ」発信）、全制御棒全挿入
１４：４８	富岡線 1 回線停止（2 号トリップ、1 号により受電継続）
１５：０５	原子炉未臨界確認
１５：２２	津波第一波確認（以降、17:14 まで断続的に津波確認）
１５：３４	CWP（C）手動停止
１５：３５	DG（A）（B）（H）自動起動／直後に津波の影響により DG（A）停止
１５：３６	RHR（B）手動起動（S/C 冷却モード開始）
１５：３７	MSIV 手動全閉
１５：３８	CWP（B）手動停止
１５：４６	原子炉減圧開始（SRV 自動開）（以降、自動及び手動開閉による炉圧制御）
１５：５０	岩井戸線全停止（2 号停止、1 号は点検のため地震前より停止中）
１６：０６	RCIC 手動起動（以降、起動停止適宜発生）
１６：４８	CWP（A）手動停止
１９：４６	「D/W 圧力高」警報発信（RHR（B）S/C 冷却モードから LPCI モードに自動切替）
２０：０７	RHR（B）LPCI モードから S/C 冷却モードに切替
２０：１２	D/W 冷却系手動起動
２２：５３	MUWC による代替注水開始
２３：１１	RCIC 手動停止（原子炉圧力低下に伴う運転停止）

平成 23 年 3 月 12 日（土）

０：０６	RHR（B）SHC モード構成準備開始
１：２３	RHR（B）手動停止（SHC モード準備のため）
２：３９	RHR（B）手動起動（S/C 冷却モード開始）
２：４１	RHR（B）S/C スプレイモード開始
７：５９	RHR（B）手動停止（S/C 冷却モード及び S/C スプレイモード停止）
９：３７	RHR（B）手動起動（SHC モード運転開始）
１２：０８	PCV 耐圧ベントライン構成開始
１２：１３	PCV 耐圧ベントライン構成完了
１２：１５	原子炉水温度が 100℃未満になり、原子炉冷温停止
１３：３８頃	岩井戸線 1 回線受電（2 号復旧完了）

平成 23 年 3 月 13 日（日）

５：１５頃	岩井戸線 2 回線受電（1 号復旧完了）

平成 23 年 3 月 14 日（月）

２２：０７	MP（No.1）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が

発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

平成 23 年 3 月 15 日（火）

０：１２　MP（No.3）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

１７：４２　FPC 熱交換器冷却水切替（RCW→RHRC）

平成 23 年 3 月 16 日（水）

２２：３０　SFP 水温度約 34℃確認（地震発生前の水温に復帰）

(5) 4 号機

a. 地震発生時のプラント挙動

定格熱出力一定運転中のところ、平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分に発生した三陸沖を震源とする地震により、同日 14 時 48 分、「地震加速度大トリップ」で原子炉が自動停止した。直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認し、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備は、健全で安定した状態であることを確認した。

しかし、地震後の津波（同日 15 時 22 分、第一波到達目視確認）により、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備が浸水するなどし使用不能となった。

また、原子炉の除熱機能の喪失により S/C の冷却ができなくなり、徐々に S/C 水温が上昇し 100℃以上となった。

その後、原子炉の冷温停止及び SFP の冷却に必要な設備の一部を使用可能な状態とするため、浸水した設備の点検・補修を行うとともに、仮設電源による電源供給を実施した。原子炉の除熱機能を復旧した後、S/C 冷却を行うことにより、S/C 水温が 100℃未満となった。これ以降、RHR1 系統により、3 月 15 日 7 時 15 分までに原子炉の水温を 100℃未満の冷温停止状態にするとともに、SFP についても継続的に冷却を行っており、現在においてプラントは安定な状態を維持している。

b. 「止める」機能の状況

地震により、14 時 48 分「地震加速度大トリップ」（原子炉建屋 2 階 動作設定値水平方向：150 ガル）が発信し、直ちに全制御棒が全挿入となった。原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日 15 時 05 分には原子炉が未臨界となった。

3 月 13 日 12 時 43 分に、制御棒 10-19 のドリフト警報が発信し、3 月 14 日 20 時 19 分に一旦クリアしたものの、3 月 14 日 21 時 07 分に再発した。制御棒の位置表示は、「全挿入」状態を示す表示と位置そのものを示す表示があり、警報発生時の制御棒の状態は、「全挿入」表示は点灯していたが、一方で位置そのものを示す表示は消灯していた。

なお、警報発信時において、SRNM の指示に有意な変化はなく、原子炉未臨界は保たれていた。また、制御棒の状態表示は全挿入を示していた。ドリフト警報は継続発信したが、制御棒については 3 月 15 日 16 時 56 分に隔離（バルブアウト）し、動作しないよう処置した。これ以降についても、SRNM の指示に有意な変化はなく原子炉未臨界状態は維持されている。

c. 「冷やす」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、原子炉出力の急激な低下に伴い、炉心内のボイドが減少し、原子炉水位は「原子炉水位低（L-3)」まで下降した。その後の原子炉水位は、原子炉給水系からの給水により ECCS ポンプ及び RCIC の自動起動水位まで低下することなく回復した。

津波の影響により CWP が停止し、それに伴い復水器による主蒸気の凝縮ができなくなること、また、地震の影響による補助ボイラー停止に伴いタービングランドシール蒸気が喪失することに備え、3 月 11 日 15 時 36 分に MSIV を手動全閉とし、SRV にて原子炉の圧力制御を行った。

また、MSIV 全閉に伴い RCIC を同日 15 時 54 分に手動起動し、原子炉へ注水を行った。その後、同日 16 時 11 分に「原子炉水位高(L-8)」にて RCIC が自動停止した以降は、RCIC の手動起動・自動停止にて原子炉の水位を調整した。

津波により海水熱交換器建屋が浸水したこと、運転／停止表示ランプなどから、RHRC ポンプ(A,B,C,D)、RHRS ポンプ(A,B,C,D)及び EECW ポンプ(A,B)が起動できない状態（一部モータ及び電源（P/C 4C-2、4D-2）浸水のため使用不能によるものと後日現場にて確認）と判断した。このため、LPCS ポンプ及び RHR ポンプ(A,B,C)について起動することが不可能となり、原子炉からの残留熱を除去する機能が喪失した。

なお、HPCSC ポンプ及び HPCSS ポンプについては、海水熱交換器建屋内のポンプエリアへの海水の浸水量が他のポンプと比較して少なかったことから、機器への浸水の影響が少なく使用可能な状態であったものと推定される。また、津波による原子炉建屋原子炉棟地下 2 階への浸水もなかったことから、HPCS ポンプについては使用可能な状態であった。

原子炉への注水は、当初は RCIC にて行っていたが、SRV 開操作による原子炉圧力低下に伴う RCIC タービン駆動用蒸気圧力低下のため、3 月 12 日 0 時 16 分に RCIC が自動停止した以降、過酷事故対策として導入された MUWC による代替注水を操作手順書に基づき開始した。その後、津波の影響を受けず使用可能であった HPCS ポンプの起動・停止により原子炉の水位を調整した。

RCIC 運転及び SRV 開に伴い、PCV 内の温度・圧力が上昇したが、RHR ポンプ(A,B)による冷却ができなかったことから、3 月 11 日 19 時 02 分「D/W 圧力高」（設定値：13.7kPa［gage］）が発生した。

これに伴い全ての ECCS ポンプの自動起動信号が発生したが、各 ECCS ポンプについては原子炉への注水は RCIC にて行っていたこと、冷却系（RHRC、RHRS 及び EECW）が使用不能であったことから自動起動防止措置（コントロールスイッチ引き保持操作）を行っていたため自動起動はしなかった。

その後、3 月 12 日 6 時 07 分、S/C 水温が 100℃以上となった。なお、S/C 水温度は最大で約 137℃（3 月 14 日 12 時 30 分）まで上昇した。

S/C 冷却のために 3 月 12 日 7 時 23 分より FCS の冷却器から S/C への冷却水排水ラインを利用して、冷却水（MUWP）を S/C へ注水するとともに、7 時 35 分に MUWC による原子炉への代替注水から S/C スプレイに切替えを行い、PCV の代替冷却を実施した。

なお、MUWC による原子炉代替注水、PCV 代替冷却及び FCS の冷却水（MUWP）による S/C 冷却と並行して、RHRC ポンプ(B)、RHRS ポンプ(D)及び EECW ポンプ(B)の点検・補修(RHRC ポンプ(B)については、電動機を交換）を実施した。また、海水熱交換器建屋が浸水し非常用電源（P/C 4C-2,4D-2）が被水したため、所外から緊急手配した高圧電源車や仮設ケーブルを使用し、外部電源系から受電されている 3 号機熱交換器建屋の非常用電源（P/C3D-2）からの仮設ケーブル敷設・受電、また、高圧電源車からの受電により RHRC ポンプ(B)、RHRS ポンプ(D)及び EECW ポンプ(B)を起動可能な状態に復旧し、3 月 14 日 11 時 00 分より順次起動した。

その後、3 月 14 日 15 時 42 分より RHR ポンプ(B)を起動した。

また、RHR ポンプ(B)にて S/C 冷却を実施した結果、徐々に S/C 水温が低下し、

3 月 15 日 7 時 15 分に S/C 水温度が 100℃未満となった。

さらに、S/C 水の冷却に加え原子炉水を早期に冷却するため、あらかじめ定められた事故時運転操作手順書を参考に実施手順書を作成し、同日 18 時 58 分より RHR ポンプ(B)にて LPCI ラインより S/C 水を原子炉へ注水開始するとともに、SRV を経由して S/C に原子炉水を流入させ、S/C 水を RHR 熱交換器(B)で冷却して再度 LPCI ラインより原子炉に注水する循環ライン（S/C→RHR ポンプ(B)→RHR 熱交換器(B)→LPCI ライン→原子炉→SRV→S/C）による冷却を応急的に実施した。これにより、3 月 15 日 7 時 15 分には原子炉水温度が 100℃未満となり冷温停止となったことを確認した。

以上のことから、原子炉の冷却機能は一時的に失われたものの、原子炉への注水を継続でき、その後の原子炉水のサンプリング結果においてヨウ素 131 が検出限界値未満であったことから、燃料の損傷に至ることはなかった。

d. 「閉じ込める」機能の状況

原子炉が自動停止した際に発信した「原子炉水位低（L-3)」に伴い、PCIS 及び SGTS は正常に動作し、PCV の隔離及び原子炉建屋の負圧維持が行われた。PCV 圧力は最大で約 245kPa［gage］（S/C 側）まで上昇したが、PCV 最高使用圧力 310kPa［gage］には達しなかった。

また、排気筒放射線モニタや MP の値に異常な変化はなく外部への放射能の影響がないことを確認した。

なお、PCV 圧力が上昇傾向にあり、原子炉除熱機能の復旧に時間が掛かることを想定し、PCV 耐圧ベントのためのライン構成（S/C 側の出口弁開操作のワン・アクションを残した状態）を実施した。

e. 使用済燃料プール冷却の状況

SFP の冷却に必要な設備については、地震発生以前は FPC にて SFP の水位をオーバーフロー水位以上に、また、SFP 水温度を約 35℃に保っていたが、地震の影響で FPC ポンプがトリップ（「スキマサージタンク水位低低」又は「ポンプ吸込圧力低」）するとともに、津波の影響により屋外の取水口付近に設置されている常用補機冷却系の SW ポンプ(A,B,C)の被水や海水熱交換器建屋地下 1 階の RCW ポンプ(A,B,C)が水没したため使用不能となったことから, FPC 熱交換器へ冷却水を供給できず, FPC による SFP 冷却ができなくなった。

これにより、SFP の水温は最大で約 62℃まで上昇したが、3 月 15 日 16 時 35 分より FPC 熱交換器の冷却水を RCW から RHRC に切替えて SFP の冷却を実施し、3 月 16 日 17 時 00 分には SFP の水温が地震発生前と同じ約 35.0℃に復帰した。

以上のことから、SFP についても冷却機能が一時的に失われたものの、原子炉施設保安規定で定める運転上の制限（SFP 水位；オーバーフロー水位付近、水温；65℃以下）を満足することができた。

f. 「電源」機能の状況

原子炉が自動停止した直後は、所内電源系は全て使用可能な状態であったが、津波より海水熱交換器建屋が浸水したことから、非常用電源(P/C 4C-2,4D-2)が使用不能となった。

また、非常用 DG については、原子炉が自動停止した直後は全台（A 系、B 系及び HPCS 系）使用可能な状態であったが、津波到達後は RHRS ポンプ(A,B,C,D)及び EECW ポンプ(A,B)が起動できない状態となったため、非常用 DG(A, B)についても使用不能となった。

その後の復旧により、使用不能となった非常用電源(P/C 4D-2)の負荷のうち、原子炉及び SFP の冷却に必要な RHRC ポンプ(B)及び RHRS ポンプ(D)は 3 号機海水熱交換器建屋の非常用電源(P/C 3D-2)からの仮設ケーブル敷設・受電、EECW ポンプ(B)については所外から緊急手配した高圧電源車からの受電により電源を確保した（3 月 14 日実施）。

これにより、非常用 DG(B)が使用可能な状態となったことから、外部電源が喪失した場合でも非常用電源(M/C 4D)は非常用 DG(B)から受電可能となった。

その後、EECW ポンプ(B)の仮設電源を高圧電源車から非常用電源(P/C 4D-1)に切替えを実施した（3 月 29 日切替済み）。

なお、非常用 DG（HPCS）については原子炉自動停止当初から使用可能な状態であり、原子炉及び SFP の冷却に必要な非常用電源は確保されている。

表 付録-3-4 福島第二発電所４号機 地震発生後のプラント状況時系列

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	地震発生
１４：４８	原子炉自動停止（「地震加速度大トリップ」発生）、全制御棒全挿入
１４：４８	富岡線 1 回線停止（2 号トリップ、1 号より受電継続）
１５：０５	原子炉未臨界確認
１５：２２	津波第一波確認（以降、17:14 まで断続的に津波確認）
１５：３３	CWP（C）手動停止
１５：３４頃	非常用 DG（A）（B）（H）自動起動／直後に津波の影響により DG（A）（B）停止
１５：３５	CWP（A）（B）自動停止
１５：３６	MSIV 手動全閉
１５：３６	RHR（B）手動起動（15:41 自動停止）
１５：３７	RHR（A）手動起動（15:38 手動停止）
１５：４６	原子炉減圧開始（SRV 自動開）（以降、自動及び手動開閉による炉圧制御）
１５：５０	岩井戸線全停止（2 号停止、1 号は点検のため地震前より停止中）
１５：５４	RCIC 手動起動（以降、起動停止適宜発生）
１８：３３	原子炉の除熱機能をもつ設備の海水ポンプが起動確認できなかったことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉除熱機能喪失）が発生したと判断
１９：０２	「D/W 圧力高」警報発信
１９：１４	D/W 冷却系手動起動

平成 23 年 3 月 12 日（土）

０：１６	RCIC 自動停止（原子炉圧力低下に伴う運転停止）
０：１６	MUWC による代替注水開始
６：０７	S/C 温度が 100℃以上となったことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）が発生したと判断
７：２３	FCS 冷却水（MUWP）使用による S/C 冷却実施
７：３５	MUWC 使用による S/C スプレイ実施
１１：１７	原子炉注水を MUWC（代替注水）から HPCS に切替
１１：４４	PCV 耐圧ベントライン構成開始
１１：５２	PCV 耐圧ベントライン構成完了
１３：３８頃	岩井戸線 1 回線受電（2 号復旧完了）
１３：４８	HPCS による原子炉注水停止（以降、適宜実施）

平成２３年３月１３日（日）

５：１５頃	岩井戸線 2 回線受電（1 号復旧完了）
１２：４３	制御棒 10－19 ドリフト警報発信

平成 23 年 3 月 14 日（月）

１１：００　EECW（B）手動起動（高圧電源車より受電）
１３：０７　RHRS（D）手動起動（P/C 3D-2 より仮設ケーブル敷設、受電）
１４：５６　RHRC（B）手動起動（モータ交換／P/C 3D-2 より仮設ケーブル敷設、受電）
１５：４２　RHR（B）手動起動（S/C 冷却モード開始）RHR（B）の起動により、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（原子炉除熱機能喪失）発生の解除を判断
１６：０２　RHR（B）S/C スプレイモード開始
１８：５８　RHR（B）LPCI モードにて原子炉へ注水開始（19:20 停止）（以降、起動停止
適宜実施）
２０：１９　制御棒 10－19 ドリフト警報クリア
２１：０７　制御棒 10－19 ドリフト警報発信（以降、継続）
２２：０７　MP（No.1）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第１０条第１項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）

平成 23 年 3 月 15 日（火）
０：１２　MP（No.3）で 5μGy/h を超える放射線量を計測したことから、原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象（敷地境界放射線量上昇）が発生したと判断（線量が上昇した原因は、福島第一における事故に伴い、大気中に放出された放射性物質の影響によるものと推測される）
７：１５　S/C 温度が 100℃未満になったことから、原災法第 15 条第 1 項の規定に基づく特定事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したと判断
７：１５　原子炉水温度が 100℃未満になり、原子炉冷温停止
１６：３５　FPC 熱交換器冷却水切替（RCW→RHRC）

平成 23 年 3 月 16 日（水）
１７：００　SGF 水温度約 35℃確認（当該地震発生前の水温に復帰）

女川原子力発電所の事象の整理

(1) 地震・津波の影響

東北地方太平洋沖地震により、女川 1～3 号機は全て自動停止となった。地震および津波の影響により、一部の設備で被害が認められたものの、外部電源または非常用電源は確保され、冷却設備の多重性、冗長性も有効に機能したことから、原子炉および使用済燃料プールの冷却機能に影響はなく、全号機とも速やかに冷温停止となった。

女川の事象の進展をイベントツリーを用いて図 付録-3-2 に示す。

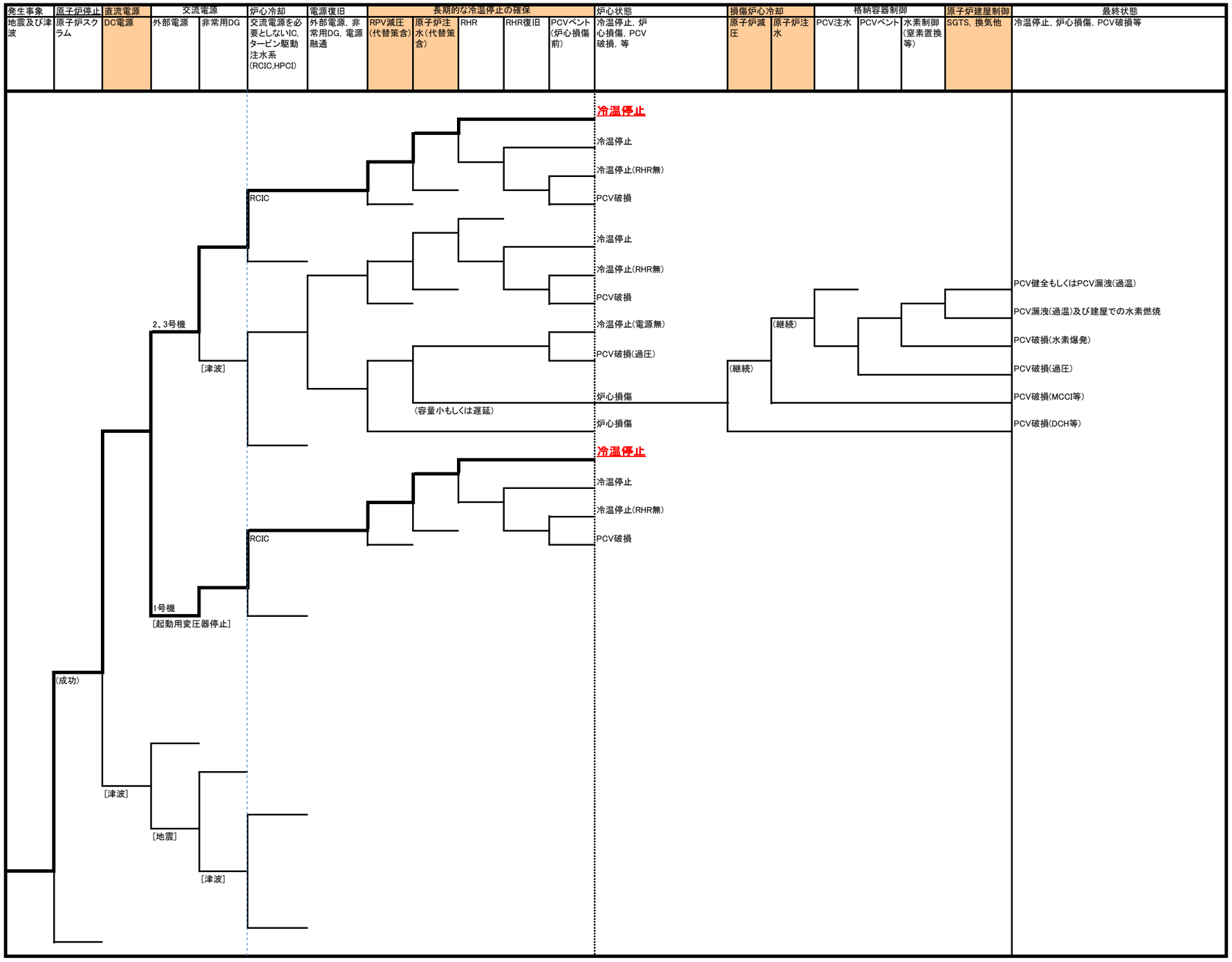


図 付録3-2　女川原子力発電所の事故事象進展イベントツリー

a. 地震の影響

東北地方太平洋沖地震の発電所内観測震度は震度 6 弱であり、1 号機原子炉建屋地下 2 階に設置している保安確認用地震計において、567．5 ガルを観測した。

女川 1～3 号機の原子炉建屋各階で観測された最大加速度値は、耐震設計審査指針の改訂（平成 18 年 9 月）を踏まえ策定した基準地震動 Ss に対する最大応答加速度値を一部上回る階があるものの、ほぼ同等であった。

また、敷地地盤の地震観測記録の応答スペクトルは、基準地震動 Ss の応答スペクトルを一部上回る（地震計より上部の地盤の影響を含む）ものの、ほぼ同等であった。

今回の地震観測記録に基づき地震応答解析を実施し、女川 1～3 号機の原子炉建屋の耐震壁の変形および各階毎の耐震壁に作用したせん断力を評価した結果、原子炉建屋の機能が維持されていることを確認した。

なお、女川には、外部電源として 5 回線（牡鹿幹線 1、2 号線（275ｋＶ系）、松島幹線 1、2 号線（275ｋＶ系）、塚浜支線（66kV 系））が接続されている。地震直後は、東北電力管内の送電線事故に伴う系統保護回路の動作により、松島幹線 2 号 1 回線のみとなったが、3 月 12 日 20 時 12 分に牡鹿幹線 1 号、同日 20 時 15 分に牡鹿幹線 2 号、3 月 17 日 10 時 47 分に松島幹線 1 号、3 月 26 日 15 時 41 分に塚浜支線がそれぞれ復旧している。

b. 津波の影響

地震の後に潮位計で確認された津波の高さは、最大で O.P.＋約 13m＊（3 月 11 日 15 時 29 分）であり、女川の敷地高さ（O.P.＋約 13.8m＊）（地震発生前：O.P.＋約 14.8m）を超えていないことを確認した。

なお、遡上により敷地海側の一部に海水の浸入痕が確認されたが、主要な建屋には到達しなかった。

＊：地震発生後に公表された国土地理院による女川周辺の地殻変動（－約 1m：速報値）を考慮した値

(2) 1 号機

a. 地震発生後のプラント挙動

定格熱出力一定運転中のところ、3 月 11 日 14 時 46 分に発生した地震により、地震加速度大信号が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり、原子炉は自動停止となった。

地震時に発生した常用系メタクラ 6－1A 内での短絡・地絡により、起動用変圧器が停止し、常用系の所内電源が一時的になくなったため、給復水系のポンプが全台停止となったが、速やかに RCIC を起動し、原子炉への給水を行った。

また、起動用変圧器の停止により常用系の所内電源が一時的になくなったことから、原子炉の圧力制御は、復水器ではなく、MSIV を全閉とし、SRV により行った。SRV による原子炉減圧後は、RCIC を停止し、制御棒駆動水圧系（以下、「ＣＲＤ」という）による原子炉への給水を行った。

原子炉の冷却は、RHR により問題なく行われ、3 月 12 日 0 時 58 分、冷温停止となった。

b. 「止める」機能の状況

地震の影響により、地震加速度大信号（「O.P.15.00m鉛直方向感震器動作トリップ」：設定値 100 ガル）が発信し、直ちに全制御棒が全挿入（平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分）となり、原子炉は設計どおり自動停止となり、同日 15 時 05 分に未臨界が確認されている。

c. 「冷やす」機能の状況

地震時に発生した常用系高圧電源盤（メタクラ 6－1A）内での短絡・地絡により、起動用変圧器が停止し、常用系の所内電源が一時的に喪失したため、給復水系のポンプが全台停止となったが、速やかに RCIC を起動し、原子炉への給水を行った。

また、起動用変圧器の停止により常用系の所内電源が一時的になくなったことから、原子炉の圧力制御は、復水器ではなく、MSIV を全閉として SRV により行った。

SRV による原子炉減圧後は、RCIC を停止し、CRD による原子炉への給水を行った。

原子炉の冷却は、RHR により問題なく行われ、3 月 12 日 0 時 58 分に冷温停止となった。

d. 「閉じ込める」機能の状況

原子炉水位低（L－3）信号に伴う PCIS の動作は正常に動作しており、スタックモニタ、放射性廃棄物放出水モニタ、MP の値に異常はなく、外部への放射能の影響はなかった。

e. 使用済燃料貯蔵プールの状況

地震により、3 月 11 日 14 時 47 分に FPC が停止したが、設備に異常のないことを確認し、同日 19 時 30 分頃に再起動した。停止期間中、使用済燃料貯蔵プールの温度に有意な上昇は認められなかった。FPC が停止した原因は、地震の揺れに伴う「スキマサージタンクレベル低低」用レベルスイッチの動作、若しくは地震の揺れに伴う使用済燃料貯蔵プール水位の一時的な低下により、FPC ポンプの吸込み圧力が低下したことによるものと考えられる。

f. 「電源」機能の状況

電源の状態は、松島幹線 2 号線からの外部電源を起動用変圧器を介して所内に受電していたが、3 月 11 日 14 時 55 分、起動用変圧器が停止したため、所内電源がなくなり、設計どおり DG（A）および（B）による非常用母線への受電が行われた。

起動用変圧器停止の原因は、常用メタクラ 6－1A の内部で地絡・短絡が発生（その後、火災に至る）し、起動用変圧器の過電流継電器が動作したためである。

その後、外観目視および絶縁抵抗測定結果より起動用変圧器に異常のないことを確認のうえ、３月１２日２時０５分に起動用変圧器を復旧している。起動用変圧器の復旧後、常用メタクラ 6－1A 以外の常用母線について順次復電した。

なお、起動用変圧器の復旧までにおける原子炉および使用済燃料プールの冷却

に必要な非常用電源は確保されていた。

表 付録-3-5 女川１号機 地震発生後のプラント状況時系列

地震発生前：定格熱出力一定運転

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	東日本大震災発生（発電所内観測震度 震度 6 弱） 鉛直方向地震加速度大 原子炉自動停止
１４：４７	全制御棒全挿入を確認 DG（A）（B）自動起動、FPC ポンプ（A）自動停止
１４：５５	DG（A）、（B）負荷運転開始
１４：５９	RCIC 手動起動
１５：００	RHR ポンプ（A）手動起動（S/P 冷却運転のため）
１５：０１	RHR ポンプ（C）手動起動（S/P 冷却運転のため）
１５：０５	原子炉未臨界確認
１５：０５	RHR ポンプ（B）手動起動（S/P 冷却運転のため）
１５：１２	RHR ポンプ（D）手動起動（S/P 冷却運転のため）
１５：５５	RHR ポンプ（A）、（C）自動停止
１６：１５	RHR ポンプ（A）手動再起動（S/P 冷却運転のため）
１７：１０頃	原子炉減圧開始（SRV 使用）
１８：２９	RCIC タービン自動停止（L－8 による）
１９：３０頃	FPC ポンプ（A）手動起動（燃料プール冷却）
２０：２０	CRD ポンプ（A）手動起動（原子炉への給水）
２１：５６	RHR ポンプ（A）手動停止（SHC 準備（フラッシング）のため）
２３：４６	RHR ポンプ（A）手動起動（SHC モード）

平成 23 年 3 月 12 日（土）

０：５７	原子炉冷却材温度 100℃到達
０：５８	原子炉の状態「冷温停止」
２：０５	起動用変圧器受電（復旧）以降、火災が発生した M/C 6－1A 以外の常用母線を復電

(3) 2 号機

a. 地震発生時のプラント挙動

第 11 回定期検査に伴い、3 月 11 日 14 時 00 分より原子炉起動中のところ、同日 14 時 46 分に発生した地震により、地震加速度大信号が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり、原子炉が自動停止となった。

2 号機は、原子炉の起動を開始したところであり、地震発生直前の状態は原子炉未臨界かつ炉水温度 100℃未満であったことから、3 月 11 日 14 時 49 分、原子炉モードスイッチ「停止」操作により冷温停止となった。

b. 「止める」機能の状態

第 11 回定期検査に伴い、3 月 11 日 14 時 00 分より原子炉起動中のところ、同日 14 時 46 分に発生した地震により、地震加速度大信号（「R/B 下部水平方向地震加速度大トリップ」：設定値 200 ガル）が発信し、直ちに全制御棒が全挿入となり、原子炉が設計どおり自動停止となった。未臨界状態は維持されていた。

c. 「冷やす」機能の状態

第 11 回定期検査に伴い、原子炉起動を開始したところであり、地震発生直前の状態は原子炉未臨界かつ炉心温度 100℃未満であったことから、3 月 11 日 14 時 49 分、原子炉モードスイッチ「停止」操作により冷温停止となった。

なお、地震に伴う津波の影響により、海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が、地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し、RCW B 系および HPCW の 2 系統が機能喪失となったが、RCW A 系が健全であったため、RHR による原子炉の冷却機能に影響はなかった。

d. 閉じ込める

スタックモニタ、放射性廃棄物放出水モニタ、MP の値に異常はなく、外部への放射能の影響はなかった。

e. 使用済燃料貯蔵プールの状況

地震により 3 月 11 日 14 時 47 分、FPC が停止したが、設備に異常のないことを確認し、同日 20 時 29 分に再起動した。停止期間中、使用済燃料プールの温度に有意な上昇は認められなかった。

FPC が停止した原因は、地震の揺れに伴う「スキマサージタンクレベル低低」用レベルスイッチの動作、若しくは地震の揺れに伴う使用済燃料プール水位の一時的な低下により FPC の吸込み圧力が低下したことによるものと考えられる。

なお、津波の影響により、海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が、地下とトレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し、ＲＣＷ Ｂ系およびＨＰＣＷの２系統が機能喪失となったが、ＲＣＷ Ａ系が健全であったことから、ＲＨＲによる原子炉の冷却機能と同様に、FPC による使用済燃料プールの冷却機能に影響はなかった。

f. 「電源」機能の状況

電源の状態としては、松島幹線２号線からの外部電源を起動用変圧器を介して所内に受電しており、所内電源は常に確保されていた。

地震による揺れの影響で発電機界磁喪失信号が発信したことにより、DG（A）、（B）および高圧炉心スプレイ系 DG（以下、「DG（H）」という）が自動起動し、無負荷運転で待機中となった。その後、海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し、RCW B 系および HPCW の２系統が機能喪失となったことにより、DG（B）ならびに DG（H）が自動停止となったが、DG（A）は健全であり、仮に外部電源が喪失した場合でも、原子炉および使用済燃料プールの冷却に必要な非常用電源は確保される状態にあった。

g. ＲＣＷ Ｂ系、ＲＳＷ Ｂ系およびＨＰＣＷの機能喪失

地震による揺れの影響で発電機界磁喪失信号が発信したことにより、非常用 DG（A）、（B）および（H）が自動起動し、無負荷運転となった。その後、15 時 34 分に RCW ポンプ（B）が自動停止し、バックアップで起動した RCW ポンプ（D）も即自動停止したことから、非常用 DG（B）は冷却水の供給がなくなり、15 時 35 分に自動停止した。また、15 時 41 分に HPCW ポンプが自動停止したことから、非常用 DG（H）は冷却水の供給がなくなり、15 時 42 分に自動停止した。

現場確認の結果、R/B 地下３階の非管理区域にある RCW 熱交換器（B）室、HPCW 熱交換器室およびエレベータエリアにアクセスする階段室に海水が流入（深さ約 2.5m）しており、RCW ポンプ（B）、（D）および HPCW ポンプが浸水していること、RCW 熱交換器（A）室にも海水が流入（深さ約 0.5m）していることを確認したことから、20 時 25 分、仮設ポンプにより浸水エリアの海水を屋外へ排水する作業を開始し、3 月 16 日 10 時 30 分に排水を完了した。

また、地震後のパトロールの結果、屋外にある海水ポンプ室の原子炉補機冷却海水系（以下、「RSW」という）ポンプ（B）エリアが浸水しており、同エリアに設置している RSW ポンプ（B）および（D）も浸水している可能性があることを確認した。

海水が浸水もしくは浸水の可能性がある RCW ポンプ（B）、（D）、RSW ポンプ（B）、（D）、HPCW ポンプの各モータおよび浸水した電動弁駆動部を工場で点検した結果、一部絶縁抵抗測定値が判定値を満足していたものの、いずれも分解点検で錆等が確認されたことから、当該ポンプは原子炉施設の安全を確保するために必要な機能を満足していないと判断した。

本事象は、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則第 19 条の 17 第１項第３号に基づく報告事象である。

津波の引き波対策として海水ポンプ室内の RSW ポンプ（B）エリアに CWP 自動停止用の水位計（以下、「当該水位計」という）を追設（平成 14 年）した際、津波の押し波による影響に対して、設置場所の選定にあたっての考慮および止水処置が不十分であった。

このため、地震に伴う津波による海水が取水路側から当該水位計設置箱を経由して海水ポンプ室内に流入し、RSW ポンプ（B）エリアが浸水するとともに、地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部にまで流入した結果、RCW B 系、RSW

B 系および HPCW が機能喪失に至ったものと推定した。

なお、当該水位計は 1 号機および 3 号機にも設置されているが、設置エリアが異なる（除塵装置室）ため、RCW 系等への被害はなかった。

また、除塵装置室にも海水が流入した痕跡はあったが、当該水位計収納箱の蓋は外れていなかったことから、同エリアでは当該水位計の手前にある除塵装置の開口部から海水が流入したものと推定した。

RCW（B）系、RSW（B）系および HPCW の機能喪失に関する再発防止対策は以下のとおりである。

- 当該水位計を取外し、開口部に止水処理を行った。
  なお、当該水位計については、海水による浸水防止を考慮したエリアへ移設設置する。
- 海水ポンプ室からトレンチへの配管貫通部およびケーブルトレイ貫通部について、補修を実施した。
- 中長期的な対策として、平成 23 年 3 月 30 日付けの経済産業大臣指示文書「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策について（指示）」を受けて取りまとめた女川原子力発電所における緊急安全対策のうち、津波による浸水防止対策である建屋扉の水密性向上や防潮堤、防潮壁の設置を実施していく。

なお、浸水したポンプモータおよび電動弁駆動部については、分解点検結果を踏まえ、補修（洗浄および手入れ等）を行った。

表 付録-3-6 女川２号機 地震発生後のプラント状況時系列

地震発生前：第 11 回定期検査中で、地震発生直前に「起動」

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：００	原子炉モードスイッチ「燃料取替」→「起動」（原子炉の状態「起動」）
	制御棒引き抜き開始
１４：４６	東日本大震災発生（発電所内観測震度 震度 6 弱）
	R/B 下部水平方向地震加速度大 原子炉自動停止
１４：４７	全制御棒全挿入を確認
	非常用 DG（A)、(B)、(H）自動起動
	※発電機界磁喪失信号発信による
	FPC ポンプ（B）自動停止
１４：４９	原子炉モードスイッチ「起動」→「停止」
	（原子炉の状態「冷温停止」）
１５：３４	RCW ポンプ（B)、(D）自動停止（ポンプ浸水による）
１５：３５	非常用 DG（B）自動停止（RCW（B)、(D）停止による）
１５：４１	HPCW ポンプ自動停止（ポンプ浸水による）
１５：４２	非常用 DG（H）自動停止（HPCW 停止による）
２０：２９	FPC ポンプ（A）手動起動（燃料プール冷却）

平成 23 年 3 月 12 日（土）

１２：１２	RHR ポンプ（A）手動起動（SHC モード）

表 付録-3-7 女川２号ＲＣＷ Ｂ系、ＲＳＷ Ｂ系 およびＨＰＣＷに関する時系列

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：００	原子炉起動
１４：４６	地震発生（発電所内観測震度 震度６弱）
	原子炉自動停止
	非常用 DG（A)、(B)、(H)自動起動(無負荷運転)
１４：４９	大津波警報発令
１５：２１頃	津波第一波（運転員による目視での確認時刻）
１５：３４	RCW ポンプ(B)自動停止
	RCW ポンプ(D)自動停止(バックアップ起動後、即停止)
１５：３５	非常用 DG(B)が「RCW 差圧低」信号により自動停止
１５：４１	HPCW ポンプ自動停止
１５：４２	非常用 DG(H)が「HPCW差圧低」信号により自動停止
１６：００頃	現場確認に向かった運転員が、R/B の非管理区域の最地下階 RCW 熱交換器（B）室および HPCW 熱交換器室にアクセスするための階段(２箇所)の地下３階部および、RCW 熱交換器（A）室に浸水を確認
１６：０１	RSW ポンプ(B）手動停止（RCW　B 系浸水のため)
１６：０６	HPSW ポンプ手動停止（HPCW 系浸水のため)
２０：１２頃	侵入した水を分析した結果、放射能は検出されず、海水と判明
２０：２５	仮設ポンプを設置し、R/B（非管理区域）地下３階に流入した海水を屋外へ排水開始

平成 23 年 3 月 16 日

１０：３０	流入した海水の排水完了

(4) 3 号機

a. 地震発生時のプラント挙動

定格熱出力一定運転中のところ、3 月 11 日 14 時 46 分に発生した地震により、地震加速度大信号が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり、原子炉は自動停止となった。

津波の影響により、海水ポンプ室水位極低信号が発信され、CWP が停止するとともに、熱交換器建屋の海水ポンプエリアに流入した海水による浸水で、タービン補機冷却海水系（以下、「TSW」という）ポンプが停止した。このため、冷却水の供給がなくなったため原子炉給水ポンプを全台手動停止し、RCIC を起動して原子炉への給水を行うとともに、復水器による主蒸気の凝縮ができなくなったことから、MSIV を全閉とし、SRV により原子炉の圧力制御を行った。

原子炉減圧に伴う RCIC 停止以降は、CRD により原子炉へ給水を行い、その後の原子炉の冷却は、RHR により問題なく行われ、3 月 12 日 1 時 17 分、冷温停止となった。

b. 「止める」機能の状況

定格熱出力一定運転中のところ、3 月 11 日 14 時 46 分、地震加速度大信号（「R/B 下部鉛直方向地震加速度大トリップ」: 設定値 100 ガル）が発信し、14 時 47 分には全制御棒が全挿入となり、原子炉は設計どおり自動停止となり、同日 14 時 57 分 原子炉の未臨界が確認された。

c. 「冷やす」機能の状況

津波の引き波により、海水ポンプ室水位極低信号が発生し、CWP が設計どおり停止した。また、津波により熱交換器建屋の海水ポンプエリアに流入した海水の浸水で TSW ポンプが停止した。このため、冷却水の供給がなくなった原子炉給水ポンプを全台手動停止し、RCIC にて原子炉への給水を行うとともに、復水器による主蒸気の凝縮ができなくなったことから、MSIV を全閉とし、SRV により原子炉の圧力制御を行った。

原子炉減圧に伴う RCIC 停止以降の原子炉への給水は、サプレッションプール水を水源とした ECCS、および復水貯蔵槽を水源とした MUWC 等があったが、プラント停止に伴う崩壊熱の減少、および原子炉の水質維持を考慮して復水貯蔵槽を水源とした MUWC により原子炉への給水を行った。

原子炉の冷却は、RHR により問題なく行われ 3 月 12 日 1 時 17 分に冷温停止となった。

d. 「閉じ込める」機能の状況

スタックモニタ、放射性廃棄物放出水モニタ、MP の値に異常はなく、外部への放射能の影響はなかった。

e. 使用済燃料貯蔵プールの状況

地震により 3 月 11 日 14 時 47 分、FPC が停止したが、設備に異常のないことを確認し、15 時 23 分に再起動した。停止期間中、使用済燃料プールの温度

に有意な上昇は認められなかった。

FPC が停止した原因は、地震の揺れに伴う「スキマサージタンクレベル低低」用レベルスイッチの動作、若しくは地震の揺れに伴う使用済燃料プール水位の一時的な低下により FPC の吸込み圧力が低下したことによるものと考えられる。

f. 「電源」機能の状況

電源の状態は、外部電源を松島幹線 2 号線から起動用変圧器を介して所内に受電しており、所内電源は常に確保されていた。また、非常用 DG は全て健全であり、仮に外部電源が喪失した場合でも、原子炉および使用済燃料プールの冷却に必要な非常用電源は確保される状態にあった。

表 付録-3-8 女川３号機 地震発生後のプラント状況時系列

地震発生前：定格熱出力一定運転

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	東日本大震災発生（発電所内観測震度 震度 6 弱）
	R/B 下部鉛直方向地震加速度大 原子炉自動停止
１４：４７	全制御棒全挿入を確認
１４：５７	原子炉未臨界確認
１５：２６	RCIC 手動起動（原子炉への給水）
１５：２８	RSW ポンプ（D）手動起動（S/P 冷却運転）
１５：３０	RCW ポンプ（B）手動起動（S/P 冷却運転）
１５：３０	RHR（B）手動起動（S/Ｐ冷却運転）
１５：４３	RSW ポンプ（C）手動起動（S/P 冷却運転）
１５：４４	RHR（A）手動起動（S/Ｐ冷却運転）
１５：４５	RCW ポンプ（A）手動起動（S/P 冷却運転）
１６：４０	原子炉減圧開始（SRV 使用）
	RCIC タービン停止（L－8 による）
１６：５７	RCIC 手動起動（原子炉への給水）
２１：４４	RHR ポンプ（A）手動停止（SHC 準備）
２１：４５	RCIC タービン手動停止
２１：５４	MUWC による注水（原子炉への給水）
２３：５１	RHR ポンプ（A）手動起動（SHC モード）

平成 23 年 3 月 12 日（土）

１：１７	原子炉冷却材温度 100℃未満（原子炉の状態「冷温停止」）

東海第二発電所の事象の整理

(1) 地震・津波の影響

東海第二は、定格熱出力一定運転中であったところ、3 月 11 日 14 時 48 分に地震によるタービン軸受振動大でのタービントリップにより原子炉が自動停止した。地震発生直後、3 回線ある外部電源が全て喪失したが、非常用 DG3 台が起動したことにより非常用機器への電源は確保された。原子炉自動停止直後は、RCIC 及び HPCS により原子炉水位は通常水位で保たれるとともに、SRV により原子炉圧力は制御された。原子炉停止後の崩壊熱は、RHR のサプレッションプール冷却により除去した。

その後、津波の影響により非常用 DG2C 冷却用海水ポンプが自動停止し非常用 DG2C は使用できなくなったが、残り 2 台の非常用 DG により非常用電源は確保し、原子炉及び SFP の冷却機能に影響はなく、3 月 15 日 0 時 40 分に原子炉を冷温停止した。

東海第二の事象の進展をイベントツリーを用いて図 付録-3-3 に示す。

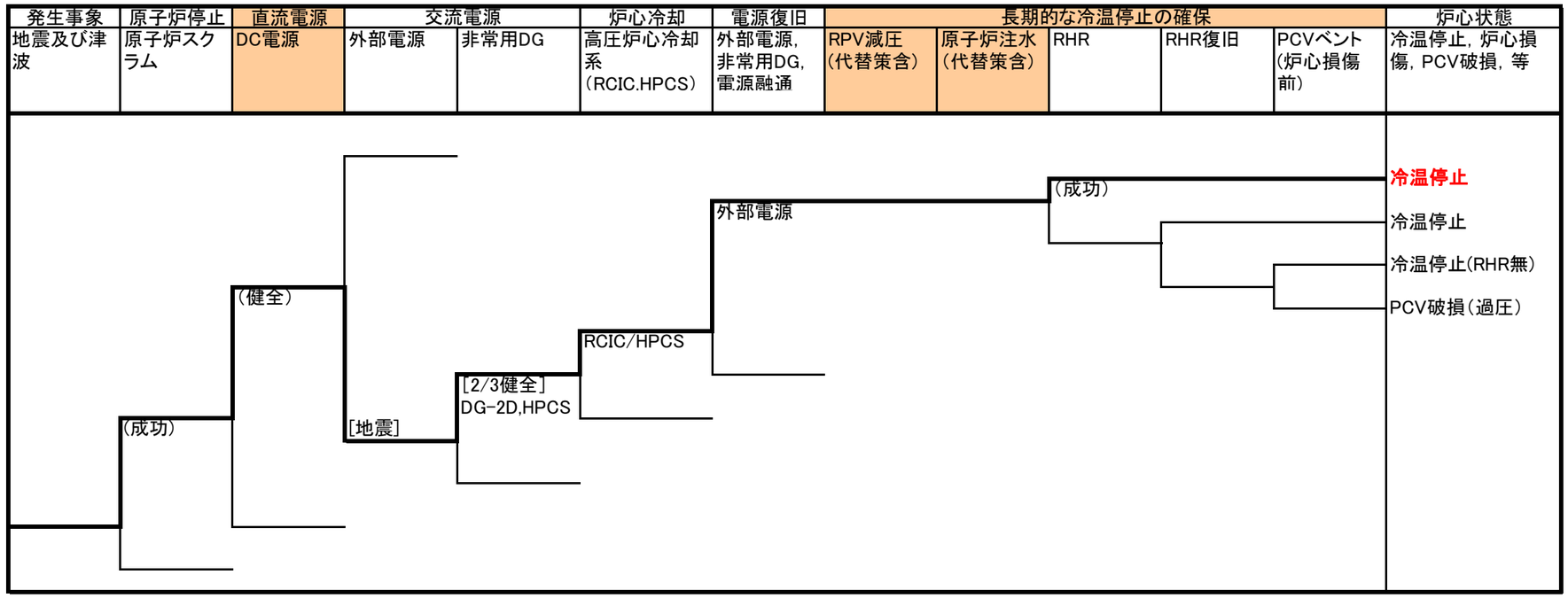


図 付録3-3　東海第二発電所の事故事象進展イベントツリー

a. 地震の影響

地震の震度（東海村東海）は震度 6 弱であり、原子炉建屋地下 2 階に設置している地震観測記録の最大加速度は、南北方向 214 ガル、東西方向 225 ガル、上下方向 189 ガルを観測した。

原子炉建屋各階で観測された最大加速度値は、耐震設計審査指針の改訂（平成 18 年 9 月）を踏まえ策定した基準地震動 Ss に対する最大加速度を下回っていることが確認された。なお、地震観測記録の応答スペクトルにおいて、基準地震動 Ss の応答スペクトルを局所的に上回っている記録が観測されたが、耐震設計上重要な設備の固有周期が集中する周期帯を含むほとんどの周期帯で基準地震動 Ss の応答スペクトルを下回る解析結果が得られている。

地震直後、外部電源 3 回線（275kV 系並びに 154kV 系）は喪失した。その後、3 月 13 日に 154kV 系が復旧し、3 月 17 日に 275kV 系 1 回線、更に 4 月 27 日に 275kV1 回線が復旧し、全ての外部電源が復旧した。

b. 津波の影響

地震の際に、津波による取水口エリアの浸水状況を確認した結果、15 時 35 分頃、取水口エリア標高※+3.3m 程度（地震発生前の標高）が約 1m（浸水高さはいずれも監視カメラの映像を元に概算）浸水していることを確認した。

更に 16 時 51 分頃にも取水口エリアが約 2m 浸水していることを確認するとともに、その後も取水口エリアが複数回浸水（1m 以下）していることを確認した。

現場調査による痕跡等の確認結果から、東海第二における津波遡上高は、標高※+5.3m 程度（地殻変動調査後の標高）であったと推定され、東海第二の敷地高さ（標高※+8.0m（地震発生前の標高））を超えていないことから、主要な建屋には津波は到達しなかった。

なお、敷地海側の海水ポンプエリア（標高※+3.3m（地震発生前の標高））の周囲に津波が到達したが、南北の海水ポンプ室側壁は、津波対策により標高※+6.1m（地震発生前の標高）の側壁により上部からの浸水はなかったが、北側ポンプ室は、側壁貫通部の封止工事中であったことから、貫通部からの浸水が発生した。

※：東京湾平均海面（T.P.）を標高の基準としている（地殻変動による地盤の沈降は考慮していない）。

(2)「止める」機能の状況

地震の影響によりタービン軸受の振動が増加し、タービン軸受振動大の信号によりタービンがトリップし、原子炉自動停止に至った。

全制御棒は正常に全挿入（3 月 11 日 14 時 48 分）され炉心は未臨界となった。

(3)「電源」機能の状況

3 系統ある外部電源は地震発生時に喪失したが、非常用 DG3 台（2C、2D、HPCS）が自動起動し非常用電源母線へ電源が供給された。

その後、津波による北側ポンプ槽への海水浸入により、非常用 DG 海水ポンプ（2C）が停止した。このため、非常用 DG2C が使用不能となり非常用交流電源母線 2C が停電した。

非常用交流電源母線 2D と HPCS 母線は引き続き電源確保され、非常用機器へ

の電源供給は維持された。

また、非常用直流電源は非常用電源母線よりバッテリーへ充電するとともに直流電源負荷へ供給した。なお、停電した非常用交流電源母線 2C につながる直流電源は、健全な非常用交流電源母線からの電源供給に切替わってバッテリーへ充電したことから、直流電源が喪失することはなかった。

(4) 「冷やす」機能の状況

原子炉停止直後の水位変動により、ECCS の 1 つである HPCS、RCIC が自動起動し原子炉が高圧状態での原子炉への注水機能が確保され、原子炉水位は、通常水位に保たれた。その後の原子炉水位維持は、RCIC（水源は、当初は CST、後にサプレッションプール）により実施し、原子炉圧力の制御は、SRV により実施した。

また、原子炉スクラム後の崩壊熱除去のため、RHR を手動起動し、サプレッションプールの冷却を開始した。

なお、北側ポンプ槽内に設置してある非常用ディーゼル発電機海水ポンプ（2C）以外の RHR 海水系ポンプ（A）及び（C）、補機冷却海水系ポンプ（A）及び（C）は電動機下部付近まで浸水したが機能への影響はなかった。

(5) 「閉じ込める」機能の状況

原子炉スクラム直後の水位変動（低下）により、格納容器隔離系が正常に作動したことで、格納容器が隔離された。

また、同様に、原子炉スクラム直後の水位変動（低下）により、原子炉建屋が自動隔離され、原子炉建屋の換気系が通常の換気系から非常用ガス再循環系／SGTS へ正常に切り換わった。

(6) 使用済燃料プール冷却の状況

使用済燃料プールは、地震によるスロッシングにより、使用済燃料プール水位警報（「FUEL POOL LEVEL HI/LO」）が発報するとともにプールの周囲に溢水が発生したため、通常の水位から約 20cm 低下した。

そのため、CST 水による使用済燃料プールへの水張りを行った。

なお、水位は低下したものの、使用済み燃料プールに保管されている使用済み燃料は、十分冠水されている状態（燃料頂部+約 7m）が継続されていた。

使用済燃料プール冷却浄化系は、外部電源喪失で停止していたが、健全な非常用 DG2D からの給電によって冷却を再開した。

(7) 津波による北側ポンプ槽への海水浸入原因と対策

非常用海水ポンプ槽については、標高※+約 5.7m（地震発生前の標高）の津波対策として標高※+6.1m（地震発生前の標高）の仕切り壁を設置しており、3 月 11 日時点においては、ポンプ槽の止水工事中であった。

今回発生した標高※+約+4.8～5.3m（地殻変動調査後の標高）の津波は、標高※+6.1m（地震発生前の標高）の仕切り壁を下回るものであったものの、止水工事が終了していない以下の 2 ヶ所から北側ポンプ槽に海水の浸水が発生した。

なお、南側ポンプ槽は止水工事が完了していた。

① 北側ポンプ槽と ASW ストレーナエリア間の開口（排水溝）

② ケーブルピットの非密閉構造

このため、これら 2 ヶ所について、コンクリート打設による閉塞措置を実施した。

※：東京湾平均海面（T.P.）を標高の基準としている。

表 付録-3-9　東海第二発電所 地震発生後のプラント状況時系列

地震発生前：定格熱出力一定運転

平成 23 年 3 月 11 日（金）

１４：４６	地震発生（発電所内観測震度 震度 6 弱）
１４：４８	タービン軸受け振動大タービン自動停止によりタービン主蒸気止め弁閉で原子炉自動自動停止
１４：４８	全制御棒全挿入を確認
１４：４８	PCIS 作動
１４：４８	HPCS 自動起動
１４：４９	RCIC 自動起動
１４：５２	HPCS 注水弁自動閉及び RCIC 自動停止（原子炉水位高（Ｌ－8）による）
１５：０１	残留熱除去 A 系にてサプレションプール冷却運転開始（手動）
１５：１０	原子炉未臨界確認
１５：３６	RCIC 手動起動（原子炉への給水）
１６：４０	残留熱除去 B 系にてサプレンションプール冷却運転開始（手動）
１９：０１	非常用ディーゼル発電機海水ポンプ 2C 自動停止
１９：２１	残留熱除去Ａ系にてサプレンションプール冷却運転停止（手動）
１９：２２	非常用 DG2C 手動停止
２１：５２	原子炉減圧開始（SRV を間欠に使用）

平成 23 年 3 月 12 日（土）

１１：３７	原子炉水位を RCIC から HPCS による原子炉水位制御へ切替え
１３：１１	RCIC 手動停止（原子炉圧力低下に伴う）

平成 23 年 3 月 13 日（日）

１９：４１	所内電源を外部予備電源（154ｋV）系より順次受電開始

平成 23 年 3 月 14 日（月）

２３：４３	残留熱除去 A 系にて停止時冷却モードによる運転開始

平成 23 年 3 月 15 日（火）

０：４０	原子炉冷却材温度 100℃未満（原子炉の状態「冷温停止」）

平成 23 年 3 月 17 日（木）

１５：４７	275ｋV　東海原子力線 1 号充電

平成 23 年 3 月 22 日（火）

２２：１０	非常用 DG2C 待機（海水ポンプ 2C 点検完了）

平成 23 年 4 月 27 日（水）

１６：２９	275ｋV　東海原子力線 2 号充電

付録-4　今後の検討課題

本報告書では、福島第一の事故の初期の段階を調査し、原因分析を行い、事故から教訓を抽出して有効と思われる対策を立案しまとめあげた。

しかし、各国の安全性向上への取組みに関する情報収集・分析、福島第一の事故収束に向けた対応あるいは国・自治体との協議が必要であり今回の検討対象に含まれなかった案件など、今後、原子力産業界として原子力発電所の一層の安全性向上のために検討すべき項目を整理しておくこととしたものである。

以下、今後の検討課題を示す。

・ 地震と複合して発生する火災への対策
　火災に関しては、プラント固有の安全を確保するために、これまでいろいろな検討を産業界で行い対策も講じているが、今回の地震の知見から新たな課題が見つかれば、検討を進めることとする。

・ 地震と複合して発生する溢水への対策
　溢水に関しては、新潟沖地震以降、安全系の機器に対する影響の評価や防護対策を検討してきたが、今回の地震の知見から新たな課題が見つかれば、検討を進めることとする。

・ 津波と複合して発生する火災への対策
　過去の津波の経験では、火災が発生し二次的被害が発生している事例が認められるとのことである。発電所で燃料タンク等火災源となり得るものに対する津波時の配慮が必要であり、どのような対策が有効であるか検討する。

・ テロの攻撃による施設破壊への対策
　米国では、2001 年の 9.11 テロ以降、原子力発電所へのテロに対して各種取組みを行なっている。わが国でも、今後、テロによる大規模な施設破壊に対して、原子力発電所の「止める」「冷やす」「閉じ込める」機能をどのようにして確保していくか検討を進める必要がある。

・ 防災対策の強化
　今回の福島第一の事故では、従来の防災計画で考慮していた影響範囲以上に放射性物質の放出・拡散が起こった。今回の事故に鑑み、防災計画の抜本的な見直しが必要であり、原子力発電所を所有する立場で、見直される内容に合わせた具体的な対策の実現に努める。

・ 安全文化への取り組みの見直し
　「なぜ想定をはるかに超える津波が到来することを考えて予め対策を講じることができなかったのか」、「なぜ長期間の電源喪失を想定した対策を考えていなかったのか」など産業界として、今回の事故を防ぐことができなかったのはなぜかを真摯に反省し、事故の再発防止に向けて、安全文化への取組みに反映して行かな

ければならない。

・ PSA への取組み

これまで、産業界では地震 PSA などの議論を積み重ねてきたが、今回の事故は改めて PSA 手法による自然事象へのアプローチの重要性を認識させるものであった。検討を加速させて、各種の PSA 評価手法を確立し、適宜それぞれの原子力発電所の評価を実施し、強化すべきポイントを認識して対策を講じていくことが望まれる。

・ 人材育成への取組み

現時点で、今回の事故から産業界としてどのような人材育成策が必要というような教訓を直接的には見つけることはできない。今後、原子力発電所の安全性向上及び原子力防災の観点から、産業界として人材育成のために必要な施策があるか検討し、体系的で広範な人材確保、育成のシステムの構築を検討する。また、少なくとも、今回の事故で得られた教訓や新たに実施する各種対策に関する教育は必要であり、それらが持続する仕組みは必要と思われる。

・ 複数炉立地における課題への取組み

現時点で、複数炉立地による具体的な事故対応への影響の程度や問題点は、３号機で発生した水素が排気ラインから 4 号機に回り込み爆発を起こした件以外は見えていない。

４号機の爆発を受けて、独立性という観点で、他に同様の系統がないかは今回の教訓からの対策として検討することとしている。

今後、事故調査の過程で複数立地炉に関するこれまで以上の情報が出てくれば、複数炉立地に関する教訓の抽出、具体的な対策の検討を進めることとする。

なお、要員配置などについては、複数号機の同時事故を想定した訓練を通して、必要に応じて見直されていくものと考えている。

・ 事故処理に関する知見への取組み

現在、まだ事故終息に向けて各種作業が継続して行なわれているが、例えば、滞留水の処理に関しても、発生、環境への漏えい防止、管理、処理など一連のプロセスの中に種々の教訓があり、これらへの取組みは中長期的課題として取組むべきと思われる。

・ 格納容器フィルターベント

今回の事故を踏まえて、格納容器加圧破損防止のための格納容器ベント実施の必要性・重要性が増しており、この格納容器ベント実施に際しては、特にシビアアクシデント環境下を考慮した場合に、放射性物質放出による周辺環境への影響が懸念される。

このような中、海外（欧州）では、シビアアクシデント対策の一つとして、大気への多量の放射性物質放出抑制のために、格納容器フィルタベントを設置している国があるが、日本では、格納容器フィルタベントを設置していない。

今回の事故では、放射性物質の放出経路が未だ分かっておらず、格納容器フィルタベントを設置したとしても、多量の放射性物質放出を回避できたかどうかは現

時点では不明であるが、周辺環境への影響緩和効果の一方策として、格納容器フィルタベントの設置の是非について検討していく必要がある。

付録-5　政府報告書、NRC タスクチーム報告書との対比

今回の検討に際しては、産業界として可能な限り推定を抑え現時点で明確な事実を基に、直接要因、間接要因の両面から事故の再発防止のために対応すべき項目を広く抽出したものである。また、福島第一の事故の進展から得られる教訓以外にも、今後、産業界として更なる検討が必要と考える課題を掲げ、検討の継続を表明した。

一方、平成 23 年 6 月の原子力安全に関する IAEA 閣僚会議にて報告された日本国政府報告書の中で、事業者、国、自治体が取り組むべき 28 項目の教訓をまとめている。これら 28 項目に対する産業界の考え方を明確にするため、産業界がまとめた教訓との対比を行い付録-5.1 にまとめた。

また、米国 NRC タスクチームが、福島第一の事故に関する調査・検討を行いまとめた報告書「21 世紀における原子炉安全を高めるための勧告」の中で、規制側への要求事項も含め、12 項目の勧告がなされている。こちらについても、同様に今回の検討結果との対比を行い、追加で課題となるものがないかの確認を行い、付録-5.2 としてまとめた。

付録-5.1 福島第一原子力発電所事故に関する IAEA への政府報告書の 28 項目の教訓と本報告書の対策との比較

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
シビアアクシデントの防止策	(1)地震・津波への対策強化	今回の地震は複数震源の連動による極めて大規模なものであった。その結果，福島第一原子力発電所においては，原子炉建屋基礎盤上で観測された地震動の加速度応答スペクトルが，設計の基準地震動の加速度応答スペクトルに対して，一部の周期帯で超えた。地震によって外部電源に対して被害がもたらされた。 原子炉施設の安全上重要な設備や機器については，現在までのところ地震による大きな損壊は確認されていないが，詳細な状況についてはまだ不明であり更なる調査が必要である。 福島原子力発電所を襲った津波については，設置許可上の設計及びその後の評価による想定高さを大幅に超える 14～15m の規模であった。この津波によって海水ポンプ等の大きな損傷がもたらされ，非常用ディーゼル電源の確保や原子炉冷却機能の確保ができなくなる要因となった。手順書においては，津波の侵入は想定されておらず，引き波に対する措置だけが定められていた。このように津波の発生頻度や高さの想定が不十分であり，大規模な津波の襲来に対する対応が十分なされていなかった。 設計の考え方の観点からみると，原子力発電所における耐震設計においては，考慮すべき活断層の活動時期の範囲を 12～13 万年以内（旧指針では 5 万年以内）とし，大きな地震の再来周期を適切に考慮するようにしており，さらにその上に，残余のリスクも考慮することを求めている。これに対して，津波に対する設計は，過去の津波の伝承や確かな痕跡に基づいて行っており，達成するべき安全目標との関係で，適切な再来周期を考慮するような取組みとはなっていなかった。 このため，地震の想定については，複数震源の連動の取扱いを考慮するとともに，外部電源の耐震性を強化する。津波については，シビアアクシデントを防止する観点から，安全目標を達成するための十分な再来周期を考慮した津波の適切な発生頻度と十分な高さを想定する。その上で，この十分な高さを想定した津波による敷地への浸水影響を防止する構築物等の安全設計を，津波のもつ破壊力を考慮に入れて行う。さらに深層防護の観点から，策定された設計用津波を上回る津波が施設に及ぶことによるリスクの存在を十分認識して，敷地の冠水や遡上波の破壊力の大きさを考慮しても重要な安全機能を維持できる対策を講じる。		地震と津波の評価については，今回のデータから得られた知見を元に，以下のような評価条件の追加を行う。 ・ 基準地震動 Ss 策定は現状の考え方でもほぼ満足の行くものと考えられるが，更なる安全性の確保のためには，複数震源の連動を考慮する ・ 地震に伴い到来する津波高さの評価の際に，今後はプレート境界での波源として複数震源の連動を考慮するとともに震源断層のすべり量を大きく設定する必要性を検討する 外部電源に関しては，NISA 指示文書「原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について」に基づき，信頼性確保のための措置（回線接続，鉄塔強化，開閉所浸水対策）を行っている。 想定される津波高さを評価し，敷地内への津波の浸入に対する防御を行うが，更に，以下のとおり重層的な対策を講じて，安全設備の機能の確保を図る。 津波の襲来による敷地内への浸入に関して対策を行う。具体例を以下に示す。 ・ 安全上重要な電源設備の配置に注意を図り，津波による浸水に備える一方，防潮堤（防潮壁）または防波堤を設置する，または重層的防護の観点から重要設備に防護壁等を設置する ・ 漂流物となって緊急時対応に支障をきたす可能性のあるタンク等の津波に対する防護（防護壁など）。漂流物除去のための重機の配備 更に，建屋内への浸入に対する防御として対策を講じる。具体例を以下に示す。 ・ 敷地高さを超える津波に対し，浸水高さに応じて建屋の外扉や給気口等の開口部及び貫通部のシール性の向上等浸水防止対策を実施する。 ・ 敷地高さを超える津波に対し，安全上重要な設備の浸水防止が必要な地下階へ通じる扉及び地下階の扉の水密性を向上させる等の対策を行い，浸水の影響を限定する。 ・ 早期復旧のため，建屋内に浸水した海水を排水する可搬式の排水ポンプ等を配備する ・ 津波の波力の影響については，海側に面した外扉等の津波の影響を直接受ける箇所に対して配慮する また，海水ポンプに対しても津波対策を講じる。 ■本報告書記載箇所 4.6　地震・津波に対する備え ■対策例 地震津波に対する備え　①～⑨
	(2)電源確保	今回の事故の大きな要因は必要な電源が確保されなかったことである。その原因は，外部事象による共通原因故障に係る脆弱性を克服する観点から電源の多様性が図られていなかったこと，配電盤等の設備が冠水等の厳しい環境に耐えられるもの	・ 外部電源からの受電による信頼性向上の観点から各号機と複数の電源線のすべての回線との接続，送電鉄塔（電源線）の強化，	電源の確保という観点からは，まず外部電源を確保し，それが駄目な場合は，非常用 DG から電源を供給するように設備を設置している。しかし，今回はこれらの備えが機能喪失した。

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
		になっていなかったことなどがあげられる。さらに電池の寿命が交流電源の復帰に要する時間に比べて短かったこと，外部電源の回復に要する時間の目標が明確でなかったことなどもあげられる。 　このため，空冷式ディーゼル発電機，ガスタービン発電機など多様な非常用電源の整備，電源車の配備等によって電源の多様化を図ること，環境耐性の高い配電盤等や電池の充電用発電機を整備することなどにより，緊急時の厳しい状況においても，目標として定めた長時間にわたって現場で電源を確保できるようにする。	開閉所の浸水対策を指示した。 ・ 蓄電池の大容量化や既設バックアップ電源からの充電確保，浸水により機能が全喪失しないよう安全上重要な制御機器や電源盤を上層階・高台に設置するなど分散配置，開閉所設備の耐震性強化，非常用電源確保に必要な燃料油の調達体制の整備など緊急時の電源確保に必要な対策について事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 今後の取組みとして，蓄電池の大容量化や非常用電源の燃料タンクの耐震性強化なども計画している。	そこで，まず外部電源の信頼性を向上させる。 ①外部電源は，NISA 指示文書「原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について」に基づき，電源の信頼性確保のための措置（回線接続，鉄塔強化，開閉所浸水対策）に対応している。 次に，非常用 DG が機能喪失をした場合を想定して準備する。 ②非常用 DG のバックアップ電源として，電源車又は大容量電源を配備（必要な燃料含む）により電源の多様化を図ることとし，電源盤については浸水対策により津波襲来に備えている。なお，電源車は，津波影響を受けない高台に配備している。また，直流電源に関しても別途，喪失時に対する対策を講じることとしている。 ③蓄電池は，電源車からの充電ルートを確保するとともに，浸水対策により津波襲来に備えている。 これら重層的な対策により，確実な電源確保が図られる。 ■本報告書記載箇所 4.7.1 全交流電源喪失及び直流電源喪失 ■対策例 電源の準備　①～⑥
	(3)原子炉及び格納容器の確実な冷却機能の確保	今回の事故において，海水ポンプの機能喪失によって，最終の熱の逃し場（最終ヒートシンク）を失うことになった。注水による原子炉冷却機能が作動したが，注水用水源の枯渇や電源喪失により炉心損傷を防止できず，また格納容器冷却機能も十分に働かなかった。その後も原子炉の減圧に手間取り，さらに減圧後の注水においても，消防車等の重機による原子炉への注水がアクシデントマネジメント対策として整備されていなかったこともあって困難が伴った。このように原子炉及び格納容器の冷却機能が失われたことが事故の重大化につながった。 　このため，代替注水機能の多様化，注水用水源の多様化や容量の増大，空気冷却方式の導入など，長期にわたる代替の最終ヒートシンクの確保により，原子炉及び格納容器の確実な代替冷却機能を確保する。	・ 取水ピットや大規模淡水タンクの耐震強化など，原子炉及び格納容器への注水の水源確保に必要な対策や，格納容器スプレイリング等の機器に対する点検の強化，貯水池や海水ピットへの吸い込み用ポンプ等の設置や電源を要さず原子炉及び蒸気発生器への外部注水を可能とするポンプ･注水設備（例：DG 駆動ポンプ，高圧配管等）の整備など，確実な注入手段の確保に必要な対策について事業者に求めていく。 ・ 海水による冷却のための取水ピット設置，取水ポンプ予備品の配備，取水箇所の多様化，空冷式冷却システム等の開発と整備など，崩壊熱や補機からの廃熱等を除去するためのヒートシンクの確保に必要な対策についても事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 今後の取組みとして，大規模淡水タンク等の耐震強化なども計画している。	今回の事故では、地震により外部電源が喪失し、津波により海水ポンプが浸水したため、全交流電源喪失及び海水機能喪失に至った。RCIC、HPCI、IC については、全交流電源喪失時にも使用可能な炉心冷却系であるが、直流電源の喪失又は枯渇によりそれらの機能が喪失した。 　このため，対策例として以下のような対策を上げ，従来の設備との組合せで，重層的な対策として準備されることになる。 ①既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ等による原子炉への注水手段の確保，海水を含む注水用水源の確保，並びに注水には SRV による確実な原子炉の減圧が必要であることから，SRV 動作に必要なバックアップ駆動源も確保するなどにより原子炉への確実な注水冷却機能確保に対応している。 ②海水ポンプの早期復旧や予備品配備により海水系復旧による最終ヒートシンクの確保について対応している。 ③代替の最終ヒートシンクの確保は，格納容器ベントによる大気への熱の逃がしにて対応している。 ■本報告書記載箇所 4.8.1 原子炉への注水 4.8.2 海水冷却喪失 ■対策例 ヒートシンク喪失対応　①、②、⑧～⑪
	(4)使用済み燃料プールの確実な冷却機能の確保	今回は電源の喪失により使用済燃料プールの冷却ができなくなったため，原子炉の事故対応と並行して，使用済燃料プールの冷却機能喪失による過酷事故を防止する対応も必要となった。これまで使用済燃料プールの大きな事故のリスクは，炉心事故のリスクに比べて小さいとして，代替注水等の措置は考慮されてこなかった。 　このため，電源喪失時においても，使用済燃料プールの冷却を維持できるよう，自然循環冷却方式又は空気冷却方式の代替冷却機能や，代替注水機能を導入することにより，確実な冷却を確保する。	使用済燃料貯蔵プールの冷却系配管等の耐震強化，使用済燃料プールの水位計・温度計への非常用電源からの電源供給の確保，使用済燃料プールの冷却ポンプ等の点検の強化，使用済燃料プールの状態監視の強化（ITV 等），ドライキャスク貯蔵の導入など，使用済燃料プールの確実な冷却機能の確保に必要な対策について	使用済燃料プールの確実な冷却機能の確保においては，冷却機能を喪失した場合においてもプール水位を維持し，使用済燃料を露出させないことが極めて重要である。そのためには，代替注水手段の確保が重要であり，例えば，消防車・ポンプ車による注水とそれに伴う注水ルート及び水源の確保といった対策が考えられる。 　また，代替注水措置の有効性を確認するために，プール水位

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
			事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 今後の取組みとして,使用済燃料プールの冷却配管の耐震強化なども計画している。	及びプール水温度の監視機能の強化も必要となる。例えば，水位計及び温度計への非常用電源からの電源供給やバッテリ駆動のＩＴＶ等を活用したプールの状態監視強化といった対策が考えられる。 　このように，使用済燃料プールへの注水を行ってプール水位を維持することにより，使用済燃料の健全性を確保することが可能であると考えるが，更なる信頼性向上として，冷却機能を維持する方策についても対策例として挙げられる。 ■本報告書記載箇所 　4.11 使用済燃料の健全性確保 ■対策例 　使用済燃料の健全性確保　①～③
	(5)アクシデントマネジメント(AM) 対策徹底	今回の事故はシビアアクシデントに至ったものである。シビアアクシデントに至る可能性をできるだけ小さくし，又はシビアアクシデントに至った場合でもその影響を緩和するための措置として，アクシデントマネジメント対策は福島原子力発電所においても導入されていた。今回の事故の状況をみると，消火水系からの原子炉への代替注水など一部は機能したが，電源や原子炉冷却機能の確保などの様々な対応においてその役割を果たすことができず，アクシデントマネジメント対策は不十分であった。また，アクシデントマネジメント対策は基本的に事業者の自主的取組みとされ，法規制上の要求とはされておらず，整備の内容に厳格性を欠いた。さらに，アクシデントマネジメントに係る指針については 1992 年に策定されて以来，見直しがなされることなく，充実強化が図られてこなかった。 　このため，アクシデントマネジメント対策については，事業者による自主保安という取組みを改め，これを法規制上の要求にするとともに，確率論的評価手法も活用しつつ，設計要求事項の見直しも含めて，シビアアクシデントを効果的に防止できるアクシデントマネジメント対策を整備する。		規制のあり方に関しては，国の所掌であり，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 　しかし，今回の事故から PSA 活用の有効性が認識され，今後 PSA の活用について取り組んでいきたい。 　対策例については，重層的に対策を検討しており，事故の拡大防止などシビアアクシデント対策についても,「4.5 章　対策のまとめ」で有効な対策に対する取組みを強く提言している。
	(6)複数炉立地における課題への対応	今回の事故では,複数炉に同時に事故が発生し,事故対応に必要な資源が分散した。また，二つの原子炉で設備を共用していたことやそれらの間の物理的間隔が小さかったことなどのため，一つの原子炉の事故の進展が隣接する原子炉の緊急時対応に影響を及ぼした。 　このため，一つの発電所に複数の原子炉がある場合は，事故が起きている原子炉の事故時操作が，他の原子炉の操作と独立して行えるようにするとともに，それぞれの原子炉の工学的な独立性を確実にし，ある原子炉の事故の影響が隣接炉に及ばないようにする。併せて，号機毎に原子力安全確保の責任者を選任し，独立した事故対応が行える体制の整備などを進める。	安全確保のために必要な号期間,建屋間の隔離の徹底や,複数号機の立地における工学的独立性の確保(原子炉建屋とタービン建屋の配置等の適正化) など，多数基の同一サイトでの立地における課題への対応に必要な対策について事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 今後は,複数炉立地における各原子炉の工学的な独立性をより確実なものにするための方策を検討する計画である。	現時点で，複数炉立地による具体的な事故対応への影響の程度や問題点は，3 号機で発生した水素が排気ラインから 4 号機に回り込み爆発を起こした件及び水素爆発による隣接号機での作業への影響以外は見えていない。今後，事故調査の過程で，複数炉立地に関するこれまで以上の情報が出てくれば，具体的な対策の検討を進めることとする。当面は，複数炉での同時事故発生を想定して訓練を行う。その中で，手順の見直しや人員配備の見直しの必要性などの確認を行なう。
	(7)原子力発電所の配置等の基本設計上の考慮	今回は，使用済燃料プールが原子炉建屋の高い位置にあったことから事故対応に困難が生じた。また，原子炉建屋の汚染水がタービン建屋に及び，建屋間の汚染水の拡大を防ぐことができなかった。 　このため，今後は原子力発電施設の配置等の基本設計において，重大な事故の発生を考慮しても冷却等を確実に実施でき，かつ事故の影響の拡大を防止できる施設や建屋の適切な配置を進めることとする。その際，既存の施設については，同等の機能を有するための追加的な対策を講じる。	原子炉建屋とタービン建屋の配置等の適正化などを事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 原子炉新設等における基本設計において原子力発電所の施設や建屋の適切な配置等に十分配慮することを求めることとしてその検討の具体化を計画している。	新設プラントでは，機器の配置に関しても，今回の事故の教訓を反映して設計することが求められる。既設プラントでは，現在の条件の中で，理想的な状態とのギャップをどのような対策で埋めるべきかであり，以下のような具体的な対策例を上げている。 　使用済燃料プールへの注水ルートを検討する際には，当然高所にプールがあれば，それに合わせた対策を考える必要がある。 ・ 消防車，ポンプ車等による注水，注水ルート及び水源の確保 　また，設備の設置場所や条件に応じて，防波堤や区画の水密

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
				化や貫通部のシール施工などの対策を行う。 ・ 防潮堤または防波堤を設置する，または重要設備に防護壁等を設置する ・ 敷地高さを超える津波の影響を評価し，浸水高さに応じて建屋の外扉や給気口等の開口部及び貫通部に対し，シール性の向上等の浸水防止対策を実施する ・ 敷地高さを超える津波の影響を評価し，安全上重要な設備の浸水防止が必要な地下階へ通じる扉及び地下階の扉については水密性を向上させる等の対策を行い，浸水の影響を限定する ・ 早期復旧のため，建屋内に浸水した海水を排水する可搬式の排水ポンプ等を配備する ・ 津波の波力の影響については，海側に面した外扉等の津波の影響を直接受ける場合には配慮する ・ 海水系ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置を施す ・ モータ予備品を配備することで早期の復旧を実施する ・ 移動式の海水ポンプの配備や防水仕様のポンプを設置する ■本報告書記載箇所 4.6.2　敷地内への津波の浸水防止 4.6.3（1）重要設備の水密化 4.6.3（2）海水系の浸水対策 4.11　使用済燃料の健全性確保 ■対策例 地震・津波に対する備え　①～⑨ 使用済燃料の健全性確保　①～③
	(8)重要機器施設の水密性の確保	今回の事故の原因の一つは，補機冷却用海水ポンプ施設，非常用ディーゼル発電機，配電盤等の多くの重要機器施設が津波で冠水し，このために電源の供給や冷却系の確保に支障をきたしたことである。 　このため，目標とする安全水準を達成する観点から，設計上の想定を超える津波や，河川に隣接立地して設計上の想定を超える洪水に襲われたような場合でも重要な安全機能を確保できるようにする。具体的には，津波や洪水の破壊力を踏まえた水密扉の設置，配管等浸水経路の遮断，排水ポンプの設置などにより，重要機器施設の水密性を確保できるようにする。	安全上重要な制御機器の上層階・高台への分散配置など，重要機器施設の水密性の確保に必要な対策を事業者に求めていく。	津波に対しては，まず科学的に合理的に想定される津波高さを評価し，それに対して①「必要な敷地高さを確保する」のが，まず一番目の対策である。しかし，重層的な防護の観点から，敷地高さを超える津波が襲来した場合を想定し，津波の押し寄せる力もしくは引いていく際の力により安全上重要な施設が破壊されないか検討し，必要に応じて②「防波堤などの防御策」を行う。更に，津波の高さが非常に高くなった場合を想定し，建屋の開口部など浸入する経路となりえる箇所のうち海水の浸入が安全上の設備の機能喪失につながる可能性のある箇所については，③「水密扉の設置」や「開口部などのシール性の向上」などの対策を講じる。それでも，建屋への浸入を防止できない場合を想定し，安全上重要な機器毎に④「区画の水密化」などを行い，安全のための機能の確保を図る。更に，それでも水密化した区画に水が浸入した場合を想定し，浸水した水を早期に排出できるよう，⑤「排水ポンプを配備」することとしている。 　また，仮設電源設備などについて，⑥「津波が到達し得ないような高台に移設又は配備」することで，津波による影響を確実に排除した状態で，既設の電源系が喪失した場合でもバックアップとして期待することができる。 　このように，津波の襲来に対して重層的な対策を講じることとしており，これらの対策により，津波による電源喪失やヒートシンク喪失など共通要因となりえる機能喪失を防止し，確実な事故の拡大防止が図られる。

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
				■本報告書記載箇所 4.6.2 敷地内への津波の浸水防止 4.6.3 建屋浸水への防止措置 4.7.1 全交流電源喪失及び直流電源喪失 ■対策例 地震・津波に対する備え ①～③，⑤ 電源の準備　①～③，⑤、⑥ ヒートシンク喪失対応　⑫
シビアアクシデントの事故への対応	(9)水素爆発防止対策の強化	今回の事故では，1 号機の原子炉建屋で 3 月 12 日 15 時 36 分に，3 号機の原子炉建屋で 3 月 14 日 11 時 01 分に，それぞれ水素による爆発が起こったとみられる。さらに 4 号機でも 3 月 15 日 06 時頃に原子炉建屋で水素が原因とみられる爆発が起こった。すなわち，1 号機における最初の爆発から有効な手だてをとることができないまま，連続した爆発が発生する事態となり，これが今回の事故をより重大なものにした。沸騰水型軽水炉では，設計基準事故に対して格納容器の健全性を維持するため，格納容器内を不活性化し，可燃性ガス濃度制御系を設置している。しかしながら，原子炉建屋に水素が漏えいして爆発するような事態を想定しておらず，原子炉建屋における水素対策はとられていなかった。 　このため，発生した水素を的確に逃すか減じるため，格納容器における水素対策に加えて，シビアアクシデント時に機能する原子炉建屋での可燃性ガス濃度制御系の設置，水素を外に逃すための設備の整備等の水素爆発防止対策を強化する。	・ BWR について，水素爆発防止を目的とした措置の手順の策定と訓練の実施，ブローアウトパネル開手段確保などの水素放出口の確保を求める。 BWR における原子炉建屋への可燃性ガス濃度制御系などの設置による水素蓄積防止措置の実施や，福島第一原子力発電所で発生した事象（漏洩経路）の調査を踏まえた建屋内水素検知器の設置や水素を逃がす装置（水素ベント）の原子炉建屋への設置など，水素爆発対策の強化に必要な対策を求める。 ・ PWR について水素漏洩時の排出のための電源車等によるアニュラス排気設備への電力供給，電源車等によるイグナイター（水素燃焼器）への電力供給の確保などを求める。 静的触媒型水素結合装置の格納容器への設置など，水素爆発対策の強化に必要な対策を求める。 【2011.9.11 付 政府報告書】 今後の中長期的な取組みとして ・ BWR については原子炉建屋の頂部に水素ベント装置を設置すること，原子炉建屋内に水素検知器を設置することを計画している。 ・ PWR については電源を用いない静的触媒式水素再結合装置等の格納容器内の水素濃度を低減させる装置を設置する計画である。	原子炉冷却材と燃料被覆管の酸化反応によって発生する恐れのある水素に対しては，従来から設計基準事象に基づき，非常用炉心冷却系などの炉心冷却による水素発生の防止や，沸騰水型原子炉（BWR）では原子炉格納容器への窒素封入による不活性環境とすることにより，万一の水素漏えいによっても原子炉格納容器内の雰囲気を可燃限界以下となるようにしている。 　しかしながら，BWR において設計条件を超える状況下では同容器内から原子炉建屋内部への水素漏えいが起こった。このため①「原子炉建屋等に滞留した水素を放出あるいは低減するための対策」，②「水素が原子炉建屋へ漏えいした経路の検討を踏まえた，原子炉建屋における水素の滞留を適切に監視する水素ガス検知器の設置」を提言している。 　さらに，シビアアクシデント対応における格納容器ベント時に，水素が原子炉建屋内へ回りこむことを防止するため，③「格納容器ベントラインに分岐管が設置されている場合は、その排気管からの水素の回りこみ防止」，④「排気筒を共有する他号機への水素の回りこみ防止」を提言しており，原子炉建屋内への水素蓄積の防止を図るようにしている。 　このように，炉心内で発生する恐れのある水素に対して，これらの対策により水素蓄積による原子炉建屋の爆発を防止し，事故の拡大防止を図ることができる。 　なお，水素発生防止及び放出対策を確実に行うことにより，水素爆発は防止でき，BWR における原子炉建屋内への可燃性ガス濃度制御系の設置は必須とは考えられない。 ■本報告書記載箇所 4.9 水素対策 ■対策例 水素対策　①～④
	(10)格納容器ベントシステムの強化	今回の事故では，シビアアクシデント発生時の格納容器ベントシステムの操作性に問題があった。また，格納容器ベントシステムの放射性物質除去機能が十分でなかったため，アクシデントマネジメント対策として効果的に活用できなかった。さらに，ベントラインの独立性が十分でないため，接続する配管等を通じて他の部分に悪影響をもたらした可能性もある。 　このため，今後は，格納容器ベントシステムの操作性の向上や独立性の確保，放射性物質除去機能の強化などにより，格納容器ベントシステムを強化する。	・ ベントへのフィルタ等の設置や，ラプチャーディスク設計・作動条件の評価・見直し，ベントの AO 弁へのアキュームレータ設置や，事故時を想定したベント排気ラインの独立性（隣接号機への漏洩防止）の強化など，格納容器ベントシステムの強化に必要な対策を事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 放射性物質除去の強化など国内外の技術知見	格納容器のベントは、事故後の過圧防止とシビアアクシデント対策としての熱の放出の機能がある。確実なベント機能の確保のために，ライン構成のための対策例として①既存駆動源の喪失に備え，格納容器ベント弁の動作に必要なバックアップ駆動源（電源・ポンプ）の確保を挙げている。 　また，過温破損の可能性も考慮して，ベント操作手順を今後検討する。 ②「ベントの作動条件の最適化」，「ベント排気ラインから隣接号機への漏えい（回りこみ）防止策」について検討を進めることとしている。

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
			を広く検討して格納容器ベントシステムの強化に取り組んでいく。	③更に，炉心損傷後の格納容器代替スプレーによる冷却についても対策として検討する。 ■本報告書記載箇所 4.8.3 格納容器ベント 4.9 水素対策 ■対策例 ヒートシンク喪失対応　③～⑤ 水素対策　③
	(11)事故対応環境の強化	今回の事故時に，中央制御室は放射線量が高くなり一時は運転員が立ち入れなくなるとともに，現在も長時間の作業が困難であるなど，中央制御室の居住性が低下した。また，緊急時対策実施の中心になる原子力発電所緊急時対策所においても，放射線量の上昇，通信環境や照明の悪化など，様々な面で事故対応活動に支障をきたした。 このため，中央制御室や緊急時対策所の放射線遮へいの強化，現場での専用換気空調系の強化，交流電源によらない通信，照明等の関係設備の強化など，シビアアクシデントが発生した場合にあっても事故対応活動を継続的に実施できる事故対応環境を強化する。	・ 構内 PHS 通信設備への非常用電源供給の確保，トランシーバーの確保など構内通信手段の確保，可搬式照明装置の確保，非常用電源車による換気空調系設備等による中央制御室の放射線遮蔽機能の維持など事故時の対応環境のインフラ整備を求める。 ・ 通信システムの強化（電源の多様化等）や，緊急時対策室の機能強化（免震・遮へい・必要人員収容能力の確保等），事務棟の耐震強化など，事故対応環境の強化に向けた対策を事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 構内 PHS 装置等の高所への移設等を進めるとともに，緊急時対策室の機能強化や事務棟の耐震強化なども計画している。	中央制御室の居住性に関しては，よう素除去用チャコールフィルタを有する中央制御室換気系の設置や遮へい設計によって，事故時にも運転員の居住性を確保しているところである。 しかしながら，全交流電源喪失により，よう素除去用チャコールフィルタを有する中央制御室換気系が機能しなかったことに鑑み，①「緊急時における中央制御室換気系を機能させるための電源を確保する。また、そのための運転手順を整備する」を提言している。また，②「中央制御室の放射線量が上昇した要因を検討し，中央制御室における放射線防護対策の強化」を提言するものである。 このように，事故時における中央制御室の居住性を向上させるための対策をとることで、事故対応環境の改善を図ることができる。 通信設備については，重要度分類クラス 3 の異常状態への対応上必要な機器として，一般の産業施設と同等以上の信頼性を確保し，かつ維持することとしている。 しかしながら，今回のように想定を超える自然現象が発生した際には，これら通信設備が使用できなくなる恐れがあることから，発電所構内及び外部との通信設備について，①地震・津波等の影響を受けない独立したバックアップ電源の確保，②地震・津波等により容易に寸断され難いよう施設すること，③複数の通信手段の配備，などの対策を行うことを提言している。 また，事故時対応において現場との情報連携を円滑かつ確実に行う観点から，④現場を含め通信装置は必要数配備すること，⑤通信装置の運用方法の明確化と訓練を通しての操作の習熟，などの対策を行うことを提言している。 このように，事故時の通信環境の維持に関して重層的な対策を提言しており，これらの対策により想定を超える自然現象が発生した場合でも，発電所構内及び外部との通信環境は維持され，より円滑かつ確実に事故対応活動を行うことが可能となる。 緊急時対策所は，地震や津波などの過酷な自然現象，長期間の全交流電源喪失や大量の放射性物質の環境中への放出などの過酷な状況において，その機能が必要となるため，これらの状況を想定しても，その機能が果たせるよう準備することが必要である。 このため，①想定される地震や津波に耐えられる構造であること，②プラントと独立した非常用電源の確保，③必要なプラントパラメータの監視や中央制御室，現場との連絡手段の確

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
				保，④放射線防護対策，⑤緊急時対応要員の居住性の確保や必要な資機材の確保，などを考慮して緊急時対策所を整備することを提言している。 　このように，緊急時対策所について，考慮すべき観点を広範かつ明確にして提言を行っており，これらの対策により事故対応環境が強化され，より円滑かつ確実に事故対応活動を行うことが可能となる。 ■本報告書記載箇所 　4.10.2 中央制御室　空調、遮へい 　4.10.7 通信 　4.10.4 緊急時対策所 ■対策例 　緊急時に対する準備　⑥，⑦，⑬，㉒～㉘，㉚～㉝
	(12)事故時の放射線被ばくの管理体制の強化	今回の事故では，津波により多くの個人線量計や線量読み取り装置が海水に浸かって使用できず，適切な放射線管理が困難になる中で，放射線業務従事者が現場作業に携わらざるを得ない状況となった。また，空気中の放射性物質の濃度測定も遅れ，内部被ばくのリスクを増大させることになった。 　このため，事故時用に個人線量計や被ばく防護用資材を十分に備えておくこと，事故時に放射線管理の要員を拡充できる体制とすること，放射線業務従事者の被ばく測定を迅速に行うことのできる体制や設備を整備することなどにより，事故時の放射線被ばくの管理体制を強化する。	・ 緊急時の作業人数を踏まえ，事故時用に個人線量計を十分に確保するよう求める。 ・ 事故時に放射線管理の要員を拡充できる体制の整備を求める。	今回の事故を踏まえれば，シビアアクシデントが発生した場合には，高放射線環境下での事故時対応活動が必要となるほか，平常時は放射線管理の必要のないエリアにおいても放射線管理が必要となる事態が発生する。さらにシビアアクシデント発生の要因として，過酷な自然現象や発電所内の電源喪失なども考えられ，相当な混乱が生じる。 　このような状況下で，適切に放射線管理を行い要員の過度の被ばくを防止できるよう，報告書では，①放射線管理に必要な資機材の確保，②放射線管理要員の確保，③無用な被ばくを避けるための方策について提言を行っている。 　具体的には，①については全電源喪失を考慮した放射線測定器の準備や，放射線測定器の他電力からの融通などの準備，事故を踏まえた防保護具の保有数の見直しなどを，②については放射線管理業務の支援体制の整備などを，③については放射線に関する情報の共有などを挙げている。 　これらの対策の他に，事故時対応環境の整備として，放射線防護対策を講じた緊急時対策所の整備などを求めており，各種のシビアアクシデントの発生防止策を講じた上でなお，シビアアクシデント発生を考慮した放射線被ばく低減のための対策を講じることとしている。 ■本報告書記載箇所 　4.10.5　放射線管理／作業管理 ■対策例 　緊急時に対する準備　①～⑤
	(13)シビアアクシデント対応の訓練強化	シビアアクシデントが発生した場合に，原子力発電所における事故収束の対応や関係機関の的確な連携を実現するための実効的な訓練がこれまで十分には行われてこなかった。例えば，今回の事故において，発電所内の緊急時対策所と原子力災害対策本部・原子力災害現地対策本部との連携や，事故対応において重要な役割を担う自衛隊，警察，消防等との連携体制の確立に時間を要したが，こうした点も的確な訓練の実施によって未然に防止できた可能性がある。 　このため，シビアアクシデント発生時に，事故収束のための対応，発電所の内外における状況把握，住民の安全確保に必要な人材の緊急参集などを円滑に行い，関係機関が連携して機能するため，シビアアクシデント対応の訓練を強化する。	・ 一時冷却材破断事故等に起因するシビアアクシデント及びその長期化・深刻化を想定した緊急時対応訓練の実施など，シビアアクシデント対応の訓練の強化を事業者に求めていく。 ・ テロ対応訓練についても，事業者に必要な対策を求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 国は，一次冷却材配管破断事故等に起因するシビアアクシデントの発生とその長期化・深刻化	シビアアクシデントが発生した場合の事故対応活動は，様々な現場作業が中心となること，また現場作業は過酷な作業環境下で実施されることが想定されるため，①各要員に要求される知識，技量の整理とこれに基づく訓練の実施，②アクシデントマネジメントの現場活動訓練の実施，③夜間作業，重装備等過酷な環境を模した訓練の実施，などの対策を行うことを提言している。 　また，事象進展に応じた的確な対応ができるよう，④ブラインド訓練，実時間訓練等の実行性の高い訓練の実施，⑤現場アクセスや実作業の所要時間の事前確認，⑥シミュレータ等の活用，などの対策を行うことを提言している。

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
			を想定した緊急時対応訓練の実施を事業者に求めていく。	このように，今回の教訓を忘れることなく，シビアアクシデント発生時のアクシデントマネジメント訓練を充実させ継続して実施することにより，より円滑かつ確実に事故対応活動を行うことができるようになると考えられる。 なお、国・自治体主催の原子力防災訓練については、今後国・自治体において充実・強化に向けた検討が行われる予定であるが、事業者においてはその検討結果を踏まえ適切に対応し、これに積極的に協力していく。 ■本報告書記載箇所 4.10.1　訓練 ■対策例 緊急時に対する準備　⑭～⑲
	(14)原子炉及び格納容器などの計装系の強化	原子炉と格納容器の計装系がシビアアクシデントの下で十分に働かず，原子炉の水位や圧力，放射性物質の放出源や放出量などの重要な情報を迅速かつ的確に確保することが困難であった。 このため，シビアアクシデント発生時に十分機能する原子炉と格納容器などの計装系を強化する。	・ シビアアクシデント時にも十分機能する圧力容器及び格納容器の計装系，並びに使用済燃料プールの計装系の開発及び整備など，状態把握のための計装系の強化を事業者に求めていく。 【2011.9.11 付 政府報告書】 シビアアクシデント発生時にも十分機能する原子炉・格納容器計装系，使用済燃料プール計装系等の開発・準備を計画している。	原子炉及び格納容器などの計装系に関しては，従来から通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に予想変動範囲内での監視が可能であること，事故時において事故の状態を知り対策を講じるのに必要なパラメータを適切な方法で十分な範囲にわたり監視し得る設計となっている。 しかしながら，長期間にわたる全交流電源喪失及び直流電源設備の機能喪失により計器電源が喪失し，重要パラメータが計測不能や記録不能となったことに鑑み，①「電源のバックアップとして，中央制御室近傍に仮設蓄電池や接続ケーブルを備える」や②「計器の省電力化や必要に応じて無停電化など計器電源の見直し」を提言するものである。 また，シビアアクシデント発生時の条件下において原子炉水位が計器の測定レンジを下回る事態を想定していなかったことに鑑み，③「シビアアクシデント発生時を考慮し，原子炉水位測定レンジを拡大した計測システムの開発や原子炉計測が機能喪失した場合でも格納容器計測などで原子炉状態を把握するための手段を検討する。」を提言するものである。 また，従来の想定事象では要求されない原子炉建屋内水素濃度などの想定外の計測要求に対応できなかったことに鑑み，④「原子炉建屋内水素濃度等のパラメータ計測システムを確立する。」を提言するものである。 更に，シビアアクシデント発生時の条件下において，原子炉水位等重要パラメータの計測システムの信頼性確認手段を備えていなかったことに鑑み，⑤「シビアアクシデント発生時を考慮し，耐環境性，計測方法の多様性等を強化した計測システムの開発」を提言するものである。 ■本報告書記載箇所 4.10.3 事故時計測 ■対策例 緊急時に対する準備　⑧～⑫
	(15)緊急時対応用機材の集中管理とレスキュー部隊の整備	今回の事故では，Ｊヴィレッジを中心として，事故や被災対応の関係者，資機材を結集し懸命な後方支援を行っているが，事故当初は，周辺においても地震・津波の被害が発生していたため，緊急対応用資機材や事故管理活動を支援するレスキュー部隊の動員を迅速かつ十分に行うことができず，現場での事故対応が十分に機能しなかった。 このため，過酷な環境下でも緊急時対応の支援が円滑に行えるよう，緊急対応用	・ 事故時に迅速に復旧を行うため，がれき等を処理するための十分な重機の配備を求める。高い線量下での作業を防護するマスク，防護服等を十分確保し，事故対応の時間内に事業間で融通するなどの手順を明確化することを求める。	アクセスルート遮断や複数ユニット同時事故を想定した輸送手段の多様化・資機材の準備について、今回の事故の教訓としており、①必要な重機や資機材の洗い出しとその配備、②陸送に代わる海上輸送や空輸の手段の確立、体制整備、③事業者間融通体制の再確認と手段の整備、④高放射線下の作業に対応した原子力防災用の遠隔操作可能な設備・機器（ロボット、無

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
		資機材の集中管理やこれを運用するレスキュー部隊の整備を進める。	・ ロボットや無人ヘリ等も含めた緊急時対応資器材の集中管理体制の整備や，これを運用する高度な災害対応能力を有するレスキュー部隊の整備，関係機関との連携強化を求めていく。	人ヘリ等）に関し、その開発や運用に係る検討会等での協力、及び実際の導入に向け、事業者及び関係機関との連携体制整備を提言している。 　レスキュー部隊の整備に関しては、自治体や国が有する既存のリソースも活用しながら、協調して整備を進めることを検討する。また、通常の輸送手段では運搬できない状況もあることを考慮し、あらかじめ自衛隊などの協力要請が可能なよう、連携を図っていく。 ■本報告書記載箇所 4.10.9　災害対策への備え（重機・レスキュー），緊急時の協力体制 ■対策例 緊急時に対する準備　⑳，㉑，㊶～㊸
原子力災害への対応	(16)大規模な自然災害と原子力事故との複合事態への対応	今回は，大規模な自然災害とともに原子力事故が発生したため，連絡・通信，人の参集，物資の調達等の面で極めて困難が生じた。また，原子力事故の長期化に伴って，本来は短期的措置として想定していた住民の避難等の措置も長期化せざるを得なくなっている。 　このため，大規模な自然災害と原子力事故が同時に発生したような場合の対応として，適切な通信連絡手段や円滑な物資調達方法を確保できる体制・環境を整備する。また，原子力事故が長期化する事態を想定して，事故や被災対応に関する各種分野の人員の実効的な動員計画の策定などの対応を強化する。		現在、防災基本計画で国・自治体がどのように対応するか、それに対して事業者がどう対応するかが検討されている。複合事態に対する対応としては，この防災基本計画の見直しが必要であり、今後，国の検討に合わせて、事業者側の対応もそれに合わせた見直しが必要となる。なお、本報告書において、通信設備や資器材の準備等の強化を行うことを提言しており、今後、国を交えた検討の場において、追加対策の検討と国との連絡手段の確保について対応を図っていく。 ・ 地震・津波等の影響を受けない原子炉施設とは独立したバッテリー等のバックアップ電源を持たせる ・ 緊急時に使用するサーバー，交換機等の通信設備，有線通信回線又は無線中継基地は，地震・津波等自然災害により容易に寸断されることのないように施設する ・ 専用回線，衛星電話，無線等複数の通信装置を配備し，その運用方法を明確にする 　自然災害（地震，津波）により，発電所構内・外でアクセスルートが遮断された場合を想定した瓦礫撤去用重機の整備や人員，資機材の輸送手段の多様化が必要であり，関係機関との連携も考慮しつつ，具体的には以下のような対応が考えられる。 ・ シビアアクシデント対策において配備したホイルローダー以外の必要な重機の洗い出しとその配備 ・ 現状の陸送に代わる海上輸送，空輸手段の確立，体制整備 ・ 今回の事故対応を踏まえた必要な資機材の洗い出し及び必要数の確認，配備 ・ 緊急時における事業者間融通体制の再確認並びに融通手段の整備 ・ 高放射線下の作業に対応した原子力防災用の遠隔操作可能な設備・機器（ロボット、無人ヘリ等）に関し、その開発や運用に係る検討会等での協力、及び実際の導入に向け、事業者及び関係機関との連携体制整備 ■本報告書記載箇所 4.10.7 通信 4.10.9 災害対策への備え（重機・レスキュー）、緊急時の協

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
				力体制 ■対策例 緊急時に対する準備　⑬，㉚～㉝，⑳，㉑，㊶～㊸
	(17)環境モニタリングの強化	現在は，緊急時の環境モニタリングは地方自治体の役割としているが，地方自治体の環境モニタリング機器・設備等が地震・津波によって損害を受けたこと，緊急事態応急対策拠点施設から避難せざるを得なかったことなどから，事故当初，適切な環境モニタリングができない状況となった。これを補うため，文部科学省等が関係機関の協力を得てモニタリング活動を実施してきた。 このため，緊急時においては，国が責任をもって環境モニタリングを確実かつ計画的に実施する体制を構築する。		国の防災基本計画では，原子力災害が発生した場合の環境モニタリングについては，敷地境界及びその内側を事業者が，敷地境界の外側を自治体が主体となって実施することになっている。 今回の原子力災害を受け，事業者が実施することになっている発電所敷地内及び敷地境界の環境モニタリング，並びに，自治体が実施する敷地境界外の環境モニタリングへの協力支援について，事業者として実施可能な対策例を提示した。 自治体が実施する環境モニタリング活動への産業界からの協力・支援体制，並びに事業者間における協力体制の再整備が必要であり，その整備内容としては，以下のものが考えられる。 ・ 緊急時に融通する必要のあるモニタリング機器，設備の再確認及び必要数の配備 ・ 緊急時に必要となる応援要員の見直し，その派遣に係るルールの整備 今回の自然災害（地震，津波）を踏まえた恒設モニタリングポスト等に必要なユーティリティの強化が必要であり，その強化内容としては，以下のものが考えられる。 ・ 電源，伝送ラインの強化 ・ 地震，津波に対する耐性強化 恒設モニタリングポスト等使用不能時の代替手段によるモニタリング手順の明確化が必要であり，その内容としては，以下のものが考えられる。 ・ 仮設モニタリング設備等の代替手段による測定手順の見直し ・ 代替手段による測定に必要な機器，設備数の確認，配備 ■本報告書記載箇所 4.10.8　環境モニタリング ■対策例 緊急時に対する準備　㉞～㊴
	(18)中央と現地の関係機関等の役割の明確化等	事故当初，情報通信手段の確保が困難であったことなどから，中央と現地を始め，関係機関等の間の連絡・連携が十分でなく，また，それぞれの役割分担や責任関係が必ずしも明確ではなかった。具体的には，原子力災害対策本部と原子力災害現地対策本部との関係，政府と東京電力との関係，東京電力本店と現場の原子力発電所との関係，政府内部の役割分担などにおいて， 責任と権限の体制が不明確な面があった。特に，事故当初においては，政府と東京電力との間の意志疎通が十分ではなかった。 このため，原子力災害対策本部を始めとする関係機関等の責任関係や役割分担の見直しと明確化，情報連絡に関する責任と役割，手段等の明確化と体制整備などを進める。	【2011.9.11 付 政府報告書】 原子力災害時に用いるテレビ会議システムについて，政府関係機関と全ての電力事業者，原子力発電所を接続し，緊急時の指示と情報収集を確実かつ迅速に行えるように整備を進めることを計画している。	事業者として，検討すべき項目としては，事業者内の組織／指揮・命令が考えられ以下のような対策例の提示を行った。 緊急時の対応操作のうち，判断の遅れが事故の収束に対して悪影響を及ぼすものについては，判断のタイミングを明確化しておき，社外との調整を早めに行い迅速な操作ができるよう準備をしておくこと 具体的な事故時の状況や判断については，今後，福島第一原子力発電所事故調査・検証委員会が実施している関係者へのインタビュー等で明らかにされると考えられることから，今後新たな事実が判明すれば，教訓や対策が追加されるか検討することとする。 なお，原子力防災対策については，国，地方自治体，関係機関と事業者が一体となって実施するものであり，これら他機関

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
				との関係については，今後，事故調査・検証委員会での検証結果などを踏まえて事業者として必要な対策を講じていく。 ■本報告書記載箇所 4.10.6　組織／指揮・命令 ■対策例 緊急時に対する準備　㉙
	(19)事故に関するコミュニケーションの強化	周辺住民等への情報提供については，事故発生の当初，大規模震災による通信手段の被害等により困難が伴った。その後の情報連絡についても，周辺住民等や自治体に対して適切なタイミングで実施できないことがあった。さらに，周辺住民等にとって重要な放射線，放射性物質の健康への影響や，国際放射線防護委員会（ICRP）の放射線防護の考え方の分かりやすい説明も十分でなかった。また，国民への情報公表という点については，現在までは，正確な事実を中心に公表しており，リスクの見通しまでは十分には示してこなかったため，かえって今後の見通しに不安をもたれる面もあった。 このため，周辺住民等に対して，事故の状況や対応等に関する的確な情報提供，放射線影響等についての適切な説明などの取組みを強化する。また，事故が進行している中での情報公表について，今後のリスクも含めて示すことを情報公表の留意点として取り入れる。		今回のような大規模災害で周辺住民への避難指示などの情報提供に関しては，政府の所掌であり，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 ただし，事業者側でもプレスを実施しており，今回のプレス状況から教訓を抽出し，環境モニタリング等のデータの公表に関する対策例を提示している。 一般公衆，関係機関，現場関係者に対する必要な情報の伝達内容，手段等の明確化が必要であり，その内容としては，以下のものが考えられる。 ・ 伝達する情報の内容，その取り纏め方法，必要な要員の整理 ・ 伝達手段（プレス，ＨＰ等）や公表タイミングの検討 ■本報告書記載箇所 4.10.8　環境モニタリング ■対策例 緊急時に対する準備　㊵
	(20)各国からの支援等への対応や国際社会への情報提供の強化	今回の事故の発生後，海外各国からの資機材等の支援の申出に対しては，支援を国内のニーズに結びつけていく政府部内の体制が整っておらず十分な対応ができなかった。また，低レベル汚染水の海水への放出について近隣国・地域への事前の連絡がなされなかったことなど，国際社会への情報提供が十分でなかった。 このため，事故時の国際的な対応に関して，事故対応に効果的な資機材の在庫リストを国際協力により作成しておくこと，事故時の各国のコンタクトポイントを予め明確にしておくこと，国際的な通報制度の改善を通じて情報共有の体制を強化すること，科学的根拠に基づく対応を可能にする一層迅速で正確な情報提供を行うことなど，国際的に効果的な対応の仕組みを国際協力を通じて構築すべく貢献する。		各国の政府間での支援申し出対応や情報提供に関しては，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 しかし，WANO や INPO といった外国の原子力産業界の組織との連携のあり方に関しては，国内の原子力関係機関の連携のあり方の検討の中で今後検討していきたい。
	(21)放射性物質放出の影響の的確な把握・予測	緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム（SPEEDI）は，事故時の放出源情報が得られなかったため，本来の活用方法である放出源情報に基づく放射能影響予測を行うことができなかった。こうした制約下でも，一定の仮定を設けて，SPEEDI により放射性物質の拡散傾向等を推測し，避難行動の参考等として本来活用すべきであった。また，SPEEDI の計算結果については，現在は公開されているものの，当初段階から公開すべきであった。 このため，事故時の放出源情報が確実に得られる計測設備等を強化する。また，様々な事態に対応して SPEEDI などを効果的に活用する計画を立てるとともに，こうした SPEEDI などの活用結果は当初から公開する。		SPEEDI の活用に関しては，政府の所掌であり，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 ただし，事故時の放出源情報ではないが，放射性物質放出の影響の把握に使用される，事業者が実施する発電所敷地境界の環境モニタリングについて，ユーティリティの強化等の対策例を提示している。 今回の自然災害（地震，津波）を踏まえた恒設モニタリングポスト等に必要なユーティリティの強化が必要であり，その強化内容としては，以下のものが考えられる。 ・ 電源，伝送ラインの強化 ・ 地震，津波に対する耐性強化 また，外部との連絡手段の強化に関して以下のような対策例も提示している。 ・ 緊急時に使用するサーバー，交換機等の通信設備，有線通

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
				信回線又は無線中継基地は，地震・津波等自然災害により容易に寸断されることのないように施設する。 ■本報告書記載箇所 4.10.8 環境モニタリング 4.10.7 通信 ■対策例 緊急時に対する準備　㊲，㊳，㉛
	(22)原子力災害時の広域避難や放射線防護基準の明確化	今回の事故において，事故発生当初，避難区域と屋内退避区域を設定し，周辺住民をはじめ，地方自治体，警察等の関係者の連携した協力により，避難や屋内退避は迅速に行われた。他方，事故の長期化に伴い，避難や屋内退避の期間が長期に及ぶこととなった。その後，計画的避難区域や緊急時避難準備区域を設定するに当たっては，ICRP や IAEA の指針を急きょ活用することとした。なお，今回の事故で設定したこれらの防護区域の範囲は，防護対策を重点的に充実すべき地域の範囲とされていた 8～10km を大きく上回ることになった。 このため，今回の事故の経験も踏まえ，原子力災害時の広域避難の範囲や放射線防護基準の指針を明確化する取組みを強化する。		防災全体の仕組みのあり方に関しては，政府の所掌であり，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 しかし，防災計画の見直しに伴う電力側の事故時対応プログラムの見直しは，産業界として今後の検討課題として取組んでいきたい。また，自治体や政府と調整を必要とする項目に関しては，事業者としてどう協力して対処するか，関係箇所と調整をしながら今後検討していきたい。
安全確保の基盤	(23)安全規制行政体制の強化	経済産業省原子力安全・保安院による一次規制機関としての安全規制，内閣府原子力安全委員会による一次行政機関の規制の監視，緊急時における関係の自治体や各省による環境モニタリングの実施など，原子力安全確保に関係する行政組織が分かれていることにより，国民に対して災害防止上十分な安全確保活動が行われることに第一義的責任を有する者の所在が不明確であった。また，現行の体制は，今回のような大規模な原子力事故に際して，力を結集して俊敏に対応する上では問題があったとせざるを得ない。 このため，原子力安全・保安院を経済産業省から独立させ，原子力安全委員会や各省も含めて原子力安全規制行政や環境モニタリングの実施体制の見直しの検討に着手する。		安全規制の枠組みに関しては，政府の所掌であり，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 しかし，機会があれば，望ましい規制のあり方について今回の事故の教訓などを踏まえて提言をするなど，議論に参画したいと考える。 今回の事故時対応での電力側の組織のあり方については，教訓を抽出し，以下の対策例を提示している。 ・ 緊急時の対応操作のうち，判断の遅れが事故の収束に対して悪影響を及ぼすものについては，判断のタイミングを明確化しておき，社外との調整を早めに行い迅速な操作ができるよう準備をしておくこと。 ■本報告書記載箇所 4.10.6 組織／指揮・命令 ■対策例 緊急時に対する準備　㉙
	(24)法体系や基準・指針類の整備・強化	今回の事故を踏まえて，原子力安全や原子力防災の法体系やそれらに関係する基準・指針類の整備について様々な課題が出てきている。また，今回の事故の経験を踏まえ，IAEA の基準・指針に反映すべきことも多く出てくると見込まれる。 このため，原子力安全や原子力防災に係る法体系と関係する基準・指針類の見直し・整備を進める。その際，構造信頼性の観点のみならず，システム概念の進歩を含む新しい知見に対応する観点から，既存施設の高経年化対策のあり方について再評価する。さらに，既に許認可済みの施設に対する新法令や新知見に基づく技術的な要求，すなわち，バックフィットの法規制上の位置づけを明確にする。併せて，関係するデータを提供することなどにより，IAEA の基準・指針の強化のため最大限貢献をする。		指針類の見直しの議論は基本的には規制側の所掌であり，産業界としての本報告書には課題として上がっていない。 しかし，産業界として反映が必要と思われる項目に関する提言を積極的に行うなど指針類の見直しの議論に参画し，また，議論を先取りして，対策が必要と思われるものについては自主的にバックフィットを行なう。更に，民間側の自主的な対応について一定のレベルを確保するために，産業界側でもガイドラインの制定などに今後取組んでいきたい。
	(25)原子力安全や原子力防災に係る人材の確保	今回のような事故においては，シビアアクシデントへの対応を始め，原子力安全，原子力防災や危機管理，放射線医療などの専門家が結集し，最新，最善の知見を活かして取り組むことが必要である。また，今回の事故の収束に留まらず，中長期的な原子力安全の取組みを確実に進めるため，原子力安全や原子力防災に係る人材の育成が極めて重要である。 このため，教育機関における原子力安全，原子力防災・危機管理，放射線医療などの分野の人材育成の強化に加えて，原子力事業者や規制機関などにおける人材育	・ 国とともに原子力専門人材ネットワークの構築のための教育機関との連携強化を図りながら，規制機関及び専門機関における人材育成の強化，官民交流等も含めた専門人材の積極的登用，オンサイト対応とオフサイト対応における専門人材のあり方の関係の整理等を行う。	これまで各社毎での人材の確保を行なっており，産業界全体としての取組みは，原子力技術協会が実施している運転責任者制度など一部の活動だけに限定されていた。今回の事故の対応状況などを踏まえ，原子力発電所の安全性向上及び原子力防災の観点から，産業界として人材育成のために必要な施策があるか検討し，体系的で広範な人材確保，育成のシステムの構築を検討していきたい。

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
		成活動を強化する。		
	(26)安全系の独立性と多様性の確保	安全系の信頼性の確保については，これまで多重性は追求されてきたが，共通原因故障を避けることへの対応が不足しており，独立性や多様性の確保が十分でなかった。 　このため，共通原因故障への的確な対応と安全機能の一層の信頼性向上のため，安全系の独立性や多様性の確保を強化する。	【2011.9.11 付 政府報告書】 非常用発電機や海水冷却系の種類や設置場所等において独立性や多様性を確保することなど，共通原因多重故障への的確な対応と安全機能の一層の信頼性向上を図るとともに，安全系の独立性や多様性の確保を強化する計画である。	今回の事故の教訓から，重層的な防護の観点で対策を検討しており，独立性，多様性を考慮して具体的な対策を提示している。 　共通要因故障として，電源喪失とヒートシンク喪失が考えられる。これらに対する具体的な対策例を上げているが，多重性や多様性を考慮した対策となっている。 具体的には，以下の通り，「4.12　対策のまとめ」に記載している。 －注水・冷却 ・ 海水ポンプの周りに防水壁等の浸水防止措置 ・ 海水ポンプモータ予備品の配備 ・ 非常用炉心冷却系など安全系に関する設置区画の浸水防止対策 ・ 移動式海水ポンプの配備 ・ SRV 駆動用のバックアップ電源及び予備の空気ボンベ等の準備 ・ ベント操作用バックアップ電源及び駆動源の配備 ・ バックアップ電源車又は大容量電源の配備による既設注水系信頼性向上 ・ 過酷事故対策設備の浸水防止対策 ・ 過酷事故対策設備の浸水対策による信頼性向上 ・ 既存設備に依存しない可搬式動力ポンプ及びホース等 ・ 水源の確保 ・ 格納容器ベントによる大気への熱逃し －電源 ・ 安全上重要な設備には防潮堤や防波堤を設置する。 ・ 安全上重要機器設置区画の浸水防止対策 ・ 浸水高さに応じた給気口等の開口部、貫通部に対するシール性向上等の浸水防止対策 ・ 受電用変圧器と開閉所の配置箇所の水密化又は機器の浸水対策 ・ 直流電源設備の設置区画の水密化又は機器の浸水対策 ・ 電源車又は大容量電源の配備、非常時の手順整備 ・ バックアップ電源による直流電源充電ルートの整備 ■報告書記載箇所 　4.12 対策のまとめ ■対策例 　地震・津波に対する備え　①②⑤⑦⑨ 　ヒートシンク喪失対応　①～③，⑥，⑧，⑩～⑫ 　電源の準備　①～④
	(27)リスク管理における確率論的安全評価手法(PSA)の効果的利用	原子力発電施設のリスク低減の取組みを体系的に検討する上で，これまで PSA が必ずしも効果的に活用されてこなかった。また，PSA においても大規模な津波のような稀有な事象のリスクを定量的に評価するのは困難であり，より不確実性を伴うが，そのようなリスクの不確かさなどを明示することで信頼性を高める努力を十分に行ってこなかった。 　このため，今後は，不確かさに関する知見を踏まえつつ，PSA をさらに積極的		これまでは，決定論的な設計及び運用を行なってきており，十分保守的な条件で事故が起きないという確認をすることで，事故は起きないという判断をしてきた。今回の反省に立ち，確率が非常に小さいものに関しても PSA などで評価をし，また，クリフエッジとなる事象がないかチェックを行うことで安全性の向上を図ることが必要である。そのひとつとして，国の指

グループ名	項　目	内　容	添付資料での追加要求事項	本報告書の対策との比較
		かつ迅速に活用し，それに基づく効果的なアクシデントマネジメント対策を含む安全向上策を構築する。		導により取組んでいるストレステストがあり，その結果によっては，新たな課題が出てくることも考えられる。 　また，PSA への取組みに関して，今後の検討課題として取組んでいきたい。
安全文化の徹底	(28)安全文化の徹底	原子力に携わる全ての者は安全文化を備えていなければならない。「原子力安全文化」とは，「原子力の安全問題に，その重要性にふさわしい注意が必ず最優先で払われるようにするために，組織と個人が備えるべき統合された認識や気質であり，態度である。」（IAEA）とされている。これをしっかりと我が身のものにすることは，原子力に携わる者の出発点であり，義務であり，責任である。安全文化がないところに原子力安全の不断の向上はない。 　しかし，今回の事故に照らし，我が国の原子力事業者は，組織も個人もともにその安全確保に対して第一義的な責任を負う者として，あらゆる新知見に対して目を凝らし，それが自らのプラントの脆弱性を意味するか否かを確認し，プラントの公衆安全に係るリスクが十分低く維持されているとの確信に影響があると認めるときには，安全性向上のための適切な措置を講じることに真摯に取り組んできたかを省みなければならない。 　また同様に我が国の原子力規制に携わる者は，組織も個人もともに国民のために原子力安全の確保に責任を有する者として，安全確保の上でわずかな疑念もないがしろにせず，新しい知見に対して敏感にかつ俊敏に対応することに真摯に取り組んできたかを省みなければならない。 　このため，今後は，原子力安全の確保には深層防護の追求が不可欠であるとの原点に常に立ち戻り，原子力安全に携わる者が絶えず安全に係る専門的知識の学習を怠らず，原子力安全確保上の弱点はないか，安全性向上の余地はないかの吟味を重ねる姿勢をもつことにより，安全文化の徹底に取り組む。	・ 国及び事業者は，組織の安全目標の設定，個人と組織における安全文化の醸成活動の推進・評価・改善，教育機関との連携強化，規制機関の人材育成に取り組む。 【2011.9.11 付 政府報告書】 原子力事業者や安全規制に携わる者が組織や個人の両方において，新しい知見の把握などに真摯に取り組む姿勢の再構築を図ることとしている。 原子力安全文化をそれぞれの組織と個人がしっかりと我がものとすることは，原子力安全に携わる者の出発点であり，義務であり，かつ責任である。安全文化がないところに原子力安全の不断の向上はないことを，今後の我が国の安全確保の原点にすることを改めて様々な形で確認し，実現していくこととしている。	原子力産業界は，JCO 事故，東電のトラブル隠しなどを受け，安全文化醸成活動を強化し，地道に取組んできたものである。しかし，福島第一原子力発電所の事故を防ぐことができなかったのはなぜか真摯に反省し，安全文化に対する取組みのあり方の見直しに取組まなければならない。安全文化のあり方については，今後の課題として取組んでいきたい。

付録-5.2　NRC　Japan　Task　Force　の１２項目の Recommendation と本報告書の対策との比較

項目	勧告	電力への詳細な要求事項	本報告書の対策との比較
規制の枠組みの明確化	（１）適切な防護に向けて、深層防護とリスク考慮を適切に調和させる論理的で体系的かつ一貫した規制の枠組みを確立すべき。	―	規制のあり方に関することであり、産業界としての本報告書には課題として上がっていない。
防護の保証	（２）NRC は設計基準の地震および洪水に対する各稼働原子炉の SSC の防護を再評価し、必要に応じてそれを引上げるよう事業者に要求すべき。	o　NRC の現行要件および指針に照らして、敷地内の地震および洪水ハザードを再評価し、必要な場合は、安全にとって重要であり、更新されたハザードから防護すべき設計基準および SSC を更新する。 o　地震および洪水のウォークダウン防止措置を遂行し、プラント固有の脆弱性を特定および改善すると共に、外的事象に対する設計基準を更新する長期行動が完了するまで、一時的に防水バリアおよびシート等の、防護機能の監視および維持の適切性を検証する。	地震と津波の評価については、今回のデータから得られた知見を元に、以下のような評価条件の追加を行う。 ・ 基準地震動Ss策定は現状の考え方でもほぼ満足の行くものと考えられるが、更なる安全の確保のためには、複数震源の連動を考慮する。 ・ 地震に伴い到来する津波高さの評価の際に、今後はプレート境界での波源として複数震源の連動を考慮するとともに震源断層のすべり量を大きく設定する必要性を検討する。 想定される津波高さを評価し、敷地内への津波の浸入に対する防御を行うが、更に、以下のとおり重層的な対策を講じて、安全設備の機能の確保を図る。 津波の襲来による敷地内への浸入に関して対策を行う。具体例を以下に示す。 ・ 安全上重要な電源設備の配置に注意を図り、津波による浸水に備える一方、防潮堤（防潮壁）または防波堤を設置する、または重層的な防護の観点から重要設備に防護壁等を設置する。 ・ 漂流物となって緊急時対応に支障をきたす可能性のあるタンク等の津波に対する防護（防護壁など）。漂流物除去のための重機の配備。 更に、建屋内への浸入に対する防御として対策を講じる。具体例を以下に示す。 ・ 想定を超える津波に対し、浸水高さに応じて建屋の外扉や給気口等の開口部及び貫通部のシール性の向上等浸水防止対策を実施する。 ・ 想定を超える津波に対し、安全上重要な設備の浸水防止が必要な扉の水密性を向上させる等の対策を行い、浸水の影響を限定する。 ・ 早期復旧のため、建屋内に浸水した海水を排水する可搬式の排水ポンプ等を配備する ・ 津波の波力の影響については、海側に面した外扉等の津波の影響を直接受ける箇所に対して配慮する また、海水ポンプに対しても津波対策を講じる。 ■本報告書記載箇所 4.6　地震・津波に対する備え ■対策例 地震津波に対する備え　①～⑤、⑦、⑩、⑪
	（３）長期的見直しの一環として、地震火災および溢水を防止または緩和するための能力強化の可能性を評価すべき。	―	火災に対しては、火災防護対策を実施してきている。また、内部溢水に関しても、柏崎刈羽の地震対応の一環として検討を進めている。しかし、地震との組合せではこれまで検討を実施したことはなく、今後、複合事象に対する対策の検討について取組んでいくことが必要である。

項目	勧告	電力への詳細な要求事項	本報告書の対策との比較
緩和能力の強化	（４）設計基準および設計基準外の外的事象に対し、すべての稼働原子炉および新規原子炉の SBO 緩和能力を強化すべき。	o　10 CFR 50.63 を改正する規則制定を開始し、稼働中の原子炉および新規原子炉の事業者に，(1)　交流電源喪失に対する最低 8 時間の対応時間を証明すること、(2) 炉心および使用済み燃料プールの冷却、また必要に応じて原子炉冷却系および一次格納容器の健全性に対する、「全交流電源喪失延長」時の 72 時間の対応時間を実践するのに必要な設備、手順および訓練を制定すること、および (3) 大規模な自然災害に関連して外部交通インフラ機能が著しく低下した条件下で、与えられた対応能力強化の時間内に設備を調達する能力を含め、敷地内の炉心および使用済み燃料プールの持続的冷却能力、また必要に応じて原子炉冷却系と一次格納容器の健全性を支援するための外部資源を、事前に計画および準備する。 o　10 CFR 50.54(h)(2)に従って現在供給されている設備を、設計基準の外的事象から合理的に防護すると共に、他の要件が改正および導入されるため、必要に応じて設備を追加し複数炉の事象に対応する。	電源の確保という観点からは、まず外部電源を確保し、それが駄目な場合は、非常用 DG で供給するように設備を設置し、準備できている。しかし、今回はこれらの備えが機能喪失した。 そこで、まず外部電源の信頼性を向上させる。 ①外部電源は，NISA 指示文書「原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について」に基づき、電源の信頼性確保のための措置（回線接続，鉄塔強化，開閉所浸水対策）に対応している。 次に、非常用 DG が機能喪失をした場合を想定して準備する。 ②非常用 D/G のバックアップ電源として、電源車又は大容量電源を配備（必要な燃料含む）により電源の多様化を図ることとし、電源盤については浸水対策により津波襲来に備えている。なお，電源車は、津波影響を受けない高台に配備している。 また、直流電源に関しても別途、喪失時に対する対策を講じることとしている。 ③蓄電池は，バックアップ電源からの充電ルートを確保するとともに，浸水対策により津波襲来に備えている。 これら重層的な対策により、確実な電源確保が図られる。 また、冷却系の機能確保として、以下の対策を講じることとしている。 ①既存電源に依存しない可搬式動力ポンプ等による原子炉への注水手段の確保，海水を含む注水用水源の確保，並びに注水には SRV による確実な原子炉の減圧が必要であることから，SRV 動作に必要なバックアップ駆動源も確保するなどにより原子炉への確実な注水冷却機能確保に対応している。 ②代替の最終ヒートシンクの確保は，格納容器ベントによる大気への熱の逃がしにて対応している。 ③海水ポンプの早期復旧や予備品配備により海水系復旧による最終ヒートシンクの確保について対応している。 時間のファクターに関しては、必ずしも時間を設定する必要はなく、安全系機器の機能喪失から炉心損傷までの時間を考慮して訓練を行い、炉心損傷前に代替措置の準備ができるかといった確認を通してクリアされると思われる。 なお、必要な設備は基本的には発電所内に配備することとしている。 使用済燃料プールの冷却に関しては、（７）の項目を参照のこと。 ■本報告書記載箇所 4.7 電源の準備 4.8 ヒートシンク喪失対応 ■提言の対策例 電源の準備　①～⑥ ヒートシンク喪失対応　①、②、⑧～⑪
	（５）Mark Ⅰ型および Mark Ⅱ型格納容器を備えた BWR に、耐圧ベント設計を要求すべき。	o　Mark Ⅰ 型および Mark Ⅱ型格納容器を備えた BWR に、信頼できる耐圧ベントを組み込む。	耐圧ベントの設置はもちろんのこと、確実なベント機能の確保のために、ライン構成のための対策例として ①既存駆動源の喪失に備え，格納容器ベント弁の動作に必要なバックアップ駆動源（電源・ポンプ）の確保を挙げている。 また、過温破損の可能性も考慮して、ベント操作手順を今後検討する。 ②「ベントの作動条件の最適化」，「ベント排気ラインから隣接号機への漏えい（回りこみ）防止策」について検討を進めることとしている。 ③更に、炉心損傷後の格納容器代替スプレーによる冷却についても対策として検討する。 ■本報告書記載箇所

項目	勧告	電力への詳細な要求事項	本報告書の対策との比較
			4.8.3 格納容器ベント 4.9 水素対策 ■対策例 ヒートシンク喪失対応　①、③～⑤ 水素対策　③
	（６）福島第一原子力発電所で発生した事故の今後の調査によって追加情報が公開されるのに伴い、長期的見直しの一環として、格納容器内または他の建屋内における水素制御および緩和に関する洞察を特定すべき。	—	原子炉冷却材と燃料被覆管の酸化反応によって発生する恐れのある水素に対しては，従来から設計基準事象に基づき，非常用炉心冷却系などの炉心冷却による水素発生の防止や，沸騰水型原子炉（BWR）では原子炉格納容器への窒素封入による不活性環境とすることにより，万一の水素発生によっても原子炉格納容器内の雰囲気を可燃限界以下となるようにしている。 しかしながら，BWR において同容器内で水素が発生した場合，設計条件を超える状況下では原子炉建屋内部への水素漏えいが起こった。このため①「原子炉建屋等に滞留した水素を放出あるいは低減するための対策」，②「水素が原子炉建屋へ漏えいした経路の検討を踏まえた，原子炉建屋における水素の滞留を適切に監視する水素ガス検知器の設置」を提言している。 さらに，シビアアクシデント対応における格納容器ベント時に，水素が原子炉建屋内へ回りこむことを防止するため，③「格納容器ベントラインに分岐管が設置されている場合は、その排気管からの水素の回りこみ防止」，④「排気筒を共有する他号機への水素の回りこみ防止」を提言しており，原子炉建屋内への水素蓄積の防止を図るようにしている。 このように，炉心内で発生する恐れのある水素に対して，これらの対策により水素蓄積による原子炉建屋の爆発を防止し，事故の拡大防止を図ることができる。 なお，水素発生防止及び放出対策を確実に行うことにより、水素爆発は防止でき、ＢＷＲにおける原子炉建屋内への可燃性ガス濃度制御系の設置は必須とは考えられない。 ■本報告書記載箇所 4.9 水素対策 ■対策例 水素対策　①～④
	（７）使用済み燃料プールの復水能力および使用済み燃料プールの計装設備を強化すべき。	o　設計基準の自然現象に耐えられ､使用済み燃料プールの主要パラメータ（水位、温度およびエリア放射線レベル）の制御室からの監視が可能な、十分な安全系計装設備を提供する。 o　使用済み燃料プールの補給系に安全系交流電源を供給する。 o　原子炉の運転モードに関係なく、使用済み燃料プールに照射済み燃料がある時に、使用済み燃料プールの補給および使用済み燃料プールの計装設備に作動可能な、所内非常用電源トレインを１本備える要件を扱うように、技術仕様書を改正する。 o　建屋外部の同一平面で（可搬式ポンプやポンプ車などを使って）水を供給するアクセスが容易な接続を含め、地震を考慮して承認された使用済み燃料プールに水をスプレイする設置済み設備を備える。	使用済燃料プールの確実な冷却機能の確保においては、冷却機能を喪失した場合においてもプール水位を維持し、使用済燃料を露出させないことが極めて重要である。そのためには、代替注水手段の確保が重要であり、例えば、消防車・ポンプ車による注水とそれに伴う注水ルート及び水源の確保といった対策が考えられる。 また、代替注水措置の有効性を確認するために、プール水位及びプール水温度の監視機能の強化も必要となる。例えば、水位計及び温度計への非常用電源からの電源供給やバッテリ駆動のＩＴＶ等を活用したプールの状態監視強化といった対策が考えられる。 このように、使用済燃料プールへの注水を行ってプール水位を維持することにより、使用済燃料の健全性を確保することが可能であると考えるが、更なる信頼性向上として、冷却機能を維持する方策についても対策例として挙げられる。 福島第一原子力発電所では、全電源が喪失しており、恒設の補給水系の電源を安全系とするよりも、仮設の設備で確実に水を補給できれば燃料の破損防止の観点からは十分と考えられる。（従って、技術仕様書の改正も不要と考えられる。） ■本報告書記載箇所 4.11　使用済燃料の健全性確保

項目	勧告	電力への詳細な要求事項	本報告書の対策との比較
			■対策例 使用済燃料の健全性確保　①～③
	（８）プラント緊急時運転手順（EOP）、過酷事故管理指針（SAMG）および EDMG 等の施設内における緊急時対応能力を強化、統合すべき。	o　プラント緊急時運転手順の技術ガイドライン（GL 82-33 における NUREG-0737 に対する補足事項 1「緊急時対応能力に関する要求事項」）を、(1) 統合された形によりプラント緊急時運転手順、過酷事故管理指針および EDMG を含み、(2) その実施に際しての明確な指令統制戦略を特定し、且つ (3) 緊急時において意思決定を行なうスタッフに対する適切な資格の付与および訓練を規定するように、修正する。	・ 全電源喪失やヒートシンク喪失を考慮した設備の配備など対策を講じることとしており、そのための手順の整備も対策として上げている。 ・ 組織／指揮・命令に関する対策として、判断の遅れが事故の収束に対して悪影響を及ぼすものについては、判断のタイミングを明確化し、社外との調整を早めに行い迅速な操作ができるよう準備をしておくこととしている。また、通信設備の強化も対策としてあげている。緊急時対策所に、指令に必要なプラントパラメータの収集手段の確保を対策として上げている。 また、資格に関しては、明確に求めていないが、訓練の一環で、知識・技量を確保するよう求めている。 ■本報告書記載箇所 4.7 電源の準備 4.8 ヒートシンク喪失対応 4.10.1 訓練 4.10.4 緊急時対策所 4.10.6 組織/指揮・命令 4.10.7 通信 ■対策例 電源の準備　①、④ ヒートシンク喪失対応　①、③、④、⑥、⑧～⑩ 緊急時に対する準備　⑭～⑲、㉔、㉘、㉙、31～㉝
		o　各原子炉運転設計においてプラントに対して承認されたプラント緊急時運転手順の技術ガイドラインを参照するための、標準技術仕様書の第 5.0 節「管理統制」を修正し、その変更に従うため各プラントの技術仕様書を修正する。	
緊急時対応の強化	（９）NRC は、施設緊急対策において長期的な SBO および複数ユニット事象に対処する旨を要請すべき。	o　規則制定の終了まで、以下を行う。 ・複数ユニット事象への対応に必要な全ての位置を満たすための作業員の決定と実施。 ・事業者による施設に特化した線量評価ソフトウェアおよびアプローチを使用した、複数ユニット線量評価（使用済み燃料プールからの放出を含む）の実施方法について文書化した緊急時計画への、指針の追加。 ・複数ユニットおよび長期的な SBO のシナリオに対する、定期的な訓練および練習の実施。可能な範囲での、施設外のリソースの特定および取得に係る演習（シミュレート）。 ・緊急時対応の機器および施設が、複数ユニットおよび長期的な SBO のシナリオに対して適切に処理できることの保証。 ・長期的な SBO の際の、施設内（対応チームおよび施設間の無線通信等）および施設外（携帯電話、衛星電話等）の通信に必要な通信機器への電力供給手段。 ・事故発生期間を通じての緊急時対応情報収集システムの能力の維持管理。	・ 全電源喪失やヒートシンク喪失を考慮した設備の配備など対策を講じることとしており、そのための手順の整備も対策として上げている。 ・ 通信設備の強化や体制、計器、モニタリングなどの緊急時対応について、対策に挙げている。訓練を通して、その有効性がチェックされることとなる。 ・ 対策として訓練の実施について上げている。複数ユニットに対応できるよう準備できているかどうかについては訓練によって確認され、その結果、必要であれば体制の強化など見直しが図られることとなる。 ・ リソースについても災害対策の備え、緊急時の協力体制の構築を対策として講じることとしている。 ■本報告書記載箇所 4.7 電源の準備 4.8 ヒートシンク喪失対応 4.10.1 訓練 4.10.7 通信 4.10.8 環境モニタリング ■対策例 電源の準備　①、④ ヒートシンク喪失対応　①、③、④、⑥、⑧～⑩ 緊急時に対する準備　⑬～⑳、㉚～㊸
		o　複数ユニットサイトの監視能力を保証するため、2012 年 6 月までに緊急時対応情報収集システムを最新の状態にするためのイニシアティブを完了させる。	
	（１０）長期レビューの一環として、NRC は、複数ユニット事象および長期的な SBO に関する、緊急時対応への追加テーマを追求すべき。	*o　福島第一原子力発電所事故から得られた洞察に基づき、緊急時対応者のための現在の防護設備に関する要求事項および指針について解析する。*	・ 組織／指揮・命令に関する対策として、判断の遅れが事故の収束に対して悪影響を及ぼすものについては、判断のタイミングを明確化し、社外との調整を早めに行い迅速な操作ができるよう準備をしておくこととしている。ま

項目	勧告	電力への詳細な要求事項	本報告書の対策との比較
		o　長期的なSBOもしくは複数ユニット事象またはその両方に際して、適切な施設内に適切なレベルの権限および監視体制が存在することを保証するために、指令統制構造および意思決定者の資格について評価する。	た、通信設備の強化も対策としてあげている。緊急時対策所に、指令に必要なプラントパラメータの収集手段の確保を対策として上げている。 ・ また、資格に関しては、明確に求めていないが、訓練の一環で、知識・技量を確保するよう求めている。 ■本報告書記載箇所 4.10.1 訓練 4.10.7 通信 ■対策例 緊急時に対する準備　⑭～⑲、㉔、㉘、㉙、31～㉝
		o　以下の方法により、緊急時対応情報収集システム（ERDS）を評価する。 *・大規模自然災害時には使用できなくなる恐れがある固定回線インフラに依存しない、緊急時対応情報収集システムのデータを送信するための代替方法（衛星回線等）を決定する。* *・各地で現在受信しているデータセットが、最新の評価を行なう上で必要な条件を満たしているかを決定する。* *・緊急時において、運転員が行動する必要がないように、緊急時対応情報収集システムを継続して送信するべきかどうかを決定する。*	
	（１１）長期レビューの一環として、NRCは意思決定、放射線モニタリングおよび住民の啓発に関する緊急時対応のテーマを追求すべき。	*o　施設内緊急対応リソースが、甚大な自然災害により、施設外インフラが破壊される、または対応リソースに対して他に優先事項が存在するという理由のため、施設外からの支援が妨げられる、または遅れる可能性がある場合の、現地への機器の輸送能力等、緊急対策を効果的に実施するために必要であるかを調査する。*	事故時のモニタリング及びその結果の広報については、国、自治体が実施し、電力はその体制に協力するものである。今回の事故を受けて、国でモニタリングなど事故対応の検討を進められているが、電力として協力するところに関しては、自主的に対策を講じるものである。 具体的には、以下のような項目について、対策を進めることとしている。 －緊急時に融通する必要のあるモニタリング機器、設備の再確認及び必要数の配備 －緊急時に必要となる応援要員の見直し、その派遣に係るルールの整備 －電源、伝送ラインの強化 －地震、津波に対する耐性強化 －仮設モニタリング設備等の代替手段による測定手順の見直し －伝達する情報の内容、その取り纏め方法、必要な要員の整理 －伝達手段（プレス、ＨＰ等）や公表タイミングの検討 ■本報告書記載箇所 4.10.8 環境モニタリング ■対策例 緊急時に対する準備　㉞～㊵
		o　福島における緊急時対応の実施から得られた洞察を評価する。	
		o　リアルタイムでの、施設内および緊急時計画区域範囲内の放射線モニタリングの有効性（交流電源からの独立性、リアルタイムでのインターネットの利用可能性に対する考慮を含む）を調査する。	
		o　放射能、放射能の安全性およびKIの正しい服用法に関する訓練を、各原子力発電所周辺の地域共同体で実施する。	
NRCプログラムの効率向上	（１２）NRCは、勧告された深層防護枠組みと一致する、深層防護への要求事項により注意を集めることにより、事業者の安全実績（即ち原子炉監視プロセス）に対する規制上の監視を強化すべき。	*o　深層防護への考慮を完全に含むために、毎年の原子炉監視プロセス自己評価および2年ごとの原子炉監視プロセス再編成を実施する。*	規制側の取組みなので、産業界としての本報告書の課題として上がっていない。 なお、今後、ＷＡＮＯやＪＡＮＴＩが実施するピアレビューでは、ＥＰやＳＡＭに関してもレビュー項目として取組んでいくこととなす。

（注）斜体の箇所は、規制と事業者双方にかかると思われる対策である。

付録-6　マークⅠ型格納容器について

マークⅠ型格納容器に関して様々な議論がなされている。産業界としてのマークⅠ型格納容器対する見解を以下に整理した。

なお、議論に対する詳細については、GE 社のホームページ（http://www.ge.com/jp/docs/1307504328207_NEI_Report.pdf）にアクセスすれば解説を読むことができるので参照されたい。

本来、設計を行う場合、地震などの設計条件に対して十分な強度を有する施設となるよう設計を行っており、その後の知見に対しても都度対応してきており、他の型式と比較して安全性に遜色はないと判断される。

議論の対象としてあげられた論点は以下の 4 項目である。

1. 地震に弱い。
2. 格納容器の容積が小さいために事故時の炉心からの放出エネルギーの吸収量が小さい。
3. サプレッションチェンバ内壁へ地震などの際に動荷重が加わることにより破損の可能性がある。
4. シビアアクシデントを仮定した際に格納容器の破損確率が高い。

これらの点に関して見解を示す。

1. マークⅠ型格納容器の耐震性について

マークⅠ型格納容器について以下の特徴があげられる。

- RPV の横にサプレッションチェンバを配置。
- 格納容器を低くできるため、重心が低い。
- 格納容器内の RPV の配置箇所が低いため、重心が低い。

マークⅠ型格納容器はサプレッションチェンバを RPV の横に設置したことで高さを低く抑えるとともに、地面に接地する面積が増えている。

従って、耐震設計上有利である格納容器の型式であると言える。

マークⅠ型格納容器とマークⅡ型格納容器の比較図を図 付録-6-1 に示す。

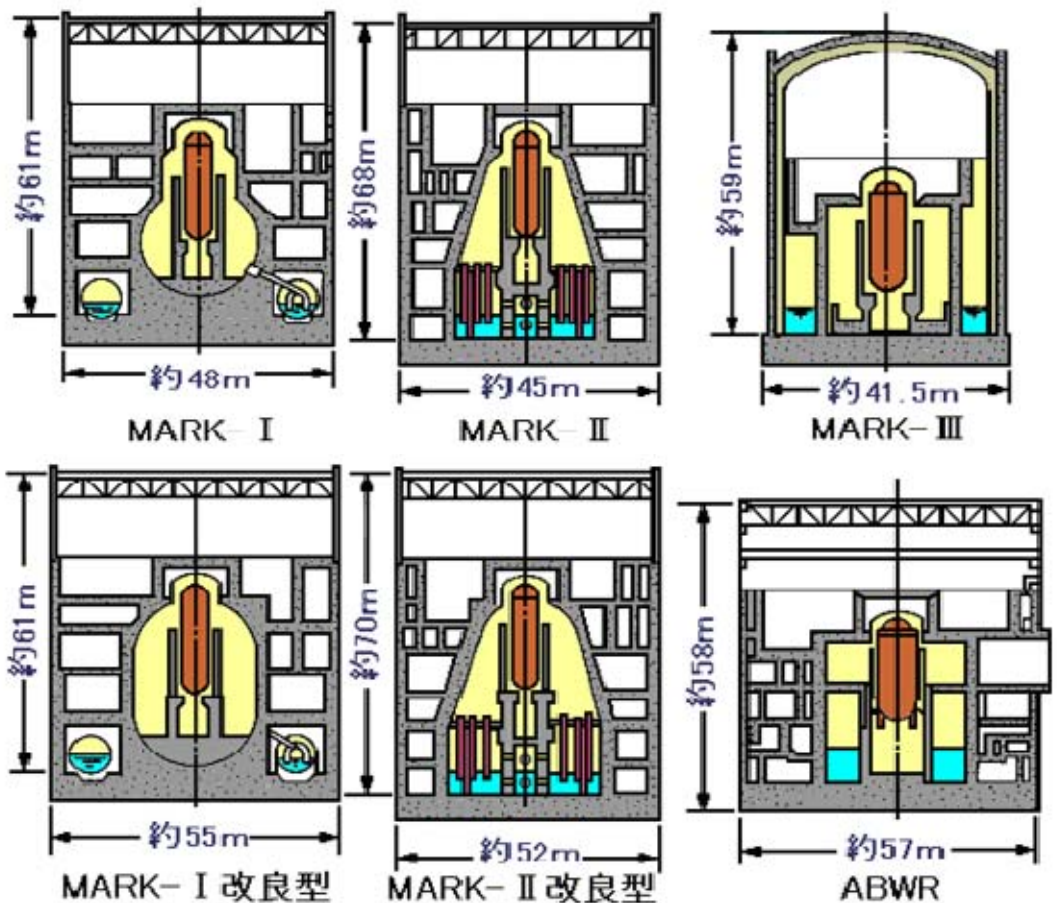

約61m
約48m
MARK－Ⅰ
約68m
約45m
MARK－Ⅱ
約59m
約41.5m
MARK－Ⅲ
約61m
約55m
MARK－Ⅰ改良型
約70m
約52m
MARK－Ⅱ改良型
約58m
約57m
ABWR

図 付録-6-1

2. マークⅠ型格納容器の容積について

事故時に放出されるエネルギーは原子炉の熱出力に比例する。それを吸収する格納容器体積との比の比較を行うと、マークⅠ型格納容器はマークⅡ型格納容器や RCCV よりも大きい。マークⅠ型格納容器の空間体積は小さいが、事故時に炉心から放出されるエネルギーの吸収という点では他の型式と比べて遜色がない。

マークⅠ型格納容器とその他の型式の格納容器の平均格納容器空間体積と平均原子炉熱出力を表 付録-6-1 に示す。

表 付録-6-1　熱出力に対する格納容器空間体積

格納容器型式	平均格納容器 空間体積[m^3]	平均原子炉 熱出力[MW]	格納容器空間体積 ÷熱出力[m^3/MW]
マークⅠ	6558	1681.8	4.10
マークⅠ改	12500	2581.2	4.95
マークⅡ	9775	3293	2.96
マークⅡ改	14406	3293	4.37
RCCV	13355	3926	3.40

3. サプレッションチェンバプールへの動荷重

議論の対象となっているサプレッションチェンバの内壁に圧力がかかる条件は主に以下の 2 点である。

(1). 地震

(2). SRV からの放出蒸気

(1). 地震

以下のとおり、地震による動荷重についてはマークⅠ型格納容器固有の問題とならない。

論点は以下の 2 項目。

- 地震によりプール水が揺動しサプレッションチェンバ内壁に局所的に動荷重が加わる。
- 地震によるプール水の揺動により SRV からの蒸気排気管がサプレッションチェンバ空間部に露出する。原子炉冷却材喪失事故と同時に発生した場合、サプレッションチェンバ空間部に RPV からの蒸気が直接放出され、サプレッションチェンバ内圧力が上昇する可能性がある。

地震によるプール水の揺動で加わる動荷重は、構造解析上問題とならないことが確認されている。また、SRV の排気管については、サプレッションプール水位が最低水位かつ、サプレッションプール水の揺動振幅が最大の箇所であっても、排気管は水面から出ることはないため、議論となるような事象は生じないことが確認されている。

(2). SRV からの放出蒸気による影響

SRV からの蒸気によるサプレッションチェンバ内壁にかかる動荷重については対策済みであり、マークⅠ型格納容器固有の問題とはならない。

RPV の内圧が高くなると、RPV の破損を防止するため SRV を作動させ RPV の蒸気をサプレッションチェンバプール水中に放出する。

この際、蒸気が局所的に放出され、サプレッションチェンバの内壁に局所的な動荷重が加わる可能性が指摘されていた。

このため蒸気排気管をストレートノズルから十字型のノズルに排気管を設け、蒸気が分散して水中に放出されるクエンチャタイプに改造を行った。この改造により局所的に圧力が加わることはない。

4. シビアアクシデントを仮定した際の格納容器の健全性確保

各事業者において確率論的安全性評価を行い、有効な過酷事故対策を抽出し、整備しておりシビアアクシデント時の格納容器の健全性は確保されている。

格納容器の破損の原因は以下の 2 つである。

- 格納容器の最高使用圧力を超える圧力が加わった時
- 格納容器の最高使用温度を超える温度となった時

上記の破損原因を除去し、格納容器の健全性を維持するために検討・整備された過酷事故対策は以下の 4 つである。

1. 格納容器ベント
2. 代替注水
3. 格納容器スプレイ
4. 代替冷却

参考資料-1　プラント概要

福島第一原子力発電所 1～3 号機のプラント概要を、表 参考-1 及び図 参考 1-1、参考 1-2 に示す。また、1～3 号機で整備済であった過酷事故対策の概要を、表 参考-2 及び図 参考 1-3～参考 1-8 に示す。

表 参考 1-1　プラント概要

プラント	1 号機	2 号機	3 号機
原子炉型式	BWR3	BWR4	BWR4
格納容器型式	Mark-I	Mark-I	Mark-I
熱出力（MWt）	1380	2381	2381
電気出力（MWe）	460	784	784
燃料体数	400	548	548
制御棒本数	97	137	137
逃し安全弁	4	8	8
安全弁	3	3	3
非常用復水器(熱交換器台数)	2	―	―
隔離時冷却系(ポンプ台数)	―	1	1
非常用炉心冷却系(ポンプ台数)	HPCI:1 CS:4 ADS	HPCI:1 CS:2 LPCI:4 ADS	HPCI:1 CS:2 LPCI:4 ADS
格納容器冷却系/残留熱除去系	―	2	2
格納容器冷却系(ポンプ台数)	4	―	―
停止時冷却系(ポンプ台数)	2	―	―
非常用 DG (台数)	2	2	2
格納容器体積	DW:3410 m^3 WW:2620 m^3 SP:1750 m^3	DW:4240 m^3 WW:3160 m^3 SP:2980 m^3	DW:4240 m^3 WW:3160 m^3 SP:2980 m^3

表 参考 1-2　整備済の過酷事故対策

機　能	過酷事故対策	1 号機	2/3 号機
原子炉停止機能	再循環ポンプトリップ (RPT)	○	○
	代替制御棒挿入 (ARI)	○	○
原子炉及び格納容器への注水機能	代替注水 (復水補給水系/消火系ポンプ 等による原子炉/格納容器への注水)	○	○
	原子炉減圧の自動化 (ADS インターロック追加)	－	○
格納容器からの除熱機能	代替除熱 (DW クーラー/原子炉冷却材浄化系の活用)	○	○
	残留熱除去系の故障機器の復旧 (手順)	○	○
	耐圧強化ベント	○	○
安全機能のサポート機能	非常用 D/G の追設 (各プラント 2 台に専用化)	○	○
	電源の融通 (隣接プラントからの 480 V 融通)	○	○
	非常用 D/G の故障機器の復旧 (手順)	○	○

過酷事故（シビアアクシデント）対策（アクシデントマネジメント）とは

過酷事故対策（アクシデントマネジメント）とは、シビアアクシデント（過酷事故：原子炉の燃料が重大な損傷を受けるような大事故のこと）に至るおそれのある事態が発生しても、それが拡大することを防止し、また、万が一シビアアクシデントに拡大した場合にも、その影響を緩和するための対策をいう。

1992 年 5 月に、原子力安全委員会がシビアアクシデントに対するアクシデントマネジメントの整備を勧告し、7 月に国が各電力会社にアクシデントマネジメントの整備を要請した。勧告では、日本の原子力発電所が現在の安全対策によって十分に確保されており、さらなる安全規制は必要ないことを認めたうえで、さらに事故に対するリスクを低減させ、安全性を高めるために、電力会社は自主的な努力を行うべきとされていた。

各電力会社は、この勧告を受け、各発電所のアクシデントマネジメント策を整備し、その内容を取りまとめた報告書を、2002 年 5 月に国に提出した。原子力安全委員会もレビューを行い、各電力会社の対策は妥当であると評価された。

アクシデントマネジメントでは、異常が発生し、非常用炉心冷却装置（ECCS）もすべて故障した場合を想定し、例えば、本来、消火用に使うポンプで炉心に注水し、燃料を冷却するといった対策を取るものである。このようにアクシデントマネジメントでは、異常事態に際して、本来はほかの機能のために用意されている設備までフル活用し、異常事態の拡大防止と影響の緩和のための対策を行うものである。

アクシデントマネジメントは、ＩＡＥＡのスタンダードでも要求されている。

IAEA NS-G-2.15 SEVERE ACCIDENT MANAGEMENT PROGRAMMES FOR NUCLEAR POWER PLANTS

1.4. Accident management is the taking of a set of actions during the evolution of a beyond design basis accident:
(a) To prevent the escalation of the event into a severe accident;
(b) To mitigate the consequences of a severe accident;
(c) To achieve a long term safe stable state [4].

The second aspect of accident management (to mitigate the consequences of a severe accident) is also termed severe accident management. Accident management is essential to ensure effective defence in depth at the fourth level

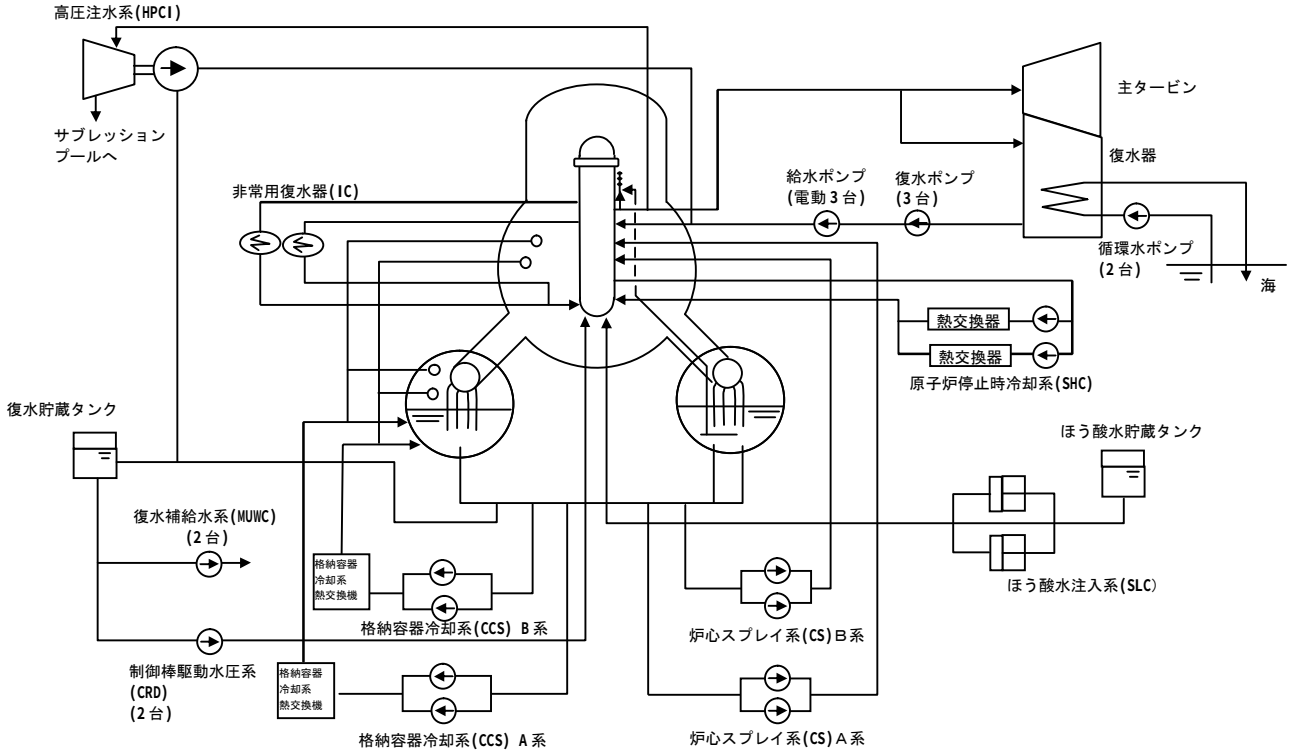


図 参考 1-1　プラント概要（1 号機）

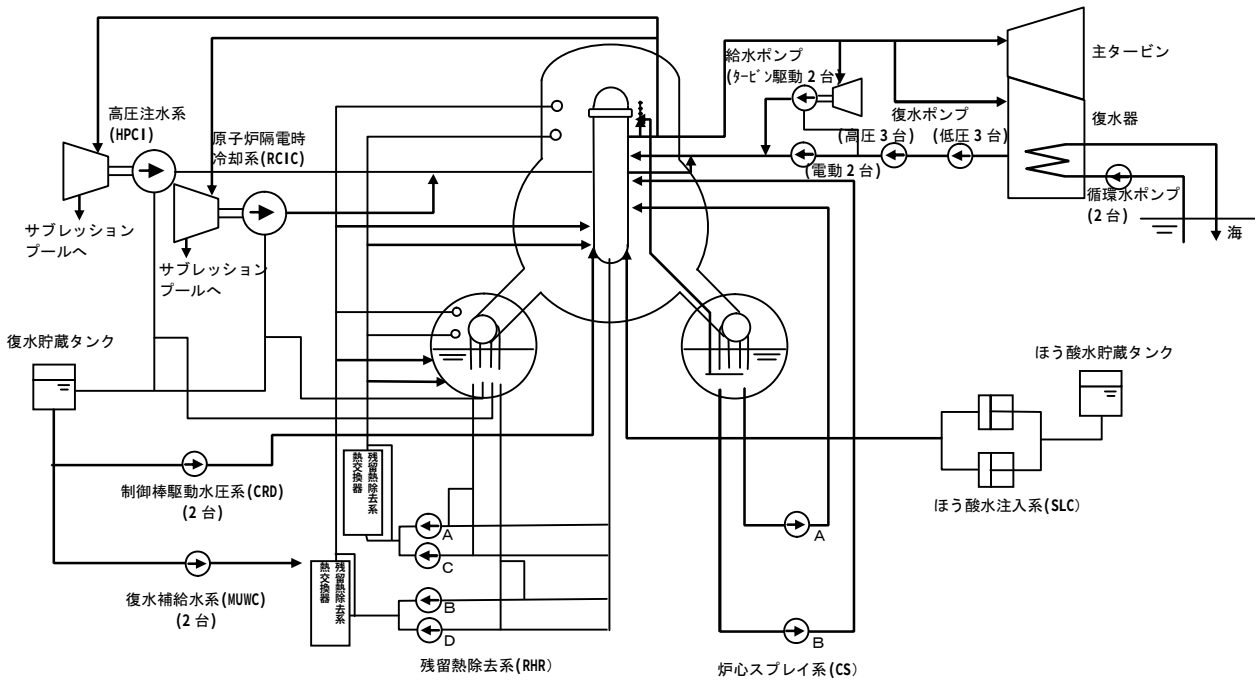
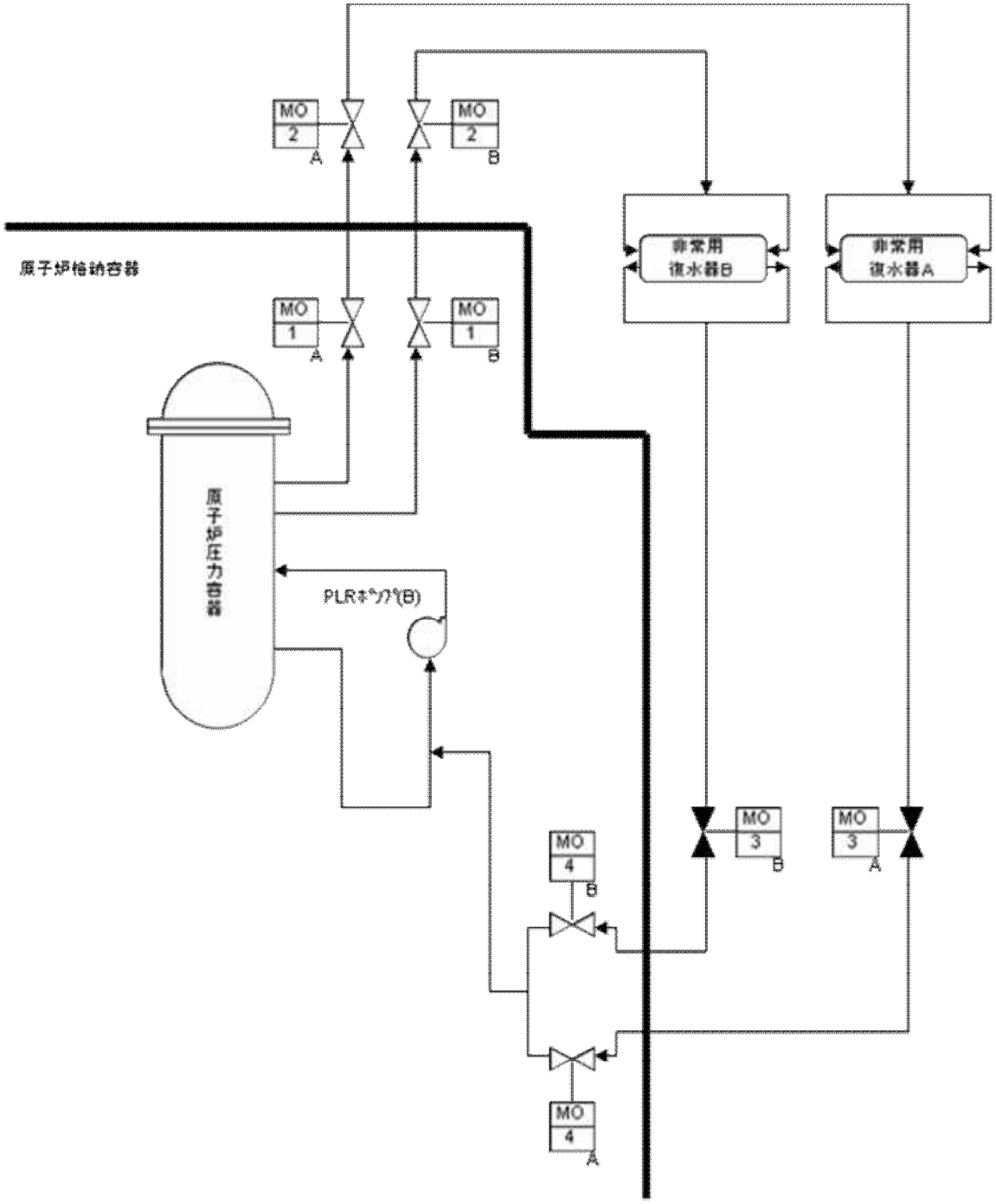


図 参考 1-2　プラント概要（2～3 号機）



※1:通常運転時(待機状態)、MO-1，2，4弁は「開」、MO-3弁は「閉」。起動時3弁「開」。
※2:MO-1，4弁はAC電源、電源喪失にて動作不能(as is)。
※3:MO-2，3弁はDC電源(隔離論理回路と同電源)、電源喪失にて動作不能(as is)。
※4:DC電源喪失時は隔離(閉)論理回路作動。
その時、各弁駆動電源(※2，※3に記載)が活きていれば各弁閉。既に各弁駆動電源が喪失していれば動作不能(as is)。

図 参考 1-3　非常用復水器

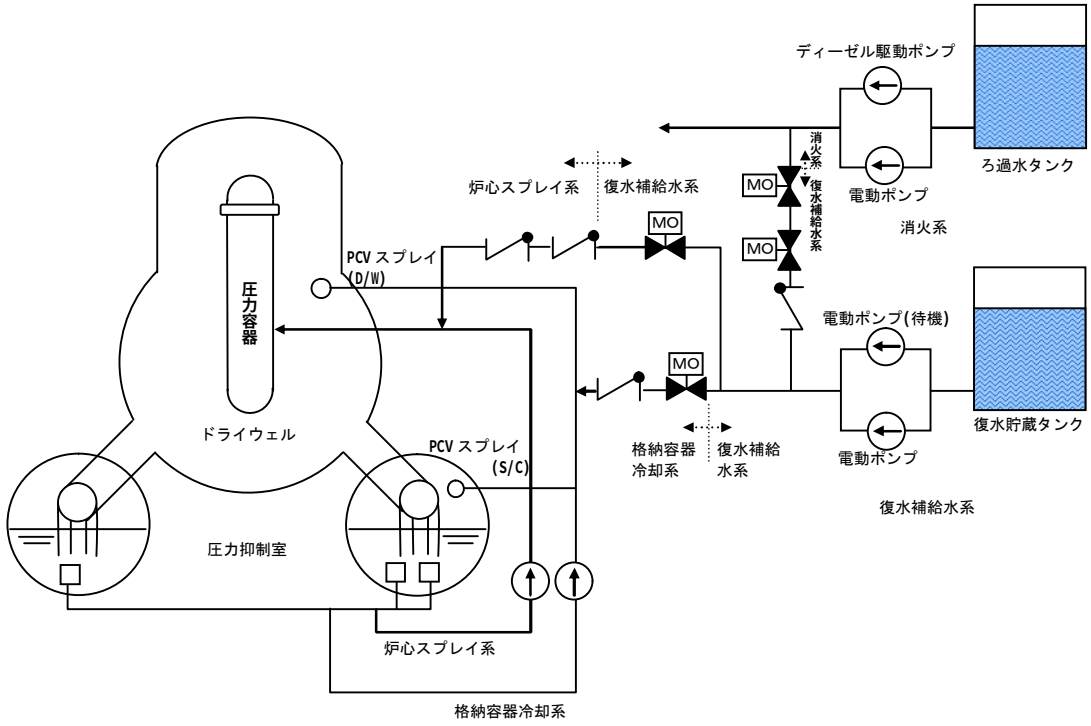


図 参考 1-4　代替注水設備（1 号機）

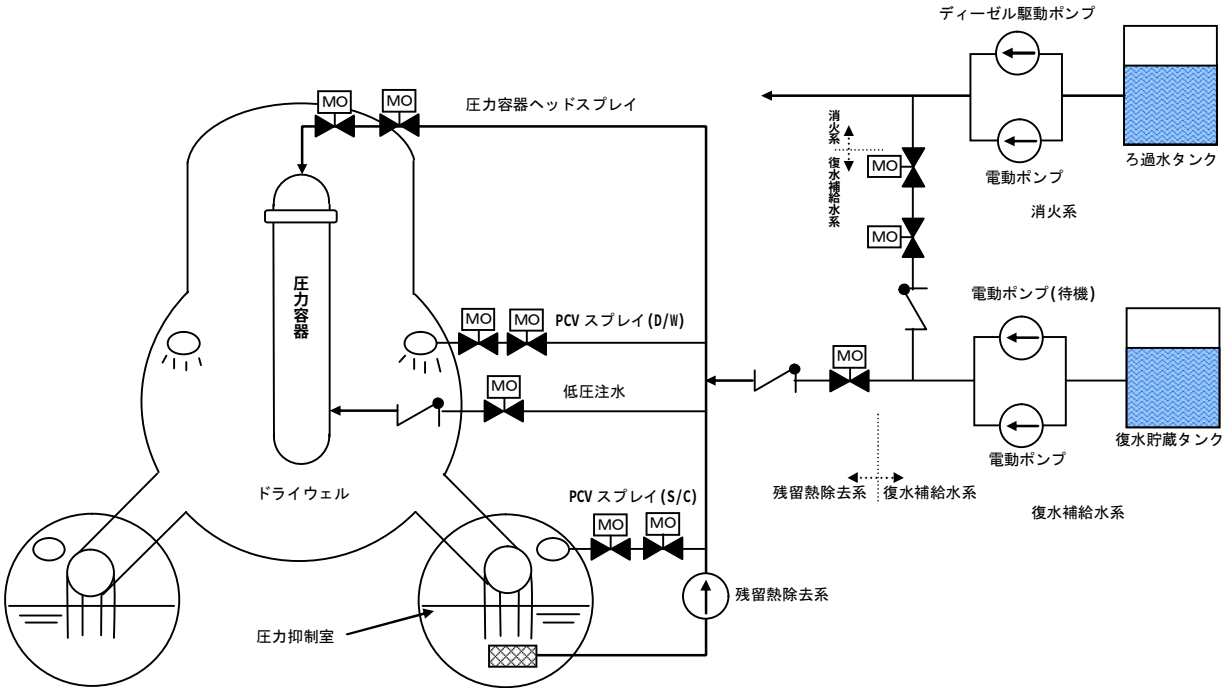


図 参考 1-5　代替注水設備（2～3 号機）

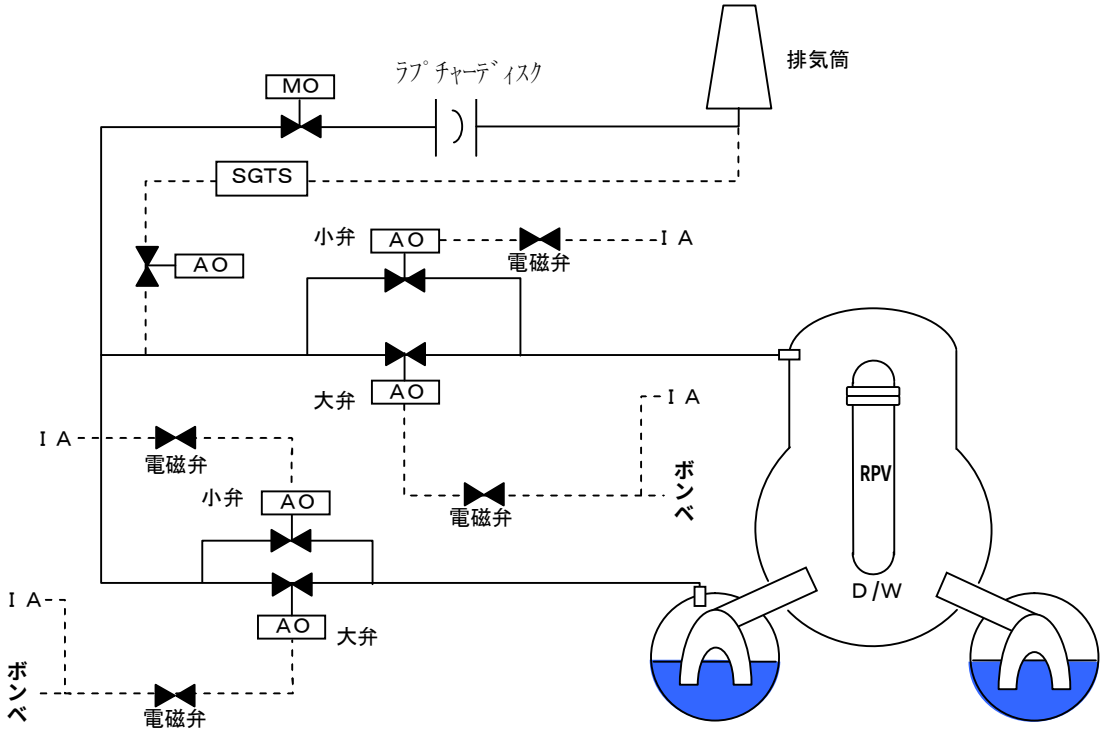


図 参考 1-6　耐圧強化ベント設備（1 号機）

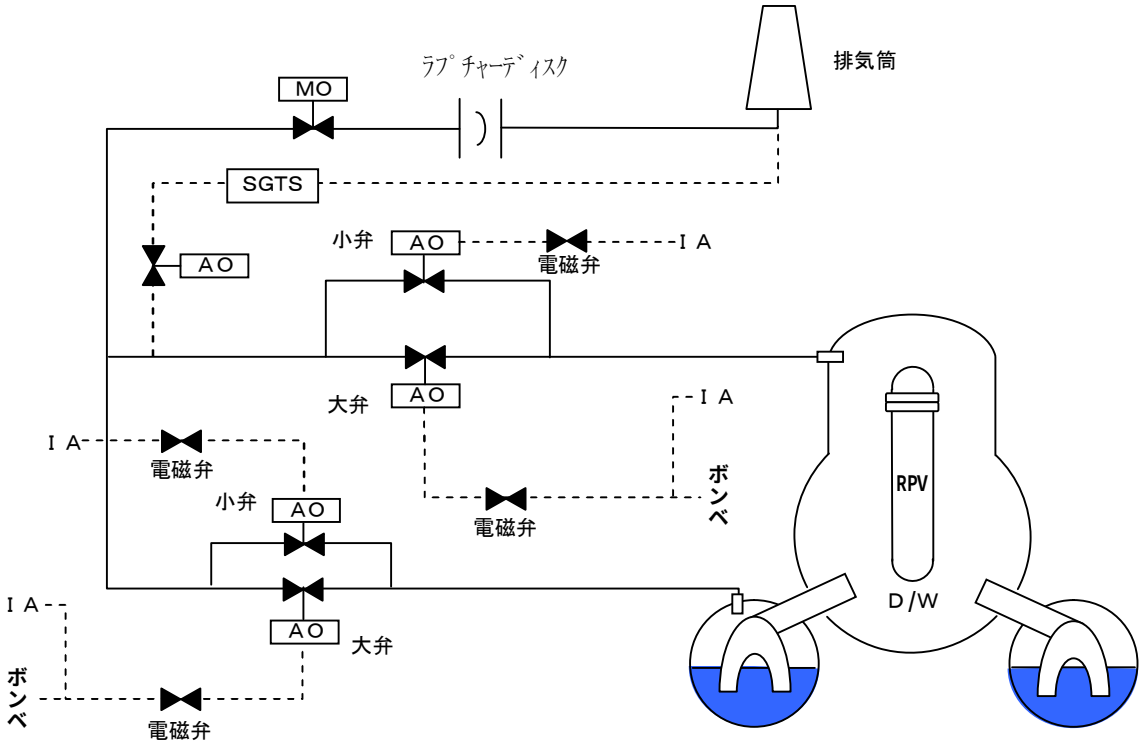
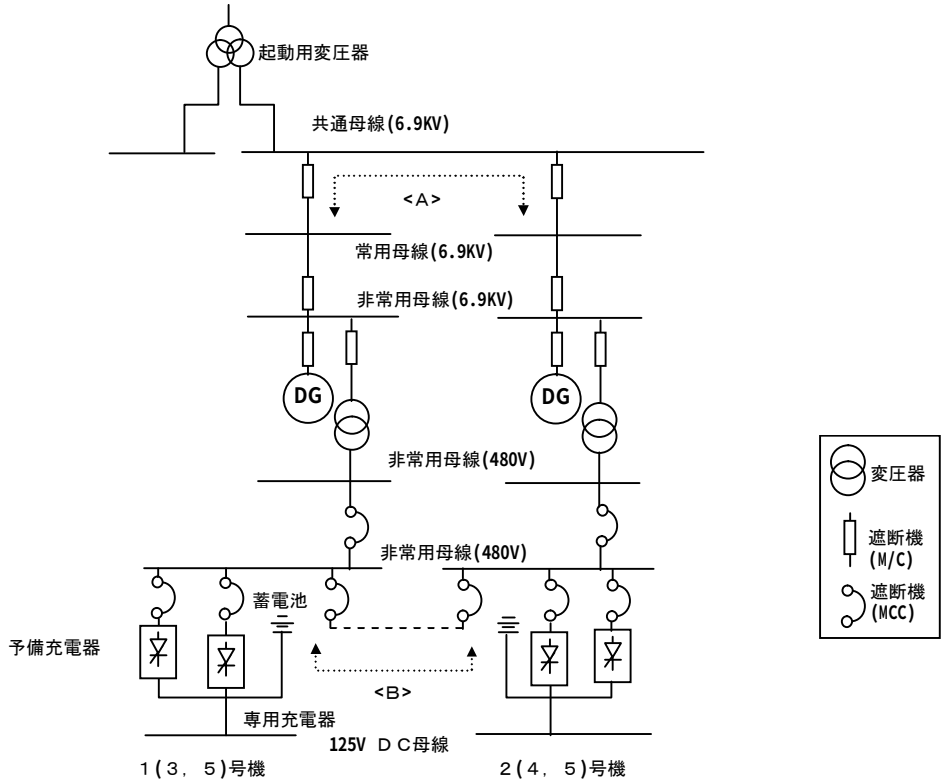


図 参考 1-7　耐圧強化ベント設備（2～3 号機）



<A> ルート：6.9KVのＡＣ電源を融通する。
(ＤＣ電源が使用できる場合のみＭ／Ｃ操作可能)
<B> ルート：480VのＡＣ電源を融通する。
(ＭＣＣを手動操作、また、通常時ＭＣＣは開とし施錠管理することとした)

図 参考 1-8　電源融通