

II 福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における被害状況と事故対処

1 福島第一原子力発電所 1号機から 3号機における主要な施設・設備の被害状況

(1) はじめに

中間報告Ⅱ 3では、冷温停止に向けてプラント制御をする上で重要な機能を有する施設・設備について、被害の概要を述べた。

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

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

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

(2) 主要計装機器の仕組み等

a 意義

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

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

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

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

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

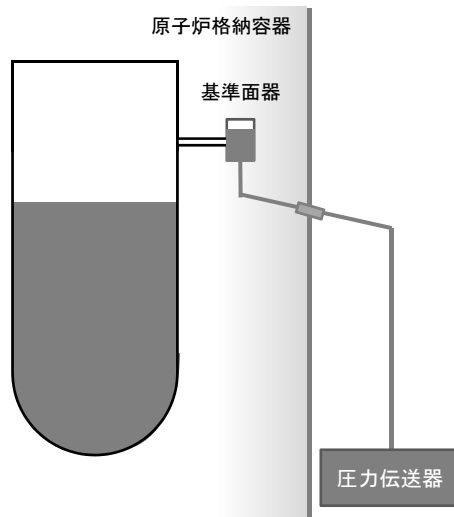
b 主要計装機器の仕組み

(a) 原子炉圧力計

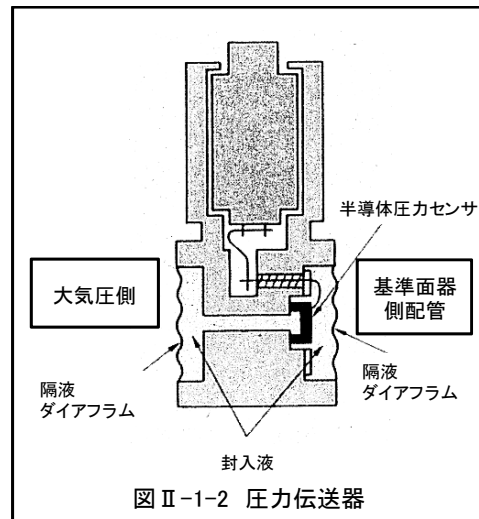
- ① 原子炉圧力計は、圧力容器を貫通し、圧力容器外側（格納容器内側）に備え付けられた基準面器から計装用配管（以下「基準面器側配管」という。）を通じて、原子炉建屋（R/B）内にある計装ラック内に設置された圧力伝送器内の隔液ダイヤフラムにかかる水圧を測定し、基準面器水面（以下「基準面」という。）から圧力伝送器までの水頭圧¹を差し引いて原子炉圧力に換算するものである。

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

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



図Ⅱ-1-1 原子炉圧力計の概要



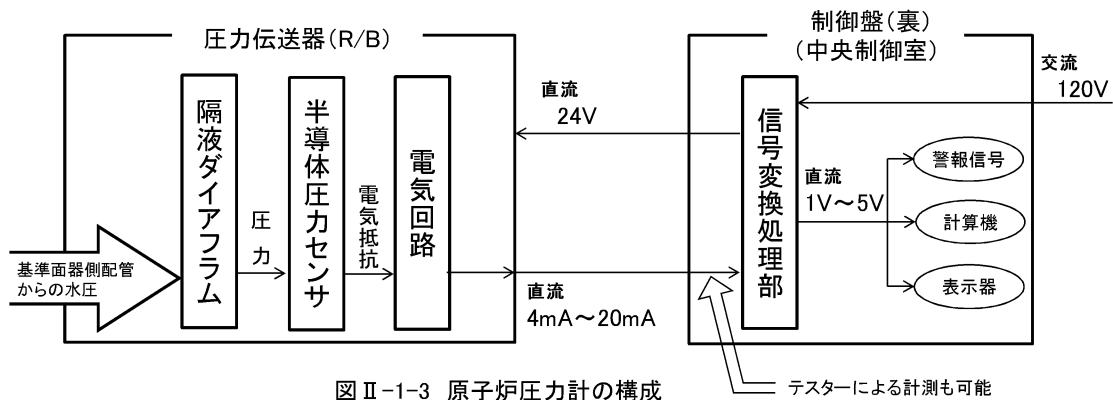
株式会社日立製作所のカタログを基に作成

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

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

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

することになる（図Ⅱ-1-3 参照）。



図Ⅱ-1-3 原子炉圧力計の構成

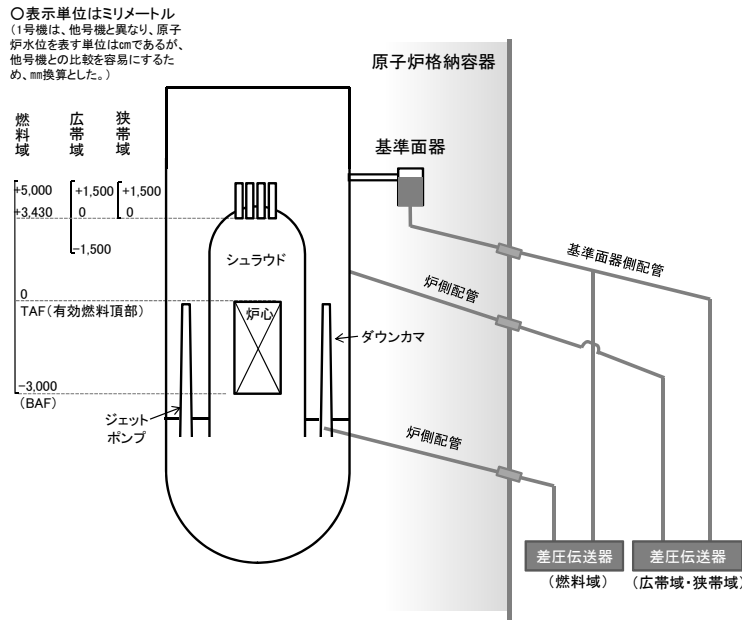
- ③ 圧力伝送器は、各号機 R/B 内の計装ラックに設置されているが²、同計装ラックには、直接読み取り可能な指示計も設けられている。直接読み取り可能な指示計は、圧力伝送器に接続される基準面器側配管から分岐した配管に指示計が直接接続され、同配管内の水が、指示計内部にあるブルドン管内に入り、その水圧に応じてブルドン管が伸縮し、その伸縮に応じて計測用の針が動く仕組みであり、電源を必要としない。

(b) 原子炉水位計

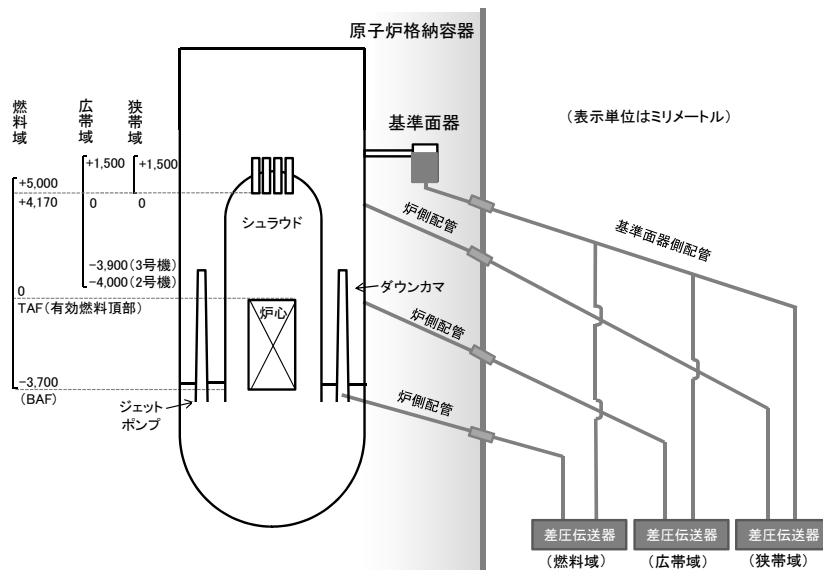
- ① 原子炉水位計は、圧力容器下部の炉側計装配管（以下「炉側配管」という。）を通じて送られる水の圧力（以下「炉側配管圧力」という。）から、基準面器から基準面器側配管を通じて差圧伝送器に送られる水の圧力（以下「基準面器側配管圧力」という。）を差し引いた値を計測し、その差圧の大小に応じて、原子炉水位に変換、表示するものである。原子炉水位計の主なものとしては、測定範囲によって、広帯域、狭帯域、燃料域及び停止域を計測するものがある。いずれの測定範囲の原子炉水位計も、基準面器については、1号機から3号機まで、TAF+5,000mm よりやや上方に、圧力容器から基準面器へ圧力容器内雰囲気を取り込む配管が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

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

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



図Ⅱ-1-4 原子炉水位計の概要(1号機)



図Ⅱ-1-5 原子炉水位計の概要(2号機及び3号機)

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

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

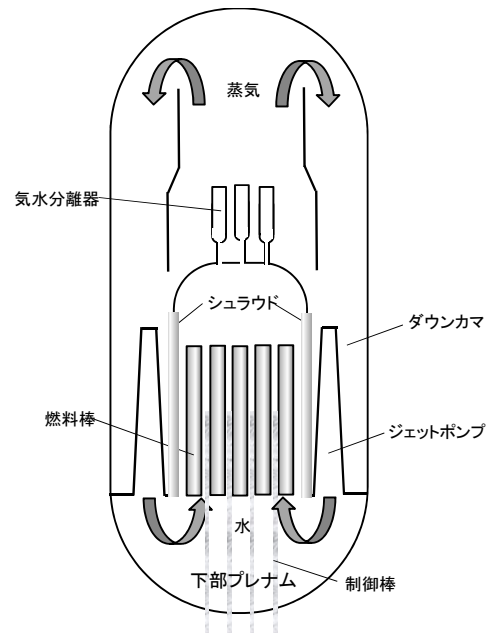


図 II-1-6 原子炉圧力容器(シュラウド、ダウンカマ)

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

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

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

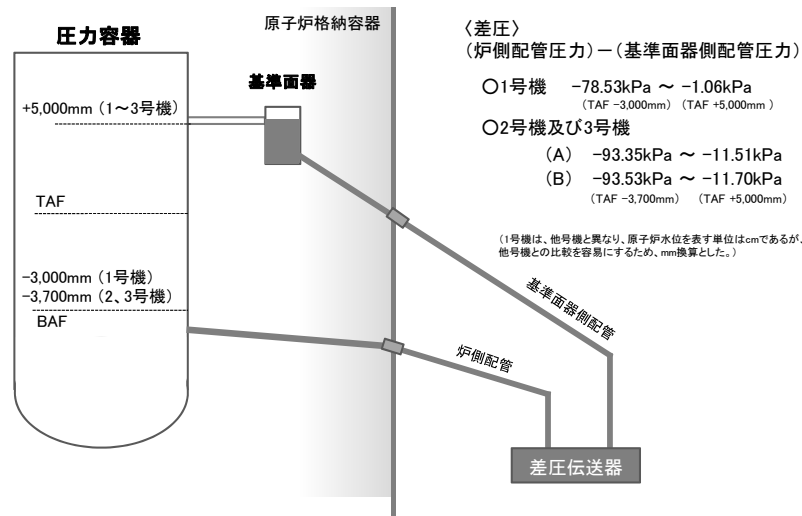
したがって、差圧伝送器で計測する炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は負の値となる。原子炉水位が低下すれば、炉側配管圧力は小さくなるので、炉側配管圧力と基準面器側配管の差圧は、より絶対値の大きな負の値で示される。

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

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

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

位計の測定範囲となる（図Ⅱ-1-7 参照）。



図Ⅱ-1-7 原子炉水位計(燃料域)の差圧

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

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

め、mm換算とした。

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

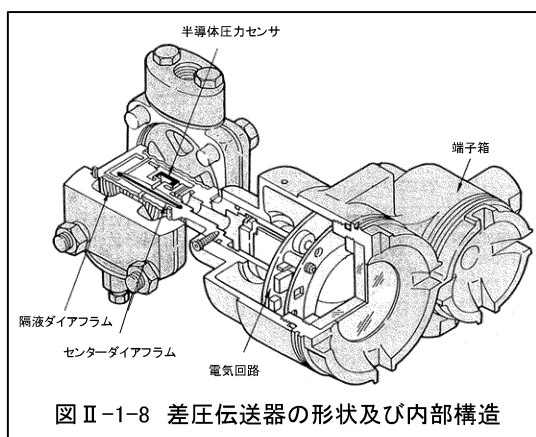


図 II-1-8 差圧伝送器の形状及び内部構造

株式会社日立製作所のカタログを基に作成

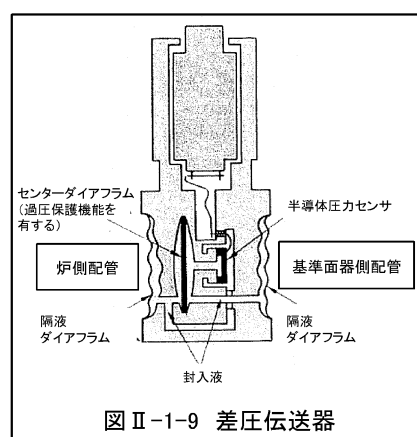


図 II-1-9 差圧伝送器

株式会社日立製作所のカタログを基に作成

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

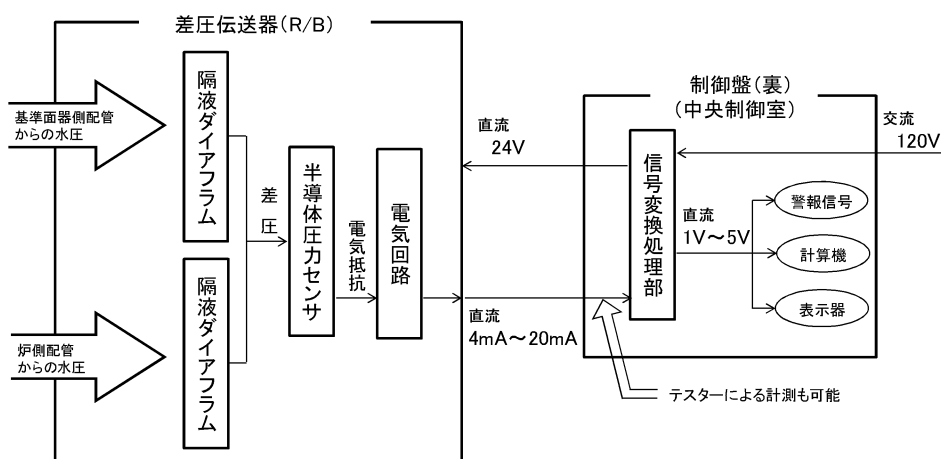


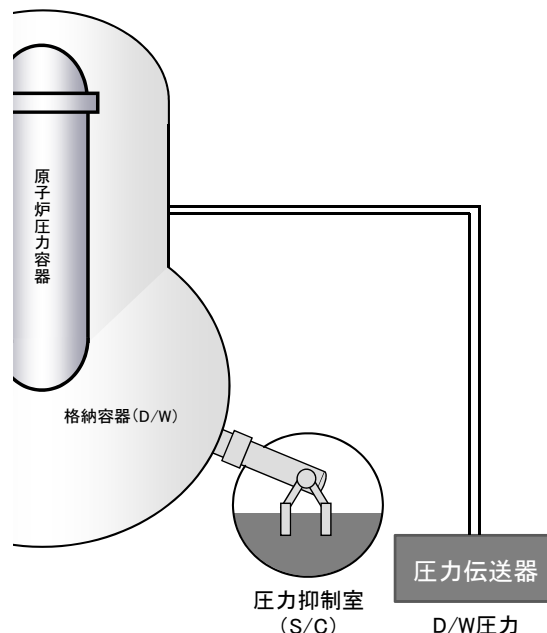
図 II-1-10 原子炉水位計の構成

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

(c) D/W 压力計

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

そして、压力伝送器内において、この計測された压力が半導体压力センサによって電気抵抗に変換・増幅された後、最小 4mA、最大 20mA 直流の電流に変換・出力され、压力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に送られる。その後、これが信号



図Ⅱ-1-11 D/W 压力計

変換処理され、最小 1V、最大 5V の電圧に変換され、D/W 压力として換算後、「D/W 压力高」等の警報信号等が発信されたり、計算機や表示器に表示されたりすることになる。

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

(d) S/C 压力計

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

⁶ 各号機 R/B 内の計装ラックに設置されている。

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

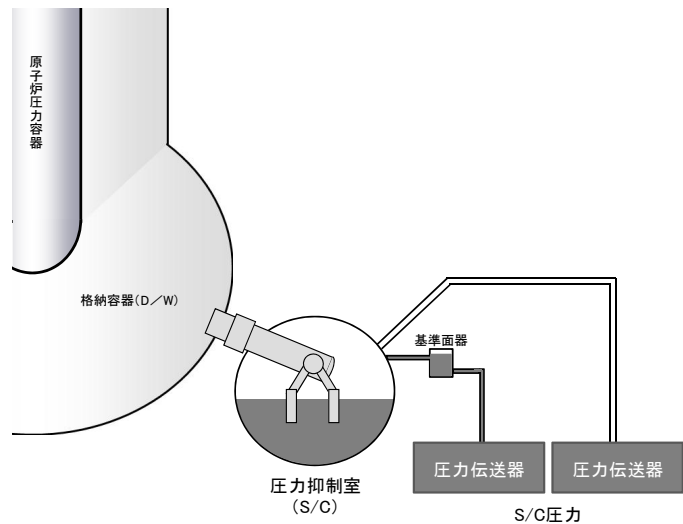


図 II-1-12 S/C 圧力計

c 各計装機器の電源

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

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

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

d 各計装機器において誤計測、誤表示が生じる要因

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

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

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

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

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

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

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

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

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

次に、原子炉水位計の仕組みから誤差が生じる要因について以下に述べる¹¹。

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

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

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

⁹ 資料Ⅱ-1-2 参照。

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

¹¹ 資料Ⅱ-1-3 参照。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

おりである。

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

表Ⅱ-1-1 1～3号機の各燃料域水位計の測定範囲等

圧力容器内雰囲気や格納容器外に位置する各配管内の水の温度によって必ずしも一定ではないが、格納容器外に位置する配管内の水温を 27℃（密度 $997 \times 10^{-6} \text{kg/cm}^3$ ）、圧力容器内飽和蒸気温度を 100℃（ $0.59773 \times 10^{-6} \text{kg/cm}^3$ ）と仮定すると、炉側配管及び基準面器側配管の各水位が格納容器貫通部付近にある場合の差圧及び見かけ上の水位は、次のとおりとなる。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(3) 過酷事故に伴う諸現象に関する解析

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

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

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

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

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

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

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

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

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

過酷事故に伴う諸現象に関する解析についていえば、あらかじめ解析コードに

¹⁴ 資料Ⅱ・1・1の第2,1(6)、第3,1(3)、第4,1(5)参照。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

¹⁵ 東京電力も、この MAAP 解析の中で、「現時点での MAAP コードは、事象を完全に再現できるほどの解析能力を持っておらず、入力条件を厳密に設定したとしても必ずしも正しい結果が得られるわけではない。特に解析後半においては、解析前半での再現性を高めること等により発生する誤差が蓄積され、結果的に従来よりも解析精度が悪化した可能性もある。」などと、解析結果の不確かさを明らかにし、平成 23 年 11 月 30 日に「東京電力福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機までの炉心損傷状況の推定について」で公表した評価結果と相反する解析結果（特に、2 号機及び 3 号機についての炉心状態及び圧力容器破損に関する結果）が得られたものの、上記評価結果を本解析結果によって変更する必要はないものと判断し、その旨公表した。

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

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

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

(4) 1号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討¹⁶

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

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

a 圧力容器

- ① 当委員会では、1号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、アラームタイプ、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① 原子炉水位、原子炉圧力、原子炉圧力容器温度の挙動との関係¹⁷
 - ② D/W 圧力及び D/W 温度の挙動との関係¹⁸
 - ③ 放射線量との関係¹⁹
 - ④ 格納容器内雰囲気モニタ系γ線線量検出器（CAMS）による測定結果との関係²⁰
 - ⑤ 現場対処や注水状況との関係²¹等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 1号機の圧力容器又は計装配管を含む貫通配管、これらと圧力容器の接合部、SR 弁のフランジガスケット部その他の圧力容器周辺部（以下「圧力容器又はその周辺部」という。）に、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性は否定される²²。しかし、津波到達以後、IC による冷却や代替注水がなされず、圧力容器内が高温、高圧状態下に置かれ、平成 23 年 3 月 11 日 20 時 7 分頃以降、同月 12 日 2 時 45 分頃までの

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

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

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

¹⁸ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(1)b、(4)b、(5)b 参照。

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

²⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(5)f 参照。

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

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

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

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

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

b 格納容器

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

- ① 建屋内外の放射線量との関係²³
- ② D/W 圧力、D/W 温度、S/C 圧力及び S/C 水温との関係²⁴
- ③ 現場対処との関係²⁵
- ④ 汚染水等との関係²⁶

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

²³ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(1)a、(2)b、(3)b 参照。

²⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(1)b、(2)c、(3)a 参照。

²⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(2)a 参照。

²⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(3)c 参照。

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

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

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

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

c IC

- ① 地震発生直後、IC の機能を喪失するような配管破断の可能性が認められないことについては、既に中間報告Ⅳ 1 (3) でも言及したところであるが、その結論に変更はない。さらに、当委員会では、1 号機の記録計チャート、過渡現象記録装置データ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ① a D/W 圧力との関係²⁹
 - ① b 再循環ポンプ入口温度との関係³⁰
 - ① c IC タンク入口圧力、水位及び水温との関係³¹
 - ① d 電源喪失との関係³²
 - ① e 原子炉水位との関係³³
 - ① f IC の作動確認状況との関係³⁴

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

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

²⁹ 資料Ⅱ・1-1 の第 2,3(1)b 参照。

³⁰ 資料Ⅱ・1-1 の第 2,3(1)c 参照。

³¹ 資料Ⅱ・1-1 の第 2,3(1)d、(2)、(3)d 参照。

³² 資料Ⅱ・1-1 の第 2,3(3)a 参照。

³³ 資料Ⅱ・1-1 の第 2,3(3)b 参照。

等に着目し、ICの被害状況について、以下のとおり認定した。

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

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

d HPCI

- ① 当委員会では、1号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ① a 原子炉水位及び原子炉圧力との関係³⁶
 - ① b D/W 圧力及び D/W 温度との関係³⁷
 - ① c 警報信号との関係³⁸
 - ① d HPCI タービン入口圧力との関係³⁹
 - ① e 現場対処との関係⁴⁰
 - ① f 電源喪失との関係⁴¹

等に着目し、HPCIの被害状況について、以下のとおり認定した。

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

³⁴ 資料Ⅱ・1・1の第2,3(3)c参照。

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

³⁶ 資料Ⅱ・1・1の第2,4(1)a参照。

³⁷ 資料Ⅱ・1・1の第2,4(1)b参照。

³⁸ 資料Ⅱ・1・1の第2,4(1)c参照。

³⁹ 資料Ⅱ・1・1の第2,4(1)d参照。

⁴⁰ 資料Ⅱ・1・1の第2,4(1)e参照。

⁴¹ 資料Ⅱ・1・1の第2,4(2)a参照。

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

(5) 2号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討

a 圧力容器

- ① 当委員会では、2号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、プロセス計算機履歴データ、アラームタイプ、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① 原子炉水位、原子炉圧力及び原子炉圧力容器温度との関係⁴²
 - ② D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁴³
 - ③ 放射線量との関係⁴⁴
 - ④ CAMS による測定結果との関係⁴⁵
 - ⑤ 現場対処や注水状況との関係⁴⁶

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

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

⁴² 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)a、(2)b、e、f、h 参照。

⁴³ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)b、(2)b、f、h 参照。

⁴⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)c、(2)d 参照。

⁴⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(2)c 参照。

⁴⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(2)a 参照。

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

に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じたと考えられる⁴⁸。

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

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

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

b 格納容器

- ① 当委員会では、2号機のアラームタイプ、プロセス計算機履歴データ、記録計チャート、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ① 建屋内外の放射線量との関係⁴⁹
 - ② D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁵⁰
 - ③ S/C 水位、S/C 圧力及び S/C 水温との関係⁵¹
 - ④ 現場対処及び注水状況との関係⁵²
 - ⑤ RCIC 作動状況との関係⁵³
 - ⑥ 汚染水等との関係⁵⁴

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

⁴⁹ 資料Ⅱ-1-1の第3,2(1)a、(3)d参照。

⁵⁰ 資料Ⅱ-1-1の第3,2(1)b、(2)c、(3)b参照。

⁵¹ 資料Ⅱ-1-1の第3,2(1)c、(2)c、(3)b、(4)参照。

⁵² 資料Ⅱ-1-1の第3,2(2)a、(3)a参照。

⁵³ 資料Ⅱ-1-1の第3,2(2)b参照。

⁵⁴ 資料Ⅱ-1-1の第3,2(3)e参照。

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

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

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

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

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

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

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

c RCIC

- ① 当委員会では、2号機の記録計チャート、アラームタイプ、プロセス計算機履歴データ、過渡現象記録装置データ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ① プロセス計算機履歴データ等の記録との関係⁵⁷
 - ② 当直引継日誌及び当直供述との関係⁵⁸
 - ③ 復水貯蔵タンク（CST）水位との関係⁵⁹
 - ④ 原子炉圧力及び原子炉水位との関係⁶⁰
 - ⑤ 電源喪失との関係⁶¹
 - ⑥ S/C 圧力及び S/C 水温との関係⁶²

等に着目し、RCIC の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

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

⁵⁷ 資料Ⅱ・1-1 の第 3,3(1)a、(2)a 参照。

⁵⁸ 資料Ⅱ・1-1 の第 3,3(1)b 参照。

⁵⁹ 資料Ⅱ・1-1 の第 3,3(1)c 参照。

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

⁶¹ 資料Ⅱ・1-1 の第 3,3(2)d 参照。

⁶² 資料Ⅱ・1-1 の第 3,3(3)a、(4)a 参照。

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

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

d HPCI

- ① 当委員会では、2 号機の警報発生記録装置データ、記録計チャート、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① 原子炉圧力、原子炉水位、D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁶⁴
 - ② 現場対処との関係⁶⁵
 - ③ 電源喪失との関係⁶⁶等に着目し、HPCI の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 2 号機の HPCI は、地震発生から津波到達までの間に、その注水機能を喪失するような損傷が生じていた可能性は低いと認められるが、遅くとも津波到達後には、全ての電源が喪失したことにより起動不能に陥ったと認められる。

(6) 3 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討

a 圧力容器

- ① 当委員会では、3 号機の記録計チャート、過渡現象記録装置データ、プラント関連パラメータ、アラームタイパ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① 原子炉水位、原子炉圧力及び原子炉圧力容器温度との関係⁶⁷
 - ② D/W 圧力、D/W 温度及び S/C 圧力との関係⁶⁸
 - ③ 放射線量との関係⁶⁹
 - ④ CAMS による測定結果との関係⁷⁰

⁶⁴ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(1)a 参照。

⁶⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(1)b 参照。

⁶⁶ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(2)a 参照。

⁶⁷ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)a、(2)a、c、(3)b、c、(4)a、b、e、f 参照。

⁶⁸ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)b、(2)b、(3)b、(4)b 参照。

⁶⁹ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)c、(4)d 参照。

⁷⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(4)c 参照。

◎ 現場対処や注水状況との関係⁷¹

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

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

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

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

⁷¹ 資料Ⅱ-1-1の第4.1(3)a、d、(4)a、e参照。

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

⁷³ なお、中間報告Ⅳ4(2)d④では、「3月13日9時8分頃、SR弁の電磁弁を励磁し開操作を行い、3号機の原子炉の急速減圧を実施した。」旨記載した(中間報告Ⅳ4(2)e(a)⑩もこれを前提とした記載である。)。しかし、その後の調査の結果、その頃、いまだSR弁の開操作を実施しておらず、同日9時50分頃になってSR弁の開操作を実施したことが判明したので訂正する。詳細は、資料Ⅱ-1-1の第4.1(3)b⑤参照。

の閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じていった可能性が高い。

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

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

b 格納容器

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

- ① 建屋内外の放射線量との関係⁷⁴
- ② D/W 圧力及び D/W 温度との関係⁷⁵
- ③ S/C 水位との関係⁷⁶
- ④ 現場対処との関係⁷⁷
- ⑤ 汚染水等との関係⁷⁸

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

⁷⁴ 資料Ⅱ・1・1 の第 4,2(1)a、(2)b、(3)b 参照。

⁷⁵ 資料Ⅱ・1・1 の第 4,2(1)b、(2)a、(3)a 参照。

⁷⁶ 資料Ⅱ・1・1 の第 4,2(1)c 参照。

⁷⁷ 資料Ⅱ・1・1 の第 4,2(2)c 参照。

⁷⁸ 資料Ⅱ・1・1 の第 4,2(3)c 参照。

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

る損傷が生じた可能性は否定できない。

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

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

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

c RCIC

- ① 当委員会では、3 号機のアラームタイパ、記録計チャート、過渡現象記録装置データ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
- ① アラームタイパや記録計チャート等の記録との関係⁸¹
 - ② 当直引継日誌及び当直供述との関係⁸²
 - ③ 現場対処との関係⁸³
 - ④ RCIC 停止時の RCIC 設備の状況との関係⁸⁴
 - ⑤ RCIC 設備の電源との関係⁸⁵
 - ⑥ RCIC のタービン駆動用蒸気量との関係⁸⁶
- 等に着目し、RCIC の被害状況について、以下のとおり認定した。
- ② 3 号機の RCIC については、地震発生以降、流量が制御されながら作動しており、その頃、その注水機能に影響を及ぼすような損傷はなかったと認められ

⁸⁰ 過温、過圧による損傷に関し、水素流入経路に関する後記 2(3)b(c)参照。

⁸¹ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,3(1)a、(2)a 参照。

⁸² 資料Ⅱ・1-1 の第 4,3(1)b 参照。

⁸³ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,3(2)b 参照。

⁸⁴ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,3(3)a 参照。

⁸⁵ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,3(3)b 参照。

⁸⁶ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,3(3)c 参照。

る⁸⁷。

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

d HPCI

- ① 当委員会では、3 号機のプラント関連パラメータ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として
 - ① 原子炉圧力との関係⁸⁸
 - ② 当直引継日誌との関係⁸⁹
 - ③ HPCI 運転状況との関係⁹⁰
 - ④ HPCI 設備の電源との関係⁹¹

等に着目し、HPCI の被害状況について、以下のとおり認定した。

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

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

2 水素ガス爆発に関する検討

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

⁸⁸ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,4(2)a 参照。

⁸⁹ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,4(2)a 参照。

⁹⁰ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,4(2)c 参照。

⁹¹ 資料Ⅱ・1-1 の第 4,4(3)a 参照。

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

(1) 爆発現象の種類⁹³

- ① 爆発現象は、気相爆発、液相爆発及び固体爆発に分類される。

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

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

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

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

⁹³ 安全工学協会「安全工学講座 2 爆発」（1983年）参照。

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

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

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

⁹⁷ ある物体が熱を電磁波として放出する現象をいう。

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

発現することをいう。

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

(2) 水素ガス爆発の特徴⁹⁹

a 燃焼特性

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

(a) 燃焼速度が速いこと

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

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

(b) 燃焼範囲が約4%から約75%であり、広い濃度範囲で着火が起きること

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

水素の混合割合について、その燃焼下限界は約4%、燃焼上限界は約75%で

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

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

¹⁰⁰ 可燃性ガスと支燃性ガスをあらかじめ混合してできる気体をいう。

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

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

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

(c) 最小着火エネルギーが小さく、着火が起こりやすいこと

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

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

(d) 消炎距離が小さく、狭い隙間でも火炎が通過できること

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

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

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

¹⁰³ 日本機械学会「機械工学便覧」（2001年）参照。

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

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

(e) 燃焼生成物は水のみであること

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

(f) 火炎温度が比較的高いこと

燃焼反応が起こると熱が発生し、温度が上昇する。

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

(g) 火炎の発光はほとんど目に見えないこと

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

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

b 爆発特性

(a) 爆発の一般的挙動

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

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

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

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

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

(b) 水素ガス爆発の過程

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

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

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

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

(3) 1号機 R/B の爆発

a 1号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによるものと考えられること

(a) 本件爆発及び損傷の状況

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

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

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

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

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

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

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

¹⁰⁵ 資料Ⅱ-2-1 参照。

¹⁰⁶ 資料Ⅱ-2-2 参照。

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

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

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

(b) 本件爆発の原因

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

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

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

るものではなかったと考えるのが自然である。

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

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

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

(a) 水素発生原因¹⁰⁹

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

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

さらに、通常、1号機 R/B 内には、可燃性ガスその他の危険物が持ち込ま

¹⁰⁹ 資料Ⅱ-2-3 参照。

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

れることはない。

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

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

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

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

- ④ そうすると、1 号機 R/B 爆発の主たる原因は、1 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可燃性ガス以外に考え難い。そこで、1 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可能性のある可燃性ガスについて検討する。
- ⑤ すなわち、1 号機については、まず、遅くとも平成 23 年 3 月 11 日 15 時 50 分頃以降、IC の冷却機能がほぼ喪失し、代替注水もなされないまま同月 12 日 4 時頃まで経過し、その間、炉心損傷が進むとともに、同日 4 時頃以降も断続的かつ不十分な注水しか行われなかったことで、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、圧力容器から格納容器を通じて建屋内に漏えいしたと考えられ、かかる水素が 1 号機 R/B 爆発の原因となった可能性は十分考えられる。
- ⑥ さらに、事象が進展して燃料デブリが格納容器ペデスタル部に落下すれ

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

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

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

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

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

爆発に寄与した可能性はほぼ否定される。

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

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

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

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

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

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

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

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

(b) 水素発生量

- ① 前記 a (a) 記載の損傷状況からすると、1号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、ここでは、1号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性¹¹³について検証する。
- ② まず、1号機の損傷状況からすれば、明らかに R/B5 階の損傷が激しいため、R/B5 階に水素が蓄積されて爆ごうが起こったと仮定する。

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

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

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

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

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

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

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

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

(c) 水素流出経路¹¹⁸

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

説あり、下限界として、より高い割合を指摘する同文献の例に従った。

¹¹⁵ この場合の水素密度は約 0.08109kg/m³となる。

¹¹⁶ 資料Ⅱ-2-4 参照。

¹¹⁷ 前記 1 (4) a 及び b 参照。

¹¹⁸ 資料Ⅱ-2-5 参照。

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

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

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

¹¹⁹ 平成24年2月1日にJNESが公表した「過圧・過温による原子炉格納容器フランジ部漏えいへの影響の検討」では、フランジシール部開口量は200°Cでは0.3MPa gage 付近から開き始め1.3MPa gage 近傍までは線型的に変化し、1.4MPa gage 近傍から開口量が急拡大していくことが確認され、格納容器内圧力0.8MPa gage の場合、200°C時の開口量が約0.7mmであったのに対し、500°C時には約0.9mmから約1.0mmまで開口するものと考えられ、1.0mmの開口量がそのまま漏えいに寄与するとした場合には、300 cm³程度の開口面積となるとしている。

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

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

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

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

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

シリコンゴムよりも耐熱性に劣るため、より低い温度で劣化して漏えいしやすい。

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

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

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

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

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

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

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

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

していった可能性がある。

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

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

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

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

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

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

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

- ⑧ 東京電力による建屋内の放射線量測定結果によれば、1 号機 R/B1 階から 4 階までは、局所的に高線量となっている箇所を除き、平均すると数十 mSv/h であるのに対し、同 5 階では、崩落した屋根の上方 2.0m から 2.5m 程度での測定であるのに、60mSv/h 程度の高い放射線量が測定された¹²⁴。このように、1 号機 R/B 上部に行くにつれて放射線量が高くなっている原因は、格納容器から漏えいしたガスが上層階に流れ込んだことによるものと考えられ、格納容器から漏えいした水素も同様の流れ込みにより、1 号機 R/B 上部に滞留した可能性がある。
- ⑨ 以上からすれば、1 号機については、格納容器フランジ部からの漏えいが量的にも多く、その可能性も高いと考えられるが、電気配線貫通部からの漏えいや格納容器ベント時の SGTS 配管からの逆流等の可能性も考えられ、いずれの可能性も択一的なものではないから、複数箇所からの漏えいがあつた可能性も十分認められる。

(d) 着火要因

- ① 通常、ある空間に、水素が不燃限界濃度を超えて蓄積しても、自己着火することはないため、着火要因がなければ、着火、燃焼、爆ごうに至ることはない。そこで、以下では、着火要因について検討する。
- ② 不燃限界濃度を超えて燃焼範囲に至る程度の水素が蓄積された空間において、機器の動作時の金属摩擦だけではなく、高所にある金属が落下して、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生ずる場合や、高所から吊された金属が左右に振れて他の金属と衝突して摩擦が生ずる場合等には、金属摩擦によって着火に至る可能性がある。

1 号機 R/B 内には、多くの金属製設備・機器、ボルト等の金属製留め具が

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

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

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

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

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

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

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

¹²⁵ 一般社団法人日本原子力技術協会「BWR 配管における混合ガス（水素・酸素）の燃料による配管損傷防止に関するガイドライン（第 3 版）」75 頁によれば、25ng/cm³以上の微粉状の白金触媒が不燃限界濃度を越える混合ガスが蓄積した枝管内に付着した状態で高温蒸気（約 288°C、約 7.2MPa gage）が流入する場合に、着火する可能性があることが確認されている。

¹²⁶ 例えば、格納容器フランジ部周辺等が挙げられる。

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

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

- ⑤ 不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間において、鉄酸化物等が浮遊して帯電する不純物帯電等により帯電した静電気が放電して火花着火する可能性が考えられる。もっとも、本件爆発当時、1号機 R/B 内は、格納容器から蒸気が漏えいし、また、津波による浸水部分からも蒸気が発生して、高温・多湿状態にあったと考えられ、かかる状況下においては、帯電物から静電気が放電する可能性は低いと考えられる。
- ⑥ 不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間において、電気設備・機器（ケーブルを含む。）から漏電、地絡、短絡することによって、着火に至る可能性が考えられる。

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

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

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

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

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

具体的には、1号機 R/B2 階に設置された SGTS 電気ヒータ¹³¹及び1号機

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

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

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

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

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

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

(4) 2 号機 R/B 及び S/C の状況

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

(a) 2 号機 R/B の損傷状況

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

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

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

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

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

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

いずれにしても、上記以外に2号機 R/B の顕著な損傷は認められない。

(b) 水素ガス爆発に至らなかった要因

- ① 2号機は、平成23年3月14日12時30分頃までに RCIC の注水機能が喪失し、同日19時57分頃まで代替注水がなされなかったため、炉心の露出、損傷が進行するとともに、それ以降も断続的かつ不十分な代替注水しかなされなかったことで、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生したと考えられる。
- ② 2号機については、平成23年3月14日21時18分頃までには圧力容器又はその周辺部が破損していた可能性が高い¹³⁶上、SR 弁の開操作を繰り返していたことから、圧力容器から格納容器側へ水素が流れ込んだ可能性が高い。このようにして格納容器に蓄積された水素は、高温下において、格納容

¹³³ 2号機のブローアウトパネルはR/B 東側に1か所設けられ、縦が約4.3m、横が約6.0mである。

¹³⁴ 2号機のブローアウトパネルの作動圧力は352kg/m²である。

¹³⁵ 資料Ⅱ-2-6 参照。

¹³⁶ 前記1 (5) a 参照。

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

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

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

(a) 地震観測記録データ分析結果との関係

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

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

¹³⁷ 前記1（5）b参照。

¹³⁸ 資料Ⅱ-2-7参照。

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

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

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

(b) S/C 圧力計が示す実測値との関係

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

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

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

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

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

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

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

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

- ② さらに、前記 (a) のとおり、異音や衝撃が感じられた時刻は、地震観測記録計データが示すとおり、同月 15 日 6 時 12 分頃であったと認められ、2 号機のプラント関連パラメータによれば、それよりも前の同日 6 時 2 分頃と同日 6 時 10 分頃の 2 度にわたり、既に S/C 圧力計がダウンスケールしていたことが明らかである。そうすると、この異音や衝撃が感じられたことと、S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したこととの因果関係は薄いと考えるのが自然である。
- ③ もっとも、このことは、プラント関連パラメータ上の記録からは、平成 23 年 3 月 15 日 6 時頃以降に 2 号機 S/C 付近で爆発的事象が生じて S/C が破損したとまでは言えないことを意味するのみであって、その前後において 2 号機 S/C が健全性を維持していたとする趣旨ではない。

¹⁴⁰ 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(3)b(f)参照。

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

(5) 3号機 R/B の爆発

a 3号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによるものと考えられること

(a) 本件爆発及び損傷の状況

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

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

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

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

¹⁴¹ 前記1(5)b参照。

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

¹⁴³ 資料Ⅱ-2-8参照。

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

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

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

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

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

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

などして、4階以下にも爆風が広がっていった可能性がある¹⁴⁴。

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

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

(b) 本件爆発の原因

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

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

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

(a) 水素発生原因¹⁴⁷

① 3号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。

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

¹⁴⁵ 資料Ⅱ-2-1 参照。

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

¹⁴⁷ 資料Ⅱ-2-3 参照。

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

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

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

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

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

(b) 水素発生量

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

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

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

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

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

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

¹⁴⁸ 前掲日本機械学会「機械工学便覧」(2001年)参照。

¹⁴⁹ この場合の水素密度は約0.08109kg/m³となる。

¹⁵⁰ 資料Ⅱ-2-9参照。

¹⁵¹ 資料Ⅱ-1-1の第4,1(5)参照。

¹⁵² 前記1(6)a及びb参照。

した可能性が高いので、この点を考慮する必要がある。

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

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

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

(c) 水素流出経路¹⁵⁴

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

¹⁵³ 後記(6) b (b) 参照。

¹⁵⁴ 資料Ⅱ-2-5 参照。

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

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

(d) 着火要因

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

(6) 4号機 R/B の爆発

a 4号機 R/B の爆発は、可燃性ガスの爆発によるものと考えられること

(a) 本件爆発及び損傷の状況

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

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

¹⁵⁶ 資料Ⅱ-2-10 参照。

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

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

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

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

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

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

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

5階フロアの排気ダクトが設置されていた南壁面は、ほとんどの部分が抜

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

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

次に、3階西側エリアでは、4階同様、床面が下方に変形していたほか、北西エリアでは床面の大きな損傷が認められ、付近には排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在していた。

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

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

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

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

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

(b) 本件爆発の原因

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

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

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

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

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

(a) 水素発生原因

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

さらに、4 号機 SGTS 配管には、逆流防止用のグラヴィティ・ダンパが設

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

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

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

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

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

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

¹⁶⁰ 3号機における水素発生原因につき、資料Ⅱ-2-3参照。

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

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

また、東京電力による現場確認の結果、4号機 R/B5 階フロアの排気ダクトが設置されていた南壁面は、ほとんどの部分が抜け落ち、ダクトの残がいも認められなかったことや、4階西側エリアでも排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在し、4階南西部に本来敷設されているはずの排気ダクトが粉碎されて原形をとどめていなかったこと、3階北西エリアでは床面の大きな損傷が認められ、付近には排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在していたことなどが認められる（前記 a (a) ②参照）。そして、4号機 R/B 内へ SGTS 配管から排気ダクトを通じて水素が逆流していったと考えれば、これらの4号機 R/B 内部の損傷状況とも整合的である。

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

(b) 水素発生量

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

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

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

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

¹⁶³ 日本機械学会「機械工学便覧」（2001年）参照。

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

- ③ 次に、4号機 R/B 爆発の原因となった水素は、3号機の炉心損傷が進行してジルコニウム-水反応により発生したものが、SGTS 配管を通じて4号機 R/B へ流れ込んだ可能性が高い。そして、3号機における水素発生量についてであるが、東京電力が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析によれば、平成 23 年 3 月 15 日零時頃までに約 800kg の水素が発生したとされ、JNES が同年 9 月に公表した MELCOR 解析（事業者解析 2）でも、同年 3 月 15 日零時頃までに約 950kg の水素が発生したとされる。これらの解析は、いずれも、当委員会の検証結果に比べて、注水停止時の原子炉水位が高いことなど、より緩和された事象進展に基づいて実施された解析であったと考えられ¹⁶⁵、実際には、これらを超える水素発生量であった可能性がある。
- ④ もっとも、3号機で発生した水素については、その一部が3号機 R/B 内に蓄積して爆発を引き起こしたほか、格納容器ベントにより大気中へ放出されたものもあり、それ以外の水素の全部又は一部が SGTS 配管を通じて4号機 R/B 内に流れ込んだことが考えられる。

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

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

¹⁶⁴ この場合の水素密度は 0.08109kg/m³である。

¹⁶⁵ 資料Ⅱ-1-1 の第 4.1(5)参照。

カーからのヒアリングに基づく算出結果を以下に示す。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(c) 水素流出・流入経路¹⁷²

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

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

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

¹⁷¹ 資料Ⅱ-2-9 参照。

¹⁷² 資料Ⅱ-2-11 参照。

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

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

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

（d）着火要因

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

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

によって着火に至った可能性を否定できない。

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

- ② そのほかにも、4号機 R/B については、白金等の貴金属の触媒作用によって着火に至った可能性や、帯電した物からの静電気の放電により火花着火する可能性が考えられるものの、1号機と同様の理由によって、これらの可能性はほぼ否定される。
- ③ 以上から、4号機 R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦によって着火し、R/B 内で爆発が生じた可能性が考えられる。しかし、今回の水素ガス爆発の着火要因については依然として不明な点が多く、今後、規制官庁を中心とする国、事業者、学会といった原子力関係者において徹底した説明がなされることを期待する。

3 福島第一原発 5号機及び6号機における事故対処

(1) 福島第一原発 5号機及び6号機における事故対処の概要

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

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

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

(2) 福島第一原発 5 号機及び 6 号機の概要

a 施設の概要

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

また、6 号機の R/B は、1 号機から 5 号機と異なり、複合建屋方式を採用している。複合建屋方式の R/B は、同一基礎版上に建設された原子炉棟及び付属棟から成る。原子炉棟は、R/B の中心部に配置され、圧力容器、格納容器、SFP 等を収容する。付属棟は、原子炉棟を取り囲むように配置され、これには、非常用 DG のほか、非常用の金属閉鎖配電盤 (M/C)、P/C 及び MCC¹⁷³等が設置されている。

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

b 冷却機能を有する設備の概要

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

(a) RHR

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

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

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

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

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

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

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

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

(b) 復水補給水系 (MUWC)

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

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

(3) 福島第一原発 5 号機及び 6 号機の被害状況

a 外部電源の状況

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

b 福島第一原発に到達した津波の状況

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

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

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

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

これらの津波により、O.P.+4m に設置されている RHRS ポンプ等周辺、さらに、O.P.+13m に設置されている 5 号機及び 6 号機の R/B、T/B 等周辺は、ほぼ全域が浸水した（中間報告資料Ⅱ-11 参照）。5 号機周辺の浸水高¹⁷⁷は、O.P.+約 13m から+約 14m（浸水深¹⁷⁸は約 0.5m¹⁷⁹から約 1m）であり、これにより 5 号機 T/B 及びコントロール建屋（C/B）への浸水が見られた。また、6 号機周辺の浸水高は、O.P.+約 13.5m から+約 14.5m（浸水深は約 0.5m から約 1.5m）であり、これにより 6 号機 R/B、T/B 及び C/B への浸水が見られた。

c 津波到達後の所内電源の状況

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

表Ⅱ-3-1 5号機及び6号機の電源設備の被害状況

5号機											
○: 機器は被水しなかった △: 関連機器が被水したため機能喪失 ×: 機器自体が被水した											
	DG		非常用M/C		常用M/C		共通M/C				
機器	△ 5A	△ 5B	× 5C	× 5D	× 5A	× 5B	× 5SA-1	× 5SA-2	× 5SB-1	× 5SB-2	
設置場所	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	
	非常用P/C		常用P/C				共通P/C				
機器	× 5C	× 5D	× 5A	○ 5A-1	× 5B	○ 5B-1	× 5SA	× 5SA-1	× 5SB		
設置場所	T/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階	T/B 2階	C/B 地下1階	T/B 2階	C/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階		

6号機											
○: 機器は被水しなかった △: 関連機器が被水したため機能喪失 ×: 機器自体が被水した											
	DG			非常用M/C			常用M/C				
機器	△ 6A	○ 6B	△ 6H	○ 6C	○ 6D	○ 6H	× 6A-1	× 6A-2	× 6B-1	× 6B-2	
設置場所	R/B 地下1階	DG建屋 1階	R/B 地下1階	R/B 地下2階	R/B 地下1階	R/B 1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	
	非常用P/C			常用P/C							
機器	○ 6C	○ 6D	○ 6E	× 6A-1	× 6A-2	× 6B-1	× 6B-2				
設置場所	R/B 地下2階	R/B 地下1階	DG建屋 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階				

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

¹⁷⁷ 浸水高とは、O.P.からの浸水の高さをいう。

¹⁷⁸ 浸水深とは、地表面からの浸水の高さをいう。

¹⁷⁹ 浸水深約 0.5m が観測された地点の浸水高は、O.P.+約 13.5m であった。

d 冷却機能を有する設備の状況

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

(a) RHR

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

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

(b) MUWC

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

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

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

a 地震発生直前の福島第一原発 5 号機及び 6 号機の状況

(a) 5 号機の状況

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

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

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

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

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

(b) 6号機の状況

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

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

b 地震発生後の発電所対策本部の動向

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

c 地震発生後の5/6号中央制御室の動向

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(5) 原子炉減圧及び原子炉注水の状況等

a 発電所対策本部の動向

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

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

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

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

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

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

b 5号機における状況

(a) 5号機の対応方針に関する検討状況

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

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

¹⁸⁹ 非常用DGを冷却するために必要な海水を供給する系統。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(b) 圧力容器頂部の弁による原子炉減圧

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

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

とし、同月 12 日未明以降、具体的な検討を開始した。

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

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

(c) 原子炉注水に向けた作業

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

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

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

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

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

R/B1 階において、AM タイライン上の遮断器を投入し、6号機 P/C6C¹⁹⁵から給電される6号機 T/BMCC6C-2 から5号機 RHRMCC へと、6号機から5号機へ電源が供給された¹⁹⁶ (資料Ⅱ-3-3 参照)。この結果、当直は、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁である電動弁を、5/6 号中央制御室において操作できるようになった。

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

発電所対策本部復旧班は、直流 250V 主母線盤 5B の電源復旧を終えた後¹⁹⁷、MUWC の復水移送ポンプに電源を供給する方法を検討し、6号機非常用 DG (6B) から5号機 MUWC の復水移送ポンプに給電する5号機 T/BMCC5C-2 に電源を供給することとした。そこで、発電所対策本部復旧班は、同月 13 日、協力企業の協力を得て、6号機非常用 DG (6B) から受電していた6号機 T/BMCC6C-1¹⁹⁸ から5号機復水移送ポンプを負荷とする5号機 T/BMCC5C-2¹⁹⁹まで仮設ケーブルを敷設した²⁰⁰ (資料Ⅱ-3-3 及び図Ⅱ-3-1 参照)。これまでの間に、当直は、復水移送ポンプを起動する前の確認作業を終えており、復水移送ポンプの電源が復旧した直後の同日 20 時 54 分頃、5/6 号中央制御室において復水移送ポンプを起動した。

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

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

¹⁹⁷ 後記 (e) 参照。

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

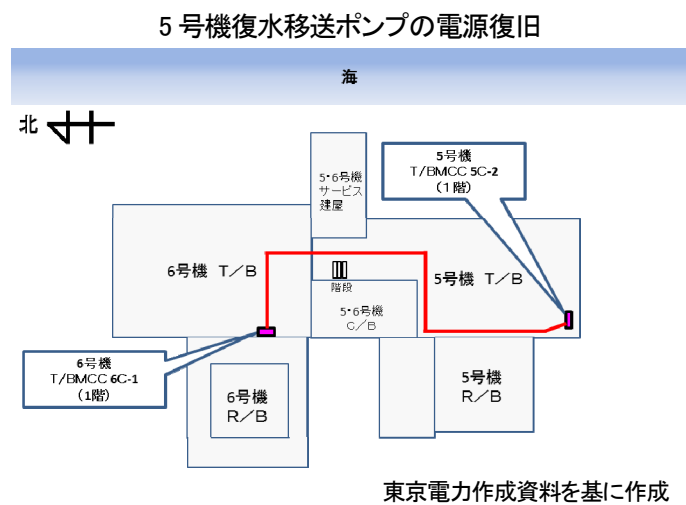
¹⁹⁹ 5号機 T/BMCC5C-2 は、5号機 T/B1 階に設置されている。

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

当直は、復水移送ポンプを起動した後、同日 21 時頃から、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁を開操作し、MUWC から RHR の B 系を介して原子炉に注水するラインを構成した(資料Ⅱ-3-4 参照)。

しかし、この時点で、後記 (d) のとおり、压力容器頂部の弁を開状態としていたものの、徐々に上昇してきた原子炉圧力が約 1.5MPa gage を超えており、減圧しなければ MUWC により原子炉注水を行うことができなかった。

図Ⅱ-3-1 5号機及び6号機ケーブル敷設ルート(略図)



(d) SR 弁による原子炉減圧及び原子炉注水

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

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

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

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

接続し、格納容器に立ち入って窒素供給ラインを構成する必要があった。

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

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

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

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

(e) 監視計器等の電源復旧

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

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

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

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

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

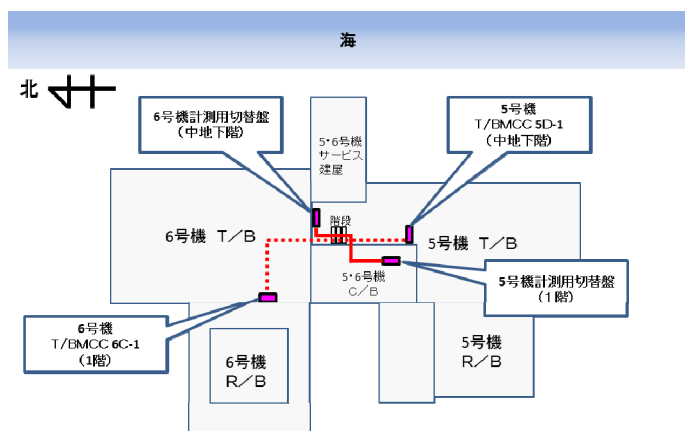
できなくなった直後に、発電所対策本部に対し、復旧を依頼した。

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

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

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

図Ⅱ-3-2 5号機及び6号機ケーブル敷設ルート(略図)
5号機交流監視計器及び5号機プロセス計算機等の電源復旧



東京電力作成資料を基に作成

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

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

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

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

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

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

c 6号機における状況

(a) 6号機の対応方針に関する検討状況

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

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

(b) 6号機における原子炉注水の状況

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

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

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

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

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

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

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

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

(6) RHR復旧までのSFPの状況及びこれに対する対処

a SFPへの水の補給

5号機及び6号機は、津波により海水系ポンプが被水して、RHR及び燃料プー

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b SFP 水温の上昇抑制対策

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

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

(a) 5 号機における対処

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

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

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

(b) 6号機における対処

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

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

(7) RHR の復旧から冷温停止までの状況

a RHR 復旧の検討体制

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

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

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

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

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

b 復旧設備の確認状況及び復旧方針の検討状況

本店 RHR 復旧検討班は、5号機 RHR について、5号機が SBO となっていたため、仮設ケーブルを敷設して6号機非常用 DG (6B) から5号機 RHR ポンプに電源を供給することとした。そして、本店 RHR 復旧検討班は、仮設ケーブルを接続する M/C の状況を考慮して、5号機 RHR の A 系のポンプを復旧対象とした²²⁵。そして、6号機の M/C6C と M/C6D²²⁶との間のタイラインを接続し、6号機 M/C6C から、5号機 RHR ポンプに仮設ケーブルを敷設する案を策定し、3月16日18時30分頃、これを発電所対策本部に示した。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c 仮設水中ポンプ等の設置及び電源供給の状況

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

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

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

図 II-3-3 5号機及び6号機のケーブル敷設ルート(略図)

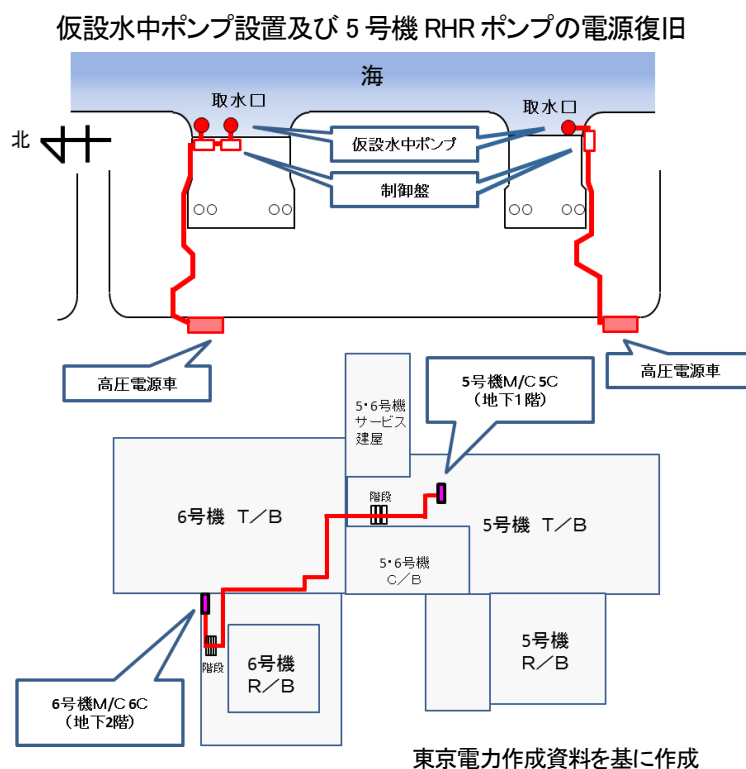
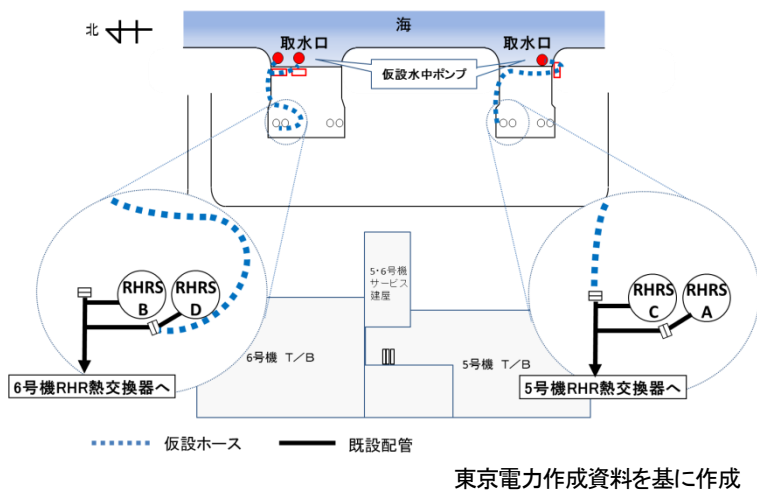


図 II-3-4 仮設水中ポンプのホース敷設ルート(略図)



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

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

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

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

d RHR による SFP 及び原子炉の冷却

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

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

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

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

(a) 5 号機における状況

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

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

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

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

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

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

(b) 6号機における状況

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

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

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

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

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

にまで SFP 水温が低下したものと判断し、5 号機 RHR の運転モードの切替作業等が完了した後、6 号機 RHR を SHC モードによる原子炉冷却に切り替えることとした²³⁶。そして、当直は、発電所対策本部の了解を得た上で、同月 20 日 16 時 26 分頃、非常時熱負荷モードを停止した²³⁷。

その後、当直は、RHR の運転モードを非常時熱負荷モードから SHC モードへ切り替えるに当たり、5/6 号中央制御室において必要な電動弁を開閉操作した。

そして、当直は、同日 18 時 48 分頃、RHR の B 系を SHC モードで起動し、原子炉冷却を開始した²³⁸（資料Ⅱ-3-5 参照）。その後、同日 19 時 27 分頃、6 号機についても原子炉水温が 100℃未満となり、冷温停止となった。

4 福島第一原発の外部電源復旧状況

(1) 福島第一原発の外部電源設備の概要

① 発電所で発電された電気は、送電線を通して、電圧を変換する施設である変電所において変圧・分配され、電気を消費する施設・設備に送電される。

発電所の運転に必要な電気は、通常、発電所で発電された電気の一部が利用される。ただし、受電のみに使用される送電線が設置されている場合、発電所の運転に必要な電気の一部が、外部から供給される。また、定期検査中及び何らかの原因で原子炉がスクラムした際等発電が停止している期間において、発電所内で消費される電気は、外部から供給される。

② 福島第一原発が受電する外部電源については、まず、福島第一原発の南西約 9km の場所に位置する東京電力猪苗代電力所新福島変電所（以下「新福島変電所」という。）から、大熊線 1 号線（以下「大熊線 1L」という。）、同 2 号線（以下「大

²³⁶ 当直長は、5 号機及び 6 号機において、緊急の場合を除き、作業を並行させず、5 号機 RHR の運転モードの切替作業を完了させた後、6 号機 RHR の運転モードの切替作業を実施するよう当直に指示した。

²³⁷ 6 号機 RHR を非常時熱負荷モードで起動する直前の 3 月 19 日 22 時頃に約 67.5℃を示していた SFP 水温計は、同月 20 日 17 時頃には約 27.5℃を示していた。

²³⁸ 3 月 20 日 17 時 40 分頃、当直が 6 号機 RHR の B 系を SHC モードで起動したところ、原子炉水位が低下したため、当直は、同日 17 時 45 分頃、RHR を停止した。当直は、非常時熱負荷モードのラインに水が流入している可能性を考え、6 号機 RHR の非常時熱負荷モードのラインの電動弁を再度閉操作するとともに、手動弁を閉操作した。

熊線 2L」という。)、同 3 号線 (以下「大熊線 3L」という。) 及び同 4 号線 (以下「大熊線 4L」という。) を通じて、それぞれ 1 号機、2 号機、3 号機及び 4 号機で使用される 27 万 5,000V の電気が供給されるようになっていた。また、同じく新福島変電所から、夜の森線 1 号線 (以下「夜の森線 1L」という。) 及び同 2 号線 (以下「夜の森線 2L」という。) を通じて、6 万 6,000V の電気が 5 号機及び 6 号機に供給されるようになっていた。さらに、1 号機には、東北電力株式会社 (以下「東北電力」という。) の富岡変電所から東電原子力線を通じて 6 万 6,000V の電気が供給されるようになっていた (資料Ⅱ・4・1 参照)。

福島第一原発構内まで送電された電気は、構内に設置された電路²³⁹の開閉を行う遮断器及び断路器等が設置された開閉所及び福島第一原発構内に設置された起動変圧器を経由して、各号機に設置された M/C に供給される。

具体的には、大熊線 1L 及び大熊線 2L から供給される 27 万 5,000V の電気は、1・2 号機超高圧開閉所 (以下「1/2 号開閉所」という。) を経由して、1 号機及び 2 号機の各 T/B 西側に設置された起動変圧器 (STr1S 及び STr2S) で 6,900V に降圧され、1 号機及び 2 号機の各共通 M/C²⁴⁰に供給される。

また、大熊線 3L 及び大熊線 4L から供給される 27 万 5,000V の電気は、3・4 号機超高圧開閉所 (以下「3/4 号開閉所」という。) を経由して、3 号機 T/B 西側に設置された起動変圧器 (STr3SA 及び STr3SB) で 6,900V に降圧され、3 号機及び 4 号機の共通 M/C²⁴¹に供給される²⁴²。

さらに、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L から供給される 6 万 6,000V の電気は、5・6 号機 66kV 開閉所 (以下「66kV 開閉所」という。) を経由して、5 号機及び 6 号機 C/B 西側に設置された起動変圧器 (STr5SA 及び STr5SB) で 6,900V に

²³⁹ 電路とは、電気が発電されてから消費されるまでに通っているところをいう。本報告書において、電路とは、主に新福島変電所内の母線から福島第一原発構内の発電機及び各負荷までを示す。なお、新福島変電所の母線には、発電所又は他の変電所から電気が供給され、多数の遮断器及び断路器等が設置されている。

²⁴⁰ 共通 M/C は、常用 M/C の一つであり、受電した電気を常用 M/C を介して非常用 M/C に供給する。1 号機共通 M/C1S は、1 号機 T/B1 階に設置されている。また、2 号機共通 M/C2SA は 2 号機 R/B 南側に設置された M/C2SA の専用建屋 1 階に、2 号機共通 M/C2SB は 2 号機 T/B 地下 1 階に、それぞれ設置されている。

²⁴¹ 3 号機及び 4 号機の共通 M/C (3SA 及び 3SB) は、3 号機及び 4 号機 C/B 地下 1 階に設置されている。

²⁴² 3/4 号開閉所の大熊線 3L に接続した受電用の遮断器等は工事中であった。また、3/4 号開閉所の大熊線 4L に接続した送電用の遮断器等についても、工事中であった。

降圧され、5号機及び6号機の共通M/C²⁴³に供給される。

東北電力から東電原子力線を通じて供給される6万6,000Vの電気は、福島第一原発構内の予備変電所に設置された変圧器で6,900Vに降圧され、1号機の共通M/Cに供給される。

大熊線の各送電線は、外部電源を受電するのみならず、1号機から4号機で発電された電気を福島第一原発構外へ送電する場合にも使用される一方、夜の森線の各送電線は、受電のみに使用されていた。

なお、5号機及び6号機で発電された電気は、5・6号機超高压開閉所（以下「5/6号開閉所」という。）を經由して双葉線1号線（以下「双葉線1L」という。）及び双葉線2号線（以下「双葉線2L」という。）から新福島変電所へ送電されていた。

各送電線は、新福島変電所から福島第一原発までの間、大熊線1L及び大熊線2Lが、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lが、双葉線1L及び双葉線2Lが、それぞれ同一の鉄塔により支持されている。また、福島第一原発構内においては、各送電線は、大熊線1L及び大熊線2Lが、大熊線3L及び大熊線4Lが、夜の森線1L及び夜の森線2Lが、並びに双葉線1L及び双葉線2Lが、それぞれ同一の鉄塔により支持され、それぞれの開閉所に接続されている（資料Ⅱ・4-1及び2参照）。

なお、以下では、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lを支持している鉄塔を「大熊線鉄塔」、福島第一原発構内において夜の森線1L及び夜の森線2Lのみを支持する鉄塔を「夜の森線鉄塔」、双葉線1L及び双葉線2Lを支持する鉄塔を「双葉線鉄塔」という²⁴⁴。

²⁴³ 5号機及び6号機の共通M/C（5SA-1、5SA-2、5SB-1及び5SB-2）は、5号機及び6号機C/B地下1階に設置されている。

²⁴⁴ 大熊線鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに22基設置され、新福島変電所側から順に、大熊線鉄塔（No.1）から大熊線鉄塔（No.22）まで番号が付けられている。夜の森線鉄塔は、福島第一原発構内に6基設置され、大熊線鉄塔に近い側から順に、夜の森線鉄塔（No.23）から夜の森線鉄塔（No.28）まで番号が付けられている。双葉線鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに33基設置され、福島第一原発5/6号開閉所に近い側から順に、双葉線鉄塔（No.1）から双葉線鉄塔（No.33）まで番号が付けられている。なお、大熊線1L及び大熊線2Lが支持された鉄塔は、新福島変電所から福島第一原発までに27基設置されている。

(2) 福島第一原発の外部電源設備の被害状況

新福島変電所構内から福島第一原発構内までの外部電源設備に関する主な被害状況は、表Ⅱ-4-1 のとおりである（資料Ⅱ-4-3 及び 4 参照）。

表Ⅱ-4-1 福島第一原発の外部電源設備の主な被害状況

新福島変電所構内の設備	・各送電線に避雷のため併設されている架空地線の断線、遮断器部分に設置された送電線とその支持物とを絶縁する碍子（がいし）の破損等
送電線及び送電鉄塔等	・夜の森線鉄塔（No.27）が盛土の崩壊により倒壊
福島第一原発構内の設備 （送電線及び送電鉄塔を除く）	<ul style="list-style-type: none"> ・遮断器（O-81）、遮断器（O-82）及び断路器（LS-82）が碍子等の落下等により損傷 ・1/2号開閉所において、天井部分が損傷 ・予備変電所に設置されたM/C（以下「予備変M/C」という。）から1号機T/B1階に設置されたM/C1Sまでの地中ケーブルが損傷 ・3/4号開閉所の設備が70cm程度被水 ・大熊線1Lから大熊線4Lに接続した起動変圧器が被水し、起動変圧器（STr2S）について碍子が破損 ・1号機から6号機までに設置されたM/Cのうち、6号機R/Bに設置されていた6号機M/C（6C、6D及び6H）を除く全てのM/Cが被水し、機能喪失

(3) 福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況等

a 3月11日の福島第一原発の外部電源設備の確認状況等

- ① 3月11日14時46分頃に発生した地震後、同日14時49分頃までに²⁴⁵、新福島変電所から福島第一原発に外部電源を供給する大熊線1L、大熊線2L、大熊線3L、大熊線4L、夜の森線1L及び夜の森線2Lの保護装置が作動し、遮断器が開放され、電路が遮断された²⁴⁶。なお、保護装置が作動した原因について、

²⁴⁵ 外部電源が喪失した時刻は、東京電力本店の給電指令所遮断器動作システム上の時刻を基に記載しており、福島第一原発の各操作記録と必ずしも一致するものではない。

²⁴⁶ 電源設備や送電線に落雷や接触等の事故があった場合に、その状態を早期に発見して事故の影響を最小限に抑えるため、電路には保護装置が設置されている。保護装置には、監視する対象によって送電線保護装置、発電機保護装置等があり、それぞれ監視する範囲の電路において電流や電圧に異常が

大熊線 1L 及び大熊線 2L については福島第一原発の遮断器が碍子の落下等により損傷したことが考えられる。また、大熊線 3L 及び大熊線 4L については地震動により送電線が揺れて鉄塔と接近もしくは接触して高圧放電が起こったことが考えられる。さらに、夜の森線 1L 及び夜の森線 2L については夜の森線鉄塔が倒壊したことに伴い送電線において高圧放電及び損傷等が起こったことが考えられる。この結果、福島第一原発は、外部から受電することができなくなった²⁴⁷。

- ② 新福島変電所の東京電力社員は、災害時のマニュアルに従い、3月11日15時頃から、新福島変電所内の状況を確認した。さらに、同日16時頃から、東京電力浜通電力所（以下「浜通電力所」という。）の社員が、新福島変電所から福島第一原発構内までの大熊線の各送電線の状況及び新福島変電所から福島第一原発構外までの夜の森線の各送電線の状況を、車により地上から目視で確認した。しかし、この時点で、福島第一原発構内の夜の森線鉄塔設置場所付近の構内道路が通行できなかつたため、浜通電力所の社員は、福島第一原発構内の夜の森線の状況を確認できなかった。そこで、浜通電力所の社員は、再び福島第一原発構内の夜の森線の状況を確認するため、同日20時過ぎ頃に新福島変電所を出発した。一方、発電所対策本部復旧班は、同日16時30分頃から1/2号開閉所及び予備変電所を、同日20時30分頃から3/4号開閉所を、それぞれ状況確認した。これらの状況確認により、本店対策本部が同日中に把握した主な事項は、表Ⅱ-4-2のとおりである。（資料Ⅱ-4-3及び4参照）

本店対策本部の工務復旧班（以下「工務班」という。）、配電復旧班（以下「配電班」という。）及び原子力班は、同日夜半頃に、対面してそれぞれが把握した福島第一原発の外部電源に関する情報を共有した²⁴⁸。

感知された場合、保護装置から遮断器に信号が送られ、事故箇所を含む電路が隔離される。

²⁴⁷ 外部電源が喪失したことにより、福島第一原発構内の各非常用 DG が起動し、各号機へ非常用電源が供給された。なお、富岡変電所に電気を供給する送電線において地震動に伴い高圧放電が起こり、3月11日14時48分頃、送電が停止したことにより、東電原子力線も送電が停止した。その後、東北電力が富岡変電所内の設備損傷を応急復旧し、同日19時頃までに、東電原子力線が送電可能となった。

²⁴⁸ これまでの間、福島第一原発の外部電源に関する現場確認内容等について、本店対策本部工務班、配電班及び原子力班は、他班が把握する情報を本部会議及び電話等により収集していた。

表Ⅱ-4-2 福島第一原発の外部電源設備の主な確認状況

新福島変電所構内の設備	・ 架空地線の断線、碍子の破損、送電線を支持する鉄構の傾斜、地盤沈下等 ²⁴⁹
送電線及び送電鉄塔等	・ 夜の森線鉄塔（No.27）付近で土砂崩れが発生 ・ 新福島変電所から福島第一原発構内の各開閉所までに設置された送電線は、外見上、送電に支障なし
福島第一原発構内の設備 (送電線及び送電鉄塔を除く)	・ 遮断器（O-81）、遮断器（O-82）及び断路器（LS-82）が碍子等の落下等により損傷 ・ 予備変電所の設備は外見上損傷なし ・ 3/4号開閉所の設備（遮断器の制御盤）が70cm程度被水 ・ 1号機及び2号機に設置されたM/Cが被水 ・ 3号機及び4号機のM/Cが設置されたT/B地下階が被水

また、同日 19 時頃に、本店対策本部原子力班は、本店対策本部給電班を通じて、東北電力から東電原子力線の充電を行うか打診を受けた。本店対策本部原子力班は、発電所対策本部復旧班に対して状況を確認し、東電原子力線から受電する M/C1S 及びこれに接続するケーブルが被水したため、受電できない旨の回答を受けた。このため、本店対策本部原子力班は、本店対策本部給電班を通じて、東北電力に対して、東電原子力線から受電することはできない旨回答した。

b 3月12日以降3号機 R/B 爆発までの福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況（資料Ⅱ-4-5 及び 6 参照）

① 3月12日未明以降、本店対策本部工務班は、外部電源施設の被害状況等を踏

²⁴⁹ 新福島変電所社員及び協力企業社員は、3月12日未明以降、新福島変電所内で、暫定的に復旧できる箇所から作業を開始することとして、傾斜していた大熊線 3L 及び大熊線 4L を支持する鉄構をワイヤーで固定し、また、断線した大熊線 3L の架空地線を、今後の作業の支障にならないように鉄塔に固定した。また、同日夕方頃までに、新福島変電所社員及び協力企業社員は、新福島変電所において、鉄構に固定していた大熊線 3L の架空地線を撤去した。さらに、同月 16 日に、本店対策本部工務班が、新福島変電所内において、傾斜していた大熊線 3L 及び大熊線 4L を支持する鉄構への重量負荷を軽減するため、鉄構から大熊線鉄塔（No.1）までの送電線を撤去した。

まえて、1号機から4号機までの外部電源の復旧計画の検討を開始した。また、夜の森線鉄塔（No.27）は、夜の森線1L及び夜の森線2Lが支持されている施設であるが、付近の状況から倒壊が推定されていたものの、いまだ現場確認がなされていなかった。さらに、6号機非常用DG（6B）が起動していたため、5号機へ6号機から電源融通することが可能であった。そのため、本店対策本部は、5号機及び6号機については、当面6号機非常用DG（6B）から電気を供給することとし、1号機から4号機までの外部電源復旧を優先することとした。

- ② まず、㉑1/2号開閉所において、1号機及び2号機の起動変圧器に接続する遮断器等が破損していたこと、㉒4号機の起動変圧器及び3/4号開閉所が被水し、その復旧の目途がたっていなかったこと²⁵⁰、㉓1号機から4号機のM/Cが被水して使用できなかったこと²⁵¹、㉔移動可能な変圧器では27万5,000Vの高压電源を降圧することはできなかったことから、本店対策本部は、福島第一原発構内に6万6,000Vで電気を供給して、移動用変圧器により6,900Vに降圧した後、480Vの所内低電圧回路に使用される電源盤であるP/Cに電気を供給する必要があると判断した。さらに、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気を接続するP/Cとして、使用可能であった2号機P/C2Cに加え、T/B1階に設置され被水していない可能性があった4号機P/C4D²⁵²を選択することとした。
- ③ 本店対策本部工務班は、3月12日未明から同日午前中にかけての頃、これまでに把握した現場状況を踏まえ、6万6,000V用の送電線である夜の森線1L又は夜の森線2Lを活用して、福島第一原発構内に6万6,000Vで外部から電気を供給する計画を検討した。さらに、新福島変電所において、夜の森線2Lが接続する主要変圧器4号²⁵³周辺の碍子や避雷器が損傷していることが判明して

²⁵⁰ 3号機は起動変圧器に接続する遮断器等が工事中で使用できなかった。

²⁵¹ 1号機及び2号機のM/Cが被水して使用できないことが確認されていたため、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気を直接P/Cに接続する必要があると判断した。また、3号機及び4号機について、M/C設置場所であるT/B地下1階が被水したことから、M/Cが使用できないことが推測された。その後、3月12日中に、発電所対策本部復旧班が、3号機から6号機までに設置されたM/Cの多くが被水したことを確認した。

²⁵² 発電所対策本部復旧班は、3月12日夜に、P/C4Dが使用可能であることを確認した。

²⁵³ 新福島変電所には50万Vの電気を27万5,000V及び6万6,000Vに降圧する主要変圧器が四つ設

いたため、復旧作業が少ない主要変圧器 3 号に接続されていた夜の森線 1L が活用されることとなった。そこで、本店対策本部工務班は、同日昼頃までに、本店対策本部原子力班に対して、福島第一原発構内の 5 号機及び 6 号機付近の夜の森線鉄塔まで夜の森線 1L を活用して送電し、移動用変圧器で 6,900V に降圧して電気を供給する計画を提案した（資料Ⅱ・4・5 参照）。

- ④ しかし、この経路で供給された電気を 1 号機から 4 号機の電源として使用するためには、P/C2C 及び P/C4D まで、仮設の電線又はケーブルを 1km 以上にわたって敷設する必要がある。このため、本店対策本部原子力班は、本店対策本部工務班に対して、1 号機から 4 号機近くまで電気を供給できる他の計画の検討を依頼した。

福島第一原発構内で 1 号機から 4 号機に最も近い既設の送電線は、3/4 号開閉所に接続した大熊線 3L 及び大熊線 4L であった（資料Ⅱ・4・2 参照）。また、大熊線鉄塔において夜の森線 1L と併架されている大熊線 3L 及び大熊線 4L のうち、鉄塔上で夜の森線 1L に隣接して支持されていた送電線は、大熊線 3L であった。

そこで、本店対策本部工務班は、3 月 12 日昼頃までに策定していた計画（資料Ⅱ・4・5 参照）に代えて、同日中に、新福島変電所から夜の森線 1L を活用して 6 万 6,000V で送電し、送電線が併架された福島第一原発構外の大熊線鉄塔において、夜の森線 1L から大熊線 3L に接続して、1 号機から 4 号機の近くまで電気を供給する計画を策定した（資料Ⅱ・4・6 参照）。また、本店対策本部配電班及び同原子力班もこの計画を了承した。

その後、この計画について、本店対策本部工務班は、同月 13 日午前中の本店対策本部で発話して了承を得た。そして、本店対策本部は、同日以降、具体的な作業手順等の検討を継続した。

c 3 号機 R/B 爆発後の福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況

- ① 本店対策本部工務班は、3 月 12 日中に、大熊線 3L を介した夜の森線 1L（以

置されている。主要変圧器 1 号が大熊線 1L に、主要変圧器 2 号が大熊線 2L に、主要変圧器 3 号が大熊線 3L 及び夜の森線 1L に、主要変圧器 4 号が大熊線 4L 及び夜の森線 2L に、それぞれ接続されている。なお、主要変圧器 1 号は工事中であった。

下「夜の森・大熊接続線」という。)を通じて福島第一原発へ供給された 6 万 6,000V の電気を 6,900V に降圧するため、福島第一原発構内に移動用変圧器を設置する計画を策定していた。しかし、同月 14 日 11 時 1 分頃、3 号機 R/B が爆発したことに伴い、この計画で移動用変圧器等を設置する予定であった 3/4 号開閉所付近に高線量のがれきが散乱した。同日夕方頃以降、本店対策本部工務班は、高線量のがれきが散乱して現場作業が困難を極める状況であることを把握したため、同日夜頃までに、福島第一原発構内における作業量を軽減させる目的で、移動用変圧器を新福島変電所構内に設置する計画に変更した(資料 II-4-6 参照)。

- ② 一方、3 号機 R/B が爆発し、夜の森・大熊接続線による電源復旧の作業場所の線量が高くなったことに加え、3 月 11 日以降進められていた高圧電源車による電源復旧についても、損傷した高圧電源車及びケーブル等の新たな資機材の確保及び設置が困難になり、作業完了までに時間を要することが想定された。これらの状況を踏まえ、1 号機から 4 号機までに外部から電気を供給する新たな復旧計画の検討が必要となった。

そのため、本店対策本部原子力班は、同月 14 日夕方頃以降、東電原子力線を通じた外部電源供給の検討を開始した。この時点で、本店対策本部原子力班は、夜の森・大熊接続線及び東電原子力線のうち、復旧が早い方を用いて、P/C2C 及び P/C4D に電気を供給することとしていた。

また、夜の森線 2L を通じて外部から 5 号機及び 6 号機に電気を供給する方法について、夜の森線鉄塔 (No.27) 付近の現場確認ができていなかったことから、本店対策本部工務班は、具体的な復旧計画の策定を進められずにいた。なお、5 号機及び 6 号機で使用される電気は、6 号機非常用 DG (6B) から供給されていた。

- ③ 3 月 15 日夕方頃、本店対策本部会議において、その時点で策定していた外部電源復旧計画について、本店対策本部原子力班が現場状況と併せて説明した。本店対策本部は、余震が継続している状況において、稼働している 6 号機非常用 DG (6B) が停止する可能性も考えられることから、東電原子力線及び夜の森・大熊接続線のみならず、夜の森線 2L を含めた三つのルート全ての復旧を継続し、可能な限り迅速に実施するよう指示した。

この決定を受けて検討を進めていく過程で、同月 16 日夕方頃までに、東電原子力線及び夜の森・大熊接続線が同時期に復旧する見込みとなった。そこで、本店対策本部原子力班は、外部から供給される電気の接続先を決定した。すなわち、東電原子力線から 1 号機及び 2 号機へ、夜の森・大熊接続線から 3 号機及び 4 号機へ、夜の森線 2L から 5 号機及び 6 号機へ、それぞれ電気を供給することを決定し、具体的な検討を継続した。これ以降、外部電源に関する復旧状況について、以下にそれぞれの復旧ルートに分けて述べる。

(4) 福島第一原発の外部電源復旧状況

a 1 号機及び 2 号機の外部電源復旧状況 (資料Ⅱ-4-7 参照)

- ① 本店対策本部原子力班は、前記 (3) c のとおり、3 月 14 日夜から同月 15 日未明にかけての頃、東電原子力線を通じて 6 万 6,000V の電気を予備変電所に供給し、予備変電所内に設置されていた変圧器で 6,900V に降圧して電気を供給する復旧計画を決定した。さらに、同月 16 日夕方頃、本店対策本部原子力班は、この経路で供給された電気を 1 号機及び 2 号機の電源として使用するため、P/C2C に接続することを決定した。
- ② まず、東電原子力線を通じて電気を供給する方法を検討するに当たり、本店対策本部原子力班から要請を受けた本店対策本部給電班は、3 月 15 日朝方、東北電力に対して、東電原子力線について予備変電所までの充電を依頼した。そして、同日 9 時 45 分頃、東北電力は、予備変電所に設置された断路器まで充電可能であることを確認した。その後、同月 16 日午前中までに、本店対策本部工務班が、予備変電所に設置された断路器から予備変 M/C までの設備が使用できることを確認した。
- ③ 3 月 16 日明け方頃までに、発電所対策本部復旧班は、予備変 M/C から 1 号機 T/B に設置された M/C1S までに地中埋設されていたケーブルが使用できるか確認するために、絶縁抵抗を測定した²⁵⁴。すると、予備変電所から 1 号機 T/B までのケーブルに損傷があることが判明した。しかし、同ケーブルが地中に埋設されており、損傷箇所の特定に時間を要することから、本店対策本部原

²⁵⁴ 本店対策本部原子力班は、3 月 11 日に被水して使用できないと判断した地中ケーブルについて、乾燥して使用できるようになった可能性を考え、絶縁抵抗を測定した。

子力班は、既設のケーブルの活用を断念し、1号機 T/B 北側構内道路に仮設置した M/C（以下「仮設 1/2 号 M/C」という。）まで、予備変 M/C からケーブルを敷設することとした²⁵⁵。ただし、予備変 M/C が設置されている予備変電所が O.P.+30m 以上の高台に設置され、O.P.+約 12m の 1号機 R/B 付近に設置する予定であった仮設 1/2 号 M/C までの高低差が大きかった。そのため、予備変 M/C 及び仮設 1/2 号 M/C を最短距離で接続することが困難であり、本店対策本部原子力班は、同日夜頃までに、予備変 M/C から仮設 1/2 号 M/C まで、仮設ケーブルを構内道路に沿って約 1.5km 敷設することを決定した。

- ④ 本店対策本部配電班、原子力班、発電所対策本部復旧班及び協力企業は、3月 17 日以降、ケーブル敷設ルートのがれき撤去やケーブル敷設、予備変電所の遮断器の油圧回復作業²⁵⁶等を行った。その後、同月 20 日 15 時 37 分頃に仮設 1/2 号 M/C まで、同日 15 時 46 分頃に P/C2C まで、それぞれ受電が完了した。

なお、同月 12 日から同月 14 日午後までの間には、1号機から 3号機の格納容器ベント実施に向けた作業及び 1号機及び 3号機の R/B 爆発に伴う現場環境の悪化の影響で、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、それぞれ現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

b 3号機及び 4号機の外部電源復旧状況（資料Ⅱ-4-8 参照）

- ① 本店対策本部工務班は、前記（3）b 及び c のとおり、地震による被害状況及び 3号機 R/B 爆発の影響を踏まえ、3月 14 日に、新福島変電所において移動用変圧器で 6,900V に降圧した電気を夜の森・大熊接続線を介して福島第一原発構内に供給することとした。また、本店対策本部は、同月 16 日夕方頃、福島第一原発構内において、電路の開閉装置であるミニクラッド²⁵⁷（以下「移

²⁵⁵ 本店対策本部原子力班は、仮設置する M/C を協力企業から 4 台調達した。

²⁵⁶ 遮断器の遮断部を開閉させるためには、油圧が必要である。3月 11 日夜に予備変電所の状況を確認した際に、遮断器の油圧が残っていることが確認されたが、油圧を保つための電源が数日間喪失して油圧がなくなっていた。そのため、本店対策本部原子力班は、小型発電機で油ポンプを起動し、油圧を回復させた。

²⁵⁷ ミニクラッドは、遮断器及び保護装置等が一体化された開閉装置である。

動用ミニクラッド」という。)及び多回路開閉器²⁵⁸を設置し、これらの設備を介して供給された電気を、3号機及び4号機の電源として使用するため、P/C4Dへ接続することを決定した。

なお、本店対策本部工務班は、同月11日夜半頃から、本店において本店対策本部原子力班及び配電班と情報共有をして、大熊線1Lから大熊線4Lに接続した各起動変圧器が被水し、また、開閉所では遮断器が損傷したこと等を把握したことから、移動用変圧器の調達を開始していた²⁵⁹。

- ② 本店対策本部工務班及び協力企業は、夜の森・大熊接続線からの外部電源の復旧作業として、まず、新福島変電所構内において、地盤が陥没した場所の地下に埋設されていた夜の森線1Lのケーブルの損傷の有無を確認することとした。そして、3月14日2時過ぎ頃、本店対策本部工務班らは、新福島変電所において、端末処理されたケーブル接続部であるケーブルヘッドまで、充電が可能であることを確認した。

本店対策本部工務班及び協力企業社員は、同月15日午後から、福島第一原発構外に設置された大熊線鉄塔(No.7及びNo.8)において、同鉄塔に併架支持された夜の森線1Lと大熊線3Lを接続する作業を開始し、同日23時過ぎ頃までに、この接続作業を完了した。この接続作業を行う鉄塔は、①鉄塔前後の送電線の屈折が少なく、②送電線が2点で引っ張られた状態で鉄塔に支持され揺れが少なく接続作業がしやすく、③鉄塔周辺の敷地が機材の搬入・設置に適している鉄塔が選択され、大熊線鉄塔(No.7及びNo.8)において接続作業が行われた^{260 261}。

²⁵⁸ 多回路開閉器は、電気を複数の回路に分配する開閉装置である。なお、多回路開閉器に保護装置は内蔵されていない。

²⁵⁹ 新福島変電所は、発電所や変電所との送受電を主な目的とした施設であり、変電所周辺に低圧(6,900V)の電気を供給することが想定されていないため、移動用変圧器を常備していなかった。このため、本店対策本部工務班は、他の変電所及び電力所等から移動用変圧器を調達した。

²⁶⁰ 電圧と電流の方向と大きさが一定の周期で変化する交流電源が、3種類の方向(位相)に分けてそれぞれ別の送電線で送られる方法を、三相交流と呼ぶ。これは、現在、送電に多用されている送電方法である。そのため、一つの送電線が実際には3本(3相)に分かれており、電路同士を接続するためには、3本(3相)の送電線それぞれについて接続作業が必要になる。夜の森線1Lから大熊線3Lへの接続は、鉄塔(No.7)で1相、鉄塔(No.8)で2相接続された。また、電線は、ジャンパー線の支持箇所同士で接続された。なお、ジャンパー線とは、離れた電路をつなぐ部分のことをいい、例えば、送電線の鉄塔への接触を避けるために、送電線鉄塔付近を迂回させる部分に使用される。

²⁶¹ 本店対策本部工務班及び協力企業社員が、夜の森線1L及び大熊線3Lを接続する作業の一環として、

また、本店対策本部工務班及び協力企業社員は、同月 16 日午後から、新福島変電所構内の夜の森線 1L のケーブルヘッド付近に移動用変圧器を設置して、同ケーブルヘッドに接続した。さらに、本店対策本部工務班らは、同月 17 日から、福島第一原発構内において、移動用ミニクラッドを 3/4 号開閉所南西側に設置して大熊線 3L に接続し、同月 18 日に、移動用ミニクラッドまで充電できることを確認した。

そして、同月 19 日未明に自衛隊及び消防庁による SFP への放水作業が終了してから、本店対策本部配電班は、協力企業と共に、多回路開閉器を 3/4 号開閉所南西側に設置し、移動用ミニクラッドから多回路開閉器までケーブルを敷設した。また、同月 20 日以降、本店対策本部原子力班は、協力企業及び発電所対策本部復旧班と共に、多回路開閉器から P/C4D までケーブルの敷設ルートを確認した後、ケーブルの敷設・接続作業を行い、同月 22 日に P/C4D まで外部電源の受電が完了した。

なお、同月 12 日から同月 14 日午後までの間には、1 号機から 3 号機の格納容器ベント実施に向けた作業並びに 1 号機及び 3 号機の R/B 爆発に伴う現場環境の悪化の影響で、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、それぞれ現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

c 5 号機及び 6 号機の外部電源復旧状況（資料Ⅱ-4-9 参照）

- ① 5 号機及び 6 号機は、6 号機非常用 DG（6B）から電気が供給されていたものの、前記（3）c のとおり、3 月 15 日夕方頃、本店対策本部は、夜の森線 2L の復旧を可能な限り早急に行うことを決定した。そのため、本店対策本部工務班は、新福島変電所から夜の森線 2L を通じて 6 万 6,000V で電気を供給し、既設の起動変圧器（STr5SA）で 6,900V に降圧し、健全性が確認されていた M/C6C 及び M/C6D に電気を供給することとした²⁶²。

必要ない電路を遮断するため、3 月 14 日 18 時頃から、夜の森線と大熊線の接続予定であった鉄塔よりも福島第一原発側に設置された鉄塔（No.12）において、夜の森線 1L のジャンパー線を除去した。さらに、本店対策本部工務班らは、同月 16 日に、新福島変電所構外に設置された鉄塔（No.3）において、大熊線 3L のジャンパー線を除去して、必要ない電路を遮断した。

²⁶² 中間報告Ⅱ 3（3）bにおいて、非常用 DG から受電していなかったため、M/C6C の機能維持は

さらに、福島第一原発構内において、夜の森線鉄塔（No.27）が倒壊していたため、この鉄塔付近を迂回させて送電する必要があった。当初、本店対策本部工務班は、倒壊した鉄塔の近傍に仮設の鉄柱を設置して復旧することを検討していた。しかし、作業現場の放射線量が上昇していたことに加え、SFP への放水作業により現場退避が必要となったことから、鉄柱を設置するための十分な現地調査が実施できずにいた。その後、本店対策本部工務班は、同月 17 日に現場確認をした際に、必要な仮設鉄柱の数が多く、更なる現地調査が必要になるため、現場作業時間を短縮する必要性から、仮設の鉄柱設置を断念した。そして、夜の森線鉄塔（No.26）から、既に健全性が確認されていた双葉線鉄塔（No.2）に電線を支持させ、夜の森線鉄塔（No.28）まで電線を仮設して、倒壊鉄塔付近を迂回させることとした。

ただし、夜の森線鉄塔（No.26）において、夜の森線 2L から双葉線鉄塔（No.2）に向けて電線を仮設した場合、夜の森線 1L が夜の森線 2L よりも双葉線鉄塔（No.2）により近い側に支持されているため、仮設の電線が夜の森線 1L に接近して短絡（通電）するおそれがあった。このため、本店対策本部工務班は、夜の森線鉄塔（No.26）から 66kV 開閉所までの送電については、夜の森線 1L を使うこととし、同鉄塔において夜の森線 2L から夜の森線 1L に接続した後、双葉線鉄塔（No.2）に電線を支持させ、夜の森線鉄塔（No.28）において夜の森線 1L に再び接続することとした。

- ② 本店対策本部原子力班は、協力企業及び発電所対策本部復旧班と共に、3 月 17 日から、66kV 開閉所に設置された遮断器等の状況確認を行い、同月 19 日までに、遮断器（O-51）の開閉動作に必要な油圧を復旧した。これに加え、本店対策本部原子力班らは、被水して使用できない M/C を迂回して M/C6C 及び M/C6D に接続するため、起動変圧器（STr5SA）に接続されていた M/C1 次側から M/C6C 及び M/C6D まで仮設ケーブルを敷設し、接続した。

また、仮設する電線と樹木が接近・接触するような事故を防止する目的で、電線と樹木との物理的距離を確保して絶縁する必要があった。そのため、本店対策本部工務班は、協力企業と共に、同月 18 日から同月 20 日までに、鉄塔間

不明としていたが、外部電源復旧作業において M/C6C が使用されており、その機能は維持されていた。

の樹木を伐採した。その上で、本店対策本部工務班らは、夜の森線鉄塔 (No.26) から双葉線鉄塔 (No.2) を介して夜の森線鉄塔 (No.28) まで電線を接続した²⁶³。その後、本店対策本部工務班は、同日、66kV 開閉所に設置された夜の森線 1L の断路器 (LS-51) まで充電可能であることを確認した。なお、新福島変電所構内において、夜の森線 2L の断路器の部品がずれていたことに加え、主要変圧器 4 号から遮断器までに設置された碍子が損傷していたことから、それぞれについて、本店対策本部工務班及び協力企業社員が同月 18 日に修理を行った。

その後、同月 21 日 11 時 36 分頃 M/C6C に、同月 22 日 19 時 17 分頃 M/C6D に、外部電源の受電が完了した。

なお、同月 17 日及び同月 18 日午後には、SFP への放水作業の影響で、現場退避が必要になったことに加え、余震も頻発して作業の延期を余儀なくされた時期があったため、かかる電源復旧作業は時間を要した。

(5) 福島第一原発へ供給される外部電源の安定化

- ① 前記 (4) のとおり、3 月 22 日までに、1 号機及び 2 号機に東電原子力線より、3 号機及び 4 号機に夜の森・大熊接続線より、5 号機及び 6 号機に夜の森線 2L より、それぞれ外部から電気が供給された (資料Ⅱ-4-7 から資料Ⅱ-4-9 参照)。また、これらの復旧作業と並行して、本店対策本部原子力班、発電所対策本部復旧班及び協力企業社員は、福島第一原発構内において、一つの送電線からの受電が停止した場合に、他の送電線から受電した電気を融通できるように、外部電源復旧に使用された M/C 同士を連系させた。

さらに、これ以降、本店対策本部は、福島第一原発に外部から電気をより安定的に供給するための検討及び現場作業を行った²⁶⁴ (資料Ⅱ-4-10 参照)。

- ② 具体的には、本店対策本部は、夜の森・大熊接続線から供給される外部電源について、受電量増加及び高電圧化 (6 万 6,000V) ²⁶⁵のため、4 月 29 日までに移

²⁶³ なお、夜の森線鉄塔 (No.27) の倒壊に伴い夜の森線鉄塔 (No.28) の基礎部分が変形していたため、本店対策本部工務班は、ワイヤーで脚部を固定した。さらに、電線を迂回支持させることにより、夜の森線鉄塔 (No.26 及び No.28) 及び双葉線鉄塔 (No.2) に通常と異なる方向に荷重がかかることになったことから、傾斜・倒壊を防ぐためこれらの鉄塔を支線で固定した。

²⁶⁴ 受電した電気は、計測機器、原子炉冷却設備及び水処理設備等に使用された。

²⁶⁵ 前記 (3) c のとおり、当初移動用変圧器を福島第一原発構内に設置し、福島第一原発構内まで 6 万 6,000V で供給する予定であった。また、建屋内の滞留水の処理設備を稼働すること等によって福

動用変圧器を福島第一原発構内に設置し、また、5月16日までに福島第一原発構内に移動用変圧器を増設した。これらの作業によって、夜の森・大熊接続線からの受電量が2倍となったことに加え、高電圧（6万6,000V）でより安定的に外部電源を供給することが可能となった。

- ③ さらに、3月下旬、本店対策本部は、既設設備を活用した外部電源の安定化策を検討していた。本店対策本部は、1/2号開閉所に設置されていた共用所内ボイラ用の遮断器及び変圧器²⁶⁶が使用可能であることを把握したことから、5月10日までに、損傷していた遮断器部分の迂回作業及び移動用変圧器²⁶⁷等の設置作業等を行った。この結果、大熊線2Lから27万5,000Vの電気を供給することが可能となった²⁶⁸。
- ④ また、5号機及び6号機に送電していた夜の森線2Lについて、^㉑新たに設置した電線の重量を支持するために夜の森線鉄塔（No.26及びNo.28）及び双葉線鉄塔（No.2）を支線で支えていたこと、^㉒福島第一原発構内において双葉線鉄塔（No.2）に迂回支持させた電線部分に避雷機能がないことなどから²⁶⁹、本店対策本部工務班は、既設の設備を活用してより安定的に電気を供給する方法を検討していた。そこで、本店対策本部工務班は、送電用に設置されていた双葉線を介して電気を供給することとし、7月22日までに、新福島変電所及び福島第一原発構内において夜の森線1L及び夜の森線2Lをそれぞれ双葉線1L及び双葉線2Lに

島第一原発構内の消費電力が増大することが想定されたため、受電する電力量を増加させる必要があった。受電量は、移動用変圧器の容量に依存するため、受電量を増加させるためには、移動用変圧器を増設する必要があった。仮に、新福島変電所に移動用変圧器を増設した場合、福島第一原発まで送電線を設置する必要があるため、本店対策本部工務班は、福島第一原発構内に移動用変圧器を増設することとした。この他、夜の森・大熊接続線の電路の福島第一原発側に避雷器を設置する必要があったが、避雷器が6万6,000V用であったため、高電圧化（6万6,000V）する必要があった。

²⁶⁶ 共用所内ボイラ用の変圧器は、1号機から4号機の暖房設備等に使用される共用所内ボイラへの電源供給に使用するために、27万5,000Vの電気を6万6,000Vに降圧する設備である。

²⁶⁷ 共用所内ボイラ用の変圧器で変圧された6万6,000Vの電気を6,900Vに降圧する。

²⁶⁸ 本店対策本部は、大熊線1L及びこれに接続した起動変圧器（STr1S）の活用も検討したが、1/2号開閉所において大熊線1L設置場所の上部に屋根の損壊が確認されたため、より安定的な経路の復旧として、大熊線2Lの活用を決定した。なお、大熊線2Lに接続した起動変圧器（STr2S）は、電線支持部分の碍子の損傷が確認されたことに加え、その設置場所の放射線量が高く、復旧作業を行うことが困難だった。

²⁶⁹ 通常時、電気設備の技術基準の解釈第59条第7項において、送電線鉄塔は支線を用いてその強度を分担させないこととされているため、本店対策本部は、長期間の送電を考慮して、支線で支えられた鉄塔を使用しない方法を検討した。

接続するなどした。この結果、これらの既設設備を活用して 2 回線で 66kV 開閉所に電気が供給されることとなった。

- ⑤ さらに、東京電力は、平成 24 年 3 月までに、1/2 号開閉所南側に 66kV 開閉所を新設し、大熊線 4L からの受電を開始する²⁷⁰などとして、仮設設備の活用を減少させた。これ以降、新福島変電所において母線を増設するなど、更なる安定化策を講じることとしている。

5 福島第二原子力発電所における事故対処

(1) 福島第二原子力発電所における事故対処の概要

平成 23 年 3 月 11 日、東北地方太平洋沖地震が発生するとともに、地震に伴う津波が福島第二原子力発電所（以下「福島第二原発」という。）に到達した。福島第二原発においては、福島第一原発とは異なり、津波到達後においても外部電源による電源供給が継続している状況にあった。

このため、福島第二原発においては、各種監視計器によりプラントの状態を把握することが可能な状態であり、また、原子炉の減圧、原子炉への注水といったプラント制御に必要な操作についても特段の復旧を要せずを実施することができた。

しかし、福島第二原発では非常用海水ポンプや電源盤の被害により、3 号機の 1 系統を除き、RHR を起動させることができなかったことから、RHR を復旧させるまでの間、原子炉注水により原子炉水位を維持して燃料の露出を防ぐという方針で事故対処に当たり、同月 15 日までに全号機の冷温停止に至ったものである（資料 II-5-1 参照）。

(2) 福島第二原発の概要

a 施設の概要、規模、性能、設置経緯等

福島第二原発は、福島県双葉郡楢葉町及び同郡富岡町に位置し、福島第一原発の約 12km 南にある。敷地はほぼ正方形の形状となっており、東は太平洋に面している。また、敷地全体の広さは、海面埋立面積約 20 万 m²を含め約 147 万 m²で

²⁷⁰ 新福島変電所において夜の森線 1L 及び夜の森線 2L をそれぞれ大熊線 3L 及び大熊線 4L と接続する作業を実施して福島第一原発構内まで大熊線 3L 及び大熊線 4L で送電し、福島第一原発構内において、新設された 66kV 開閉所の母線に接続した。また、東電原子力線から供給される電気についても、新設された 66kV 開閉所の母線に接続した。

ある。

福島第二原発は、東京電力が建設・運転した原子力発電所であり、昭和 50 年 11 月に 1 号機の建設に着工して以来、順次増設を重ね、現在 4 基の沸騰水型原子炉を有している。昭和 57 年 4 月には 1 号機が運転を開始しており、現在では 1 号機から 4 号機までの総発電設備容量が 440 万 kW となっている。各号機の発電設備の規模、性能等については資料Ⅱ-5-2 のとおりである。

b 施設の配置、構造等

(a) 概要

1 号機及び 2 号機は福島県双葉郡楢葉町に、3 号機及び 4 号機は同郡富岡町に設置されている。

各号機は、R/B、T/B、C/B、サービス建屋、RW/B、海水熱交換器建屋 (Hx/B) 等から構成されている。これら建屋のうち一部については、隣接プラントと共用となっているものがある。各建屋の配置は、資料Ⅱ-5-3 のとおりである。

R/B、T/B、C/B、サービス建屋及び RW/B は、O.P.+12m の主要建屋設置エリアに設置され、Hx/B は O.P.+4m の海側エリアに設置されている。

(b) R/B の構造等

福島第二原発は、福島第一原発 1 号機から 5 号機までとは異なり、R/B について複合建屋方式を採用している。複合建屋方式とは、R/B として、原子炉棟及び付属棟を設ける方法をいい、これらは同一基礎版上に建設された一体構造となっている。原子炉棟には、圧力容器、格納容器、SFP 等が設置されている。また、付属棟には、非常用 DG のほか、非常用の M/C、P/C²⁷¹等が設置されている。

(c) Hx/B の構造等

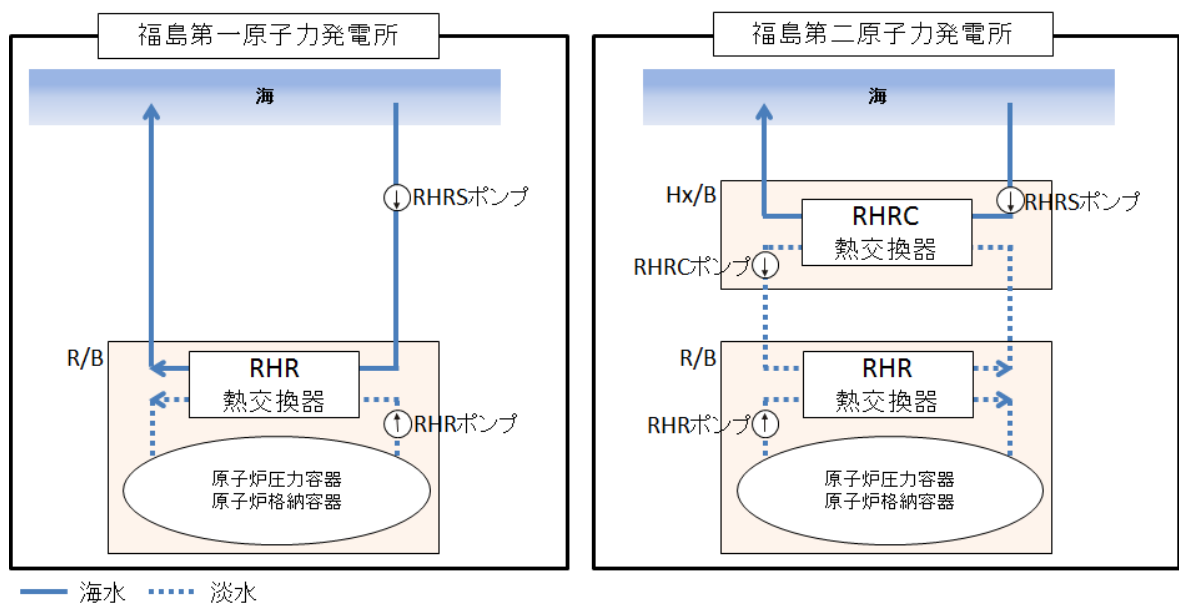
福島第二原発においては、各号機の T/B 東側の海側エリア (O.P.+4m) に地上 2 階地下 1 階建ての Hx/B を設け、内部に熱交換器や海水ポンプ等を設置し

²⁷¹ 非常用 P/C のうち、非常用海水ポンプ等に電源を供給する非常用 P/C については、Hx/B に設置されている。

ている。Hx/B には、残留熱除去機器冷却系（RHRC）²⁷²ポンプ、RHRS²⁷³ポンプ、非常用補機冷却系（EECW）²⁷⁴ポンプ等の非常用海水ポンプやこれらのポンプに電源を供給するための P/C が設置されている。

福島第一原発においては、崩壊熱の除去や機器の冷却に当たり、海側に設置した海水ポンプにより海水をくみ上げ、配管を通じてその海水を直接 R/B 内の熱交換器等に循環させている。一方、福島第二原発においては、くみ上げた海水を直接 R/B 内の熱交換器等に循環させるのではなく、R/B との間に淡水が循環する中間ループを設けた上で、それと海水を循環させるループとの間で熱交換を行うことにより冷却している。この方法による場合、熱交換器を Hx/B に設置することから、海水が R/B 内に直接流入することはない（図 II-5-1 参照）。

図 II-5-1 冷却水循環系の概要図



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

²⁷² RHRC とは、RHR の熱交換器、RHR ポンプと低圧炉心スプレイ系ポンプの冷却器等に冷却水を供給する系統をいう。

²⁷³ RHRS とは、RHR の冷却水を冷却するための海水を供給する系統をいう。

²⁷⁴ EECW とは、各種非常用機器が原子炉冷却材喪失事故等において要求される機能を維持できるように、非常用 DG、非常用空調機器等に淡水冷却水を供給する系統であり、RHR ポンプのモーターにも冷却水を供給する。

なお、RHRC ポンプ及び RHRS ポンプについては、各号機にそれぞれ 4 台 (A、B、C 及び D) が、EECW ポンプについては各号機に 2 台 (A 及び B) が設置されている²⁷⁵。また、これらの設備に電源を供給する非常用 P/C については、各号機に 2 台 (C-2 及び D-2)²⁷⁶が設置されている。

(d) 冷却機能を有する設備の概要

ここでは、福島第二原発における事故対処において使用した主な設備に限り、その概要について説明する (資料Ⅱ-5-4 参照)。

i RCIC

RCIC は、圧力容器から発生する蒸気の一部を用いるタービン駆動ポンプにより、蒸気として失われた冷却材を原子炉に補給し、炉心を冷却する系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。

通常は、水源として CST の水を使用するが、S/C の水を水源とすることも可能である。

ii MUWC

MUWC は、CST を水源として、原子炉施設の運転に必要な水を復水移送ポンプを使用して供給する系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。

アクシデントマネジメント策整備の一環として、MUWC から RHR を介して原子炉へ注水できるようにするため、これらの配管の接続を変更するとともに、元々設置されていた手動弁を電動化し、中央制御室において遠隔操作できるようにしている。福島第二原発では、各号機共に MUWC と RHR の A 系を接続する配管上にこの電動弁を設けている。

²⁷⁵ RHR の A 系に供されるポンプとして RHRC ポンプ (A) 及び (C)、RHRS ポンプ (A) 及び (C) 並びに EECW ポンプ (A) が、RHR の B 系に供されるポンプとして RHRC ポンプ (B) 及び (D)、RHRS ポンプ (B) 及び (D) 並びに EECW (B) が設置されている。

²⁷⁶ P/C (C-2) は、RHRC ポンプ (A) 及び (C)、RHRS ポンプ (A) 及び (C) 並びに EECW (A) に電源を供給する。P/C (D-2) は、RHRC ポンプ (B) 及び (D)、RHRS ポンプ (B) 及び (D) 並びに EECW (B) に電源を供給する。

iii 高圧炉心スプレイ系 (HPCS)

HPCS は、配管破断事故等を原因として冷却材喪失事故が発生したような場合に、電動の高圧ポンプにより水を燃料にスプレイし、炉心の冷却を行う系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。

通常は、水源として CST の水を使用するが、S/C の水を水源とすることも可能である。

iv RHR

RHR は、原子炉停止時の崩壊熱の除去を目的として、原子炉を停止した後の原子炉冷却材の冷却を行う系統であり、福島第二原発の全号機に設置されている。また、弁の切替操作により運転モードを変更することができ、非常時における冷却水の注入を行うこともできる。具体的な運転モードとして、SHC モード、低圧注水モード、格納容器スプレイモード、S/C 冷却モード及び非常時熱負荷モードがある。

なお、RHR により原子炉冷却材等の冷却を行うに当たっては、熱交換器への冷却水の供給や RHR ポンプの冷却が必要であるため、これらの役割を担う RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプがそれぞれ起動している必要がある。

(3) 福島第二原発の被害状況

a 外部電源の状況

福島第二原発の外部電源は、通常時は富岡線 1 号線及び 2 号線並びに岩井戸線 1 号線及び 2 号線の計 4 回線から受電する構成となっている。

3 月 11 日の地震発生当日は、定期検査のため、岩井戸線 1 号線からの受電が停止しており、富岡線 1 号線及び 2 号線並びに岩井戸線 2 号線の計 3 回線からの受電構成となっていた。

地震発生直後の同日 14 時 48 分頃、福島第二原発の北西約 7km の場所に位置する新福島変電所の断路器が損傷したことにより、富岡線 2 号線からの受電が停止した。さらに、地震発生後の新福島変電所におけるパトロールの結果、岩井戸

線 2 号線について避雷器の損傷が確認されたことから、同日 15 時 50 分頃、岩井戸線 2 号線からの受電が停止した。

このため、福島第二原発の外部電源については、富岡線 1 号線の 1 回線のみからの受電構成となったが、同月 12 日 13 時 38 分頃には岩井戸線 2 号線が、同月 13 日 5 時 15 分頃には岩井戸線 1 号線が復旧し、これら 3 回線からの受電構成に回復した（資料Ⅱ-5-5 参照）。

b 福島第二原発に到達した津波の状況

(a) 海側エリアの浸水状況

東北地方太平洋沖地震に伴う津波は、第 1 波が 3 月 11 日 15 時 22 分頃に、その後、断続的に福島第二原発に到達した。これらの津波により、福島第二原発の海側エリア（O.P.+ 4m）全域が浸水した。

海側エリアの浸水高は O.P.+約 7.0m から約 8.9m（浸水深は約 2.8m から約 4.3m）であり、同エリア南側では局所的に O.P.+約 12.6m の浸水高（浸水深は約 8.6m）が確認された（資料Ⅱ-5-6 参照）。

海側エリアには、前記（2）b（c）のとおり、各号機の Hx/B が設置されていたが、各 Hx/B は津波により浸水し、いずれの地下 1 階も水没した。また、浸水の痕跡からすると、各号機の Hx/B の 1 階部分については、3 号機南側部分を除き、床面から 2m 以上浸水した。なお、2 階部分については、1 号機南側を除き、浸水の痕跡は確認されなかった。

(b) 主要建屋設置エリアの浸水状況

主要建屋設置エリア（O.P.+12m）については、津波が海側エリアから斜面を超えて遡上することはなかったが、1 号機南側を東西に走る道路を集中的に遡上し、大量の水が 1 号機側から 2 号機側に回り込んだ。

1 号機周辺の浸水高は O.P.+約 12.4m から約 15.9m（浸水深は約 0.2m から約 4.1m）であり、これにより 1 号機 R/B、T/B、チャコール建屋や 1/2 号サービス建屋への浸水が見られた（資料Ⅱ-5-6 参照）。

一方、2 号機から 4 号機については、1 号機側から津波が回り込んだものの、建屋周辺の浸水高は O.P.+約 11.9m から約 12.9m（浸水深は約 0.1m から約

1.0m) であり、3号機 T/B、3/4号サービス建屋、チャコール建屋以外は、ほとんど建屋内への浸水は見られなかった。

c 津波到達後の所内電源の状況

(a) 非常用 DG の状況

福島第二原発に到達した津波は1号機南側を東西に走る道路を集中的に遡上し、1号機 R/B に浸水した。

1号機 R/B の付属棟地下2階には非常用 DG3 台 (1A、1B 及び 1H²⁷⁷) が設置されており、これら全台が被水により機能を喪失した。他号機の非常用 DG は、それ自体への被水を免れたものの、非常用 DG を冷却するための海水ポンプが津波により機能を喪失したことから、3号機の非常用 DG2 台 (3B 及び 3H) 並びに4号機非常用 DG1 台 (4H) を除き、起動できない状況となった (資料 II-5-7 表 1 参照)。

(b) 非常用 M/C の状況

非常用 M/C については、各号機に C、D 及び H²⁷⁸ の 3 台があり、これらは R/B の付属棟地下1階に設置されている。

津波到達後、1号機の非常用 M/C (1C 及び 1H) が被水により機能を喪失したものの、他の号機の非常用 M/C については受電が可能な状態であった (資料 II-5-7 表 2 参照)。

(c) R/B の付属棟に設置された非常用 P/C の状況

非常用 P/C については、各号機 R/B の付属棟地下1階に、それぞれ 2 台 (C-1 及び D-1) が設置されている。

津波到達後、R/B の付属棟に設置された非常用 P/C のうち、1号機の非常用 P/C (1C-1) は被水により機能を喪失したものの、それ以外の非常用 P/C は受

²⁷⁷ 各号機の非常用 DG (H) は、HPCS やその冷却に使用する海水ポンプへの電源供給のために設置されている。

²⁷⁸ 各号機の非常用 M/C (H) は、HPCS やその冷却に使用する海水ポンプへの電源供給のために設置されている。

電が可能な状態であった（資料Ⅱ-5-7表3参照）。

なお、Hx/Bには、海水ポンプ等に電源を供給するP/C2台が別途設置されている（Hx/Bに設置された非常用P/Cの状況については、後記（3）d（b）参照）。

（d）まとめ

福島第二原発においては、非常用DGが、一部を除いて起動できない状況にあったものの、津波到達後においても外部電源の受電が継続しており、非常用DGから受電しなければならない状況には至っていなかった。

1号機については、非常用M/C（1C）及び非常用P/C（1C-1）が津波により被水して機能を喪失したため、A系の交流電源が喪失し、さらに、A系の直流電源も非常用のバッテリーで受電する状況²⁷⁹となった。他方で、2号機から4号機については、非常用M/C及びR/Bの付属棟に設置された非常用P/Cに被害はなく、交流電源及び直流電源の全てを維持していた。

d 非常用海水ポンプ及び電源盤の状況

福島第二原発においては、各号機のHx/B内に浸水し、RHRCポンプ、RHRSポンプ、EECWポンプ又はこれらのポンプに電源を供給するP/Cの大半が被害を受けたことにより、3号機の1系統を除き、RHRを起動することができない状態となった。

ここでは、RHRCポンプ、RHRSポンプ及びEECWポンプ並びにこれらのポンプに電源を供給するP/Cの被害状況について説明する。

（a）非常用海水ポンプ（RHRC、RHRS及びEECW）の状況

前記（2）b（c）のとおり、RHRCポンプ及びRHRSポンプについては、各号機にそれぞれA、B、C及びDの4台が設置されている。また、EECWポンプについては、各号機にA及びBの2台が設置されている。

また、各号機のHx/Bは、いずれも地上2階地下1階の構造となっている。

²⁷⁹ 3月11日17時35分頃に直流125Vを、同日18時5分頃に直流250Vをそれぞれ予備充電器からの受電に切り替えたことにより、非常用のバッテリーで受電する状況は解消された。

2号機のRHRCポンプ(2A、2B、2C及び2D)並びにEECWポンプ(2B)、4号機のEECWポンプ(4B)は、2階に設置²⁸⁰され、その他の非常用海水ポンプは全て1階に設置されている。

福島第二原発に到達した津波は海側エリア全域に浸水し、各号機のHx/Bも浸水した。各号機のHx/Bは地下1階が水没し、1階については、浸水の痕跡から3号機南側エリアを除き、床面から2m以上浸水したと認められる。

津波により、1号機についてはRHRCポンプ(1A、1B、1C及び1D)並びにEECWポンプ(1A及び1B)が、2号機についてはRHRSポンプ(2A、2C及び2D)並びにEECWポンプ(2A)が、3号機についてはRHRCポンプ(3A及び3C)並びにEECWポンプ(3A)が、4号機についてはRHRCポンプ(4A、4B、4C及び4D)、RHRSポンプ(4A、4B及び4C)並びにEECWポンプ(4A)が、それぞれモーターの被水のため機能を喪失した(表II-5-1及び資料II-5-8参照)。

表II-5-1 Hx/Bにおける非常用海水ポンプ及び非常用P/Cの津波到達後の被害状況

海水ポンプ(RHRC、RHRS及びEECW)								
○:使用可能 △:電源盤が被水したため機能喪失 ×:電源盤及びモーターが被水したため機能喪失								
設置場所	1号機		2号機		3号機		4号機	
	北側	南側	北側	南側	北側	南側	北側	南側
2階			△ RHRC(A) △ RHRC(C)	△ RHRC(B) △ RHRC(D) △ EECW(B)				△ EECW(B)
1階	△ RHRS(B) △ RHRS(D)	△ RHRS(A) △ RHRS(C)	× RHRS(A) × RHRS(C)	△ RHRS(B) × RHRS(D)	△ RHRS(A) △ RHRS(C)	○ RHRS(B) ○ RHRS(D)	× RHRS(A) × RHRS(C)	× RHRS(B) △ RHRS(D)
	× RHRC(B)	× RHRC(A)			× RHRC(A)	○ RHRC(B)	× RHRC(A)	× RHRC(B)
	× RHRC(D)	× RHRC(C)			× RHRC(C)	○ RHRC(D)	× RHRC(C)	× RHRC(D)
	× EECW(B)	× EECW(A)	× EECW(A)		× EECW(A)	○ EECW(B)	× EECW(A)	× EECW(B)

非常用P/C								
○:使用可能 ×:被水したため機能喪失								
設置場所	1号機		2号機		3号機		4号機	
	北側	南側	北側	南側	北側	南側	北側	南側
1階	× P/C1D-2	× P/C1C-2	× P/C2C-2	× P/C2D-2	× P/C3C-2	○ P/C3D-2	× P/C4C-2	× P/C4D-2

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

(b) Hx/Bに設置された非常用P/Cの状況

前記(2) b (c)のとおり、RHRCポンプ、RHRSポンプ及びEECWポ

²⁸⁰ Hx/B1階に設置スペースがなかったことから2階に設置したものであり、津波対策の観点からこの配置とされたわけではない。

ンプに電源を供給する非常用 P/C については、各号機 Hx/B1 階に C-2 及び D-2 の 2 台が設置されている。

これらの非常用 P/C については、3 号機 Hx/B の 1 階南側エリアに設置された P/C (3D-2) を除き、全て津波による被水により機能を喪失した (資料 II-5-7 及び表 II-5-1 参照)。

(4) 地震発生から津波到達までの状況及びこれに対する対処 (3 月 11 日 14 時 46 分頃から同日 15 時 22 分頃までの間)

a 地震発生直前の福島第二原発各号機の運転状況

福島第二原発においては、1 号機から 4 号機までの全号機が定格熱出力一定運転中であつた。各号機の記録計チャートによれば、地震発生直前の 1 号機から 4 号機までの原子炉圧力、原子炉水位 (狭帯域)²⁸¹及び SFP 水温は、表 II-5-2 のとおりである。

表 II-5-2 地震発生直前のプラントパラメータ

	1号機	2号機	3号機	4号機
原子炉圧力 (MPa gage)	約6.9	約6.9	約6.8	約6.8
原子炉水位 (狭帯域) (mm)	約900	約900	約910	約910
SFP水温 (°C)	約37	約32	約35	約36

東京電力「記録計チャート」(平成 23 年 8 月)を基に作成

b 福島第二原発における発電所対策本部の動向

3 月 11 日 14 時 46 分頃、東北地方太平洋沖地震が発生し、福島第二原発においても、震度 6 強の強い揺れを観測した。

地震発生後、東京電力本店及び福島第二原発には、発生した事態に応じ、非常災害対策本部、次いで緊急時対策本部 (以下、総じて東京電力本店内の本部につき「本店対策本部」、福島第二原発内の本部につき「第二発電所対策本部」という。) が立ち上げられた (資料 II-5-10 参照)。

²⁸¹ 原子炉水位計 (狭帯域) の指示範囲について、資料 II-5-9 参照。

第二発電所対策本部は、免震重要棟3階の緊急時対策室に設置され、メインテーブルには、本部長である増田尚宏所長（以下「増田所長」という。）以下、副本部長であるユニット所長、副所長2名、本部員である防災安全部長、技術総括部長、運転管理部長、保全部長、品質・安全部長、総務部長、広報部長等が着席した。

第二発電所対策本部は、12個の機能班²⁸²により構成され、各機能班はメインテーブルの後方に設けられたブースに控え、メインテーブルと各機能班のブースとの間で口頭による情報伝達を可能とする体制が取られた（資料Ⅱ-5-11参照）。また、本店対策本部は、テレビ会議システムを通じて、第二発電所対策本部内のメインテーブルで発話された内容を聞き取り、また、第二発電所対策本部に対して助言や質問をするなどして、第二発電所対策本部との間で情報共有を図ることが可能であった。

第二発電所対策本部は、テレビ放送により、福島県沿岸の津波警報、津波予想到達時刻及び予想高さ等の情報を把握し、各中央制御室にその情報を提供していた。

増田所長は、地震発生以降、福島第二原発へ津波が到達することを懸念し、免震重要棟3階のテラスから津波の到達状況を監視させるとともに、現場作業員の退避を指示した。また、運転管理部長は、プラント情報を迅速に把握するため、第二発電所対策本部発電班から情報収集要員²⁸³2名を各中央制御室にそれぞれ派遣した。発電班は、各中央制御室に派遣した情報収集要員から定期的に各号機のプラントパラメータ等の報告を受け、それをグラフにまとめるなどして第二発電所対策本部全体で情報の共有を図っていた。

c 各中央制御室における動向

(a) 総論

地震発生当時、福島第二原発では全号機が定格熱出力一定運転中であり、1号機及び2号機の中央制御室（以下「1/2号中央制御室」という。）、3号機及

²⁸² 情報班、通報班、広報班、技術班、保安班、復旧班、発電班、資材班、厚生班、医療班、総務班及び警備誘導班の12班であり、班長は担当グループマネージャーである。ただし、広報班については本部員たる広報部長が、復旧班については本部員たる保全部長がそれぞれ班長を兼務する。

²⁸³ 情報収集要員は、主に、中央制御室内でプラント情報の収集に当たるとともに、発電班への連絡を担当し、当直長のサポートを行っていた。

び4号機の中央制御室（以下「3/4号中央制御室」という。）では、当直²⁸⁴が原子炉施設の運転に従事していた（図Ⅱ-5-2参照）。

地震が発生してからも、それまで各中央制御室で当直業務に従事していた当直が中心となって、原子炉の運転操作等を行ったが、地震発生時に当直業務に従事していた当直班以外の当直も、随時、各中央制御室に応援に行き、あるいは免震重要棟で待機し、後日、交代で当直業務に当たるなどした。

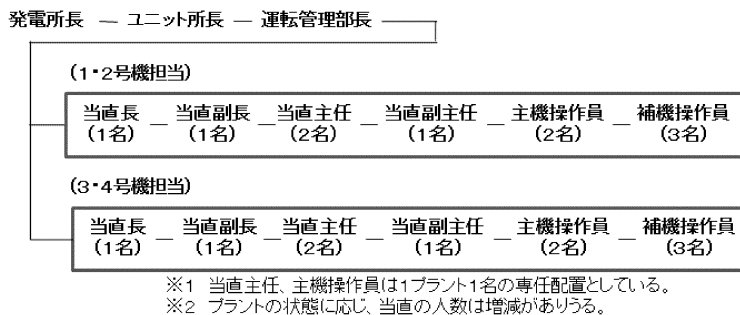
福島第二原発では、このような場合のプラントの操作対応について、「福島第二原子力発電所原子力事業者防災業務計画」に従い、原則として、当直長が判断を行い、例外的に、他プラントとの連携が必要な操作を行う場合や、プラント挙動に対して実施する操作の影響が大きい場合には、当直長が第二発電所対策本部に助言又は指示を仰ぎ、第二発電所対策本部は当直長に助言又は指示を行うこととしていた。

また、当直は、助言又は指示を仰ぐ場合でなくとも、原子炉制御に必要な基本的情報について、その都度、当直長等から第二発電所対策本部発電班にPHSで報告することとしていた。

(b) 1/2号中央制御室の動向

地震発生直後、1/2号中央制御室において、当直は、身体の安全を確保するとともに、原子炉の自動スクラムに備えて制御盤上方の警報窓を注視していた

図Ⅱ-5-2 福島第二原子力発電所における当直体制



東京電力「福島第二原子力発電所3号機 福島第二原子力発電所4号機 定期安全レビュー(第2回)報告書」を基に作成

²⁸⁴ 当直は、当直長1人、当直副長1人、当直主任2人、当直副主任1人、主機操作員2人及び補機操作員3人の合計10人で一つの班を構成し、さらに5個班による交代制勤務を採ることにより24時間体制で原子炉施設の運転に従事している。

(図Ⅱ-5-3 参照)。

3月11日14時48分頃、当直は、1号機及び2号機共に全制御棒が挿入され、原子炉が自動スクラムしたことを中央制御室内の制御盤の表示により確認し、当直長が運転管理部長に PHS でこれを報告した。

その後、当直は、当直長の指示を受け、原子炉の高温かつ高圧の蒸気を主蒸気配管からタービンバイパス弁を介して主復水器に送り、ここで凝縮させた水を給復水系で原子炉に戻すという方法により、原子炉圧力の制御を開始した²⁸⁵。

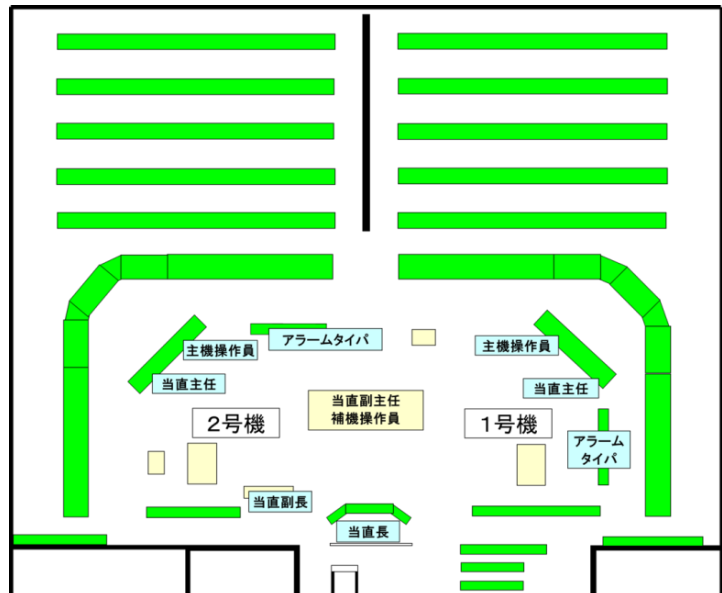
地震の揺れが収まった後、当直長は、作業のため R/B、T/B 等の現場に出ている当直に PHS で連絡を取り、人員の確認をして中央制御室に戻るよう指示した。

また、同日14時48分頃、新福島変電所の断路器の損傷により、富岡線2号線からの受電が停止となったが、富岡線1号線及び岩井戸線2号線の2回線からの受電が継続していた。

(c) 3/4号中央制御室の動向

地震発生直後、3/4号中央制御室において、当直は、身体の安全を確保するとともに、原子炉の自動スクラムに備えて制御盤上方の警報窓を注視していた

図Ⅱ-5-3 1/2号中央制御室のレイアウト



東京電力作成資料を基に作成

²⁸⁵ 福島第二原発1号機から4号機では、全ての外部電源が失われた福島第一原発1号機から3号機と異なり、地震が発生した際に主蒸気隔離弁が閉とならなかったことから、原子炉圧力制御のため、主復水器を用いることが可能であった。

(図Ⅱ-5-4 参照)。

3月11日14時48分頃、当直は、3号機及び4号機共に全制御棒が挿入され、原子炉が自動スクラムしたことを制御盤の表示により確認し、当直長が運転管理部長にPHSでこれを報告した。

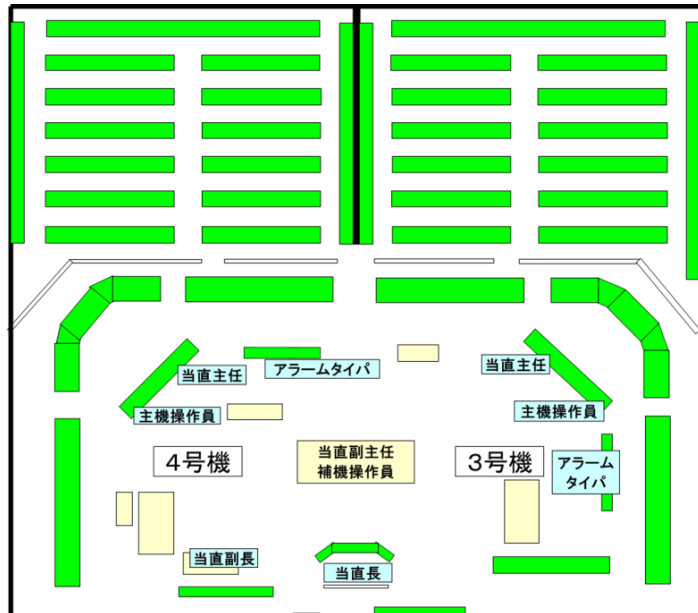
その後、当直は、当直長の指示を受け、原子炉の高温かつ高圧の蒸気を主蒸気配管からタービンバイパス弁を

介して主復水器に送り、ここで凝縮させた水を給復水系で原子炉に戻すという方法により、原子炉圧力の制御を開始した²⁸⁶。

地震の揺れが収まった後、当直長は、ページング等を用いて、建屋内でパトロール等を行っていた当直に対して、人員の確認をして中央制御室に戻るよう指示した。

同日14時48分頃、3号機及び4号機についても、1号機及び2号機と同様に、新福島変電所の断路器の損傷により富岡線2号線からの受電が停止となったが、富岡線1号線及び岩井戸線2号線の2回線からの受電が継続していた。

図Ⅱ-5-4 3/4号中央制御室のレイアウト



東京電力作成資料を基に作成

(5) 津波到達以降の3月11日の状況及びこれに対する対処(3月11日15時22分頃以降)

a 第二発電所対策本部の動向

(a) 緊急時対策室の停電及び復旧状況

²⁸⁶ 前記脚注285参照。

3月11日15時22分頃以降、断続的に福島第二原発に津波が到達した。

福島第二原発に到達した津波は、1号機南側を東西に走る道路を集中的に遡上し、免震重要棟1階まで到達した。これにより、免震重要棟1階の電源室に設置された電源盤が機能を喪失し、緊急時対策室が停電となって室内の照明が消灯したほか、テレビ会議システムによる本店対策本部等との通信もできなくなる状態となった。

増田所長は、第二発電所対策本部復旧班に対して、緊急時対策室の電源を早期に復旧するよう指示した。第二発電所対策本部復旧班は、協力企業の協力を得て、事務本館地下1階に設置された電源盤から、緊急時対策室脇にある照明用の分電盤（100V用）までケーブルを敷設し、同日18時から19時にかけての頃、緊急時対策室の電源を復旧した。これにより、テレビ会議システムによる本店対策本部との通信が回復した。

なお、停電中においても固定電話の使用は可能であったため、第二発電所対策本部は、テレビ会議システムが使用できない間、固定電話を使用して本店対策本部と連絡を取っていた。

(b) 1号機に係る原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく特定事象（原子炉冷却材漏えい）発生の通報

3月11日17時35分頃、運転管理部長は、1/2号中央制御室の当直長から、「1号機に『D/W 圧力高』の警報が出ており、アラームタイパを確認すると、15時37分に『主蒸気隔離弁（MSIV）原子炉水位低（L-2）』が記録されている」旨の報告を受けた。

運転管理部長は、原子炉水位計によれば、原子炉水位がL-2まで低下している状況は確認されなかったものの²⁸⁷、「D/W 圧力高」信号に加えて、「MSIV 原

²⁸⁷ 原子炉水位がL-2（1号機においては、原子炉水位計（広帯域）で966mmのレベルを指す。）に到達した場合、論理回路にその情報が伝達され、この論理回路に流れている電流が失われる。論理回路上の電流が失われることにより、電磁継電器（リレー）と呼ばれる電流制御装置に設けられた作動コイルが無励磁となり、コイル端子が計算機にMSIV水位低（L-2）を打ち出す回路の端子に接着し、アラームタイパに「MSIV 原子炉水位低（L-2）」と記録される仕組みとなっている。

この論理回路については、プラントバイタル電源により動作するものであるが、津波によりM/C（1C）が被水し、その下流のプラントバイタル電源A系が喪失した。本来は原子炉水位がL-2に到達した場合に流れなくなるはずの電流が、津波による電源喪失を原因として流れなくなったことで、コイル端

子炉水位低 (L・2) 信号が発信されていたことから、D/W 内で原子炉冷却材の漏えいが起きている可能性も否定できず、念のため、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 (原子炉冷却材漏えい) の通報を行っておいた方がよいと考え、その旨を増田所長に進言した。

これを受け、増田所長は、第二発電所対策本部通報班に対して、原災法第 10 条第 1 項に基づく通報を行うように指示し、同日 17 時 50 分頃、官庁等に対し、これを通報した。

その後、CAMS を確認しても放射線量が上昇している状況にはなかったことから、第二発電所対策本部は、同日 18 時 33 分頃までに、原子炉冷却材の漏えいが起きていないものと判断し、官庁等に対し、その旨通報した。

(c) 原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (除熱機能喪失) 発生の通報
(1 号機、2 号機及び 4 号機)

津波到達直後、第二発電所対策本部は、1/2 号中央制御室及び 3/4 号中央制御室の各当直長から、1 号機、2 号機及び 4 号機において津波の影響により RHR が起動不能である旨の報告を受け、1 号機、2 号機及び 4 号機の RHR の状況について検討を行った。このとき、Hx/B の被害状況について実際に現場確認を行ったわけではなかったものの、1 号機、2 号機及び 4 号機の非常用海水ポンプの制御盤上の状態表示灯が消えていたことや津波の規模等を検討した結果、増田所長は、直ちに RHR を復旧させることはできないと考え、この状況が原災法第 10 条第 1 項の規定に基づく特定事象 (除熱機能喪失) に該当すると判断し、3 月 11 日 18 時 49 分頃、官庁等に対して、これを通報した。

(d) 建屋内の被害確認状況

津波到達後、増田所長は、R/B、T/B、Hx/B 等にある電源盤や各機器の被害状況を確認する必要性を認識していたものの、余震が頻発しており、津波が再

子が計算機に「MSIV 水位低 (L・2)」信号を打ち出す回路の端子に接着したことから、実際には原子炉水位が L・2 には到達していないにもかかわらず、アラームタイプに「MSIV 原子炉水位低 (L・2)」と記録されることとなったと考えられる (資料Ⅱ・5-12 参照)。

度到達するおそれがあったことから、すぐにはこれらの被害確認には向かわせなかった。

その後、増田所長は、津波が再度到達した場合に人命に及ぼすリスクを考えると、海側エリアに建つ Hx/B よりも、主要建屋設置エリアの R/B 及び T/B の方が安全であると考え、3月11日20時頃、第二発電所対策本部復旧班に対し、まず R/B 及び T/B の被害状況を確認するように指示した。

これを受け、第二発電所対策本部復旧班電気機器グループは、協力企業からの応援を得て、R/B 内を確認する班、T/B 内を確認する班及び Hx/B 内を確認する班の3班を編成した。

同日20時過ぎ頃から、R/B 及び T/B 内を確認する班が、先行して建屋内の被害状況の確認に出発した。その結果、1号機について、非常用 DG が設置された R/B 付属棟地下2階の部屋が水浸しとなっている状況や、R/B 付属棟地下1階に設置された M/C (1C)、P/C (1C-1) が水没しているといった状況が、徐々に判明してきた。

同日22時過ぎ頃、増田所長の指示により、Hx/B 内を確認する班は、Hx/B の被害状況の確認を実施した。その際、第二発電所対策本部は、Hx/B 内の確認中に津波が再度到達することを危惧していたため、第二発電所対策本部内のモニターで海の方角を監視するとともに、現場で確認を行う者と第二発電所対策本部復旧班員との間で PHS を通話状態に維持したまま、いつでも連絡が取れる態勢を整えていた。

このようにして被害状況の確認を進めた結果、各号機 Hx/B の地下1階部分が水没し、1階部分についても P/C²⁸⁸を超える高さまで浸水した痕跡があることが判明した。他方で、3号機 Hx/B 南側については、同じ1階部分であっても床面が少し濡れた程度であることが判明した。

こうした確認の結果について、確認に向かった班は、第二発電所対策本部に対し、PHS により、これらの確認結果を随時報告し、報告を受けた第二発電所対策本部復旧班は、これらの被害状況をホワイトボードに書き出すことにより、情報共有を図っていた。

²⁸⁸ P/C の高さは、約 2,300mm である。

b 津波到達直後の各中央制御室の動向

(a) 1/2 号中央制御室の動向

1号機は、津波の影響により、海側エリアに建つ Hx/B のほか、R/B 付属棟地下2階に設置されている非常用 DG²⁸⁹ (1A、1B 及び 1H)、R/B 付属棟地下1階に設置されている非常用 M/C (1C 及び 1H) が被水するなどした。1号機では、富岡線1号線及び岩井戸線2号線によって外部電源の供給は続いていたが、非常用 M/C (1C) が津波により被水したことから、3月11日15時37分頃、A系の交流電源が喪失した。

さらに、2号機も、Hx/B が津波により浸水し、海水ポンプが被水したことから全ての非常用 DG (2A、2B 及び 2H) が起動できなくなった²⁹⁰。

1/2号中央制御室では、制御盤上で警報が鳴り響き、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ、EECW ポンプ等の作動状況を示す状態表示灯が次々に消灯していった。当直長は、こうした状況から、Hx/B が津波により浸水し、1号機及び2号機共に RHR を起動することができない状況になったことを認識した。

同時に、当直は、津波の影響により、所内ボイラが被水して停止したことから、「事故時運転操作手順書(事象ベース)」(AOP)の規定に従い²⁹¹、同日15時34分頃に2号機の MSIV を、同日15時36分頃に1号機の MSIV を、それぞれ手動で閉操作した。

当直長は、MSIV を閉操作したため、主復水器が使用できなくなり、かつ、RHR が起動できない状況にあるため、原災法第10条第1項の規定に基づく特定事象(除熱機能喪失)に該当すると判断し、その旨を3/4号中央制御室の当直長に確認するとともに、前記 a (c) のとおり、これを第二発電所対策本部に報告した。

その後、当直長は、東京電力本店の基幹系統給電指令所から、ホットラインを通じて、新福島変電所内の避雷器が損傷したため岩井戸線2号線による給電

²⁸⁹ 1号機の非常用 DG については、1A、1B 及び 1H が3月11日15時34分頃にそれぞれ自動起動したが、津波の影響により、非常用 DG 本体が被水し、直後に停止した。

²⁹⁰ 2号機の非常用 DG については、2H が3月11日15時34分頃に、2A 及び 2B が同日15時41分頃にそれぞれ自動起動したが、津波の影響により、直後に停止した。

²⁹¹ AOPによれば、所内ボイラが使用できない場合は、MSIV を閉止することとされている。

を停止する旨の連絡を受けた。当直長は、その旨を 3/4 号中央制御室及び第二発電所対策本部発電班に連絡した。そして、同日 15 時 50 分頃、岩井戸線 2 号線の給電が停止した。以降、外部電源の供給は、富岡線 1 号線によるのみとなった。

(b) 3/4 号中央制御室の動向

3 号機は、津波の影響により、海側エリアに建つ Hx/B の一部が浸水し、非常用海水ポンプが被水したことから、非常用 DG (3A) が起動できなくなった²⁹²。

さらに、4 号機も、Hx/B が津波により浸水し、非常用海水ポンプ又は電源盤が被水したことから、非常用 DG (4A 及び 4B) が起動できなくなった²⁹³。

3/4 号中央制御室では、制御盤上で警報が鳴り響き、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ、EECW ポンプ等の作動状況を示す状態表示灯が次々と消灯していったことから、当直長は Hx/B が浸水したことを認識した。

当直長は、制御盤上で 3 号機及び 4 号機の非常用海水ポンプの作動状況を確認したところ、3 号機 RHR の B 系のポンプの状態表示灯だけが点灯していたため、同ポンプは被水を免れ、起動可能な状態にあると判断した。

当直長は、RHR を SHC モードにより作動させれば、原子炉を安定的に冷却し、冷温停止の状態にすることができると考えた²⁹⁴。もともと、RHR を SHC モードで運転するには、原子炉圧力を約 0.76MPa gage 以下に保たなければならないため、SR 弁の開操作により原子炉を減圧する必要がある。他方で、SR 弁による減圧操作を繰り返した場合には、原子炉内の高温かつ高压の蒸気が配管を通じて S/C に移行することとなるため、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇していくことが明らかであった。そこで、当直長は、SR 弁による減圧操作と並行して S/C を冷却する必要があると考え、3 月 11 日 15 時 36 分頃、当直に

²⁹² 3 号機の非常用 DG については、3A、3B 及び 3H が 3 月 11 日 15 時 35 分頃にそれぞれ起動したが、津波の影響により、3A が直後に停止した。

²⁹³ 4 号機の非常用 DG については、4A、4B 及び 4H が 3 月 11 日 15 時 34 分頃にそれぞれ起動したが、津波の影響により、4A 及び 4B が直後に停止した。

²⁹⁴ 福島第二原発 3 号機ユニット操作手順書によれば、原子炉を冷温停止させるための手順として、RHR を SHC モードにより作動させることとしている。RHR の SHC モードは、炉心の崩壊熱及び圧力容器等の保有熱を最終的な熱の逃し場（海）に逃し、原子炉を冷却する。

指示して、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより起動させた。

また、当直は、4 号機についても同様に、RHR を S/C 冷却モードで手動起動したが、その直後に停止し、再起動させられなかった。

また、当直は、津波の影響により、所内ボイラが停止したことから、AOP の規定に従い、同日 15 時 36 分頃に 4 号機の MSIV を、同日 15 時 37 分頃に 3 号機の MSIV を、それぞれ手動で閉操作した。

また、当直長は、第二発電所対策本部に対し、津波到達後に自動起動していた 3 号機及び 4 号機の非常用 DG (3B、3H 及び 4H) をどの時点で停止させればよいか確認した。第二発電所対策本部は、外部電源の供給が確保されていたため、当面の間、非常用 DG を用いる必要がないものの、一度起動した非常用 DG を停止すると、外部電源の供給が停止した場合に再起動できなくなることを懸念し、これらの非常用 DG を無負荷状態で作動させ続けるよう当直長に指示した。

その後、同日 15 時 50 分頃、3 号機及び 4 号機においても、1 号機及び 2 号機と同様に、岩井戸線 2 号線による給電が停止した。それ以降、外部電源の供給は、富岡線 1 号線のみによることとなった。

c 1/2 号機における原子炉注水の状況

(a) 原子炉注水に関する当直の方針

当直は、前記 b (a) のとおり、1 号機及び 2 号機の MSIV を手動で閉操作し、原子炉の隔離操作を行った。1 号機及び 2 号機共に、津波により RHR を起動させることができない状況となったことから、RHR を復旧させるまでの間、原子炉への注水を維持し、燃料が露出しないようにする必要があった。そこで、当直は、「事故時運転操作手順書 (徴候ベース)」(EOP) の規定に従い、1 号機につき 3 月 11 日 15 時 36 分頃に、2 号機につき同日 15 時 43 分頃に、それぞれ RCIC を手動により起動させた。

しかし、1 号機及び 2 号機では、原子炉への注水手段のうち高圧のものは RCIC しか残されておらず、不測の事態により RCIC が作動しなくなった場合にも間断なく原子炉注水を継続するためには、原子炉を減圧した上で、低圧注水手段により原子炉注水を続ける以外に選択肢がなかった。仮に、原子炉圧力

を高圧に維持したままの状態、故障や自然災害その他の不測の事態により RCIC が作動しなくなった場合、次なる低圧注水手段に移行するために減圧操作をする間は注水が途切れることとなるため、当直長は、RCIC が作動している間に SR 弁による減圧操作を実施し、次の低圧注水が可能となる原子炉圧力となるまで減圧しておく必要があると考えた。

そこで、当直長は、1号機及び2号機共に、原子炉が高圧である間は RCIC²⁹⁵ による注水を継続し、RCIC が作動している間に SR 弁による原子炉減圧操作を繰り返し、原子炉を減圧した上で、RCIC が自動停止する前に他の低圧注水手段に切り替え、間断なく原子炉注水を実施しながら、RHR の復旧を待つという方針で対応することとした。

このとき、当直長は、RCIC の次の注水手段として、1号機及び2号機共に、アクシデントマネジメント策整備の一環として設けられた MUWC から RHR を介して原子炉に注水する手段を選択し²⁹⁶ ²⁹⁷、その旨を第二発電所対策本部発電班に連絡した。

(b) 減圧操作及び S/C の監視状況

当直長は、SR 弁による減圧操作をするに当たり、「福島第二原子力発電所原子炉施設保安規定」(以下「保安規定」という。)第 37 条第 1 項、表 37-1 等²⁹⁸によれば、原子炉冷却材温度変化率は 55°C/h 以下と定められ、これを運転上の制限としているところ、この規定に従って操作を実施するように当直に対して指示した。

²⁹⁵ RCIC の運転許容範囲は、約 0.34～約 9.22MPa gage である。

²⁹⁶ 復水移送ポンプの吐出圧力は約 1MPa gage であるが、配管との摩擦等により段々と圧力が弱まり、圧力容器に到達する頃には約 0.7MPa gage まで低下すると考えられる。

²⁹⁷ MUWC から RHR を介して原子炉へ注水するラインにつき、前記 (2) b (d) ii 参照。なお、その他にも、原子炉水位を確保する手段として、消火系、制御棒駆動機構、SLC、給水系等が考えられるが、これらの各系統は、冷却水が喪失するなどして短時間のみの使用に限られていた。

²⁹⁸ 1号機の AOP によれば、MSIV 開操作が不可能な場合において、SR 弁等による原子炉減圧実施の際に操作員が行うべき手順・方法として、「原子炉冷却材温度変化率 55°C/h 以下」と枠囲みして明記されている。また、1号機の EOP でも同様に、「原子炉の冷却速度 55°C/h は、保有水量を維持するためと RPV に過度な熱荷重を与えないため及び急激な減圧による放射能の追加放出を抑制するために要求するものである」として、SR 弁等による原子炉減圧の際に原子炉冷却材温度変化率 55°C/h 以下となることを要求している。

なお、2号機、3号機及び4号機の AOP 及び EOP にも、それぞれ同様の規定がある。

また、当直長は、1号機及び2号機共に、RHRの機能が喪失している状況において、前記(a)記載の対処方針のとおり、SR弁の開操作を繰り返した場合には、S/C水温及びS/C圧力が上昇することは避けられないと認識していた。当直長は、S/C水温及びS/C圧力が上昇すれば、いずれS/Cの圧力抑制機能が失われることになり、そうなれば、SR弁を開いても十分に減圧できず、MUWCによる原子炉注水に切り替えられなくなることを懸念した。そこで、当直は、S/Cの圧力抑制機能が失われる前に、必要に応じて、SR弁による原子炉減圧及びMUWCによる原子炉注水への切替えを実施しなければならないと考え、S/C水温計及びS/C圧力計を継続的に監視し、S/Cの状況把握に努めた。

さらに、第二発電所対策本部発電班員2名が、1/2号中央制御室に情報収集要員として派遣されており、S/C水温及びS/C圧力を含むプラントパラメータを定期的に第二発電所対策本部発電班に報告していた。これにより、1号機及び2号機のS/C水温、S/C圧力等のデータについては、第二発電所対策本部においても共有され、第二発電所対策本部及び当直の双方で監視する態勢が整えられていた。

(c) RCICの水源切替

2号機について、当直が、津波到達後にMSIVを閉操作した後、SR弁を開操作して原子炉減圧を繰り返していたため、S/C水位は上昇傾向にあった。

そして、3月11日15時52分頃、1/2号中央制御室内において、2号機のS/C水位が+51mmとなったことを知らせる「S/C水位高」の信号が発信された²⁹⁹。当直は、「S/C水位高」信号の発信に気づき、当直長に対して、EOPの規定に従い、RCICの水源をCSTからS/Cに切り替える旨の報告をした。

当直長は、津波の影響によりRHRが使用できずS/Cの冷却ができない状況において、SR弁の開閉を繰り返すだけでなく、S/Cを水源としてRCICを作動させると、S/C水温及びS/C圧力をより一層上昇させ、圧力抑制機能が損なわれるおそれがあると考えた。

しかし、当直長は、EOPにおいて、「S/C水位高」信号が発信された場合、

²⁹⁹ 2号機は、S/C水位が+5cm上昇した場合に「S/C水位高」の信号が発信される。

RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることとされている以上、RHR が作動していなくとも RCIC の水源を切り替えるべきと考え、EOP の規定に従い、同日 19 時 44 分頃、2 号機の RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を実施した。そして、当直は、S/C の圧力抑制機能が損なわれる前に、次の代替注水手段に移行できるよう、引き続き、S/C 水温及び S/C 圧力を監視して S/C の状況把握に努めた。

他方、当直は、2 号機と同様に、1 号機についても S/C 水位が上昇を続け、「S/C 水位高」信号が発信されることを予測し、S/C 水位を注視していた。そして、同日 21 時 50 分頃、当直は、S/C 水位が+70cm を超えた³⁰⁰ことを知らせる「S/C 水位高」の信号を確認したことから、当直長に対して、1 号機についても RCIC の水源を CST から S/C に切り替える旨の報告をした。

この報告を受けた当直長は、2 号機について RHR が使用できない状況においても EOP の規定に従って RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を既に実施していたことから、1 号機についても同様に、同日 21 時 53 分から同日 21 時 56 分にかけての頃、RCIC の水源切替操作を実施した。そして、当直は、S/C の圧力抑制機能が損なわれる前に、次の代替注水手段に移行できるよう、引き続き、S/C 水温及び S/C 圧力を監視して S/C の状況把握に努めた。

(d) 高圧注水から低圧注水への切替状況

i 1 号機の状況

福島第二原発では外部電源による電源供給が継続しているとはいえ、富岡線 1 号線の 1 回線のみであった。また、富岡線 1 号線から電源を供給している 1/2 号中央制御室の照明が瞬間的に停電になるなど、富岡線 1 号線からの電源供給についても不安定な状態であった。

当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替えるに当たり、何らかの原因により MUWC による原子炉注水が実施できなくなり、あるいは実施までに時間を要するといった不測事態に陥ることを懸念し、これを回避するため、RCIC が作動している間に、MUWC による注水ラインを

³⁰⁰ 1 号機は、S/C 水位が+70cm 上昇した場合に「S/C 水位高」の信号が発信される。

構成し、実際に注水が可能であることを確認しておくこととした。

通常であれば、MUWC から RHR を介して原子炉へ注水する場合、1/2 号中央制御室において、MUWC と RHR の A 系との間の接続配管上に設置された MUWC-RHR 接続配管弁³⁰¹及び RHR の注入弁の遠隔手動開操作が可能である。しかし、1 号機では、津波の影響により、交流電源の A 系を喪失していたことから、1/2 号中央制御室において、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁の双方を遠隔手動開操作できなかった。

そこで、当直長は、MUWC による原子炉注水を実施するに当たり、流量調整等のため、RHR の注入弁を 1/2 号中央制御室において遠隔操作する必要があると判断し、電源が喪失していなかった RHR の B 系を介して、MUWC による原子炉注水を実施することとした。

MUWC から RHR の B 系を介する原子炉注水ラインを構成するためには、二つある RHR 注入ライン除染ライン止め弁を手動で開操作する必要があることから³⁰²、3 月 11 日 22 時 9 分頃、当直 2 名は、放射線管理員と共に、RHR 注入ライン除染ライン止め弁を開操作するため、R/B3 階に向かった。そして、同日 22 時 36 分頃、当直は、RHR 注入ライン除染ライン止め弁を手動で開とし、これを当直長に報告した。これを受け、同日 22 時 41 分頃、当直長は、RHR の B 系の注入弁の開閉動作確認を行い、弁動作が良好であることを確認した。

その後、当直長は、原子炉圧力が 1MPa gage を下回るようになったことから、確実に MUWC による原子炉注水が可能であることを確かめておく必要があると考え、当直に対し、その確認のために MUWC による原子炉注水を実施するよう指示した。そこで、当直は、同日 23 時 24 分頃³⁰³、同日 23 時 29 分頃³⁰⁴及び同日 23 時 42 分頃³⁰⁵の合計 3 回にわたり、RHR の B 系の

³⁰¹ MUWC-RHR 接続配管弁は、前記 (2) b (d) ii のとおり、アクシデントマネジメント策整備の一環として、元々設置されていた MUWC と RHR の A 系を接続する配管上の手動弁を電動化したものであり、1/2 号中央制御室において遠隔操作することが可能である。なお、この弁を手動で操作することも可能である。

³⁰² これらの弁は、MUWC-RHR 接続配管弁と異なり、電動化されていなかったため、現場において手動で開ける必要があった。

³⁰³ この時点の原子炉圧力は、約 0.85MPa gage であった。

³⁰⁴ この時点の原子炉圧力は、約 0.80MPa gage であった。

注入弁を制御盤上で開操作し、MUWCによる原子炉注水を試みた。しかし、これらの注水確認を実施した時点では、原子炉圧力が復水移送ポンプの吐出圧力を上回っていたことから、原子炉への注水はできなかった。

その後、当直は、同日 23 時 58 分頃、RHR の B 系の注入弁を再度開操作すると、原子炉水位計の指示値が上昇傾向を示したので、原子炉への注水が確認できた³⁰⁶。さらに、当直は、同月 12 日 1 時頃までの間に、同様の方法で、MUWCによる注水確認を 2 回実施し、再度原子炉への注水が可能であることを確認した。

しかし、この頃、原子炉圧力計によれば、原子炉圧力は、約 0.65MPa gage を示しており、RCICによる注水が可能であったことから、当直長は、原子炉圧力が低下して RCIC が自動隔離するまでは RCICによる注水続けることとした。

1号機については、この頃、RHRによるS/C冷却ができない状況において、SR弁の開操作を繰り返し、また、S/Cを水源としてRCICを運転継続していたため、S/C水温が上昇傾向にあった。EOPによれば、S/C水温に応じて急速減圧操作をすべき原子炉圧力が定められ、原子炉圧力が当該圧力を超えた場合には、SR弁を手動で開操作して急速減圧操作を実施することとされている。

同日 3 時 48 分頃、原子炉圧力が約 1MPa gage の状態で S/C 水温が約 96℃ に達し、EOP が定める急速減圧操作の実施基準に該当したことから、当直は、EOP の規定に従い、SR 弁による急速減圧操作を実施することとした³⁰⁷。SR 弁による急速減圧操作をした場合、圧力容器内の冷却材が蒸気として S/C に大量に移行し、原子炉水位が急激に低下するため、そのような状況で MUWC による原子炉注水に移行できなくなれば炉心損傷に至ることが懸念された。そこで、当直は、確実に代替注水に移行するため、RCIC が作動している間に、MUWC による注水を開始し、注水がなされていることを確認した上で³⁰⁸、

³⁰⁵ この時点の原子炉圧力は、約 0.71MPa gage であった。

³⁰⁶ この時点の原子炉圧力は、約 0.65MPa gage であった。

³⁰⁷ 急速減圧操作の結果、この時点の原子炉圧力は約 0.33MPa gage まで低下した。

³⁰⁸ EOPによれば、急速減圧操作を実施する際には、「低圧注水可能システム 1 系以上又は代替注水系が作動していることを確認する」ことと規定されている。

SR 弁による急速減圧操作を開始し、同日 4 時 56 分頃まで同操作を実施した。

急速減圧操作を実施している最中の同日 4 時 50 分頃、原子炉圧力が、RCIC が自動隔離される水準である 0.34MPa gage まで低下した。当直は、RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限を逸脱すると考え、同日 4 時 58 分頃、RCIC の蒸気隔離弁を手動で閉操作した。

ii 2 号機の状況

2 号機は、1 号機と異なり、交流電源の A 系及び B 系共に使用できる状態であったが、当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替えるに当たり、何らかの原因により MUWC による原子炉注水が実施できなくなるという不測事態を回避するため、RCIC が作動している間に MUWC による注水ラインを構成し、実際に注水が可能であることを確認しておくこととした。

そして、3 月 11 日 21 時 25 分頃、原子炉圧力が約 0.7MPa gage を下回り始めてきたことから、当直は、当直長の指示を受け、MUWC-RHR 接続配管弁及び原子炉に続く RHR の A 系の注入弁を制御盤上で開操作し、MUWC から RHR の A 系を介して原子炉に注水するラインを構成した。さらに、当直は、MUWC 及び RHR との接続配管に設けられた流量計や原子炉水位計の指示値から MUWC により原子炉へ注水できることを確認して、同日 21 時 26 分頃、RHR の A 系の注入弁を閉操作した。さらに、同日 21 時 31 分から同日 21 時 32 分にかけての頃、当直は、再度 RHR の A 系の注入弁を開操作し、同様の方法で MUWC により原子炉へ注水できることを確認した。

しかし、この頃、原子炉圧力計が約 0.7MPa gage を示しており、RCIC による注水が可能であったことから、当直長は、原子炉圧力が低下して RCIC が自動隔離するまでは RCIC による注水を継続することとした。

その後、SR 弁の開操作を繰り返して原子炉圧力を制御していたところ、原子炉圧力が約 0.36MPa gage まで低下し、RCIC が自動隔離する原子炉圧力 (0.34MPa gage) に近づいたことから、当直は、RCIC がいまだ停止する前に、RHR 注入弁を制御盤上で操作し、同月 12 日 4 時 50 分頃、MUWC による注水を開始した。

同日 4 時 53 分頃、当直が RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限に近づいてきたことから RCIC を手動停止しようとしたところ、原子炉圧力が約 0.34MPa gage まで低下したため RCIC が自動停止した。

d 3/4 号機における原子炉注水の状況

(a) 原子炉注水に関する当直の方針

i 3 号機の方針

当直は、前記 b (b) のとおり、3 号機の MSIV を手動で閉操作し、原子炉の隔離操作を実施し、3 月 11 日 16 時 6 分頃、EOP の規定に従い、RCIC を手動起動した。

3 号機については、RHR の B 系を作動させることが可能であったことから³⁰⁹、当直長は、原子炉が高圧である間は RCIC による注水を継続し、RCIC が作動している間に SR 弁による減圧操作を繰り返して徐々に原子炉を減圧して、他号機と同様に、RCIC が自動停止する前に他の低圧注水手段に切り替えた上で、RHR を SHC モードにより作動させることとした。

このとき、当直長は、RCIC の次の注水手段として、1 号機及び 2 号機と同様、MUWC から RHR を介して原子炉に注水する手段を選択し³¹⁰、その旨を第二発電所対策本部発電班に報告した。

なお、3 号機については、原子炉が高圧の状態でも注水できる HPCS が使用できる設備として残っていたが、当直長は、HPCS が RCIC に比べて流量が極めて多く、原子炉水位を安定的に推移させることが難しいと考え、HPCS による原子炉注水を選択しなかった。

ii 4 号機の方針

当直は、前記 b (b) のとおり、4 号機の MSIV を手動で閉操作して、原子炉の隔離操作を実施し、3 月 11 日 15 時 54 分頃、EOP の規定に従い、RCIC

³⁰⁹ RHR を SHC モードにより作動させるためには、原子炉圧力を約 0.76MPa gage まで減圧する必要があった。

³¹⁰ MUWC から RHR を介して原子炉へ注水するラインにつき、前記 (2) b (d) ii 参照。原子炉水位を確保する手段として、消火系、制御棒駆動機構、SLC、給水系等が考えられたが、これらの各系統は、冷却水が喪失するなどして短時間のみ使用に限られていた。

を手動起動した。

4号機については、同日15時37分頃、RHRのA系及びB系がいったん起動したものの、その直後、津波によりRHRSポンプ、RHRCポンプ、EECWポンプ等が被水したため停止した。

このような状況を踏まえ、当直長は、RHRを復旧させるまでの間、別の手段により原子炉への注水を維持し、燃料を露出させないようにしなければならないと考えた。

4号機では、3号機と同様、原子炉の注水手段のうち高圧のものとして、RCICのほか、HPCSが使用できる設備として残っていた。しかし、当直長は、HPCSがRCICに比べて流量が極めて多く、原子炉水位を安定的に推移させることが難しいと考え、RCICの次なる代替注水手段として、HPCSではなく、原子炉を減圧した上で、低圧注水手段を活用することとした。

当直長は、仮に、原子炉圧力を高圧に維持したままの状態、大地震や津波その他の不測の事態によりRCICが作動しなくなった場合、次なる低圧注水手段に移行するために減圧操作をする間、原子炉への注水が途切れるので、RCICが作動している間にSR弁による減圧操作を実施し、次の低圧注水が可能となる原子炉圧力にまで減圧しておく必要があると判断した。

そこで、当直長は、原子炉が高圧である間、RCICによる注水を継続し、SR弁による減圧操作を繰り返して徐々に原子炉を減圧した上で、RCICが自動停止する前に他の低圧注水手段に切り替え、間断なく原子炉注水を実施しながら、RHRの復旧を待つという方針で対応することとした。

このとき、当直長は、RCICの次なる代替注水手段として、3号機と同様、MUWCからRHRを介して原子炉に注水する手段を選択し³¹¹、その旨を第二発電所対策本部発電班に報告した。

(b) 減圧操作及びS/Cの監視状況

当直長は、SR弁による減圧操作を実施するに当たり、運転上の制限として

³¹¹ MUWCからRHRを介して原子炉へ注水するラインにつき、前記(2)b(d)ii参照。原子炉水位を確保する手段として、消火系、制御棒駆動機構、SLC、給水系等が考えられたが、これらの各系統は、冷却水が喪失するなどして短時間のみ使用に限られていた。

保安規定等³¹²で定められている原子炉冷却材温度変化率（55°C/h 以下）を遵守して、減圧操作を実施するよう当直に指示した。

また、当直長は、4号機について、RHRの機能が喪失している状況において、前記（a）記載の対処方針のとおり、SR弁の開操作を繰り返した場合には、S/C水温及びS/C圧力が上昇することは避けられないと認識していた。当直長は、S/C水温及びS/C圧力が上昇すれば、いずれS/Cの圧力抑制機能が失われることになり、そうなれば、SR弁を開いても十分に減圧ができず、MUWCによる原子炉注水に切り替えられなくなることを懸念した。そこで、当直は、S/Cの圧力抑制機能が失われる前に、必要に応じて、SR弁による原子炉減圧及びMUWCによる原子炉注水への切替えを実施しなければならないと考え、S/C水温計及びS/C圧力計を継続的に監視し、S/Cの状況把握に努めた。

さらに、第二発電所対策本部発電班員2名が、3/4号中央制御室に情報収集要員として派遣されており、S/C水温及びS/C圧力を含むプラントパラメータを定期的に第二発電所対策本部発電班に報告していた。これにより、3号機及び4号機のS/C水温、S/C圧力等のデータについては、第二発電所対策本部においても共有されていた。

（c）RCICの水源切替

4号機は、津波到達後にMSIVを閉操作して以降、SR弁の開操作による減圧を繰り返し、S/C水位は上昇傾向にあった。

そして、3月11日15時51分頃、3/4号中央制御室内において、4号機のS/C水位が+51mmとなったことを知らせる「S/C水位高」の信号が発信された³¹³。当直は、この「S/C水位高」信号の発信に気づき、当直長に対して、EOPの規定に従い、RCICの水源をCSTからS/Cに切り替える旨の報告をした。

当直長は、津波の影響によりRHRが使用できずS/Cの冷却ができない状況において、SR弁の開閉を繰り返すだけでなく、S/Cを水源としてRCICを作動させると、S/C水温及びS/C圧力がより一層上昇してS/Cの圧力抑制機能が損なわれることを懸念した。

³¹² 前記脚注298参照。

³¹³ 4号機は、S/C水位が+5cm上昇した場合に「S/C水位高」の信号が発信される。

しかし、当直長は、EOPにおいて、「S/C 水位高」信号が発信された場合、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることとされている以上、RHR が作動していなくとも RCIC の水源を切り替えるべきと考え、EOP の規定に従い、同日 18 時 13 分頃、4 号機の RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を実施した。

当直は、4 号機について、前記 (b) のとおり、RHR の機能が喪失している状況において、SR 弁の開操作を繰り返していたことから、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握を行っていたが、さらに、RCIC の水源を S/C に切り替えることにより、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇して S/C の圧力抑制機能が損なわれるおそれが高まるため、より一層 S/C の状況把握に努めた。

3 号機についても、同日 16 時 12 分頃、S/C 水位が+5.8cm となったことを知らせる「S/C 水位高」信号が発信された³¹⁴。そして、この信号に気付いた当直は、当直長に対して、RCIC の水源を CST から S/C に切り替える旨の報告をした。3 号機では、同日 15 時 36 分頃以降、RHR の S/C 冷却モードにより、S/C の冷却が続けられていたため、当直長は、4 号機で抱いたような S/C 水温及び S/C 圧力上昇の懸念は抱かなかった。そして、当直は、同日 18 時 31 分頃、4 号機と同様に、EOP の規定に従い、3 号機の RCIC の水源を CST から S/C に切り替える操作を実施した。

その後、地震発生以降、福島第二原発における外部電源による電源供給が富岡線 1 号線のみ状態が続いており、また、富岡線 1 号線が供給する電源も不安定であったことから、当直長は、特に、非常用 DG (4A 及び 4B) が起動できなくなっていた 4 号機について SBO の懸念を強く持ち、仮に SBO になった場合にいかに対応するべきかを事前に検討しておくよう、当直に指示した。

この指示を受けた当直は、AOP のうち SBO の項目を参照するなどして、SBO になった場合の運転操作手順等を確認した。この AOP の確認作業中、当直は、S/C 水温が 60℃を超える場合には「S/P 水位高となっても、RCIC の水源は S/P 側に切替えないこと」とする規定があることに気付いた。当直は、この

³¹⁴ 3 号機は、S/C 水位が+5cm 上昇した場合に「S/C 水位高」の信号が発信される。

ときまで、この規定の存在を知らなかったが、SBO の状況下においても直流電源で動作する RCIC の健全性を維持し、その運転を継続させるという趣旨に基づくものであると理解し³¹⁵、S/C 水温が 60℃を超えた場合には RCIC の水源を CST にしなければならないと考えた。当直は、この規定を適用するかどうかについて検討した結果、当時の状況はいまだ SBO に至っていなかったものの、S/C 水温が約 70℃まで上昇していたため、この規定が RCIC の健全性を保つことを目的とする以上はこれに従うべきと考え、同日 23 時 19 分頃、RCIC の水源切替操作を実施し、RCIC の水源を S/C から CST に切り替えた。

なお、3 号機については、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより作動させており、RCIC の運転を継続していた同日 16 時 6 分頃から同日 23 時 11 分頃までの間、S/C 水温が 60℃を超えなかったため³¹⁶、当直は、RCIC の水源を S/C から CST に切り替えなかった。

(d) 高圧注水から低圧注水への切替状況

i 3 号機の状況

3 号機は、津波到達後も引き続き、富岡線 1 号線から外部電源の供給を受けていたほか、非常用 DG (3B 及び 3H) が起動していた。また、前記 (a) i のとおり、RHR の B 系が津波による影響を受けずに S/C 冷却モードにより運転できる状態であった。

当直長は、当初からの方針のとおり、原子炉が高圧である間は RCIC で原子炉への注水を維持し、原子炉を減圧した後は MUWC から RHR を介して原子炉へ注水することとしていた。当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替える際に、不測の事態により、原子炉への注水が途切れることを懸念し、RCIC が作動している間に MUWC による注水ラインを構成した上で、その注水状況について確認することとした。

3 月 11 日 22 時 53 分頃、当直長は、原子炉圧力が約 0.8MPa gage を下回ってきたことから、MUWC による注水確認を行うこととし、MUWC・RHR 接

³¹⁵ AOP によれば、「RCIC の水源を S/P とするときの制限温度 (RCIC 運転用の潤滑油冷却のための設計水温) は 60℃」と規定されている。

³¹⁶ この間の S/C 水温の最高温度は、3 月 11 日 23 時頃に記録された約 54℃であった。

続配管弁及び RHR の A 系の注入弁を制御盤上で開操作した。このとき、当直は、MUWC 及び RHR との接続配管に設けられた流量計や原子炉水位計の指示値から MUWC による原子炉注水が可能であることを確認³¹⁷し、いったん MUWC による注水を停止した。

その後、3 号機について、原子炉圧力が更に低下し、RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限に近づいたことから、当直は、同日 23 時 11 分頃、RCIC を手動で停止し、同日 23 時 15 分頃、MUWC による原子炉注水を開始した。

ii 4 号機の状況

4 号機は、津波到達後も引き続き、富岡線 1 号線から外部電源の供給を受けていたほか、津波到達後に非常用 DG (4H) が起動していた。しかし、非常用 DG (4H) は HPCS 専用とされており、HPCS 以外の系統に電源を融通するためには遮断器を投入するなどの作業が必要であった。

また、4 号機は、1 号機及び 2 号機と同様、津波の影響によって RHR が使えない状況であった。

当直長は、このような状況を踏まえ、当初からの方針のとおり、原子炉が高圧である間は RCIC で原子炉へ注水を維持し、SR 弁によって徐々に原子炉を減圧していき、RCIC から MUWC に原子炉注水手段を切り替えることとしていた。当直長は、原子炉への注水手段を RCIC から MUWC に切り替える際に、原子炉への注水が途切れることを懸念し、RCIC が作動している間に MUWC による注水ラインを構成した上で、その注水が可能であることを確認することとした。

当直長は、原子炉圧力が約 0.8MPa gage を下回ってきたことから、MUWC から RHR の A 系を介した原子炉注水が確実に行われることを確認するため、ラインを構成するように当直に指示した。そこで、当直は、3 月 11 日 23 時 23 分頃に MUWC-RHR 接続配管弁を、同日 23 時 33 分頃以降に RHR の A 系の注入弁を、いずれも制御盤上で遠隔手動開操作し、MUWC と RHR との接続配管に設けられた流量計や原子炉水位計の指示値によって MUWC に

³¹⁷ この時点の原子炉圧力は、約 0.75MPa gage であった。

よる注水状況を確認した。

その後も原子炉圧力は低下を続け、同月 12 日零時 16 分頃、原子炉圧力が約 0.37MPa gage となり、RCIC が自動停止したため、同時刻頃、当直は、MUWC による原子炉注水を開始した。

(6) 3 月 12 日の状況及びこれに対する対処

a RHR の復旧に向けた作業

(a) 背景

福島第二原発では、津波到達後においても外部電源からの受電が継続しており、原子炉注水手段が確保できていたものの、原子炉を冷温停止の状態にするために必要な RHR は 3 号機の B 系を除いて起動できない状態であった。

福島第二原発では、前記 (5) b (a) 及び (b) のとおり、津波到達後に、所内ボイラが停止したことから MSIV を手動で閉操作した。この状況において、原子炉の崩壊熱は、高温の蒸気として SR 弁を通じて S/C に移行することとなるため、RHR の S/C 冷却モードにより、S/C を冷却する必要があった。

しかしながら、1 号機、2 号機及び 4 号機では RHR を起動させることができず、S/C を冷却することができない状態が続き、S/C 水温は上昇を続けていた³¹⁸。

また、RHR は、S/C を冷却するために必要であるのみならず、原子炉を安定的に冷却して冷温停止の状態とするためにも必要な設備であった。

このため、増田所長は、1 号機、2 号機及び 4 号機の RHR について、A 系又は B 系のいずれか 1 系統を速やかに復旧するように指示した。この指示を受け、第二発電所対策本部復旧班は、3 月 11 日夕方頃から RHR 復旧に向けた検討を開始した。

(b) RHR 関連機器の被害確認

RHR を起動させるためには、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプをそれぞれ少なくとも一つ以上起動させる必要があった。

³¹⁸ 加えて、1 号機につき 3 月 11 日 21 時 53 分頃以降、2 号機につき同日 19 時 44 分頃以降、4 号機につき同日 18 時 13 分頃から同日 23 時 19 分頃までの間、RCIC の水源を S/C として作動させており、各号機で S/C 水温の上昇に拍車がかかっていた。

第二発電所対策本部復旧班では、これらの非常用海水ポンプの被害状況を確認するため、速やかに Hx/B の浸水状況を確認する必要があると考えていたが津波の襲来を懸念して、海側エリアへの立入りができず、立入り可能な場所から優先的に被害確認を実施したため、3月11日22時頃になってようやく、Hx/B に行き、RHR の起動に必要な非常用海水ポンプの状況確認を開始した。そして、同月12日未明頃以降、第二発電所対策本部は、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプのモーターについて絶縁抵抗測定を開始し、その測定結果を第二発電所対策本部内のホワイトボードに書き出すなどして、非常用海水ポンプの使用の可否を選別し、絶縁抵抗のないモーターについては真水で洗浄するとともに、洗浄作業と並行して代替のモーターを手配するという方針で作業を進めた。

そして、同日朝方頃までに各号機の詳細な被害状況が判明し、その被害状況を踏まえ、第二発電所対策本部復旧班は、1号機、2号機及び4号機の RHR について、A系又はB系のどちらの系統を復旧するかの検討を行った³¹⁹。

その結果、第二発電所対策本部復旧班は、1号機について、津波の影響により、A系の交流電源を喪失しており、RHR のA系を作動させることができなかったことから、B系の交流電源からの受電が維持されていた RHR のB系を復旧させることとした。そして、RHR のB系を復旧するためには、RHRC ポンプ (1B 及び 1D) 並びに EECW ポンプ (1B) のモーターを交換する必要があった。

2号機については、RHR のA系を復旧させるためには RHRS ポンプ (2A 及び 2C) 並びに EECW ポンプ (2A) のモーターを交換する必要がある一方で、RHR のB系を復旧させるためにはモーターの交換は必要としなかったことから、復旧作業が容易な RHR のB系を復旧させることとした。

4号機については、RHR のA系を復旧させるためには、RHRC ポンプ (4A 及び 4C)、RHRS ポンプ (4A 及び 4C) 並びに EECW ポンプ (4A) のモーターを交換する必要があった一方で、RHR のB系を復旧させるためには RHRC ポンプ (4B 及び 4D) 並びに RHRS ポンプ (4B) のモーターを交換するのみで

³¹⁹ 3号機については、RHR のB系が作動していたため、復旧の優先順位は低かった。

足りたことから、RHR の B 系を復旧させることとした。

また、RHR を復旧させるためには、各号機の Hx/B1 階に設置されている非常用海水ポンプに電源を供給するための P/C が、3 号機 RHR の B 系を除いて全て被水により機能を喪失していたことから、仮設ケーブルをそれぞれのポンプまで敷設するなどして電源を融通する必要があるがあった。

(c) 復旧に必要な資機材の手配状況

前記 (b) のとおり、各号機 RHR を復旧するためには一部の非常用海水ポンプについてモーターを交換するとともに、各非常用海水ポンプに供給する電源を復旧する必要があるがあった。

そこで、第二発電所対策本部復旧班は、3 月 11 日 22 時頃以降、本店対策本部に対して、福島第二原発構内のいずれかの箇所から非常用海水ポンプへ電源を融通するためのケーブルの手配を依頼した。

また、同月 12 日午前中、第二発電所対策本部復旧班は、柏崎刈羽原発から支援の申し出を受け、1 号機の RHRC ポンプ (1B 及び 1D) のモーターの調達を依頼した。そして、同日 11 時 24 分頃、第二発電所対策本部復旧班は、柏崎刈羽原発から、1 号機 RHRC ポンプとして代用が可能なモーター 2 台が協力企業の三重工場にあるとの連絡を受けたことから、これらのポンプをヘリコプターで移送するよう依頼した。

その後、第二発電所対策本部復旧班は、柏崎刈羽原発に対し、1 号機 EECW ポンプ (1B) のモーターや 4 号機 RHRC ポンプ (4B 及び 4D) 復旧に必要なモーター 2 台の手配を依頼した。

(d) RHR の復旧に向けたがれき撤去作業

非常用海水ポンプに電源融通をするために仮設ケーブルを敷設するに当たっては、後記 (e) のとおり、RW/B から海側にアクセスする道路や Hx/B がある海側エリアにケーブルを敷設する必要があるがあった。

しかし、これらのエリアは津波で流されたがれきや車両が散乱しており、まずはがれき撤去作業を行う必要があるがあった。

そのため、第二発電所対策本部復旧班土木グループは、協力企業の協力を得

て、3月11日22時頃からがれき撤去作業を実施した。その際、第二発電所対策本部復旧班土木グループは、協力企業が所有していた重機等を活用し、非常用海水ポンプのモーターやケーブルが到着する同月13日朝方までにはおおむね作業を終了した。

(e) 2号機 RHRC ポンプへの電源融通

1号機、2号機及び4号機の非常用海水ポンプに電源を融通するに当たり、第二発電所対策本部復旧班は、構内のいずれかの電源盤から仮設ケーブルを敷設し、各非常用海水ポンプに直接接続するという方針で復旧作業を進めることとした。その際、第二発電所対策本部復旧班は、S/C 圧力の上昇傾向が最も大きかった2号機の RHR を優先して復旧させることとし、2号機 RHRC ポンプ (2B) 及び RHRS ポンプ (2B) への仮設ケーブルの敷設ルートの検討を行った。

このとき、第二発電所対策本部復旧班は、作業の容易性や作業時間を考慮して、1号機 R/B 西側の RW/B1 階北側出入口に比較的近い箇所にある P/C (1WB-1) から1号機 R/B 南側を東西に走る広い道路を経由して、2号機 Hx/B の RHRC ポンプ (2B) まで仮設ケーブルを敷設することとした。

3月12日5時4分頃、自衛隊のヘリコプターにより、東京電力土浦資材センターから低圧ケーブルが到着した。

このとき届けられた低圧ケーブルは約900mであり、ちょうど RW/B から2号機 Hx/B まで敷設できる程度の長さであったため、第二発電所対策本部復旧班は、これを用いて敷設作業を実施することとした³²⁰。そして、第二発電所対策本部復旧班は、協力企業の作業員約30名を含む約40名の態勢で敷設作業を行い、同日昼頃までに2号機 RHRC ポンプ (2B) に低圧ケーブルを直接接続し、敷設作業を完了した。

b 1号機、2号機及び4号機 S/C 水温の上昇

第二発電所対策本部は、前記(5)c(b)及び(5)d(b)のとおり、各

³²⁰ この頃、第二発電所対策本部復旧班土木グループは、海側エリア等のがれき撤去作業を実施していた。

中央制御室に派遣した情報収集要員からの報告等により、1号機から4号機までのプラントパラメータを逐次把握していた。

1号機、2号機及び4号機については、RHRを起動させることができないため、S/C水温が上昇の一途をたどっていた³²¹。増田所長は、津波到達後にRHRが起動できないことが判明して以降、いずれS/C水温が100℃を超えると認識していた。

そして、1号機については3月12日5時頃、2号機については同日5時30分頃、4号機については同日6時過ぎ頃にそれぞれS/C水温が100℃を超えた。

1号機及び2号機の当直長は、津波到達以降、RHRが起動できない状況であるのに、SR弁による原子炉減圧操作を繰り返し、更に水源をS/CとしてRCICの運転を継続していたことから、いずれS/C水温が100℃に到達するであろうと考えていた。1号機及び2号機の当直長は、運転管理部長並びに3号機及び4号機の当直長に、1号機及び2号機のS/C水温がそれぞれ100℃を超え、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)に該当する旨を報告した。運転管理部長は、これをテレビ会議システムで発話し、本店対策本部及び第二発電所対策本部で情報を共有した。

さらに、増田所長は、1号機について同日5時22分頃、2号機について同日5時32分頃、それぞれ原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象(圧力抑制機能喪失)が発生したと判断し、同日5時47分頃、これを官庁等に報告した。

また、4号機についても、第二発電所対策本部は、同日6時7分頃、S/C水温が100℃に到達した旨の報告を受け、増田所長は、同時刻頃、4号機でも原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象(圧力抑制機能喪失)が発生したと判断し、同日6時17分頃、これを官庁等に報告した。

増田所長は、1号機、2号機及び4号機のS/C水温が100℃を超えたことをもって、すぐにS/Cが破損するとは考えていなかったものの、S/Cによる圧力抑制機

³²¹ 1号機のS/C水温は、地震発生直前は約18℃であったが、その後上昇を続け、3月11日18時頃には約50℃、同日21時頃には約66℃、同月12日零時頃には約84℃となった。

2号機のS/C水温は、地震発生直前は約20℃であったが、その後上昇を続け、3月11日18時頃には約44℃、同日21時頃には約64℃、同月12日零時頃には約78℃となった。

4号機のS/C水温は、地震発生直前は約18℃であったが、その後上昇を続け、3月11日18時頃には約42℃、同日21時頃には約58℃、同月12日零時頃には約75℃となった。

能が損なわれ、原子炉圧力が上昇した場合に SR 弁による原子炉減圧ができなくなり、低圧注水手段が使えなくなることを懸念し、各号機の RHR が復旧するまでの間、S/C 水温及び S/C 圧力の上昇を抑制するための手段を講じなくてはならないと考えた。

こうした状況下において、1 号機及び 2 号機の当直長からの発案により、S/C を冷却するため、可燃性ガス濃度制御系の冷却器から S/C につながる排水ラインを介して S/C に水を補給する操作を行うこととし、1 号機については同日 6 時 20 分頃、2 号機については同日 6 時 30 分頃、4 号機については同日 7 時 23 分頃から開始した。しかし、この操作による S/C の冷却効果は、各号機共にほとんど認められなかった。

その後も S/C 水温が上昇を続け、1 号機及び 2 号機の当直長は、現場作業から戻ってきた当直から、1 号機 R/B 地下 1 階南東付近において格納容器貫通部付近から振動音が聞こえたとの報告を受けた。この報告を受け、当直長は、格納容器内で原子炉冷却材の漏えいが生じたことも懸念したが、D/W 圧力及び D/W 温度が急激な上昇傾向を示していなかったこと、原子炉水位が維持されていたこと、付近の放射線線量が上昇していなかったことなどから、原子炉冷却材の漏えいは発生していないものと判断した。また、当直長は、この振動音の原因について、S/C 水温の上昇に伴う D/W 圧力及び D/W 温度の上昇によるものと考えた。

そこで、当直長は、格納容器の冷却を急いで実施する必要性を感じ、D/W スプレー及び S/C スプレーを行いたい旨、運転管理部長に連絡した。

運転管理部長は、当直長からの報告を受け、D/W スプレーを速やかに実施する必要性を認識したが、それまでに D/W スプレーを実施した経験がなく、D/W 内の電気機器設備に影響しかねないとの懸念を持ったため、D/W スプレーの実施について増田所長の判断を仰いだ。増田所長も、同様の懸念を持ったものの、EOP 等の手順書にも実施手順の記載があることから、D/W スプレーを実施したとしても電気機器設備に悪影響が出ることは考え難いと判断し、D/W スプレーの実施を指示した。

これを受け、1 号機及び 2 号機の当直長は、1 号機について、同日 7 時 10 分頃から D/W スプレーを、同日 7 時 37 分頃から S/C スプレーをそれぞれ実施した。また、当直長は、2 号機について、1 号機のように振動音がしていたわけではな

かったものの、D/W 圧力及び D/W 温度が上昇していたことから、1 号機と同様に、格納容器を冷却する必要性が高いと判断し、同日 7 時 11 分頃から D/W スプレーを、同日 7 時 35 分頃から S/C スプレーをそれぞれ実施した³²²。

また、4 号機では、1 号機及び 2 号機と同様に、S/C 水温が上昇を続けていたことから、同日 7 時 35 分頃から S/C スプレーを実施した。また、4 号機の D/W 圧力及び D/W 温度も、1 号機及び 2 号機と同様に上昇傾向にあったものの、当直長は、S/C スプレーのみで D/W 温度及び D/W 圧力の上昇を抑制できると考え、D/W スプレーを実施しなかった。

c 格納容器ベントラインの構成

増田所長は、1 号機、2 号機及び 4 号機において、RHR が起動できない状況にあることから、S/C 圧力及び D/W 圧力が上昇していくことは明らかであり、RHR の復旧が遅れた場合には格納容器ベントを実施する必要性が生じ得ると考えていた。また、格納容器ベントの必要性について、運転管理部長や各当直長も、増田所長と同様の認識を持っていた。

本店対策本部においても、第二発電所対策本部と同様、RHR が起動できない以上は S/C 圧力及び D/W 圧力の上昇が続くことから、いずれ 1 号機、2 号機及び 4 号機について格納容器ベントを実施しなければならない可能性があると考えていた。

ところで、福島第一原発 1 号機において、3 月 12 日零時 6 分頃以降、D/W 圧力が上昇したため格納容器ベントの準備を進めていたものの、津波の影響により全ての交流電源及び直流電源を喪失していたことから、格納容器ベントのライン構成に必要な弁の開操作を手動で実施しなければならないなど、その準備に非常

³²² 1 号機において、3 月 12 日 6 時頃の時点で D/W 圧力が約 183kPa abs、S/C 圧力が約 181kPa abs、同日 7 時頃の時点で D/W 圧力が約 195kPa abs、S/C 圧力が約 190kPa abs、同日 8 時頃の時点で D/W 圧力が約 196kPa abs、S/C 圧力が約 187kPa abs であり、S/C スプレー及び D/W スプレーの効果はみられた。

また、2 号機では、同日 6 時頃の時点で D/W 圧力が約 158kPa abs、S/C 圧力が約 158kPa abs、同日 7 時頃の時点で D/W 圧力が約 165kPa abs、S/C 圧力が約 166kPa abs、同日 8 時頃の時点で D/W 圧力が約 166kPa abs、S/C 圧力が約 165kPa abs であり、S/C スプレー及び D/W スプレーの効果はみられた。

に手間取っていた³²³。そこで、本店対策本部は、福島第二原発において、富岡線 1 号線からの受電が維持されているうちに格納容器ベントの準備を完了させておいた方がよいと判断し、同日 6 時 18 分頃、これをテレビ会議システムにより発話した。

これを受け、第二発電所対策本部は、格納容器ベントラインの構成方法・手順の検討を開始した。増田所長は、RHR が起動できない状態であった 1 号機、2 号機及び 4 号機のほか、RHR を作動させていた 3 号機についても、冷温停止に至るまでは不測の事態に備えるべきであると考え、1 号機から 4 号機までの全号機で S/C ベントラインの構成を行うため、第二発電所対策本部発電班において基本的な手順の検討を行った。

第二発電所対策本部発電班は、福島第一原発と異なり、S/C ベントラインの構成については、各中央制御室において制御盤上の操作のみで実施できると考えていた³²⁴。そこで、第二発電所対策本部発電班は、AM 設備 SGTS バイパス配管止め弁³²⁵、格納容器 SGTS 側ベント弁³²⁶及びサプレッションチェンバ N₂ベント弁³²⁷を各中央制御室において開操作し、S/C ベントラインを構成することとした（図Ⅱ-5-5 参照）。ただし、直ちにこれらの弁を全て開けるのではなく、サプレッションチェンバ N₂ベント弁の開操作を残した状態³²⁸でベントラインの構成準備を実施することとし、1 号機から 4 号機までの D/W 圧力の上昇傾向から判断して、1 号機、2 号機、4 号機、3 号機の順で作業を開始することとした。

³²³ 福島第一原発 1 号機における格納容器ベント実施状況につき、中間報告Ⅳ 3（5）参照。

³²⁴ 後記のとおり、実際には、1 号機については、電源喪失により、格納容器 SGTS ベント弁を中央制御室において開操作することができず、復旧作業を要した。

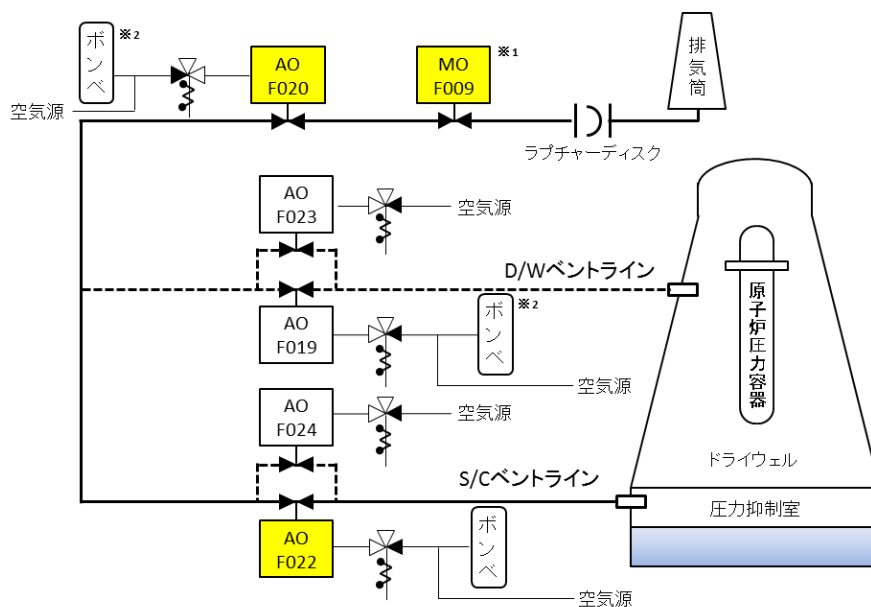
³²⁵ MO-F009 弁（2 号機及び 4 号機においては MO-F041 弁）のことをいう。この弁は、電動弁である。

³²⁶ AO-F020 弁のことをいう。この弁は、空気作動弁である。

³²⁷ AO-F022 弁のことをいう。この弁は、空気作動弁である。

³²⁸ 第二発電所対策本部発電班は、D/W 圧力がラプチャーディスクの破損に至る程度までには上昇していなかったことから、ラプチャーディスク破損予測時刻の約 1 時間前に格納容器ベントライン上の弁を全て開けることとしていた。

図 II-5-5 格納容器ベントラインの概要



※1：2号機及び4号機においては、MO-F041弁

※2：2号機及び4号機においては、AO-F019弁とAO-F020弁は2本のポンペを共用している。

東京電力作成資料を基に作成

同日 9 時 43 分頃、1 号機及び 2 号機の当直長は、運転管理部長の指示を受け、1/2 号中央制御室において、1 号機の S/C ベントラインを構成する作業を開始した。その後、同日 10 時 21 分頃、1 号機について、格納容器 SGTS 側ベント弁の駆動源である空気を送るための電磁弁が、電源喪失により開操作できない状況であることが判明した。そこで、当直長は、同日 10 時 32 分頃、S/C ベントラインの構成作業を中断し、第二発電所対策本部復旧班に対し、この電磁弁の電源復旧を依頼した。

第二発電所対策本部発電班は、1 号機について復旧作業を行う間、2 号機から 4 号機までの格納容器ベントラインの構成準備に順次取り掛かることとした。

これを受け、各当直長は、2 号機については同日 10 時 33 分頃から同日 10 時 58 分頃までに、3 号機については同日 12 時 8 分頃から同日 12 時 13 分頃までに、4 号機については同日 11 時 44 分頃から同日 11 時 52 分頃までに、それぞれサブプレッションチェンバ N₂ベント弁の開操作を残した状態で S/C ベントラインの構成準備を完了させた (図 II-5-5 参照)。

他方で、1号機について、第二発電所対策本部復旧班は、1/2号中央制御室内に設置されている交流電源（100V）のコンセントから、制御盤裏側にある電磁弁の電子回路にケーブルを接続することにより、格納容器SGTS側ベント弁の駆動源である空気を送るための電磁弁の電源を復旧した。その後、当直は、S/Cベントラインの構成作業を再開し、同日18時30分頃、サプレッションチェンバN₂ベント弁の開操作を残した状態でS/Cベントラインの構成準備が完了した。

d 3号機におけるRHRの運転状況

3号機においては、津波が到達した直後の3月11日15時36分頃以降、RHRのB系をS/C冷却モードにより作動させていた。

同月12日1時23分頃、原子炉圧力が約0.2MPa gageとなり、RHRをSHCモードで運転可能な程度まで十分に低下したことから、当直は、RHRのモードを切り替えるため、S/C冷却モードにより作動させていたRHRを手動停止した。

しかし、当直は、RHRの運転モードを切り替えるに当たり、3/4号中央制御室の制御盤上において、RHRのSHCモード配管上に設置されているD/W内側及び外側の隔離弁の開操作を実施したが、これらの隔離弁を開けることができなかった。

3号機については、同月11日19時46分頃、「D/W圧力高」信号が発信されており、この信号が発信されると、インターロックにより、RHRのSHCモード配管上に設置されているD/W内側及び外側の隔離弁を開操作することができない設計となっている。当初、当直は、RHRのB系がS/C冷却モードにより作動していたことから、D/W圧力についてもそれほど上昇するとは考えておらず、「D/W圧力高」の信号が発信されていることに気付いていなかった。

当直は、RHRをS/C冷却モードからSHCモードに切り替えるに当たり、D/W隔離弁を開操作することができなかったことから、「D/W圧力高」の信号によるインターロックがかかっているのではないかと考え、3/4号中央制御室内のアラームタイプを確認し、そこで「D/W圧力高」信号が発信されていることを把握した。

第二発電所対策本部及び当直は、「D/W圧力高」の信号が発信されていたことから、D/W内において原子炉冷却材が漏えいしている可能性も考え、原子炉水位、

原子炉圧力、D/W 圧力、D/W 温度、S/C 水温、S/C 圧力等のパラメータを確認するなどし、原子炉冷却材漏えいの可能性を検討したが、そうした兆候は確認されなかったことから、「D/W 圧力高」信号によるインターロックを解除し、D/W 内側及び外側の隔離弁を開操作しても問題はないと判断した。

第二発電所対策本部及び当直がこうした検討を行っている間、S/C 冷却モードによる RHR の運転を停止していたことから、S/C 水温が上昇を続けていた。そこで、当直は、当面の間、RHR を SHC モードに切り替えることができないのであれば S/C 冷却モードにより S/C の冷却を続けた方がよいと判断し、同月 12 日 2 時 39 分頃、再度 RHR の B 系を S/C 冷却モードにより起動した。

そして、前記のとおり、D/W 内で原子炉冷却材の漏えい可能性がないと判断されたことから、当直は、再度 RHR の B 系を S/C 冷却モードから SHC モードに切り替えることとし、3/4 号中央制御室において、「D/W 圧力高」信号によるインターロックを解除する操作を実施した。

その後、当直は、同日 7 時 59 分頃、S/C 冷却モードにより作動させていた RHR の B 系を停止させた上で、同日 8 時 23 分から同日 8 時 43 分にかけての頃、3/4 号中央制御室において、弁の開閉操作を行い、SHC モードのラインを構成した。そして、同日 9 時 37 分頃、当直は RHR の B 系を SHC モードにより起動し、原子炉の冷却を開始した。

そして、同日 12 時 15 分頃、原子炉水温が 100℃を下回り、冷温停止に至った。

e 4 号機における HPCS の運転状況

4 号機については、3 月 12 日零時 16 分頃、RCIC が自動停止してから、CST を水源として MUWC による原子炉注水を行っていた。

4 号機 CST 水位は、地震発生前の時点で約 8.7m であったが、その後、MUWC により CST を水源として注水を続けていたことから、同日 12 時 30 分頃には約 4.2m まで低下していた。

福島第二原発では各号機ごとに CST が設けられているが、CST に水を補給する純水タンクは構内に二つしかなかった。3 号機及び 4 号機の当直長は、第二発電所対策本部から、純水タンクの水はプラント状況の厳しい 1 号機及び 2 号機の

CSTに優先して補給を実施したいとの連絡を受けていた³²⁹。

こうした状況を踏まえ、当直長は、できるだけCSTの水を温存したいと考え、CSTを水源とするMUWCによる注水を停止し、その代替手段としてS/Cを水源とするHPCSによって原子炉注水を行うこととし、同日10時53分頃、これを第二発電所対策本部に連絡した。

当直は、HPCSによる原子炉注水を実施するに当たり、S/C水温が上昇していたことから、同日11時17分頃、HPCSを起動させ、S/C内の水の攪拌を実施した。この時点におけるS/C水温は、S/C上部が約103℃、S/C下部が約75℃であったところ、HPCSによる攪拌の結果、S/C全体の水温が約96℃となった。

その後、当直は、同日12時30分頃、HPCSから原子炉へ注水するラインを構成するとともに、同日12時32分頃、MUWCによる注水を停止した。以降、当直は、HPCSによる原子炉注水を間欠的に実施し、原子炉水位を維持した。

(7) 3月13日以降の状況及びこれに対する対処

a RHRの復旧状況

(a) 資機材の到着状況

柏崎刈羽原発は、前記(6) a (c)のとおり、3月12日11時24分頃、第二発電所対策本部復旧班から依頼を受け、1号機RHRCポンプ(1B及び1D)並びにEECWポンプ(1B)を復旧するために必要なモーターが、協力企業の三重工場にあることを把握し、その手配を開始した。これらのモーターは、協力企業の三重工場から自衛隊小牧基地に運ばれ、小牧基地から福島空港を經由して広野町役場まで自衛隊が輸送した。そして、これらのモーターは、広野町役場において、第二発電所対策本部復旧班及び協力企業社員に引き渡され、同月13日6時33分頃、福島第二原発に到着した。

また、第二発電所対策本部は、同月12日のうちに、4号機のRHRCポンプ(4B及び4D)を復旧するために必要なモーターについても、柏崎刈羽原発に

³²⁹ 第二発電所対策本部は、1号機、2号機及び4号機について、各号機のS/C圧力の上昇傾向から判断し、3月12日の時点では、対処の優先順位を2号機、1号機、4号機としていた。その後、2号機よりも1号機のS/C圧力の上昇傾向が強くなったことから、同月13日の時点では、第二発電所対策本部は、優先順位を1号機、2号機、4号機と変更した。

手配を依頼し、同月 13 日朝方、福島第二原発に到着した。また、同じ頃、第二発電所対策本部が同月 11 日に本店対策本部に手配を依頼していたケーブルも福島第二原発に到着した。

(b) モーターの交換及びケーブル敷設の状況

各号機の RHR を復旧させるために必要な資機材が福島第二原発に到着した 3 月 13 日午前中までに、1 号機 R/B 南側を東西に走る道路や各号機の Hx/B が建つ海側エリアのがれき撤去作業はおおむね完了していた。

そこで、第二発電所対策本部復旧班は、同日午前中には RHR を復旧させるためのモーターの交換、RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプへの仮設電源ケーブルの敷設作業を開始した。

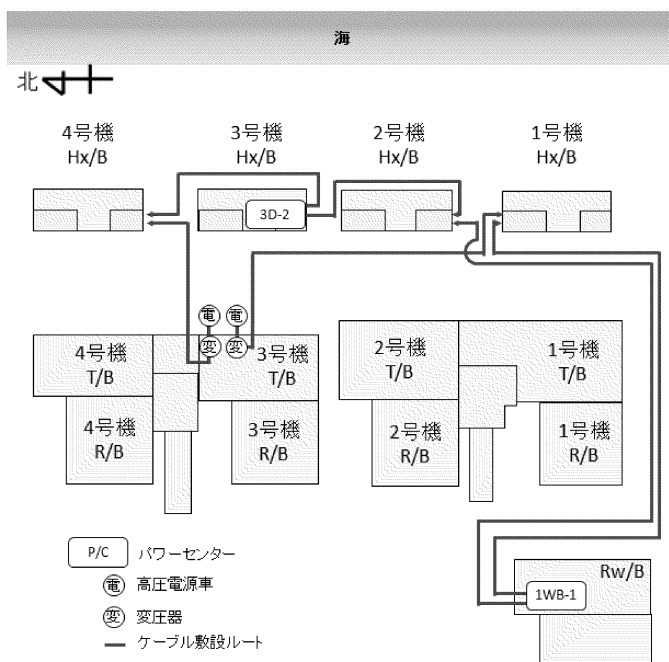
前記 (a) のとおり、1 号機に関しては、RHRC (1B 及び 1D) 並びに EECW (1B) を復旧させるためのモーター 3 台が福島第二原発に届けられていた。

しかし、第二発電所対策本部復旧班は、RHR を起動させるためには少なくとも RHRC を 1 台起動させれば足りることから、まず RHRC (1D) についてのみモーターの交換を行うこととして、復旧作業を進めた。

また、4 号機については、RHRC (4B 及び 4D) を復旧させるためのモーター 2 台が福島第二原発に届けられていた。第二発電所対策本部復旧班は、1 号機と同様の理由により、RHRC (4B) のみモーターの交換を行うこととして、復旧作業を進めた。

モーターの取り外しや据付けといった実際の作業は、協力企業社員が行い、第二発電所対策本部復旧班は立会いの

図 II-5-6 ケーブル敷設ルート(略図)



東京電力作成資料を基に作成

みを行った。

また、モーターを交換する作業と並行して、協力企業の協力の下、RW/B1階の P/C (1WB-1)、3号機 T/B 東側に配置した高圧電源車、3号機 Hx/B の P/C (3D-2) から1号機、2号機及び4号機の RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプへのケーブル敷設作業が進められた (図 II-5-6 参照)。

b RHR 復旧から冷温停止までの状況

(a) 1号機

1号機については、RHRS ポンプ (1B) が3月13日20時17分頃に、RHRC ポンプ (1D) が同日21時3分頃に、それぞれ起動した。1号機の RHR を復旧させるためには、この時点で EECW ポンプ (1B) の復旧を待つのみとなった。

しかし、1号機については、同月12日5時47分頃、S/C 水温が原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象 (圧力抑制機能喪失) が発生した旨を官庁等に報告して以降、S/C スpray を実施していたものの、S/C 水温が上昇の一途をたどり、同月13日21時頃には約122°Cに達していた。

そこで、第二発電所対策本部は、一刻も早く RHR を起動させて S/C の冷却を実施するため、EECW ポンプ (1B) が復旧する前に、RHR の B 系を起動させることの可否について検討した。その結果、EECW ポンプが RHR ポンプのモーターの軸受部分を冷却する系統であり、RHR ポンプのモーターが摩擦等により温度が上昇してくるまでに限れば、EECW ポンプが復旧する前であっても RHR を起動させることが可能と判断した。

また、この時点では、EECW ポンプ (1B) の復旧の見通しも立っており、RHR ポンプの温度を監視し、警報が発生したらすぐに RHR ポンプを停止させることとして、同月14日1時24分頃、RHR の B 系を起動させ、S/C 冷却モードによる運転を開始した³³⁰ (資料 II-5-13 参照)。

その後、1号機については、RHR の B 系を S/C 冷却モードにより運転していたところ、当直は、同日10時5分頃、RHR による S/C 冷却を維持したまま、

³³⁰ EECW ポンプ (1B) については、3月14日1時44分頃に復旧した。

同時に原子炉へ注水できるラインを構成することとした。

この方法は、S/C の水を RHR 熱交換器において冷却し、その水を再度 S/C に戻すという RHR の S/C 冷却モードのラインを一部変更したもので、S/C の水を RHR 熱交換器において冷却した後、その水を S/C に戻すとともに、RHR の低圧注水モードの配管を通じて原子炉にも注水し、原子炉を満水状態にした上で開状態を維持した SR 弁から S/C に水を循環させるというものであった（資料Ⅱ-5-13 参照）。

当直は、この方法によれば、S/C の冷却を維持しながら、同時に原子炉への注水も実施できることから、この運転方法を継続した。その後、当直は、S/C 水温が 100℃未満となったことを確認し、これを第二発電所対策本部に報告した。

これを受け、増田所長は、1 号機に関し、同日 10 時 15 分頃、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）に該当しなくなったと判断し、同日 10 時 35 分頃、これを官庁等に報告した。

1 号機については、その後も同様の方法により、原子炉への注水及び S/C の冷却を続け、同日 13 時 40 分頃、原子炉水温が 100℃未満となった。その後、第二発電所対策本部は、原子炉水温が安定的に低下傾向を示し、再度 100℃を超えないことを確認した上で、同日 17 時頃、冷温停止に至ったとの判断をした。

(b) 2 号機

2 号機については、前記 a (b) のとおり、RW/B1 階の P/C (1WB-1)、3 号機 Hx/B の P/C (3D-2) から 2 号機の RHRC ポンプ、RHRS ポンプ及び EECW ポンプへのケーブル敷設作業を実施して電源を復旧し、3 月 14 日 3 時 20 分頃に EECW ポンプ (2B) が、同日 3 時 51 分頃に RHRS ポンプ (2B) が、同日 5 時 52 分頃に RHRC ポンプ (2B) が、それぞれ起動した。

これを受け、当直は、同日 7 時 13 分頃、RHR の B 系を起動し、S/C 冷却モードにより運転を開始した（資料Ⅱ-5-13 参照）。

その後、当直は、同日 10 時 48 分頃、RHR のラインを S/C の冷却を維持しながら同時に原子炉への注水も行うため、1 号機と同様の方法に切り替えた（資

料Ⅱ-5-13 参照)。

そして、同日 14 時 10 分頃、S/C 水温が 100°C未満となったことから、増田所長は、2 号機に関し、同日 15 時 52 分頃、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）に該当しなくなったと判断し、同日 16 時 15 分頃、これを官庁等に報告した。

2 号機については、S/C 水温が 100°C未満となった以降も同様の方法により、原子炉への注水及び S/C の冷却を続け、同日 14 時 20 分頃、原子炉水温が 100°C未満となった。その後、第二発電所対策本部は、原子炉水温が安定的に低下傾向を示し、再度 100°Cを超えないことを確認した上で、同日 18 時頃、冷温停止に至ったとの判断をした。

(c) 4 号機

4 号機については、3 月 14 日 11 時頃に EECW ポンプ (4B) が、同日 13 時 7 分頃に RHRS ポンプ (4B) が、同日 14 時 56 分頃に RHRC ポンプ (4B) が、それぞれ起動した。

これを受け、当直は、同日 15 時 42 分頃、RHR の B 系を起動し、S/C 冷却モードにより運転を開始した（資料Ⅱ-5-13 参照）。

その後、当直は、第二発電所対策本部からの助言を受け、同日 21 時 43 分頃、RHR のラインを S/C の冷却を維持しながら、同時に原子炉への注水も行うため、1 号機と同様の方法に切り替えた（資料Ⅱ-5-13 参照）。

その後、4 号機については、S/C 水温が 100°C未満となったことから、増田所長は、同日 7 時 15 分頃、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）に該当しなくなったと判断し、同日 7 時 35 分頃、これを官庁等に報告した。

また、4 号機については、同日 3 時 50 分頃、原子炉水温が 100°C未満となっており、原子炉水温も安定的に低下傾向を示していたことから、第二発電所対策本部は、同日 7 時 15 分頃、併せて冷温停止に至ったと判断した。

(8) 福島第一原発及び福島第二原発における事故対処の状況と比較

前記 (1) から (7) までの項において、福島第二原発における地震発生から各

号機が冷温停止に至るまでの事故対処の概要について述べた。

東北地方太平洋沖地震又は同地震に伴う津波による福島第二原発の被害状況は、地震発生後も外部電源の供給が維持され、津波到達後も原子炉の状況を把握するための各種監視計器の機能が維持されるなど、福島第一原発の被害状況と大きく異なる。

しかし、両発電所共に、原子炉を安全かつ速やかに冷温停止とするという目的は共通しており、これに向けた事故対処につき、福島第一原発及び福島第二原発を比較することは重要である。この観点から、中間報告IV章をも踏まえつつ、後記二つの点について検討する。

a 高圧注水から低圧注水への切替状況について（福島第一原発3号機における事故対処との比較）

（a）福島第一原発3号機における事故対処

- ① 福島第一原発3号機においては、3月12日12時35分頃以降、HPCIにより、原子炉への注水を維持していた。3号機原子炉は、HPCIの作動によって減圧が顕著となり、同日19時頃以降、3号機の原子炉圧力は、原子炉圧力計によれば、0.8MPa gageから1.0MPa gageまでの数値を示すようになった。

HPCIは、本来、原子炉圧力が1.03MPa gageから7.75MPa gage程度の高圧状態にある場合に、短時間で大量に原子炉注水をするために用いることが予定された注水設備であった。

しかし、実際には、原子炉圧力が1.0MPa gageを下回る状況下において、当直は、流量調整をしながら、手順で定められた運転許容範囲を下回る回転数³³¹でHPCIを長時間作動させ続けていた。さらに、同日20時36分頃以降、原子炉水位計が計測不能に陥り、また、次第に、HPCIの吐出圧力が低下傾向を示し、原子炉圧力と拮抗するようになっていった。そのため、当直は、原子炉水位が不明な中で、HPCIによる注水が十分になされているのか判然とせず、かつ、通常と異なる運転方法であったため、HPCIの設備が壊れる

³³¹ 福島第一原発3号機のEOPによれば、HPCIの許容連続運転範囲として、タービン回転速度を2,060rpm以下に絞り込まないこととされている。

懸念を抱き、ディーゼル駆動消火ポンプ（D/DFP）による原子炉注水に切り替えようと考え、同月 13 日 2 時 42 分頃、HPCI を手動で停止した。

- ② 他方で、当直は、D/DFP による注水ラインを構成するため、HPCI を手動停止する前に 3 号機 R/B 内に立ち入った。しかし、この頃、現場に向かった当直と 3/4 号中央制御室との連絡手段が確保されておらず、現場における D/DFP による注水ライン構成及び 3/4 号中央制御室内での HPCI の手動停止操作の前後関係は不明であるが、少なくとも、3/4 号中央制御室にいた当直は、HPCI を手動停止する前に、D/DFP による原子炉注水ライン構成の完了を確認していなかった³³²。

- ③ その後、当直は、SR 弁による減圧操作を実施するため、3 月 13 日 2 時 45 分頃及び同日 2 時 55 分頃、3/4 号中央制御室において、制御盤上の遠隔操作により SR 弁の開操作を実施した。しかし、この操作により SR 弁が開くことはなく、当直は、SR 弁の手動開操作による減圧に失敗した。

さらに、当直は、D/DFP による注水ができない状態が続いたことから、HPCI の再起動を試みたものの、これを再起動できなかった。

- ④ 福島第一原発の緊急時対策本部（以下「第一発電所対策本部」という。）及び当直は、その後も SR 弁による原子炉減圧に手間取り、結果として、当直が HPCI を手動停止した 3 月 13 日 2 時 42 分頃から消防車による原子炉注水が開始される同日 9 時 25 分頃³³³までの間、3 号機の原子炉注水は全く実施されないという事態となった。

³³² 当直員引継日誌によれば、3 月 13 日 3 時 5 分の欄に「D/DFP ポンプ炉注入 MO-10-27B 15% 開 7%で流れる音がしたみたい」と、R/B 内に立ち入って D/DFP による原子炉注水のラインを構成した当直から報告された内容が記載されている。当直は、HPCI を手動停止する前、D/DFP の運転確認及び原子炉への注水ラインを構成するため、R/B 内に立ち入ったが、この記載からすれば、中央制御室において、D/DFP による原子炉注水ラインの構成が完了したことを確認したのは、同日 3 時 5 分頃以降のことであると認められる。

また、当委員会において実施したヒアリングにおいても、福島第一原発 3 号機の当直は、HPCI を手動停止した時点で D/DFP による原子炉注水ラインの構成が完了したか否かの確認を行っていなかった旨供述しており、HPCI を手動停止した当直が、この時点で D/DFP による原子炉注水ラインの構成完了を確認していなかったのは明らかである。

³³³ もっとも、福島第一原発 3 号機のプラント関連パラメータによれば、原子炉圧力が 3 月 13 日 9 時 10 分頃に 0.460MPa gage まで低下しており、この頃には消防車による代替注水の準備が整っていたと考えられるから、この時点で代替注水が開始された可能性がある（資料Ⅱ-1-1 の第 4,1,(3)参照）。

(b) 福島第二原発における事故対処

① 1号機について、当直は、3月11日15時36分頃以降、RCICによって原子炉への注水を続けていた。その後、前記(5)c(d)のとおり、当直長は、原子炉への注水手段をRCICからMUWCに切り替えるに当たり、RCICが停止した後、何らかの原因によりMUWCによる原子炉注水が実施できなくなるという不測事態を回避するため、RCICが起動している間にMUWCによる注水ラインを構成し、実際に注水が可能であることを確認しておくこととし、MUWCからRHRを介する原子炉注水ラインを構成した上で、同日23時58分頃以降3回にわたり、MUWCによる原子炉注水の確認を実施した。

その後、当直は、原子炉圧力及びS/C水温がEOPに定める急速減圧操作の実施基準に該当したことから、同月12日3時48分頃、MUWCによる原子炉注水を開始したことを確認した上で、急速減圧操作を実施した。その後、当直は、同日4時58分頃、原子炉圧力が低下して、RCICのタービン回転数が運転範囲の下限を逸脱すると考え、RCICの蒸気隔離弁を手動で閉操作した。

② 2号機について、当直は、3月11日15時43分頃以降、RCICによって原子炉への注水を続けていた。その後、当直は、1号機と同様、RCICが起動している間にMUWCによる原子炉注水が可能であることを確認するため、MUWCからRHRを介する原子炉注水ラインを構成し、同日21時26分頃以降2回にわたり、MUWCによる原子炉注水の確認を実施した。その後、当直は、原子炉圧力が低下してRCICが自動隔離される圧力に近づいたことから、同月12日4時50分頃、MUWCによる原子炉注水を開始した。その後、RCICは、同日4時53分頃、原子炉圧力が低下したことにより自動停止した。

③ 3号機について、当直は、3月11日16時6分頃以降、RCICによって原子炉への注水を続けていた。その後、前記(5)d(d)のとおり、当直は、RCICが起動している間にMUWCによる原子炉注水が可能であることを確認するため、MUWCからRHRを介する原子炉注水ラインを構成し、同日22時53分頃、MUWCによる原子炉注水の確認を実施した。その後、当直

は、同日 23 時 11 分頃、原子炉圧力が低下を続け、RCIC のタービン回転数が運転範囲の下限に近づいたことから、RCIC を手動で停止し、同日 23 時 15 分頃、MUWC による注水を開始した。

- ④ 4 号機について、当直は、3 月 11 日 15 時 54 分頃以降、RCIC によって原子炉への注水を続けていた。その後、当直は、3 号機と同様、RCIC が起動している間に MUWC による原子炉注水が可能であることを確認するため、MUWC から RHR を介する原子炉注水ラインを構成し、同日 23 時 33 分頃、MUWC による原子炉注水の確認を実施した。その後、原子炉圧力は低下を続けており、同日 12 日零時 16 分頃、RCIC が自動停止した。そのため、当直は、同時刻頃、MUWC による注水を開始した。

(c) 問題点の指摘

- ① 一般に、運転中の原子炉を停止した直後の崩壊熱は非常に大きく、原子炉への注水が途切れることになれば、原子炉水位が低下して燃料が露出し、炉心の損傷に至るおそれ大きい。すなわち、炉心損傷を回避し、かつ、原子炉を安定的に冷却するためには、燃料を露出させないよう原子炉への注水を間断なく実施する必要がある。

これは、原子炉注水手段を切り替える場合であっても同様であり、原子炉注水手段を切り替えるに当たっては、その切替えを速やかに実施するとともに、不測の事態により原子炉への注水が途切れることがないように、細心の注意をもって実施しなくてはならない。

したがって、高圧注水手段から低圧注水手段に切り替えるに当たり、東京電力が作成した運転操作手順書³³⁴や福島第二原発における事故対処から明らかとなっており、高圧注水手段が機能している間に、SR 弁による原子炉減圧操作を行い、必要に応じて急速減圧操作を実施して、速やかに低圧注水手段

³³⁴ 福島第一原発 3 号機の EOP によれば、「減圧冷却」の項目において、主復水器が使用不能の場合、SR 弁を用いて減圧することとされており、その際、原子炉水位を RCIC、HPCI 等の原子炉注水手段により TAF から L-8 までに維持することを要求している。

なお、S/C 水温に応じて、急速減圧操作をすべき原子炉圧力が定められており、原子炉圧力が当該圧力を超えた場合には、SR 弁を手動で開操作することにより急速減圧操作を実施することとされており、原子炉及び S/C の状況によっては、低圧注水手段又は代替注水手段を確保した上で、急速減圧操作を実施することを要求している。

に移行する必要がある。そして、このような手順を確実に実施するには、高圧注水手段が機能している間に、プラントの具体的な状況に即して、低圧注水手段に切り替えるために必要な措置を確実に講じておかなければならない。

- ② 福島第二原発では、津波到達後、各号機で RCIC により原子炉注水を行っており、次なる代替注水手段は MUWC による RHR を介した原子炉注水であった。

MUWC による原子炉注水を実施するためには、原子炉注水ラインを構成するほか、SR 弁による原子炉減圧操作が必要であった。

このような状況を踏まえると、福島第二原発において、間断なく原子炉注水を実施するためには、RCIC 作動中に、余裕を持って、代替注水ラインを構成し、原子炉を減圧すればいつでも確実に注水が可能であることを確認した上で、必要に応じ、SR 弁による原子炉減圧操作を実施して、代替注水手段に移行する必要があった。

これに照らして、まず、福島第二原発 1 号機及び 2 号機における事故対処をみると、RCIC から MUWC による RHR を介した原子炉注水へと移行する際、各号機で RCIC による原子炉注水が継続されている間に、MUWC による原子炉注水ラインを構成し、SR 弁による減圧操作を実施した上で、MUWC による注水が可能か否かの確認を実施している³³⁵。さらに、福島第二原発 1 号機及び 2 号機においては、原子炉注水手段を RCIC から MUWC に切り替えるに当たり、RCIC が停止する前に MUWC による注水を開始しており、注水手段が途切れることはなかった³³⁶。

他方で、福島第二原発 3 号機及び 4 号機における事故対処をみると、原子

³³⁵ 福島第二原発では、津波到達以降、RCIC による原子炉注水を継続しているところ、RCIC の運転中に MUWC による原子炉注水へ移行するために必要な SR 弁による減圧操作と MUWC による原子炉注水のライン構成作業を並行して実施している。しかし、慎重を期すという観点からすれば、代替注水手段の準備が完了したことを確認した上で、SR 弁による減圧操作を開始するという方法を採用すべきであったと考えられる。実際に、柏崎刈羽原発は、今回の事故を受け、「津波アクシデントマネジメントの手引き」を策定し、津波による海水系機能喪失及び SBO の状態における緊急対応措置を定めているところ、本手引き中では、代替注水手段の準備完了を確認した上で SR 弁による減圧操作を実施することとしている。

³³⁶ この点、当委員会において実施したヒアリングにおいて、福島第二原発の当直は、原子炉の運転操作に当たって最も重要なことは原子炉への注水を維持することであって、常に原子炉注水手段のバックアップを準備しておくことは当直として当然である旨供述している。

炉注水手段を切り替えるに当たり、RCICが停止した後にMUWCによる注水を開始しており、わずかな間ではあるものの原子炉への注水手段が途切れる時間があった。もともと、福島第二原発3号機及び4号機においても、1号機及び2号機と同様に、RCICによる原子炉注水が継続されている間に、MUWCによる原子炉注水ラインを構成し、SR弁による減圧操作を実施した上で、MUWCによる注水を開始する数十分前にその注水が可能か否かの確認を実施していた。

③ これに対し、福島第一原発3号機につき、中断なく原子炉注水を行うために必要な措置を検討する。

i 福島第一原発3号機では、前記(a)のとおり、3月12日12時35分頃、HPCIが自動起動し、流量制御しながら運転していたが、福島第二原発におけるRCICが正常運転であったのと異なり、同日19時頃以降、原子炉圧力が1.0MPa gageを下回る状況下において、手順で定められた運転許容範囲を下回る回転数でHPCIを作動させていた。

また、同日夜、プラント制御に必要な機器のバッテリーが次々と枯渇していき、長時間運転していたHPCIも、電源の枯渇により停止する可能性があったほか、原因不明のまま作動停止するといった不測の事態が生じるおそれも否定できなかった。現に、同じ福島第一原発3号機のRCICは、同日11時36分頃に原因不明のまま作動停止していた。

さらに、同日20時36分頃以降、電源枯渇により原子炉水位計が計測不能に陥った上、HPCIの吐出圧力が低下傾向を示し、原子炉圧力と拮抗するようになっていた。そのため、HPCIによる原子炉注水がなされているか判然としない状況となった。

そして、第一発電所対策本部及び当直は、HPCIの運転状況に不安を抱き、また、HPCI設備の破損を懸念し、同日夜から、HPCIの次なる代替注水手段について協議を行っていた。HPCI設備が破損した場合、放射性物質が漏えいし、その後の事故対処の障害となるおそれもあった。

ii 福島第一原発3号機において、当時考えていた次なる代替注水手段、すなわちD/DFPによる原子炉注水を実施するためには、通常時と異なり、照明もないR/B内において、RHR注入弁を開するなどの操作が必要であっ

た。

このような注水ライン構成作業は、RHR 注入弁を開操作できない、そもそも操作すべき弁に近づけないなど、不測の事態が生じて作業に時間を要するおそれがあった上、現場と中央制御室との間の通信手段も確保できなかったため、仮にそのような不測の事態が生じて、中央制御室において即時に把握できない状況にあった。

現に、同日日中、福島第一原発 1 号機において、原子炉注水に必要な弁や格納容器ベントに必要な弁の開操作が極めて困難な状況に陥って、相当な時間を要しており、第一発電所対策本部も中央制御室も、現場作業の進捗状況を把握することに困難を来していた。

iii 福島第一原発 3 号機において、D/DFP による原子炉注水を実施するためには、D/DFP の吐出圧力が低く³³⁷、圧力損失も考慮に入れれば、SR 弁による原子炉減圧操作を要する可能性が高かった。

しかし、福島第一原発 3 号機では、津波到達以降、様々な負荷を落としながらも、RCIC や HPCI を長時間にわたって継続的に運転しており、これらと電源を共通にする SR 弁開操作の電源が枯渇するリスク³³⁸が考えられたほか、SR 弁の開操作に必要な駆動用窒素圧力が不足するリスクも

³³⁷ 福島第一原発 3 号機の当直引継日誌によれば、3 月 12 日 14 時の欄に「D/DFP ポンプ 吸込圧：0.02MPa 吐出圧：0.35MPa」、同月 13 日 1 時 45 分の欄に「D/DFP ポンプ軽油補給 70↑110L 吸い込み圧：0MPa 吐出：0.42MPa」と記載されている。

³³⁸ 3 月 12 日 20 時 36 分頃以降、電源喪失により原子炉水位計が計測不能に陥っていたが、このことと SR 弁開操作の実施可能性との関係について検討する。

3 号機について、原子炉水位計が計測できない状況は、当直が HPCI を手動停止して、同月 13 日 2 時 45 分頃及び同日 2 時 55 分頃に SR 弁の開操作を行った際も続いており、当直は、原子炉水位計が計測不能の状況下で SR 弁による減圧操作を試みていたことは明らかである。加えて、今回の事故対処については、SR 弁による原子炉減圧操作を実施する際には、原子炉圧力を読み上げ、これを目安として対処に当たっていたが、原子炉水位を判断の基準としていたことはなかった。また、福島第一原発 3 号機の EOP は、「水位不明」の項目において、原子炉水位が不明の状況に陥った場合の注水確保のための運転操作として、「低圧注水可能システムを起動し、少なくとも 1 台以上作動した場合は、不測事態『急速減圧』へ移行する」、「低圧注水可能システムが作動しない場合は更に、代替注水系を起動させ、代替注水系が作動した場合は、不測事態『急速減圧』へ移行する」と規定し、原子炉水位が不明である場合には、原子炉注水手段の確保のため、低圧注水手段又は代替注水手段を 1 系統以上起動させた上で、急速減圧操作を実施することを要求している。

したがって、原子炉水位計が計測不能であるからといって、SR 弁による原子炉減圧操作の実施が遅れ、さらには D/DFP による原子炉注水手段への切替えが遅れたことを正当化する理由にはならない。

考えられた。

- iv このような状況を踏まえると、間断なく原子炉注水を実施するためには、**HPCI** 作動中に、3月12日夜、**HPCI** の継続運転に懸念を抱き始めた時点で、余裕を持って、代替注水ラインを構成し、原子炉を減圧すればいつでも確実に注水が可能であることを確認した上で、必要に応じ、**SR** 弁による原子炉減圧操作を実施して、代替注水手段に移行すべきであった。
- ④ しかしながら、福島第一原発3号機では、前記③で述べた、間断なく原子炉注水を実施するために必要な措置を行っていなかった。
 - i 第一発電所対策本部及び当直は、3月12日夜の段階で、**HPCI** の注水機能に疑問を抱いたり、設備破損のおそれを懸念していたりしていたのに、この段階では、**HPCI** の次なる代替注水手段、すなわち、**D/DFP** による原子炉注水ラインを構成しようとしなかった。

これに対し、福島第二原発では、**RCIC** が正常に作動し、福島第一原発3号機の**HPCI** に関して抱かれたような懸念がなかったにもかかわらず、**RCIC** が作動している間に、次なる代替注水手段として、**MUWC** による原子炉注水のライン構成を実施していた。

なお、**D/DFP** による原子炉注水ラインの構成作業は、3号機当直のみでなし得る作業であり、同日夜、仮に第一発電所対策本部が1号機及び2号機における事故対処に追われていたとしても、**D/DFP** による原子炉注水ラインを構成しなかった理由にはならない。
 - ii 福島第一原発3号機の当直は、**HPCI** を手動停止する際も、**D/DFP** による原子炉注水ラインの構成が完了したか否かの確認をしないまま、**HPCI** を手動停止した。

前記③ ii 及び iii に記載した福島第一原発3号機の状況に照らせば、今回のような極めて過酷な事故に対処する上で、**D/DFP** の原子炉注水ラインの構成作業を3月13日2時頃から開始していたからといって、不測の事態が起こり得ることを考慮せず、安易に、**D/DFP** の原子炉注水ラインの構成が完了しているだろうと期待することは、決してあってはならない。
 - iii 福島第一原発3号機において、当直が**SR** 弁による原子炉減圧操作を試みたのは、**HPCI** 停止後であり、**D/DFP** による原子炉注水ラインの構成が

完了したか否かの確認もなされていなかった。

HPCI 作動中に、制御盤上の SR 弁の状態表示灯が点灯していたとしても、前記③iiiのとおり、その表示のみからは駆動用窒素圧力が足りているか否かまでは判断できず、不測の事態によって SR 弁が開かない可能性を否定できないから、制御盤上の状態表示灯が点灯していることをもって常に SR 弁を開けられるとは限らない。今回のような過酷事故への対処に当たっては、SR 弁が開かない事態があり得ることも想定し、HPCI が作動している間に SR 弁の開操作を実施し、仮に開状態とならない場合には、HPCI 作動中に原因を究明して復旧をする必要があり、それだけの時間的余裕をもって SR 弁による原子炉減圧操作を実施すべきであったと考えられる。

- ⑤ 前記③ivのとおり、福島第一原発 3 号機では、間断なく原子炉注水を実施するためには、HPCI 作動中に、HPCI の継続運転に懸念を抱き始めた時点で、余裕を持って、D/DFP による原子炉注水ラインの構成をし、原子炉を減圧すればいつでも確実に注水が可能であることを確認した上で、SR 弁による原子炉減圧操作を実施する必要があった。

しかし、前記(a)のとおり、第一発電所対策本部及び当直は、D/DFP による原子炉注水ラインの構成開始が遅れたばかりか、その注水ラインが構成されていない可能性があるにもかかわらず、そのリスクを適切に評価することなく HPCI を手動停止させ、その後に初めて SR 弁の開操作を実施したものであり、間断なく原子炉への注水を実施するための必要な措置が取られていたとは認められない。

b S/C 水温及び S/C 圧力の監視並びにその後の対応（福島第一原発 2 号機における事故対処との比較）

(a) 福島第一原発 2 号機における事故対処

- ① 福島第一原発 2 号機では、津波到達後も RCIC が作動していたものの、直流電源を喪失していたことから RCIC を制御することは不可能な状態であり、いつ RCIC が停止するかも分からない状況にあった。

当直は、3 月 12 日 4 時頃、RCIC の水源となっていた CST の水位低下を

認め、その水位を確保するとともに、S/C の水位上昇を抑制するために、同日 4 時 20 分から同日 5 時にかけての頃、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えた。これにより、福島第一原発 2 号機では、RHR が機能していないにもかかわらず、S/C を水源として RCIC が作動し続けることになり、いずれ圧力容器と S/C との間を循環する水又は蒸気の温度が上昇し、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇することとなった。

- ② しかし、福島第一原発 2 号機において、津波到達後、3 月 14 日 4 時 30 分頃までの間、S/C 水温や S/C 圧力の計測が全くなされなかった。そして、S/C 圧力については、同日 4 時 30 分頃に計測を開始し、その時点で S/C 圧力計によれば 0.467MPa abs を示し、その後も上昇傾向にあり、同日 12 時 30 分頃の時点で 0.486MPa abs を示していた。また、S/C 水温については、同日 7 時頃に計測を開始し、その時点で S/C 水温計によれば 146°C を示し、その後も上昇傾向にあり、同日 12 時 30 分頃の時点で 149.3°C を示していた。

福島第一原発 2 号機において、RCIC が作動しなくなった場合に採り得る代替注水手段としては、消防車を用いた消火系 (FP 系) しか残されていないなかった。消防車を用いた FP 系による原子炉注水を実施するに当たっては、SR 弁による原子炉減圧操作が不可欠であったが、当直は、S/C が高温かつ高圧の状況にあることを把握してからも SR 弁による原子炉減圧操作を行わなかった。

- ③ 3 月 14 日 12 時頃以降、原子炉水位計によれば、原子炉水位の低下が顕著となり、同日 13 時 25 分頃、第一発電所対策本部は、RCIC が停止したと判断した。
- ④ 3 月 14 日 14 時 43 分頃、第一発電所対策本部は、消防車を用いた FP 系による原子炉注水ラインを構成し、その後、余震が続いて避難のために作業が中断したが、同日 16 時 30 分頃になって、消防車を起動させ、原子炉を減圧すればいつでも海水注入可能な状態とした。

そして、同日 16 時 34 分頃、第一発電所対策本部復旧班は、中央制御室において、バッテリーを制御盤裏につなぎ込み、SR 弁の電磁弁を強制励磁して、SR 弁による原子炉減圧操作を開始したが、原子炉減圧に手間取り、結果として、原子炉圧力計が 0.630MPa gage を示した同日 19 時 3 分頃になっ

て、ようやく消防車を用いた FP 系による原子炉注水が可能となる程度まで減圧することができた。

しかし、福島第一原発 2 号機への注水のために用いていた消防車が燃料切れのため作動停止していることが確認され、消防車に燃料を補給した上で、同日 19 時 57 分頃になってようやく原子炉への注水が開始された。

(b) 福島第二原発における事故対処

- ① 福島第二原発では、3 号機 RHR の B 系を除き、津波の影響により RHR を起動させることができなかった。当直長は、RCIC 作動中から SR 弁による原子炉減圧操作を実施しており、高温かつ高圧の蒸気が S/C に移行するため、RHR による S/C の冷却ができない状況下では S/C 水温及び S/C 圧力が上昇することを予測し、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握を行っていた。
- ② また、福島第二原発 1 号機から 4 号機までの全号機において、「S/C 水位高」信号が発せられたことから、当直長は、RCIC の水源を CST から S/C にそれぞれ切り替えた。当直長は、3 号機 RHR の B 系を除き、津波の影響により RHR を起動させることができない状況下において、水源を S/C として RCIC の運転を続けられれば、いずれ圧力容器と S/C との間を循環する水又は蒸気の温度が上がり、それに伴って S/C 水温及び S/C 圧力が上昇すれば、S/C の圧力抑制機能が損なわれて、SR 弁による減圧操作ができず、RCIC が停止した後に代替注水手段に切り替えることができなくなるおそれがあると考え、より一層 S/C の状況把握に努めていた。
- ③ 実際に、福島第二原発では、前記 (5) c (b) 及び (c) 並びに (5) d (b) 及び (c) のとおり、当直は、当直長の指示に従い、継続的に S/C 水温及び S/C 圧力の監視を行っていた。また、こうしたプラントパラメータは、当直長や第二発電所対策本部発電班から各中央制御室に派遣された情報収集要員等により、第二発電所対策本部にも逐次連絡されており、第二発電所対策本部内でも情報共有されていた。

1 号機では、当直が S/C 水温及び S/C 圧力の監視を継続的に行っていた結果、当直は、3 月 12 日 3 時 48 分頃、原子炉圧力が約 1MPa gage の状態で

S/C 水温が約 96°Cに達し、EOP に定める急速減圧操作の実施基準に該当したことを把握したことから、EOP の規定に従い、MUWC による原子炉注水の準備を整えた上で、同日 4 時 56 分頃まで急速減圧操作を実施した。

他方で、2 号機から 4 号機では、原子炉及び S/C の状況から急速減圧操作を要する状況とはならなかったものの、RCIC が作動している間に、SR 弁による原子炉減圧操作と並行して MUWC による原子炉注水の準備を整え、原子炉圧力が低下した段階で、原子炉注水手段を RCIC から MUWC に切り替えている。

- ④ また、当直は、RCIC から MUWC による原子炉注水に切り替えた後も、原子炉圧力が上昇する事態になれば、SR 弁による減圧操作が必要となることを認識しており、その場合、S/C の圧力抑制機能が損なわれれば、SR 弁による減圧操作ができず、原子炉注水が不能となるおそれは同じであることから、原子炉注水手段を MUWC に切り替えた後であっても S/C 水温及び S/C 圧力を継続的に監視する必要性は高いと考え、その後も S/C 水温及び S/C 圧力の監視を続けていた。

(c) 問題点の指摘

- ① 炉心損傷を回避し、かつ、原子炉を安定的に冷却するためには、燃料を露出させないように原子炉への注水を間断なく実施する必要があることは、前記 a (c) で既に述べたとおりである。そのためには、高圧注水手段が機能している間に、プラントの具体的な状況に即して、低圧注水手段に切り替えるために必要な措置を確実に講じておかなければならない。
- ② 福島第二原発では、前記 (b) のとおり、津波到達後、3 号機を除き、RHR が起動できなかった。

また、福島第二原発では、1 号機から 4 号機までの全号機で RCIC により原子炉注水を行っており、「S/C 水位高」の信号が発信されて以降、RCIC の水源を S/C に切り替えていた³³⁹。

³³⁹ 福島第二原発では、前記 (5) c (c) 及び (5) d (c) のとおり、1 号機から 4 号機の全号機で RCIC の水源を CST から S/C に切り替えている。その後、4 号機のみ RCIC の水源を S/C から CST に戻す操作を行っている。また、福島第一原発 2 号機では RCIC の水源を CST から S/C に切り替え

さらに、福島第二原発では、RCIC の次なる代替注水手段として、MUWC による RHR を介した原子炉注水を実施することとしていたため、SR 弁による原子炉減圧操作が繰り返し行われていた。

こうした状況下においては、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇し、S/C の圧力抑制機能が損なわれ、SR 弁を開操作しても減圧しきれず、MUWC による原子炉注水が不能となるおそれがあったことから、S/C の状況を継続的に監視し、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、SR 弁による原子炉減圧操作を実施して、MUWC による原子炉注水に移行することが必要であった。

そのため、各当直長は、RCIC 作動中、S/C 水温計及び S/C 圧力計を継続的に監視し、S/C の状況把握に努め、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、段階的に SR 弁による原子炉減圧操作を実施し、MUWC が実際に機能するか否かを確認の上で、RCIC から MUWC による原子炉注水に切り替えた。

したがって、福島第二原発では、S/C の状況を把握した上で、SR 弁による原子炉減圧操作を行い、RCIC 作動中に、次なる代替注水手段としての MUWC が実際に機能するか否かを確認の上で原子炉注水手段の切替えが実施されており、基本的には、原子炉への注水を間断なく実施するという観点

た一方で、福島第一原発 3 号機では RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることはせずに CST のままとしていた。このように、RCIC の水源切替操作に関し、福島第一原発及び福島第二原発を通じ、号機によって RCIC の水源切替えに関する運転操作に違いが生じている。

EOP によれば、「S/C 水位高」信号が発信された場合、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えることとされている一方で、AOP によれば、「S/P 水位高となっても、RCIC の水源は S/P 側に切替えないこと」とされており、これらの運転操作手順書上、なすべき運転操作が一義的に明らかになっていない。この点に関し、RHR が起動できない状況下において、RCIC の水源を CST とすべきだったか、又は S/C とすべきだったかについて、当委員会がヒアリングを実施したところ、第二発電所対策本部及び当直のみならず、AOP、EOP 等の運転操作手順書を所管する本店担当者ですら、明確に答えられなかった。

このように異なる運転操作手順書間で矛盾する記述がなされ、その運転操作の是非の判断を事故対処に当たっている当直長に委ねるのは、事故対処に混乱を来すことになりかねず、運転操作手順書の不備が事故対処に重大な悪影響を及ぼすことは明らかである。場合によっては、過酷な状況に置かれた当直長が不十分な情報に基づき、誤った判断を下せば、重大な結果を引き起こす危険性も十分に考えられる。実際に、RCIC の水源切替操作に関し、AOP と EOP で異なる運転操作が規定されており、結果として、号機によって異なる運転操作が実施されている。

これを踏まえ、東京電力は、今一度運転操作手順書を見直し、客観的かつ具体的なデータ等に基づき、それぞれの具体的な状況に即した適切な運転操作を検討し、最も過酷な状況に置かれる者からしても運転操作が一義的に明らかになるようにすべきであり、こうした不備がそのまま放置されてはならない。

から必要な措置が取られていたと言える³⁴⁰。

- ③ これに対し、福島第一原発 2 号機における事故対処について述べる。

福島第一原発 2 号機では、福島第二原発 1 号機、2 号機及び 4 号機と同様、津波の影響により RHR を作動させることができなかった。

また、津波到達以降も RCIC が作動していたものの、福島第二原発各号機で作動していた RCIC と異なり、直流電源を喪失していたため RCIC を制御できず、いつ RCIC が停止するかも分からない状況にあり、いったん停止すれば、再起動させることができない状況にあった。さらに、3 月 12 日 4 時 20 分から同日 5 時にかけての頃、RCIC の水源を S/C に切り替えており、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇する状況にあった。

こうした状況下において、福島第一原発 2 号機では、RCIC が作動しなくなった場合に採り得る代替注水手段としては、消防車を用いた FP 系しか残されておらず、そのためには SR 弁による減圧が必要であった。しかし、S/C を水源として RCIC が作動し続ければ、福島第二原発と同様に RHR による冷却ができなかったため、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇し、S/C の圧力抑制機能が損なわれ、SR 弁によって十分減圧できず、消防車による FP 系注水が不能となるおそれがあった。

加えて、福島第二原発と異なり、RCIC を制御できず、いつ作動停止に陥るかも分からなかったことから、RCIC 作動中に、次なる代替注水手段として、消防車を用いた FP 系注水をいつでも利用可能な状況にしておく必要性は、福島第二原発以上に高かった。

そうであれば、福島第一原発 2 号機において、間断なく原子炉注水を行うためには、RCIC が作動している間に、S/C 水温及び S/C 圧力を十分監視し、S/C の圧力抑制機能が損なわれる前に、SR 弁の開操作により低圧注水が可能な程度にまで原子炉を減圧して、消防車を用いた FP 系注水に移行することが必要であった。

- ④ しかしながら、福島第一原発 2 号機では、RCIC 作動中に S/C に水源を切り替えてから約 48 時間が経過した 3 月 14 日 4 時 30 分頃までの間、S/C 水

340 前記脚注 336 参照。

温も S/C 圧力も全く監視していなかった。

さらに、S/C の監視を開始してからも、S/C の圧力抑制機能が大きく損なわれ、EOP 上も SR 弁による急速減圧が求められる S/C 水温となっていることを把握していたにもかかわらず³⁴¹、RCIC が制御不能のまま作動していることを過大評価して、急速減圧操作及び代替注水手段への移行を実施しなかった。

その結果、福島第一原発 2 号機については、RCIC 停止後、S/C の圧力抑制機能が大きく損なわれた状況下において、原子炉減圧操作に手間取り、消防車による FP 系を用いた代替注水開始まで時間を要したばかりか、その後も十分な減圧状態を維持できず、断続的かつ不十分な代替注水しかなし得なかった。

これは、第一発電所対策本部及び当直が、いつ停止するかも分からない RCIC が動いていることに過度に気を許し、2 号機の状況を実際よりも楽観視していたため、S/C 水温及び S/C 圧力を継続的に監視した上で、S/C の圧力抑制機能を適切に評価する必要性についての意識が希薄であったことに起因するものと考えられる。

他方で、福島第二原発各号機では、RCIC 作動中、S/C 水温及び S/C 圧力を継続的に監視して S/C の状況把握に努めており、S/C の圧力抑制機能が失われる前に、段階的に SR 弁による原子炉減圧操作を実施した上で、RCIC から MUWC による原子炉注水に切り替えていた。

- ⑤ 以上のとおり、福島第二原発では、津波到達後も外部電源からの給電が継続していたことによる余裕があったのに対し、福島第一原発 2 号機では全電源喪失の状況下で事故対処に当たらなければならなかったという違いは大きかったにせよ、福島第一原発 2 号機における事故対処は、福島第二原発におけるそれと比べて、具体的なプラントの状況を踏まえた上で、事態の進展

³⁴¹ 福島第一原発 2 号機で、S/C 水温の計測を開始した 3 月 14 日 7 時頃、プラントパラメータによれば、原子炉圧力は 5.333MPa gage であり、S/C 水温は 146℃であった。福島第一原発 2 号機の EOP は、原子炉圧力が 5.333MPa gage である場合、S/C 水温が約 78℃以上まで上昇すれば、低压注水系又は代替注水系を確保した上で、SR 弁による急速減圧操作を実施することを要求しており、この時点で、福島第一原発 2 号機は、原子炉圧力と S/C 水温の値からして急速減圧操作を実施して、代替注水手段としての消防車を用いた FP 系による原子炉注水に移行しなければならない状況にあったことは明らかであった。

を的確に予測し、事前に必要な対応を取るというものにはなっておらず、間断なく原子炉への注水を実施するための必要な措置が取られていたとは認められない。