

「志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告」 の訂正等について

平成19年4月20日
北陸電力株式会社

平成19年4月6日、当社が経済産業大臣に提出いたしました「志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告」（以下、報告書）におきまして、数値の転記等の誤りがありました。

深くお詫びいたしますとともに、別紙 1 のとおり訂正いたします。

また、炉心挙動の解析に関して、燃料の健全性の評価を補足するための解析をいたしましたので、その結果を別紙 2 のとおり追記いたします。

以上の内容につきましては、本日、経済産業大臣に提出いたしました。

なお、当社ホームページに掲載しました報告書の添付資料 9 - 1 のうち、2 ページに誤りがありました。

重ねてお詫びいたしますとともに、別紙 3 のとおり訂正いたします。

以 上

（別紙 1）

「志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告（平成19年4月6日）」
の訂正内容

（別紙 2）

「志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告（平成19年4月6日）」
の炉心挙動の解析に関する追記内容

（別紙 3）

「志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告（平成19年4月6日）」
の添付資料 9 - 1 の訂正内容

「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告（平成 19 年 4 月 6 日）」の訂正内容

(1 / 6)

現在の記載内容（誤り）	正しい記載
<p>の把握を行い、適切に発電課長に連絡していたが、現場の重点パトロールは行っていなかった。</p> <p>また、技術課担当は、原子炉の詳細なパラメータから、臨界状態となったことを確認していた。</p> <p>3.3.2 事故発生直後の影響調査</p> <p>事故発生直後、運転員及び安全管理課員は、エリア放射線モニタの指示値の変化、作業員の被ばく評価、放射性物質の環境への放出量を評価する必要があった。</p> <p>調査の結果、<u>運転員及び安全管理課員は</u>、事故直後に、エリア放射線モニタ等の指示値に有意な変化がないことを確認した。安全管理課員は、通常の管理業務の中で、作業員に異常な被ばくがないことを確認していたが、中性子による被ばくの評価は行っていなかった。また、環境への放射性物質の放出については、<u>事故直後</u>に安全管理課副課長が通常の管理でよいと判断した上で、通常の管理業務において異常な放出がないことを確認していた。</p> <p>3.3.3 設備健全性評価</p> <p>(1) 燃料の健全性</p> <p><u>事故後</u>、燃料の健全性を確認し、継続使用の可否を判断する必要があり、このためには、出力変化や燃料エンタルピ等の評価、炉水分析による燃料破損の有無の確認を行うとともに、必要により、燃料集合体の外観検査を行うべきであった。</p> <p>調査の結果、技術課長の指示もあり、技術課担当は、IRM 挙動から算出した炉周期から反応度を求め、安全解析結果と対比して燃料エンタルピを評価し、燃料の健全性に問題はないと結論付けて技術課長に報告していた。ただし、計算を誤り、過小評価を行っていた。</p> <p>また、安全管理課副課長は、炉水の分析により、短半減期核種のマンガン 56 が検出されたことで臨界になったことを確信したが、核分裂生成物の濃度に異常がないことから燃料に破損がないと判断していた。</p> <p>(2) 制御棒、制御棒駆動機構、HCU の健全性</p> <p>事故発生後、制御棒、制御棒駆動機構、HCU について、機能試験により機能上問題がないことを確認するとともに、必要に応じて、分解点検等の詳細点検を実施し、故障等がないことを確認する必要があった。</p> <p>調査の結果、制御棒の外観点検や各機器の分解点検までは実施していないものの、再試験時又は通常の定期検査時の試験として、単体スクラム試験、常駆動試験、ストールフロー試験等を実施し、制御棒が正常に動作することを確認していた。</p> <p>なお、制御棒の外観点検や各機器の分解点検については、第 6 回定期検査以降行われている。</p>	<p>の把握を行い、適切に発電課長に連絡していたが、現場の重点パトロールは行っていなかった。</p> <p>また、技術課担当は、原子炉の詳細なパラメータから、臨界状態となったことを確認していた。</p> <p>3.3.2 事故発生後の影響調査</p> <p>事故発生後、運転員及び安全管理課員は、エリア放射線モニタの指示値の変化、作業員の被ばく評価、放射性物質の環境への放出量を評価する必要があった。</p> <p>調査の結果、<u>運転員は</u>事故直後に、<u>安全管理課副課長は緊急時対策所での会議後に</u>、エリア放射線モニタ等の指示値に有意な変化がないことを確認した。安全管理課員は、通常の管理業務の中で、作業員に異常な被ばくがないことを確認していたが、中性子による被ばくの評価は行っていなかった。また、環境への放射性物質の放出については、<u>炉水の分析結果を踏まえ</u>安全管理課副課長が通常の管理でよいと判断した上で、通常の管理業務において異常な放出がないことを確認していた。</p> <p>3.3.3 設備健全性評価</p> <p>(1) 燃料の健全性</p> <p><u>事故発生後</u>、燃料の健全性を確認し、継続使用の可否を判断する必要があり、このためには、出力変化や燃料エンタルピ等の評価、炉水分析による燃料破損の有無の確認を行うとともに、必要により、燃料集合体の外観検査を行うべきであった。</p> <p>調査の結果、技術課長の指示もあり、技術課担当は、IRM 挙動から算出した炉周期から反応度を求め、安全解析結果と対比して燃料エンタルピを評価し、燃料の健全性に問題はないと結論付けて技術課長に報告していた。ただし、計算を誤り、過小評価を行っていた。</p> <p>また、安全管理課副課長は、炉水の分析により、短半減期核種のマンガン 56 が検出されたことで臨界になったことを確信したが、核分裂生成物の濃度に異常がないことから燃料に破損がないと判断していた。</p> <p>(2) 制御棒、制御棒駆動機構、HCU の健全性</p> <p>事故発生後、制御棒、制御棒駆動機構、HCU について、機能試験により機能上問題がないことを確認するとともに、必要に応じて、分解点検等の詳細点検を実施し、故障等がないことを確認する必要があった。</p> <p>調査の結果、制御棒の外観点検や各機器の分解点検までは実施していないものの、再試験時又は通常の定期検査時の試験として、単体スクラム試験、常駆動試験、ストールフロー試験等を実施し、制御棒が正常に動作することを確認していた。</p> <p>なお、制御棒の外観点検や各機器の分解点検については、第 6 回定期検査以降行われている。</p>

現在の記載内容 (誤り)

4.3.3 一般公衆に係る調査
(3) 直接線・スカイシャイン線に係る確認

その結果、直接線・スカイシャイン線による線量は、以下のとおり十分小さな値となっており、線量目標値 (年間 50 μSv) と比べても無視できるものである。

直接線による線量	1.7×10^{-6} μSv
スカイシャイン線による線量	4.9×10^{-7} μSv
線量目標値	年間 50 μSv

:「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針 (原子力安全委員会)」に定める原子炉施設の通常運転時における周辺の公衆の受ける線量についての目標値。

関連する添付資料には誤りなし

添付資料 4 - 2 3 (1/2)
線量部分のみ抜粋

直接線・スカイシャイン線の評価

1. 直接線による一般公衆の被ばく線量

(単位: mSv/h)

	中性子線による線量率	線による線量率	合計
原子炉格納容器外側	7.1×10^{-7}	6.6×10^{-5}	6.7×10^{-5}
↓ 距離補正: $\times (12.32\text{m} / 450\text{m})^2$			
敷地境界	5.3×10^{-10}	5.0×10^{-8}	5.0×10^{-8}

線量	$5.0 \times 10^{-8} \text{mSv/h} \times 0.25 \text{h} = 1.3 \times 10^{-8} \text{mSv}$ ($1.3 \times 10^{-5} \mu\text{Sv}$)
----	--

2. スカイシャイン線による一般公衆の被ばく線量

(単位: mSv/h)

	中性子線による線量率	線による線量率	合計
原子炉建屋4階	5.6×10^{-26}	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}

線量	$1.5 \times 10^{-8} \text{mSv/h} \times 0.25 \text{h} = 3.7 \times 10^{-9} \text{mSv}$ ($3.7 \times 10^{-6} \mu\text{Sv}$)
----	--

正しい記載

4.3.3 一般公衆に係る調査
(3) 直接線・スカイシャイン線に係る確認

その結果、直接線・スカイシャイン線による線量は、以下のとおり十分小さな値となっており、線量目標値 (年間 50 μSv) と比べても無視できるものである。

直接線による線量	1.3×10^{-5} μSv
スカイシャイン線による線量	3.7×10^{-6} μSv
線量目標値	年間 50 μSv

:「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針 (原子力安全委員会)」に定める原子炉施設の通常運転時における周辺の公衆の受ける線量についての目標値。

平成11年臨界事故発生後の確認事項

項目		具体的確認事項	エビデンス
状況把握	中央制御室	原子炉スクラム後の操作確認	当直員は、原子炉スクラム警報の確認、IRMレンジ切替及び指示値確認、放射線モニタ確認を行った。() また、出力低下をIRM,SRMの指示値が低下することで確認した。()
		作業状況確認	当直長は、事故状況について発電課長に連絡した。() 当直長は、現場電気保修課員へ作業中止、復旧措置の即時実施を指示した。() 保修課員は、当直に当日の作業内容を説明した。()
		現場重点パトロール	当直は、日常パトロールのみで重点パトロールを実施していない。(x)
	緊急時対策室	状況の把握 (IRM, モニタリングポスト, 放射線モニタ指示等による確認)	役職者は、緊急時対策室で詳細な状況を示す情報を見たという記憶がない。() 技術課担当は、ANNタイパー及びナトラス出力を確認し、臨界だと考えた。()
影響調査	エリア放射線の上昇	放射線モニタ指示値変化	当直員は、エリア放射線モニタ、燃料取替エリア排気モニタ、原子炉棟・タービン建屋換気空調系原子炉棟排気モニタの指示値に有意な変化がないことを確認した。() 安全管理課副課長は、エリアモニタにより、異常のないことを確認した。()
	作業者の被ばく評価	管理区域内の放射線環境の確認	安全管理課員は、毎日の業務として、エリア放射線モニタの指示値に有意な変化がないことを確認した。()
		管理区域立入者の日線量の確認	安全管理課員は、毎日の業務として、管理区域立入者に計画線量超過者がいないことを確認した。() (計画線量を超過した場合は、作業計画線量当量超過者リストが放射線管理計算機から出力されるが、当日の分は超過がなく出力されていない。)
		放射線業務従事者の評価線量の確認	安全管理課員は、毎月の業務として、放射線業務従事者の評価線量(熱中性子は測定)に異常がないことを確認した。()

: 事故後の対応として意識を持って実施した。

: 事故後の対応としての意識を持っていない。 x : 未実施

添付資料3 - 2 1 (1/4)

現在の記載内容 (誤り)

平成11年臨界事故発生後の確認事項

項目		具体的確認事項	エビデンス
状況把握	中央制御室	原子炉スクラム後の操作確認	当直員は、原子炉スクラム警報の確認、IRMレンジ切替及び指示値確認、放射線モニタ確認を行った。() また、出力低下をIRM,SRMの指示値が低下することで確認した。()
		作業状況確認	当直長は、事故状況について発電課長に連絡した。() 当直長は、現場電気保修課員へ作業中止、復旧措置の即時実施を指示した。() 保修課員は、当直に当日の作業内容を説明した。()
		現場重点パトロール	当直は、日常パトロールのみで重点パトロールを実施していない。(x)
	緊急時対策室	状況の把握 (IRM, モニタリングポスト, 放射線モニタ指示等による確認)	役職者は、緊急時対策室で詳細な状況を示す情報を見たという記憶がない。(x) 技術課担当は、ANNタイパー及びナトラス出力を確認し、臨界だと考えた。()
影響調査	エリア放射線の上昇	放射線モニタ指示値変化	当直員は、エリア放射線モニタ、燃料取替エリア排気モニタ、原子炉棟・タービン建屋換気空調系原子炉棟排気モニタの指示値に有意な変化がないことを確認した。() 安全管理課副課長は、エリアモニタにより、異常のないことを確認した。()
	作業者の被ばく評価	管理区域内の放射線環境の確認	安全管理課員は、毎日の業務として、エリア放射線モニタの指示値に有意な変化がないことを確認した。()
		管理区域立入者の日線量の確認	安全管理課員は、毎日の業務として、管理区域立入者に計画線量超過者がいないことを確認した。() (計画線量を超過した場合は、作業計画線量当量超過者リストが放射線管理計算機から出力されるが、当日の分は超過がなく出力されていない。)
		放射線業務従事者の評価線量の確認	安全管理課員は、毎月の業務として、放射線業務従事者の評価線量(熱中性子は測定)に異常がないことを確認した。()

: 事故後の対応として意識を持って実施した。

: 事故後の対応としての意識を持っていない。 x : 未実施

添付資料3 - 2 1 (1/4)

正しい記載

現在の記載内容 (誤り)

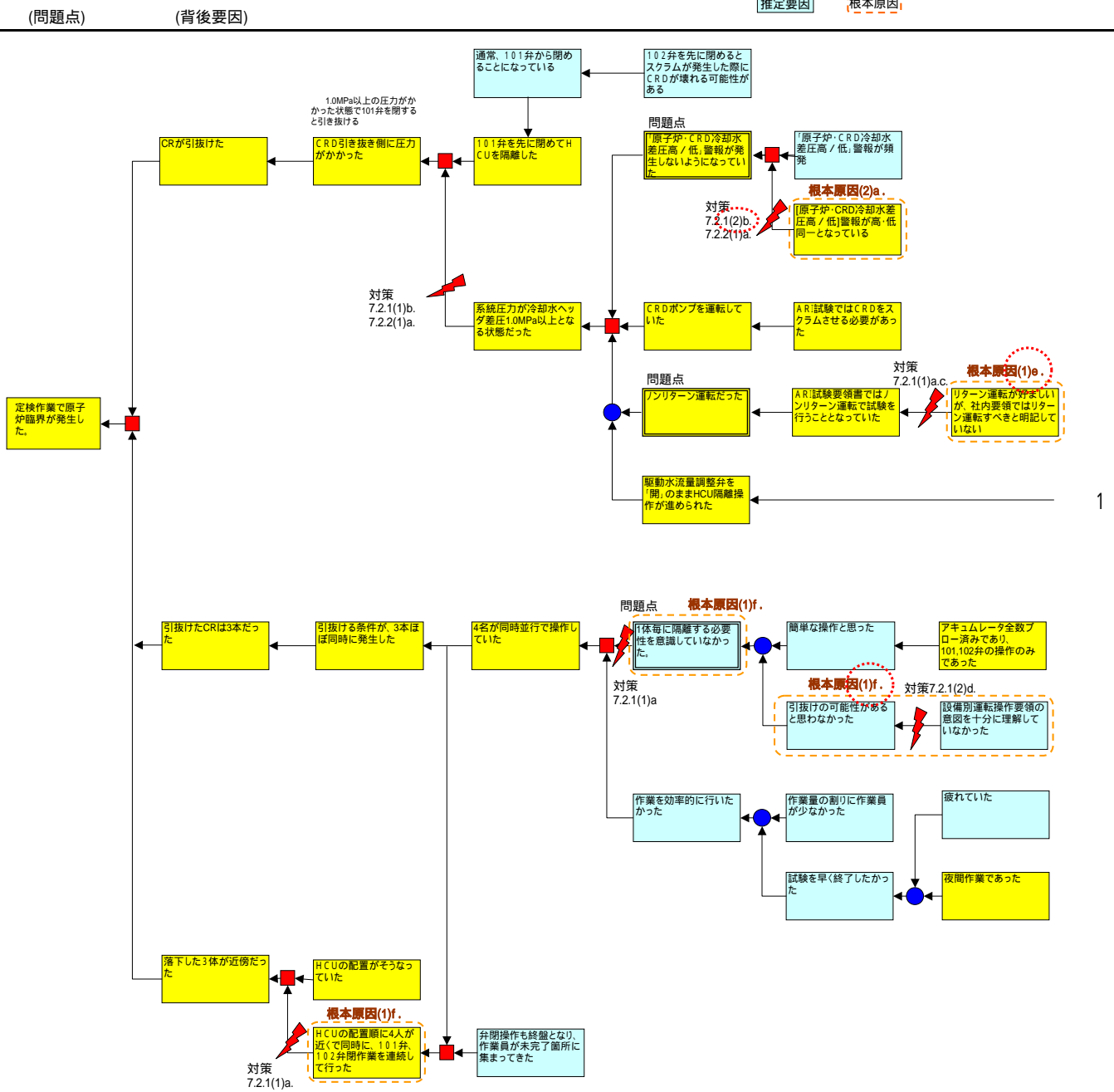
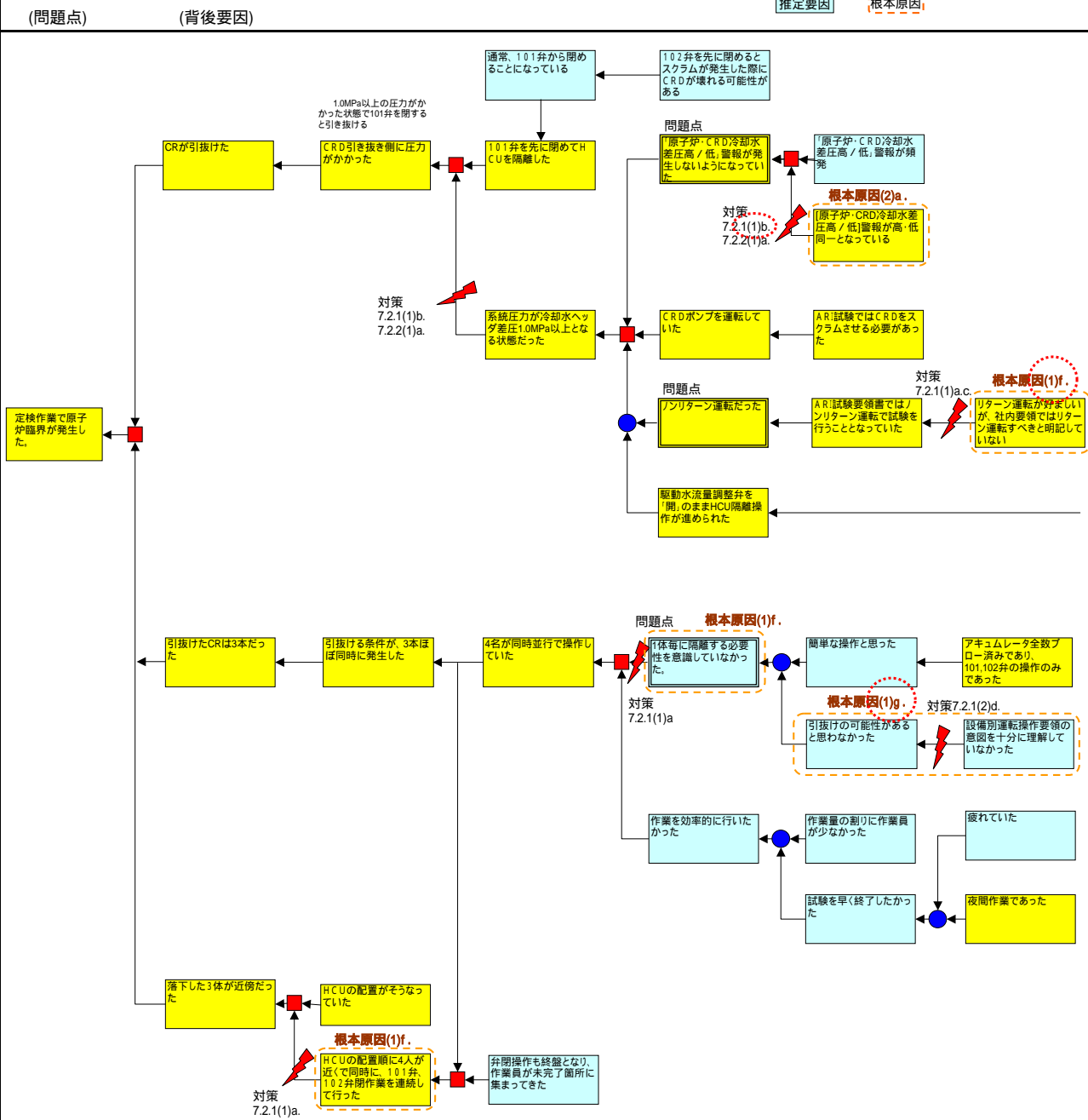
正しい記載

添付資料 6 - 1 (2/1)

添付資料 6 - 1 (2/1)

臨界事故に係る背後要因関連図 (1/2)

臨界事故に係る背後要因関連図 (1/2)



(対策)

- 7.2.1(1) 操作手順の改善
 - a. HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善
 - b. HCU隔離操作中の監視不足に対する改善
 - c. HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善
- 7.2.1(2) 作業管理面の改善
 - a. 手順書の承認及び適用に関する改善
 - b. 監視に必要な警報、監視計器の除外に対する改善
 - c. 試験における役割分担の明確化に対する改善
 - d. 臨界防止に関する教育の充実
 - e. 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善
 - f. 「作業票に当該工事要領書を添付するルールに関する改善」
- 7.2.2(1) 運転監視機能の強化
 - a. 運転員への情報提供の明確化
- 7.3.1(1) 隠さない仕組みの構築
 - d. 原子炉主任技術者の地位と権限の強化
- 7.3.2(1) 経営トップからの安全最優先の強力な意志表明
- 7.3.2(3) 原子力を支える体制づくり
 - b. 発電所内の組織強化、増員
- 7.3.2(4) 安全・品質管理の強化
 - a. 品質管理部設置による品質管理の徹底
 - c. 外部組織による評価の活用

(対策)

- 7.2.1(1) 操作手順の改善
 - a. HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善
 - b. HCU隔離操作中の監視不足に対する改善
 - c. HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善
- 7.2.1(2) 作業管理面の改善
 - a. 手順書の承認及び適用に関する改善
 - b. 監視に必要な警報、監視計器の除外に対する改善
 - c. 試験における役割分担の明確化に対する改善
 - d. 臨界防止に関する教育の充実
 - e. 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善
 - f. 「作業票に当該工事要領書を添付するルールに関する改善」
- 7.2.2(1) 運転監視機能の強化
 - a. 運転員への情報提供の明確化
- 7.3.1(1) 隠さない仕組みの構築
 - d. 原子炉主任技術者の地位と権限の強化
- 7.3.2(1) 経営トップからの安全最優先の強力な意志表明
- 7.3.2(3) 原子力を支える体制づくり
 - b. 発電所内の組織強化、増員
- 7.3.2(4) 安全・品質管理の強化
 - a. 品質管理部設置による品質管理の徹底
 - c. 外部組織による評価の活用

現在の記載内容 (誤り)

正しい記載

添付資料 6 - 1 (2/2)

添付資料 6 - 1 (2/2)

臨界事故に係る背後要因関連図(2/2)

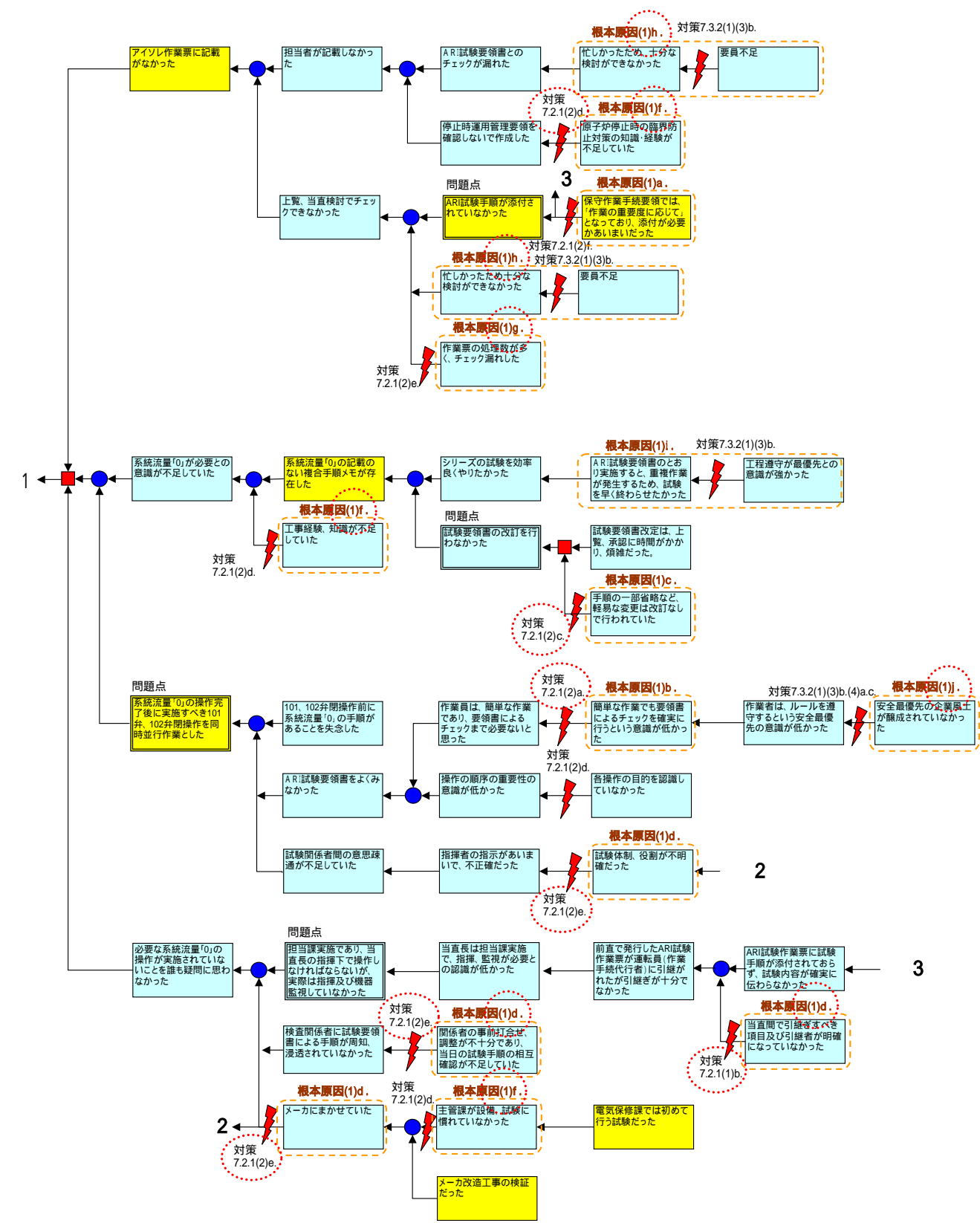
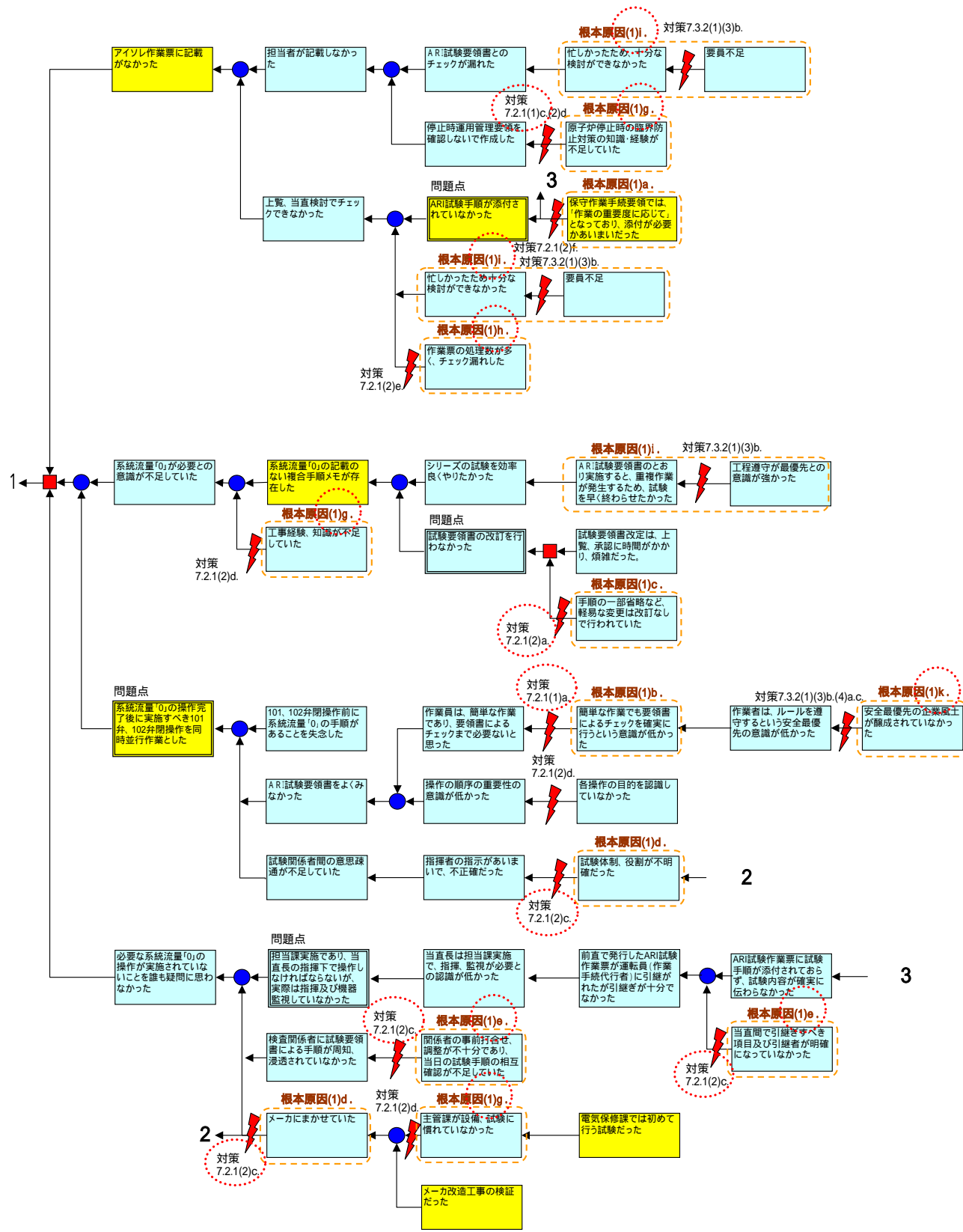
臨界事故に係る背後要因関連図(2/2)

(背後要因)

(背後要因)

■ AND要因 ● OR要因 確定要因 問題点 推定要因 根本原因 対策

■ AND要因 ● OR要因 確定要因 問題点 推定要因 根本原因 対策



志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する問題点、根本原因および再発防止対策

<p>問題点</p> <p>保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票にARI試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していないかったこと。</p> <p>電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCUを1本毎隔離することの重要性を認識していないこと。</p> <p>原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。</p> <p>承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。</p> <p>原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI試験の実施前に、「原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。</p> <p>保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRDの隔離弁（101、102弁）を開操作させべきだったが、実際は指揮していないかったこと。</p> <p>電気保修課員は、承認されたARI試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。（系統流量を0とした後、CRD隔離弁を開とする）</p>	<p>根本原因</p> <p>a. 電気保修課員は、保守作業手続要領に基づき作業票に試験手順を添付すべきであったが、要領では「作業の重要性に応じた」となっており、添付が必要があまりなかったこと。</p> <p>b. 現場の電気保修課員およびメーカー作業員は、簡単な作業でも試験要領書をチェックするという意識が低かったこと。</p> <p>c. 試験要領書の手順の一部省略など、軽易な変更は改訂なしで行われていたこと。</p> <p>d. 当社担当者にメーカー依存意識もあり、当日の試験体制、役割が不明確なまま、試験が進められたこと。また、当直間で引継すべき項目や引継ぎ者が明確にならなかったこと、及び関係者の事前打ち合わせ、調整が不十分だったこと等、試験関係者間の引継ぎ、調整が不適切だったこと。</p> <p>e. HCU隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められているが、リターン運転、1体毎の隔離等が明確となっていないことがあったため、電気保修課員は臨界防止に関する検討が不十分となったこと。</p> <p>f. 原子炉停止中の臨界防止に関する知識・経験が不足していたこと。</p> <p>g. 定期検査中は、作業票の処理数が多く、検討、審査に十分な時間をかけられなかったこと。</p> <p>h. 要員不足のため、定期検査時の検討・審査に十分な時間をかけられなかったこと。</p> <p>i. 工程遵守が最優先との意識が強かったため、早く試験を終わらせたいと思ったこと。</p> <p>j. 安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと。</p>	<p>再発防止対策</p> <p>a. HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善</p> <p>b. HCU隔離操作中の監視不足に関する改善</p> <p>c. HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善</p> <p>a. 手順書の承認および適用に関する改善</p> <p>b. 監視に必要な警報、監視計器の除外に関する改善</p> <p>c. 試験における役割分担の明確化に対する改善</p> <p>d. 教育面の改善（臨界防止に関する教育の充実）</p> <p>e. 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善</p> <p>f. 作業票に当該工事要領書の添付に関する改善</p> <p>現状で問題なし</p> <p>a. 運転員への情報提供の明確化</p> <p>b. 原子炉主任技術者の地位と権限の強化</p> <p>7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明</p> <p>b. 発電所内の組織強化、増員</p> <p>a. 品質管理部設置による品質管理の徹底</p> <p>c. 外部組織による評価の活用</p>
---	---	--

<p>直接的要因</p> <p>a. CRD単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧低の警報が発報するため、アイソレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっているため、高の警報も出なかったこと。</p>	<p>間接的要因</p>	<p>(1)現場作業管理上の原因</p>
<p>(2)設備上の原因</p>		

現在の記載内容（誤り）

添付資料 7 - 2

<p>7.2.1 (1)操作手順の改善</p> <p>7.2.1 (1)隠さない仕組みの構築</p> <p>7.2.2 (1)運転監視機能の強化</p> <p>7.3.1 (1)隠さない仕組みの構築</p> <p>7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明</p> <p>7.3.2 (3)原子力を支える体制づくり</p> <p>7.3.2 (4)安全・品質管理の強化</p>	<p>7.2.1 操作手順に係る改善策</p> <p>7.2.1 (1)操作手順の改善</p> <p>7.2.2 (1)運転監視機能の強化</p> <p>7.3.1 (1)隠さない仕組みの構築</p> <p>7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明</p> <p>7.3.2 (3)原子力を支える体制づくり</p> <p>7.3.2 (4)安全・品質管理の強化</p>
---	--

志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する問題点、根本原因および再発防止対策

<p>問題点</p> <p>保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票にARI試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していないかったこと。</p> <p>電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCUを1本毎隔離することの重要性を認識していないかったこと。</p> <p>原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。</p> <p>承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。</p> <p>原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI試験の実施前に、「原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。</p> <p>保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRDの隔離弁（101、102弁）を開操作させべきだったが、実際は指揮していないかったこと。</p> <p>電気保修課員は、承認されたARI試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。（系統流量を0とした後、CRD隔離弁を開とする）</p>	<p>根本原因</p> <p>a. 電気保修課員は、保守作業手続要領に基づき作業票に試験手順を添付すべきであったが、要領では「作業の重要性に応じた」となっており、添付が必要があまりなかったこと。</p> <p>b. 現場の電気保修課員およびメーカー作業員は、簡単な作業でも試験要領書をチェックするという意識が低かったこと。</p> <p>c. 試験要領書の手順の一部省略など、軽易な変更は改訂なしで行われていたこと。</p> <p>d. 当社担当者にメーカー依存意識もあり、当日の試験体制、役割が不明確なまま、試験が進められたこと。また、当直間で引継すべき項目や引継ぎ者が明確にならなかったこと、及び関係者の事前打ち合わせ、調整が不十分だったこと等、試験関係者間の引継ぎ、調整が不適切だったこと。</p> <p>e. HCU隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められているが、リターン運転、1体毎の隔離等が明確となっていないことがあったため、電気保修課員は臨界防止に関する検討が不十分となったこと。</p> <p>f. 原子炉停止中の臨界防止に関する知識・経験が不足していたこと。</p> <p>g. 定期検査中は、作業票の処理数が多く、検討、審査に十分な時間をかけられなかったこと。</p> <p>h. 要員不足のため、定期検査時の検討・審査に十分な時間をかけられなかったこと。</p> <p>i. 工程遵守が最優先との意識が強かったため、早く試験を終わらせたいと思ったこと。</p> <p>j. 安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと。</p>	<p>再発防止対策</p> <p>a. HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善</p> <p>b. HCU隔離操作中の監視不足に関する改善</p> <p>c. HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善</p> <p>a. 手順書の承認および適用に関する改善</p> <p>b. 監視に必要な警報、監視計器の除外に関する改善</p> <p>c. 試験における役割分担の明確化に対する改善</p> <p>d. 教育面の改善（臨界防止に関する教育の充実）</p> <p>e. 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善</p> <p>f. 作業票に当該工事要領書の添付に関する改善</p> <p>現状で問題なし</p> <p>a. 運転員への情報提供の明確化</p> <p>d. 原子炉主任技術者の地位と権限の強化</p> <p>7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明</p> <p>b. 発電所内の組織強化、増員</p> <p>a. 品質管理部設置による品質管理の徹底</p> <p>c. 外部組織による評価の活用</p>
--	---	--

<p>直接的要因</p> <p>a. CRD単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧低の警報が発報するため、アイソレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっているため、高の警報も出なかったこと。</p>	<p>間接的要因</p>	<p>(1)現場作業管理上の原因</p>
<p>(2)設備上の原因</p>		

正しい記載

添付資料 7 - 2

<p>7.2.1 (1)操作手順の改善</p> <p>7.2.2 (1)運転監視機能の強化</p> <p>7.3.1 (1)隠さない仕組みの構築</p> <p>7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明</p> <p>7.3.2 (3)原子力を支える体制づくり</p> <p>7.3.2 (4)安全・品質管理の強化</p>	<p>7.2.1 操作手順に係る改善策</p> <p>7.2.1 (1)操作手順の改善</p> <p>7.2.2 (1)運転監視機能の強化</p> <p>7.3.1 (1)隠さない仕組みの構築</p> <p>7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明</p> <p>7.3.2 (3)原子力を支える体制づくり</p> <p>7.3.2 (4)安全・品質管理の強化</p>
--	--

「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告 (平成 19 年 4 月 6 日)」の炉心挙動の解析に関する補足内容

現在の記載内容

以上 a . 及び b . の解析結果と事故当時使用していた高燃焼度 8 × 8 燃料の採用に係る原子炉設置変更許可申請書での安全解析結果との比較を次表に示す。

安全解析結果の比較 (許認可解析コードによる解析結果)

		投入制御棒 反応度 [% k]	制御棒 引き抜き速度 [mm/ s]	燃料エンタルピーの 最大値 [kJ/kgUO ₂] ([cal/ g UO ₂)		ピーク出力部 燃料エンタルピーの 増分の最大値 [kJ/kgUO ₂] ([cal/ g UO ₂)	
				解析値	判断基準	解析値	判断基準
今回の事故 の解析	a	約0.5	47	約 93 (約 22)	-	-	-
	b	約0.789		約171 (約 41)		約 52 (約 13)	
安全 解析	起動時の制御 棒の異常な引 き抜き	約0.5	91	約126 (約 30)	385* ¹ (92)* ¹	-* ²	(a)* ³
	制御棒落下	1.5	950	約830 (約198)	963 (230)	-* ²	-

- * 1 : ペレット燃焼度 40GWd/t 未満
- * 2 : 「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」は、燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t を目標とした高燃焼度燃料の安全審査以降に適用
- * 3 : (a) ; ペレット燃焼度 25GWd/t 未満の場合 : 460(110)、
ペレット燃焼度 25GWd/t 以上 40GWd/t 未満の場合 : 355(85)

安全解析のうち「運転時の異常な過渡変化」の解析の一つである「起動時の制御棒の異常な引き抜き」では、最大制御棒価値の制御棒が最大引き抜き速度で 1 本引き抜かれるとしている。今回の事故は 3 本の引き抜きであったが、中間位置で停止したこと、最大価値の制御棒ではなかったこと、引き抜き速度も小さかったことから、超過反応度の設定によっては燃料エンタルピーが起動時の制御棒の異常な引き抜きの解析結果を超えたものの、過渡変化の判断基準を満足していた。

さらに、安全解析では「事故」の解析の一つとして「制御棒落下」の解析を行っているが、今回の事故は制御棒落下の解析結果および判断基準も満足していた。

4.2.3 燃料集合体外観点検
(1) 方法

当該燃料集合体 (高燃焼度 8 × 8 燃料) は、事故発生後、第 10 回定期検査までの各定期検査時に原子炉から順次取り出され、現在は、全て使用済燃料貯蔵プールに貯蔵している。

補足した記載

以上 a . 及び b . の解析結果と事故当時使用していた高燃焼度 8 × 8 燃料の採用に係る原子炉設置変更許可申請書での安全解析結果との比較を次表に示す。

安全解析結果の比較 (許認可解析コードによる解析結果)

		投入制御棒 反応度 [% k]	制御棒 引き抜き速度 [mm/ s]	燃料エンタルピーの 最大値 [kJ/kgUO ₂] ([cal/ g UO ₂)		ピーク出力部 燃料エンタルピーの 増分の最大値 [kJ/kgUO ₂] ([cal/ g UO ₂)	
				解析値	判断基準	解析値	判断基準
今回の事故 の解析	a	約0.5	47	約 93 (約 22)	-	-	-
	b	約0.789		約171 (約 41)		約 52 (約 13)	
安全 解析	起動時の制御 棒の異常な引 き抜き	約0.5	91	約126 (約 30)	385* ¹ (92)* ¹	-* ²	(a)* ³
	制御棒落下	1.5	950	約830 (約198)	963 (230)	-* ²	-

- * 1 : ペレット燃焼度 40GWd/t 未満
- * 2 : 「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」は、燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t を目標とした高燃焼度燃料の安全審査以降に適用
- * 3 : (a) ; ペレット燃焼度 25GWd/t 未満の場合 : 460(110)、
ペレット燃焼度 25GWd/t 以上 40GWd/t 未満の場合 : 355(85)

安全解析のうち「運転時の異常な過渡変化」の解析の一つである「起動時の制御棒の異常な引き抜き」では、最大制御棒価値の制御棒が最大引き抜き速度で 1 本引き抜かれるとしている。今回の事故は 3 本の引き抜きであったが、中間位置で停止したこと、最大価値の制御棒ではなかったこと、引き抜き速度も小さかったことから、超過反応度の設定によっては燃料エンタルピーが起動時の制御棒の異常な引き抜きの解析結果を超えたものの、過渡変化の判断基準を満足していた。

さらに、安全解析では「事故」の解析の一つとして「制御棒落下」の解析を行っているが、今回の事故は制御棒落下の解析結果および判断基準も満足していた。

なお、参考として、冷温臨界試験の結果から超過反応度を求める場合の誤差を考慮した感度解析及び関連して想定しうるより厳しい条件下での結果の確認も行い、問題のないことを確認した。(添付資料 4 - 9)

4.2.3 燃料集合体外観点検
(1) 方法

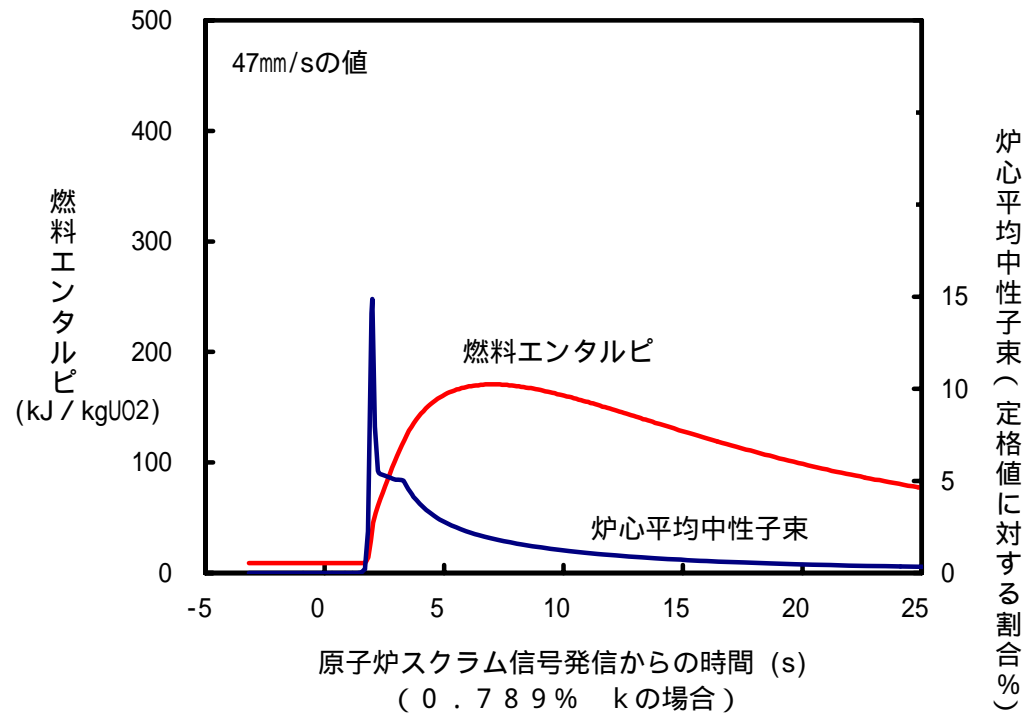
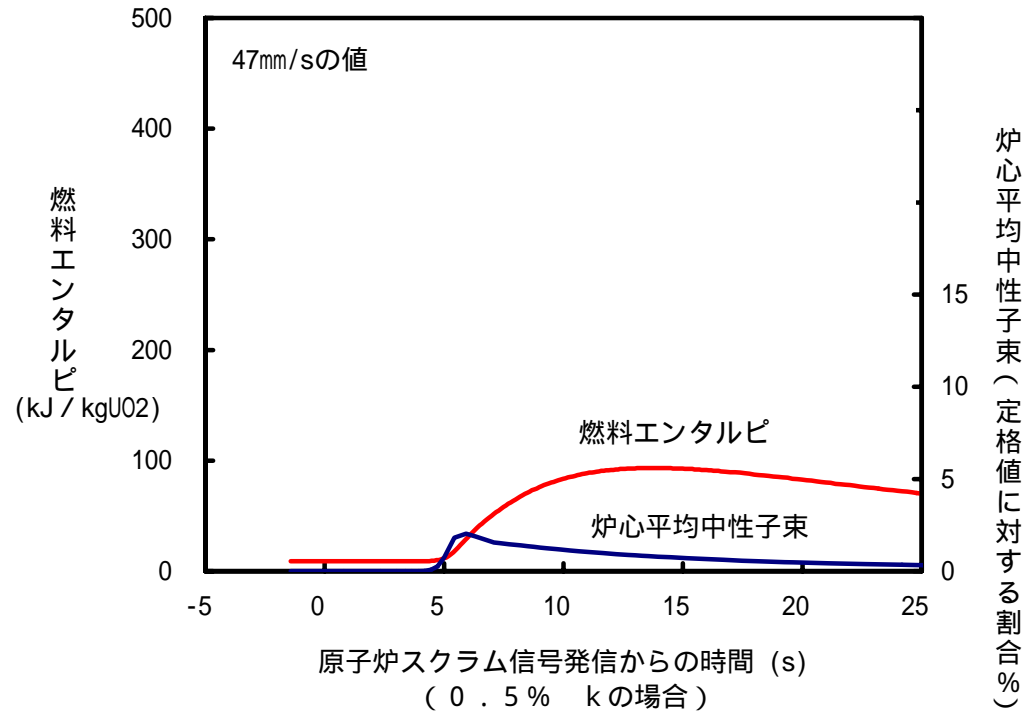
当該燃料集合体 (高燃焼度 8 × 8 燃料) は、事故発生後、第 10 回定期検査までの各定期検査時に原子炉から順次取り出され、現在は、全て使用済燃料貯蔵プールに貯蔵している

現在の記載内容	補足した記載
<p style="text-align: center;">添付資料リスト</p> <p>第 1 章関連資料 -</p> <p>第 2 章関連資料 -</p> <p>第 3 章関連資料</p> <p>添付資料 3 - 1 : 原子炉停止機能強化工事について</p> <p>- 2 : C R D 単体スクラム試験について</p> <p>- 3 : 原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書</p> <p>- 4 : 水圧制御ユニット</p> <p>- 5 : 制御棒駆動機構系統構成概要</p> <p>- 6 : 複合手順メモ 単体スクラム試験及び A R I 機能試験手順</p> <p>- 7 : 試験要領書関係の図解</p> <p>- 8 : 臨界事故当日における「ARI 試験要領書」の使い方</p> <p>- 9 : 操作員配置図</p> <p>- 10 : 制御棒引抜動作開始時の状態 (概要図)</p> <p>- 11 : 臨界事故発生時の作業状況</p> <p>- 12 : A R I 機能確認試験時の隔離操作実施順序 (推定)</p> <p>- 13 : 炉内中性子束モニタ関係チャート</p> <p>- 14 : 放射線モニタ関係チャート</p> <p>- 15 : アラームタイパー印字記録</p> <p>- 16 : A R I 試験及び C R D 単体スクラム試験の流れ図</p> <p>- 17 : 臨界事故発生当日の推定時系列</p> <p>- 18 : 手順書と運転操作の比較</p> <p>- 19 : 志賀 1 号機非常用ディ - ゼル発電設備クランク軸のひび割れ</p> <p>- 20 : 当直長引継日誌</p> <p>- 21 : 平成 11 年臨界事故発生後の確認事項</p> <p>第 4 章関連資料</p> <p>添付資料 4 - 1 : 制御棒駆動機構隔離数と冷却水ヘッダ差圧の関係</p> <p>- 2 : 制御棒が引き抜けたメカニズム</p> <p>- 3 : モックアップ試験概略試験構成図</p> <p>- 4 : モックアップ試験結果</p> <p>- 5 : 解析に使用したコードについて</p> <p>- 6 : 解析条件</p> <p>- 7 : 反応度の推移</p> <p>- 8 : 燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移</p> <p>- 9 : 安全解析結果との比較</p> <p style="text-align: center;">49</p>	<p style="text-align: center;">添付資料リスト</p> <p>第 1 章関連資料 -</p> <p>第 2 章関連資料 -</p> <p>第 3 章関連資料</p> <p>添付資料 3 - 1 : 原子炉停止機能強化工事について</p> <p>- 2 : C R D 単体スクラム試験について</p> <p>- 3 : 原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書</p> <p>- 4 : 水圧制御ユニット</p> <p>- 5 : 制御棒駆動機構系統構成概要</p> <p>- 6 : 複合手順メモ 単体スクラム試験及び A R I 機能試験手順</p> <p>- 7 : 試験要領書関係の図解</p> <p>- 8 : 臨界事故当日における「ARI 試験要領書」の使い方</p> <p>- 9 : 操作員配置図</p> <p>- 10 : 制御棒引抜動作開始時の状態 (概要図)</p> <p>- 11 : 臨界事故発生時の作業状況</p> <p>- 12 : A R I 機能確認試験時の隔離操作実施順序 (推定)</p> <p>- 13 : 炉内中性子束モニタ関係チャート</p> <p>- 14 : 放射線モニタ関係チャート</p> <p>- 15 : アラームタイパー印字記録</p> <p>- 16 : A R I 試験及び C R D 単体スクラム試験の流れ図</p> <p>- 17 : 臨界事故発生当日の推定時系列</p> <p>- 18 : 手順書と運転操作の比較</p> <p>- 19 : 志賀 1 号機非常用ディ - ゼル発電設備クランク軸のひび割れ</p> <p>- 20 : 当直長引継日誌</p> <p>- 21 : 平成 11 年臨界事故発生後の確認事項</p> <p>第 4 章関連資料</p> <p>添付資料 4 - 1 : 制御棒駆動機構隔離数と冷却水ヘッダ差圧の関係</p> <p>- 2 : 制御棒が引き抜けたメカニズム</p> <p>- 3 : モックアップ試験概略試験構成図</p> <p>- 4 : モックアップ試験結果</p> <p>- 5 : 解析に使用したコードについて</p> <p>- 6 : 解析条件</p> <p>- 7 : 反応度の推移</p> <p>- 8 : 解析結果</p> <p>- 9 : 参考解析結果</p> <p style="text-align: center;">49</p>

現在の記載内容

添付資料 4 - 8

燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の推移

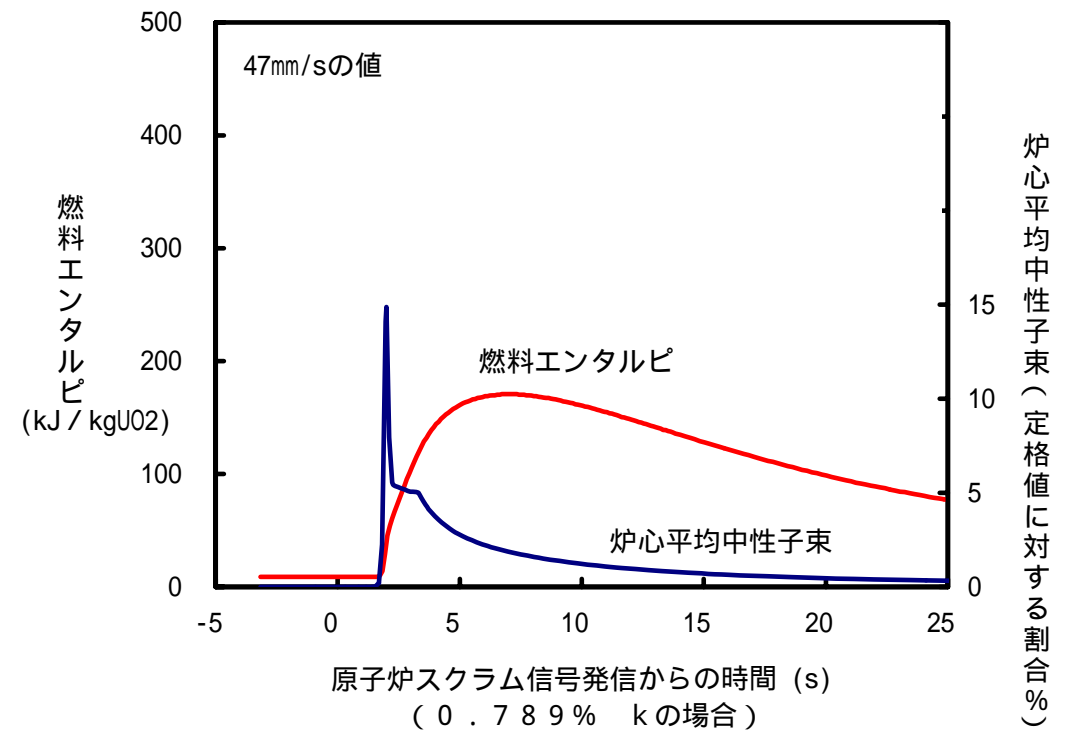
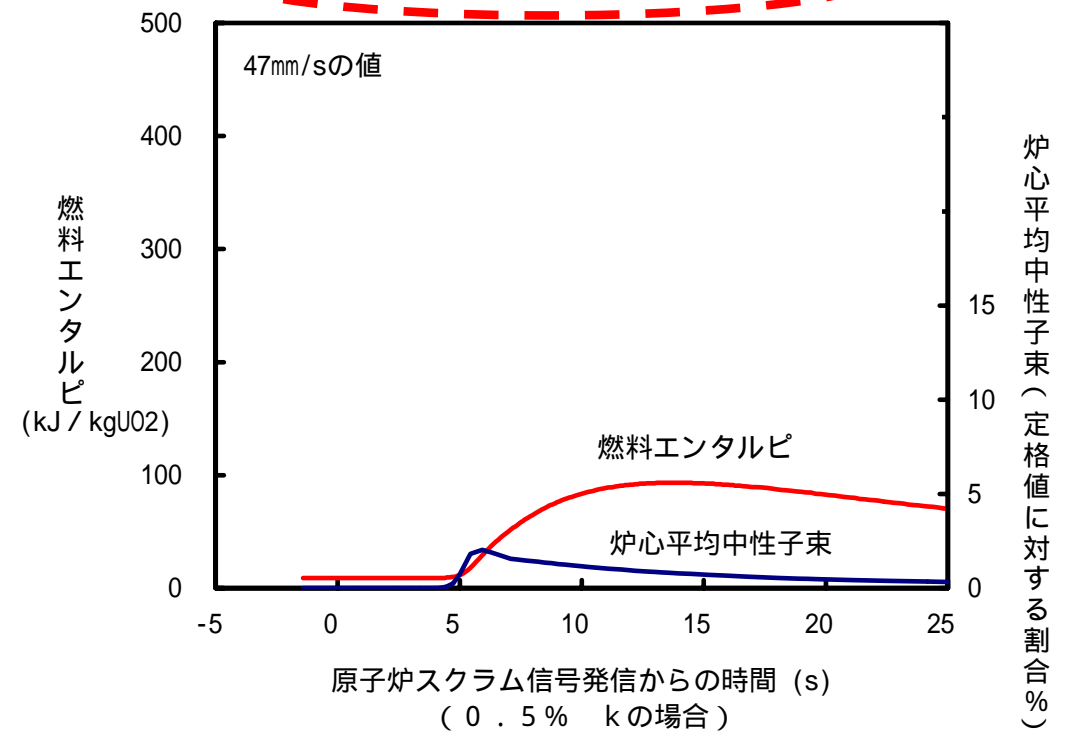


補足した記載

添付資料 4 - 8 (1/2)

解析結果

燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の推移

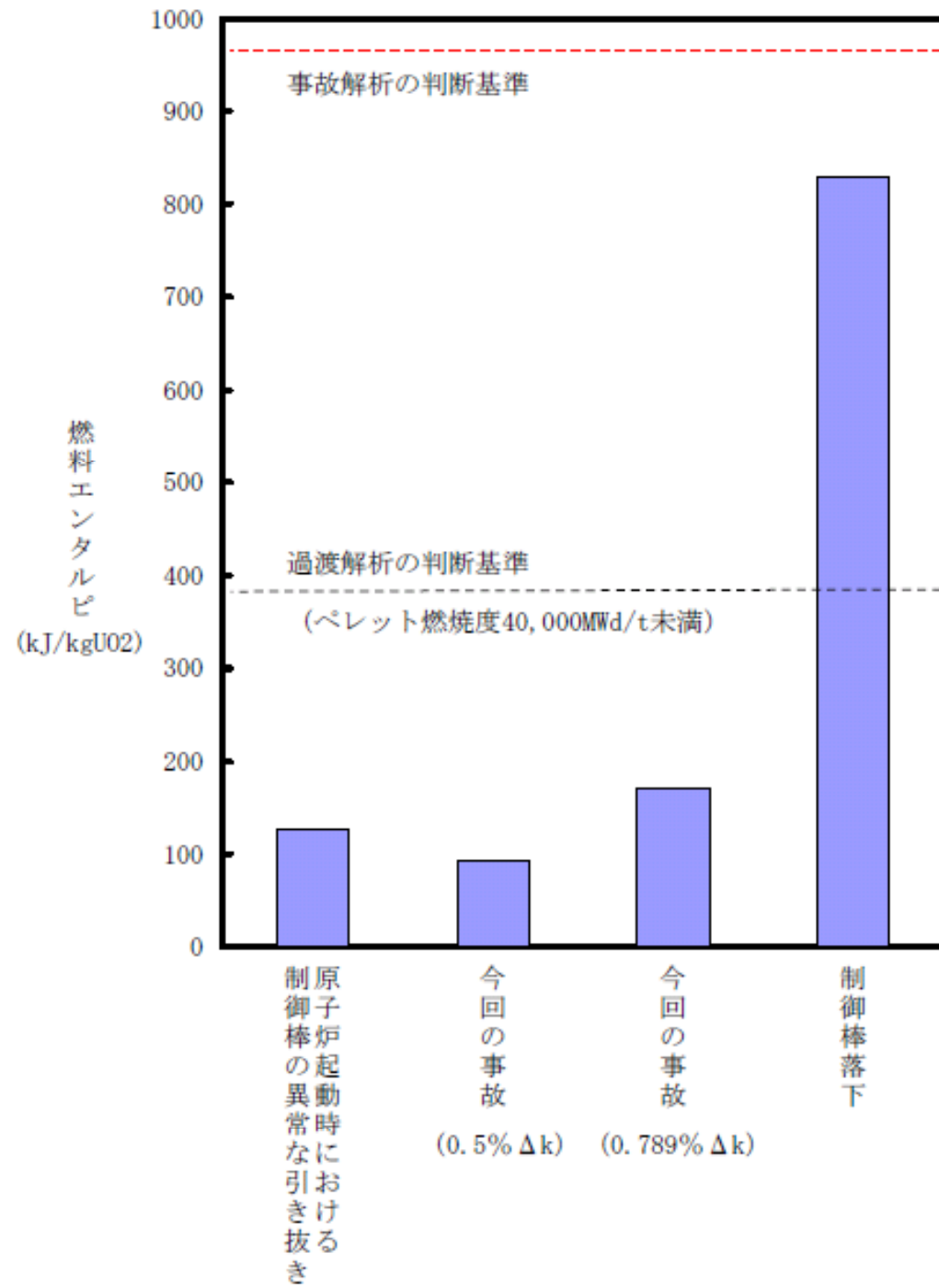


現在の記載内容

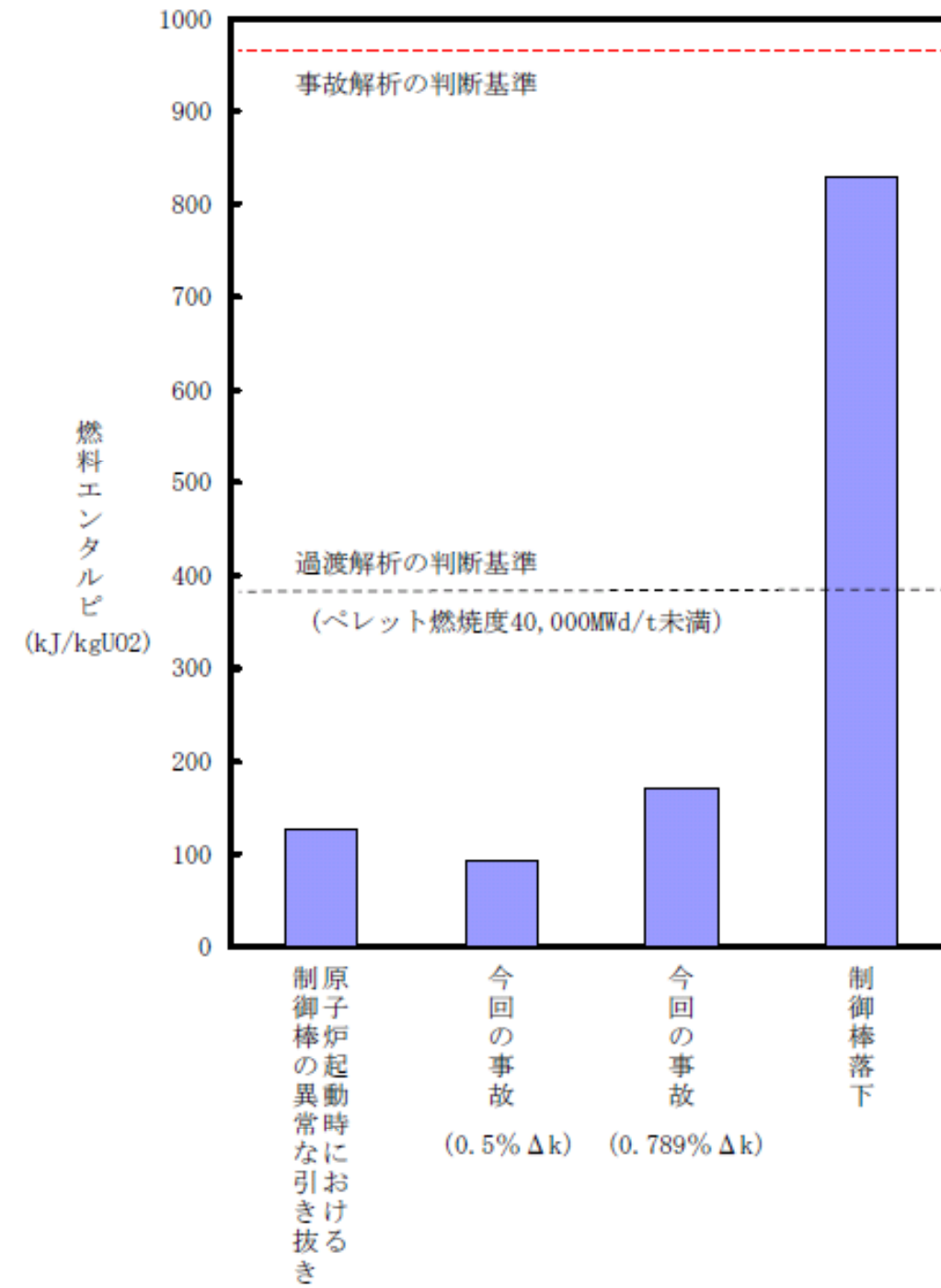
補足した記載

添付資料 4 - 9

添付資料 4 - 8 (2/2)



安全解析結果との比較



安全解析結果との比較

現在の記載内容

補足した記載

添付資料 4 - 9 (1/2)

参考解析結果

1 . 感度解析

4 . 2 . 2 (3) b . に示した結果は、超過反応度として0.789% k を用いた結果であるが、志賀 1 号機の冷温臨界試験の結果である解析値と実測値の差の標準偏差 (1) は、第 1 サイクルから第11サイクルまでの51ケース全体で0.154% k であることから、約 2 = 0.3% k の誤差がどの程度解析結果に影響を与えるかを把握するため感度解析を実施した。ただし、感度解析においては、当時の炉心内の想定炉水温度を考慮し、超過反応度は0.777% k として実施した。

また、制御棒引き抜け速度の解析結果への影響を把握するため、引き抜け速度を40mm/ s とした場合の解析を合わせて実施した。

解析結果を下表に示す。

ケース番号	1	2	3	4	5	6
制御棒引き抜け速度(mm/ s)	47			40		
超過反応度 (% k)	0.777	1.077	0.477	0.777	1.077	0.477
炉心平均中性子束最大値(%)	約15	約21	約 1	約12	約17	約 1
燃料エンタルピ最大値(kJ/kg)	約166	約219	約72	約165	約216	約72
ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値 (kJ/kg)	約51	約56	-	約49	約44	-

この結果、超過反応度を高くする方向に冷温臨界試験の誤差を考慮しても、燃料の破損が生じないことが分かった。また、超過反応度を低くする方向に誤差を考慮する場合には、解析結果が極端に穏やかになることが分かった。

なお、4 . 2 . 2 (3) a . に示したように整定出力から超過反応度を求めた場合には0.5% k となることから、実際の超過反応度は、0.777% k よりも低かった可能性が高いと推察される。

2 . 今回の事故に関連して想定しうる より厳しい条件下での結果の確認

志賀 1 号の臨界事故については、保守的な解析を行った場合においても燃料の破損に至っていないことが 4 . 2 . 2 の解析により確認されたが、この事故がより厳しい状況で発生した場合に燃料の破損が生じるかについても確認した。

解析は、主として次の前提で行った。

制御棒の引き抜けは、制御棒を隔離していく作業の中で実際に引き抜けた 3 本の他、隔離予定だった残り 2 本も加えた合計 5 本の101弁を 5 人の作業員 (当時の作業員は 4 人) が同時に閉止した場合を想定する。

スクラム信号発信後、制御棒は 1 ノッチ (約15 c m) 更に引き抜けて停止するものとする。

制御棒引き抜け速度は47mm/ s であるとする。

(続く)

現在の記載内容

補足した記載

(続き)

添付資料 4 - 9 (2 / 2)

以上の条件の下実施した解析の結果、燃料エンタルピーの最大値は約221 k J /kgU O₂、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分は約85 k J /kgU O₂であり、燃料被覆管破損条件を下回っていることから、想定しうる より厳しい条件下でも燃料の健全性が保たれることが確認できた。

このように、想定しうる より厳しい条件下でも燃料の健全性が保たれることが確認できたが、この時点で仮に燃料が破損した場合には周辺の方々にどの程度の影響を与えたのかを確認するため、燃料棒が仮に1000本（燃料集合体約16体相当）破損したものと仮定して、今回の事故が原子炉停止50日後であったことも踏まえて被ばく評価を行った。この結果は約 5×10^{-4} mSvとなり、安全審査の判断基準 5 mSvの約 1 万分の 1 であり、参考に線量目標値0.05mSv/ yと比較してもその約100分の 1 となることが確認された。

「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告（平成 19 年 4 月 6 日）」の添付資料 9 - 1 の訂正内容

現在の記載内容（誤り）

添付資料 9 - 1 (6/12)

	平成 18 年度		平成 19 年度	
	下期	上期	上期	下期
<p>○安全対策の総点検 a. 作業管理上の総点検 (a)品質管理要領の点検・改善 (b)手順書等の点検・改善 (臨界防止に係る設備)</p> <p>b. 臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検 (a)分解検査等による健全性確認(制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備) (b)燃料の外観点検による健全性確認</p>	1, 2号機 共通 1, 2号機			
	1号機 1号機			
<p>○安全対策の総点検を踏まえた設備点検 a. 作業管理上の総点検 手順書等の点検・改善 (臨界防止に係らないその他の安全機能を有する設備) b. 設備の点検 (改善された手順書等による設備の健全性点検)</p>	1号機 2号機 1号機 2号機			

以上

正しい記載

添付資料 9 - 1 (6/12)

	平成 18 年度		平成 19 年度	
	下期	上期	上期	下期
<p>○安全対策の総点検 a. 作業管理上の総点検 (a)品質管理要領の点検・改善 (b)手順書等の点検・改善 (臨界防止に係る設備)</p> <p>b. 臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検 (a)分解点検等による健全性確認(制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備) (b)燃料の外観点検による健全性確認</p>	1, 2号機 共通 1, 2号機			
	1号機 1号機			
<p>○安全対策の総点検を踏まえた設備点検 a. 作業管理上の総点検 手順書等の点検・改善 (臨界防止に係らないその他の安全機能を有する設備) b. 設備の点検 (改善された手順書等による設備の健全性点検)</p>	1号機 2号機 1号機 2号機			

□ : 予定 ■ : 実績

7. 実施工程（予定）

7. 実施工程（予定）

現在の記載内容 (誤り)

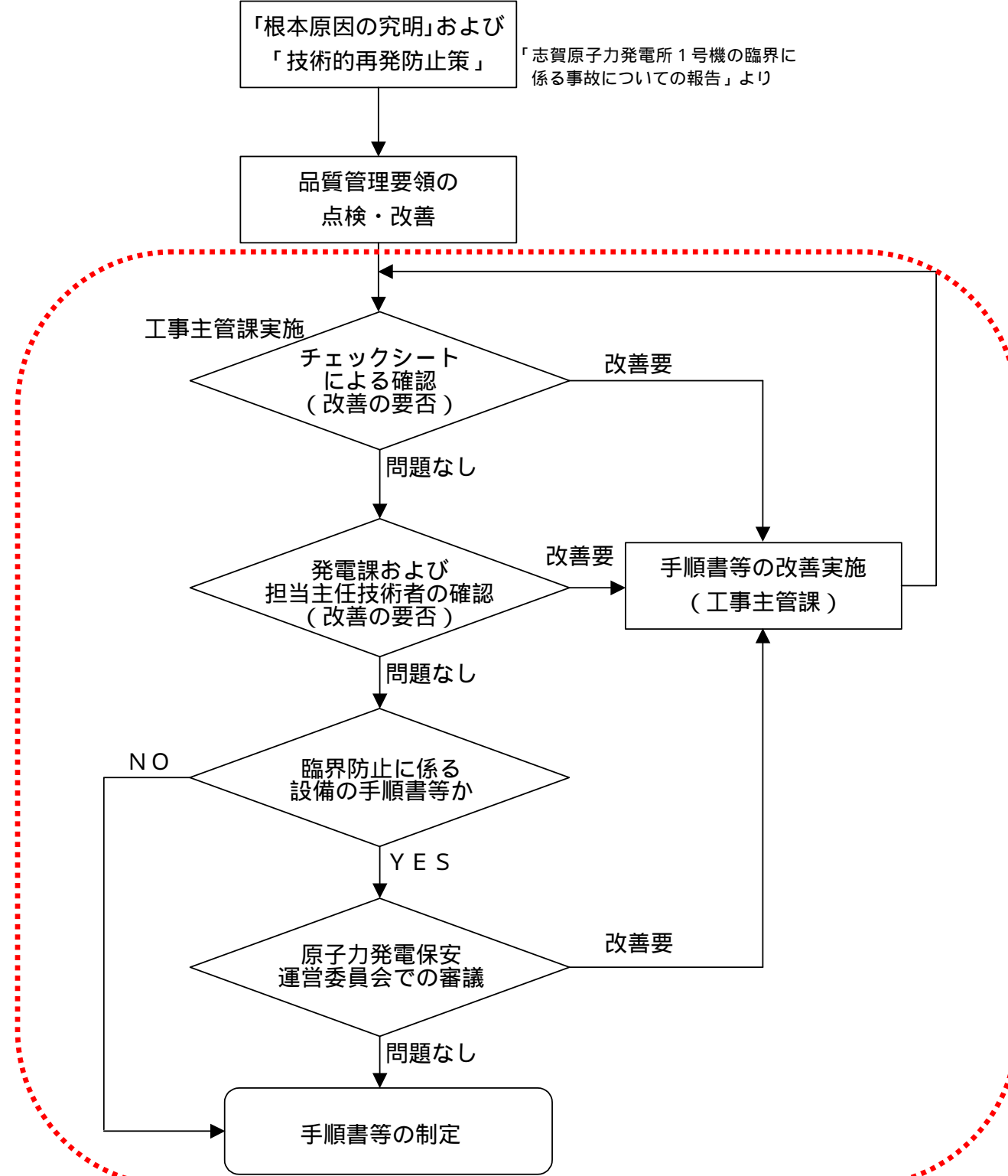
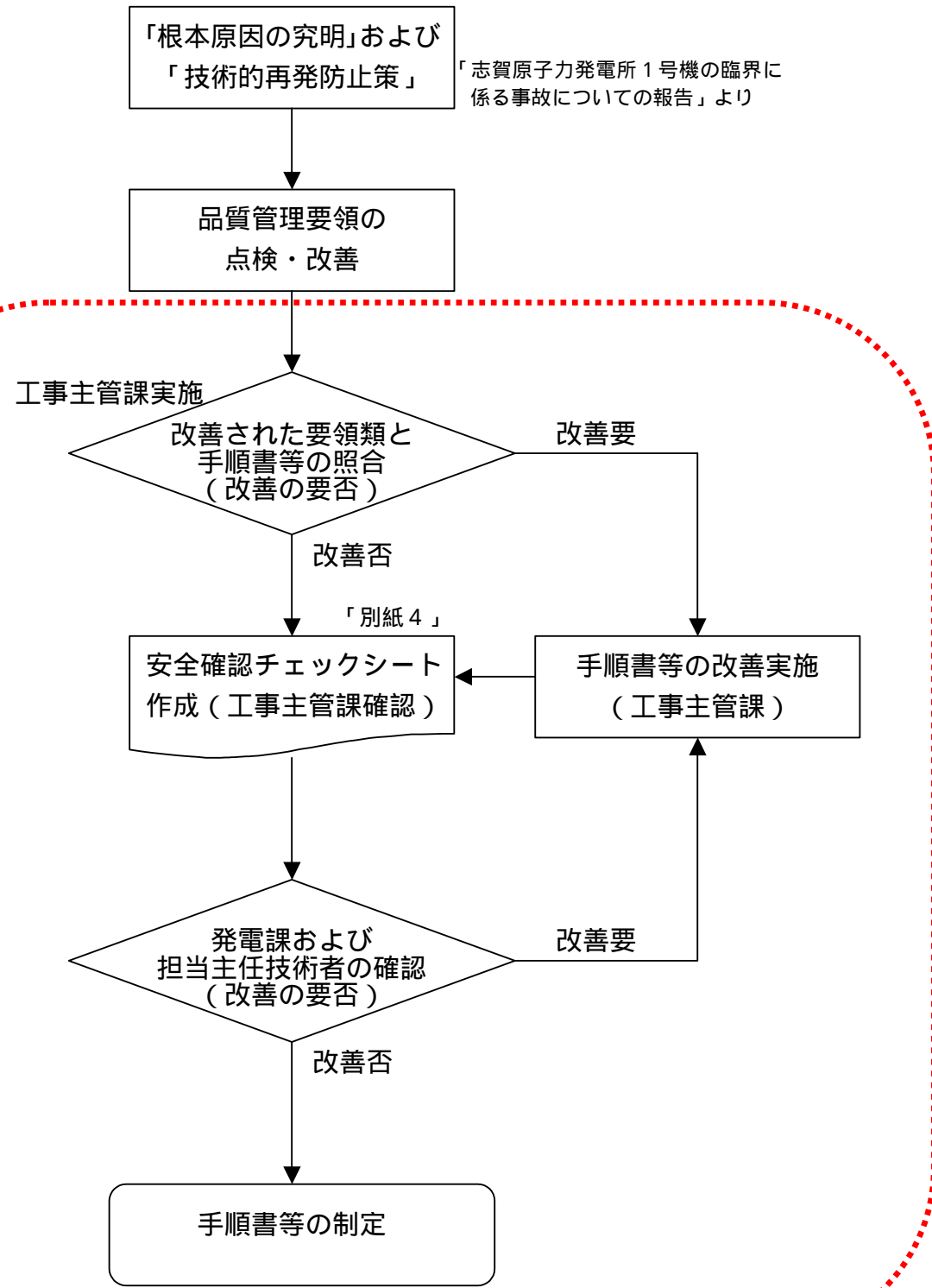
正しい記載

添付資料 9 - 1 (9/12)

添付資料 9 - 1 (9/12)

別紙 3 ; 作業管理上の総点検フロー

別紙 3 ; 作業管理上の総点検フロー



志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告

平成 19 年 4 月 6 日

北陸電力株式会社

目 次

1 . はじめに	1
2 . 調査・検討体制及び調査方法	2
2 . 1 調査・検討体制	2
2 . 2 調査方法	4
3 . 事実関係の把握	5
3 . 1 事故発生に至る経緯	5
3 . 2 意思決定の過程	10
3 . 3 事故後の措置	11
4 . 事象の解明	14
4 . 1 制御棒引き抜け挙動の解明	14
4 . 2 炉心挙動の解析	16
4 . 3 被ばく線量の評価	21
5 . 事故発生当時の品質保証体制等の状況	25
6 . 根本原因の究明	28
6 . 1 臨界事故発生の原因	28
6 . 2 事故を隠し実施すべきことをしなかった原因	29
7 . 再発防止対策の策定	31
7 . 1 定期検査中の臨界防止に関する状態管理	31
7 . 2 「臨界事故発生の原因」に対する技術的再発防止対策	32
7 . 3 「事故を隠し実施すべきことをしなかった原因」に対する 再発防止対策	35
8 . 再発防止対策の実施及びフォロー.....	44
9 . 安全対策の総点検への取組み.....	45
10 . まとめ	47
〔隠さない風土と安全文化の構築に向けた決意〕	48
添付資料リスト	49

1. はじめに

当社は、平成 11 年 6 月の志賀原子力発電所 1 号機の定期検査中に、原子炉において臨界に係る事故を起こすとともに、必要な記録を残すことなく、国および自治体に報告しておりませんでした。

今回の事故により、立地地域の皆さまをはじめ広く社会の皆さまからの信頼を当社自らが失墜させてしまいました。原子力行政への影響も懸念されるような重大な事態を発生させ、かつ報告していなかったことは誠に申し訳なく、深く反省し、お詫び申し上げます。

事故の事実は、経済産業省原子力安全・保安院長の「発電設備に係る点検について」（平成 18 年 11 月 30 日）の指示による当社の点検、調査の中で判明いたしました。

当社は、平成 19 年 3 月 15 日、経済産業大臣より、今回の臨界事故に対して嚴重注意を受けるとともに、本事故の事実関係及びその根本的な原因の究明、早急を実施することができる技術的な再発防止対策の策定、さらには本事故の根本的な原因を踏まえた抜本的な再発防止対策について報告すること、との指示を受けました。

当社では、このたびの指示を真摯に受け止め、志賀原子力発電所 1 号機を停止し、安全の総点検を進めるとともに、二度とこのような事態を惹起しないという決意のもと、平成 19 年 3 月 16 日に「志賀 1 号機事故調査対策委員会」を設置いたしました。

本委員会では、社長を委員長に、社外の原子力安全及び法律の専門家の方々にも加わっていただきながら、鋭意、調査・検討を進めてまいりました。

その結果、去る 3 月 30 日には、本事故の事実関係、その根本原因及び早急を実施することができる技術的な再発防止対策について取り纏め、経済産業大臣にご報告させていただきました。

本報告書では、既にご提出いたしました上記内容に加え、根本的な原因を踏まえて策定された抜本的な再発防止対策を盛り込み、ご報告申し上げます。

2. 調査・検討体制及び調査方法

2.1 調査・検討体制

当社は、経済産業大臣からの指示を受け、「志賀1号機事故調査対策委員会（以下、「本委員会」という。）」を設置するとともに、本委員会の下に3つの部会を設置した。また、弁護士3名による社外調査団を編成することとした。

2.1.1 志賀1号機事故調査対策委員会の設置

平成19年3月16日、本委員会を設置し、事実関係・原因の調査、究明を行うとともに、技術的な再発防止対策の策定、原子力の品質保証体制の再構築などの抜本的な再発防止対策及び設備の安全点検計画について、審議・検討を行うこととした。

本委員会は、永原社長を委員長とし、高田副社長を委員長代理とした。その他、副社長、2常務、原子力推進本部部長及び経営管理部長が委員として参加している。

また、審議・検討の客観性・透明性を確保するため、社外からシステム量子工学、法律を専門とする大学教授2名に委員としてご就任いただき、調査の方法や評価等に対して幅広くご意見をいただいた。

2.1.2 部会の設置

本委員会における審議・検討の実効性を高め、詳細な調査や具体的な対策の検討などを行うため、3つの部会を設置した。

「事実関係・原因究明部会」では、事実関係・根本原因の解明及び技術的な再発防止対策の検討・立案を行い、「再発防止対策部会」では、根本原因を踏まえた抜本的な再発防止対策の検討・立案を行うこととした。また、「設備安全対策総点検部会」では、設備の安全点検計画の策定等を行うこととした。

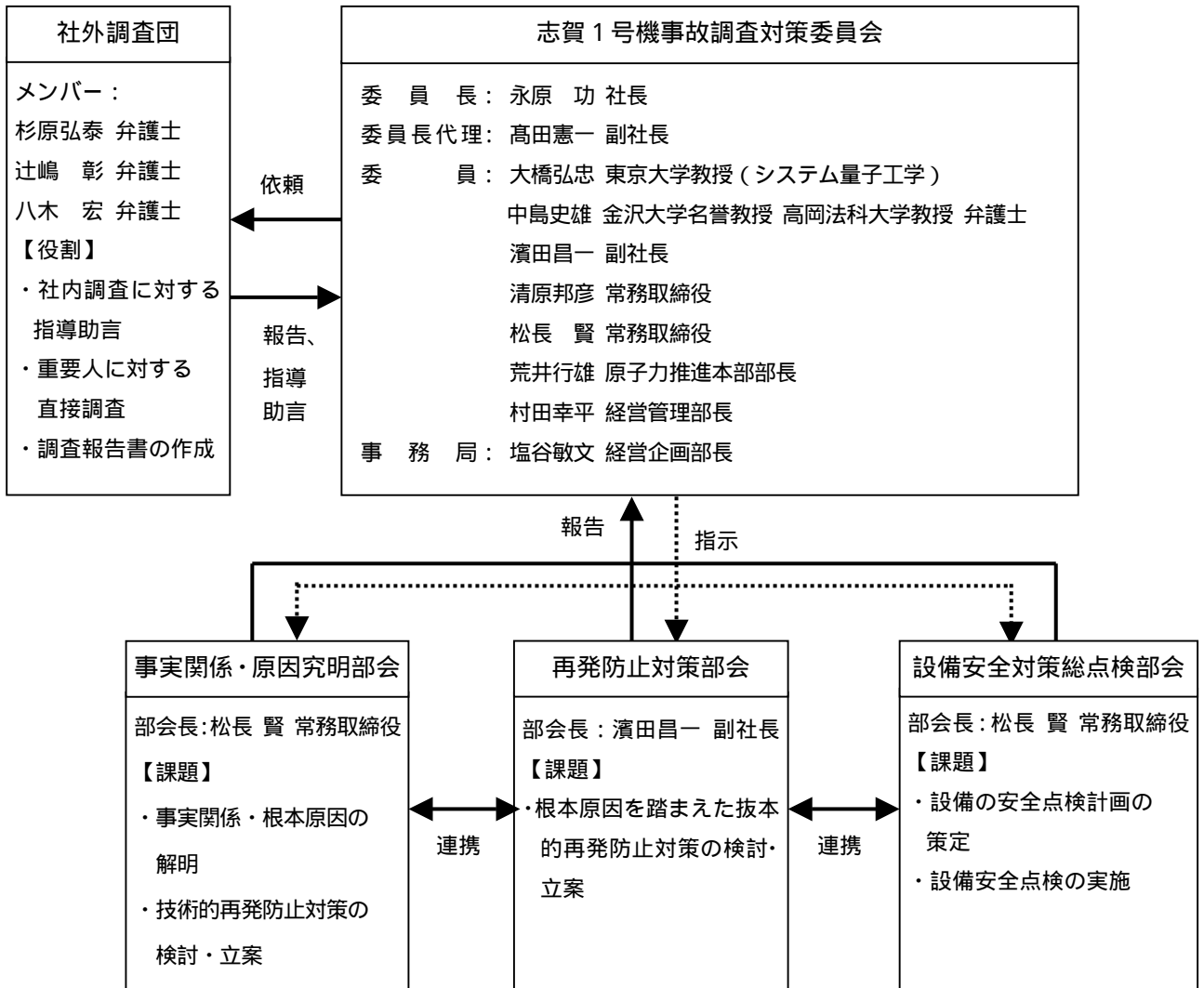
なお、各部会は本委員会の指示・指導の下、それぞれの課題について検討を進めるとともに、相互に緊密な連携をとりながら活動を推進した。

2.1.3 社外調査団の編成

本委員会における審議・検討には正確な事実関係の徹底究明が不可欠であるとの観点から、弁護士3名による社外調査団を編成し、今回の臨界事故が直ちに報告されなかったことについて、中立的・専門的立場から、調査に対して助言・指導をいただくとともに、重要人に対する直接調査を踏まえて、本委員会にその内容を報告いただくこととした。

なお、社外調査団のメンバーは、元大阪高検検事長である杉原弘泰弁護士を団長とし、元検事である辻嶋彰弁護士及び原子力訴訟の代理人を務めるなど原子力関係に詳しい八木宏弁護士にご参加いただいた。

以上の調査・検討体制を下図に示す。



志賀 1 号機事故 調査・対策体制

2.2 調査方法

今回の調査は以下の方法で事実の確認を行った。

2.2.1 聞き取り及び文書類の調査

「事実関係・原因究明部会」を中心に、志賀原子力発電所及び本店原子力部等の関係者に加え、当時、関わりのあったOB・メーカー関係者から、幅広く聞き取り調査を行った。

また、弁護士から構成される社外調査団により、経営層を含む重要な関係者に対する聞き取り調査を行い、中立的・専門的な立場から事実の認定に努めた。

(聞き取り調査総数)

実施主体	対象者	期 間	延べ人数
事実関係・原因究明部会	社員、OB、メ-カ-	3月16日～25日	147名
再発防止対策部会	社員、OB		59名
社外調査団	役員、社員	3月23日～25日	24名
計			230名

本店原子力部内及び志賀原子力発電所内等に保管されている資料やデータを記した記録紙等の文書類を調査し、その内容を精査・検討した。

(調査した社内資料)

- ・引継日誌(当直長、運転員)(平成11年6月18日)
- ・警報等の印字記録
- ・テレビ会議回線の接続記録
- ・キングファイル(5cm)で約900冊相当 等

2.2.2 事故事象の解明

想定外に制御棒3本が引き抜け、原子炉が臨界状態となったことを重視し、事故に至ったメカニズムの解明や安全性評価等を行うため、制御棒引き抜け挙動解明、炉心挙動解析、被ばく線量評価について、日本原子力技術協会等の協力を得て調査を実施した。

2.2.3 根本原因分析

事実確認調査に基づき、事故発生に至る作業項目を時系列的に整理した。また、作業が適切に行われていれば事故発生を防止できたと考えられる作業項目に着目し、なぜ適切に行われなかったかを問題点として洗い出した。

当該事故に関して報告しなかった問題も含め、洗い出した問題点について、その根本的な原因まで踏み込んだ調査・分析を日本原子力技術協会の協力を得て行った。

3. 事実関係の把握

3.1 事故発生に至る経緯

3.1.1 定期検査時の作業管理

定期検査時に実施される各種設備の点検や試運転、試験の際には、工事担当課と関係各課間における作業の通知、予定連絡、及び作業開始、終了時の確認等、様々な事項を管理する必要があるが、志賀原子力発電所では「作業票」によりこれらを行っている。

特に、感電や水漏れ等のトラブルを防止するため、電源の「切」や弁の「閉」といった安全処置を行う必要があり、これらを一般的に「アイソレーション」と呼んでいる。アイソレーションは作業毎に発効する作業票の中にリストアップされ、さらにアイソレーション毎にタグ管理（各機器に状態を記載した札を取り付ける管理）を行っている。また、アイソレーションには、作業に伴う操作スイッチの操作許可や試験条件作成なども含まれる。

工事担当課は作業を実施するにあたり、作業計画を立て、作業内容及びアイソレーションを十分に検討のうえ作業票を発効する。また、作業の重要度に応じて、作業管理体制、作業手順を定めた「作業計画書」を添付する必要がある。

工事担当課が作成した作業票は発電課に送付され、当直長は、作業票に基づき必要な操作計画を立てるとともに、関係各課と打ち合わせを行い、作業内容に係るアイソレーションを改めて検討後実施する。なお、アイソレーションの内容が変わる場合には、その都度、作業票による手続きを行い、発電課がアイソレーションを変更した後に次のステップに進むこととなっている。また、当直長は作業期間中の作業票について作業状況を把握する必要がある。

なお、アイソレーションには作業の実態にあわせて以下の3つの区分が存在する。

発電課による実施：発電課がアイソレーションを実施

工事担当課実施：技術的、物理的理由で工事担当課にアイソレーションを依頼する方が望ましい場合に、当直の監督下において工事担当課が操作を実施

特別承認：他系統への影響がなく、安全が損なわれない範囲で、工事担当課が操作を実施（当直の監督下でない状態での操作）

3.1.2 臨界事故の直接原因となった試験

今回の臨界事故の直接原因となった試験は、電気保修課が担当した「原子炉停止機能強化工事機能確認試験」（以下、「ARI試験」という。）である。原子炉停止機能強化工事は、アクシデントマネジメント（AM）対策工事の一環として第5回定期検査の期間に実施された特殊な改良工事であり、志賀1号機では初めて実施する試験であった。

本試験を実施するためには、試験の対象となる1本の制御棒を除き残り88体の制御棒駆動系水圧制御ユニット（以下、「HCU」という。）を隔離する必要があることが

ら、電気必修課は作業票を発行し、HCUの隔離弁等について「工事担当課実施」によりアイソレーションすることとした。作業票は電気必修課での検討後に発電課に送付され、発電課でのアイソレーションの検討が行われたが、この際作業票に試験要領書は添付されていなかった。(問題点 :「6.根本原因の究明」における問題点に対応。以下、同じ。)

一方、ARI試験の直前には機械必修課が担当する「制御棒駆動系機能検査(原子炉起動前)」のうちの「単体スクラム試験」が計画されていた。単体スクラム試験は、制御棒を1本ずつスクラムさせ、制御棒の挿入速度を測定する試験であり、中央制御室での単体スクラム操作と現場でのHCUのアクムレータの充填操作を、「特別承認」扱いとし工事担当課員の指示のもとメーカーが実施していた。

なお、制御棒の引き抜き操作についても、原子炉停止中であり燃料取替インターロックで1本しか引き抜けないようになっていることから、安全上の問題がないため工事担当課員やメーカーの担当者に実施させていた。

3.1.3 試験に用いられた要領書と試験実施前の調整

ARI試験を実施するためにメーカーから電気必修課に「第5回定期検査AM対策工事の内 原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書(以下、「ARI試験要領書」という。)」が提出された。ここでは、「(1)試験対象を除いた制御棒(88本)のアクムレータ充填水をブローし」、「(2)試験対象の制御棒を全引き抜きした後に制御棒駆動系駆動水流量を「0」とし」、「(3)試験対象を除いた制御棒(88本)の挿入元弁(101弁)、引抜元弁(102弁)及び充填水元弁(113弁)を全閉する」となっており、HCUの隔離弁の操作を1体ずつ行う手順ではなかった。また、原子炉への戻りラインを使う運転(以下、「リターン運転」という。)ではなく制御棒駆動系駆動水流量を「0」とする運転(以下、「ノンリターン運転」という。)としており、制御棒駆動系冷却水ヘッダの圧力が高くなると制御棒の誤引き抜きが発生する可能性があることの注意喚起についても記載されていなかった。(問題点、)

一方、「単体スクラム試験」は第1回定期検査より定期検査毎に実施していたもので、この試験要領については平成8年時点で「制御棒駆動機構機能試験標準要領書」(以下、「CRD試験要領書」という。)として標準化され確立していた。ここでは、「(1)試験対象の制御棒を全引き抜きし」、「(2)試験対象の制御棒の単体スクラムを行い」、「(3)スクラムした制御棒のアクムレータを充填する」ことを全89本の制御棒について繰り返す手順としていた。

前述のとおり、「単体スクラム試験」と「ARI試験」は連続して行われることとなっていたことから、二つの試験を効率的に進めるための調整が行われた。なお、この調整において2つの試験の手順をまとめた「複合手順メモ」も作成されていたが、実際には用いられず、連続で実施するための考え方をARI試験に取り入れた形に止まった。

調整は具体的には以下のように行われた。

- a. メーカーから提出された「ARI 試験要領書」及び「CRD 試験要領書」について、工事担当課担当者が内容を確認後、副課長が審査し、課長が承認した。
- b. その後、メーカーは二つの試験を効率的に進めるため「複合手順メモ」を電気保修課担当者に提案した。電気保修課担当者は、「複合手順メモ」を全面的には使わなかったが、発電課定検班、機械保修課へ配布するとともに、その考え方を一部取り入れ、次のように調整した。
- c. まず、機械保修課が ARI 試験の直前に実施する単体スクラム試験において、「アキュムレータに水をチャージする」操作をしないこととし、「1 ノッチ引抜・挿入操作」は ARI 試験側で実施することにした。
- d. それにより、電気保修課が使う「ARI 試験要領書」における「(2)試験対象 CRD を除いた制御棒(88 本)のアキュムレータ充填水をブローする」というステップは事実上「ブロー後の圧力を確認する」ということだけになった。また、これにより当該試験における現場での最初の実操作は「試験対象を除いた制御棒(88 本)の挿入元弁(101 弁)、引抜元弁(102 弁)及び充填水元弁(113 弁)を全閉する」という内容になった。これらの操作については、特に手順書等を作成せず行われており、機械保修課、電気保修課ともこれらの手順内容の変更について承認行為を行っていなかった。(問題点)
- e. なお、この「複合手順メモ」を通じた調整でも制御棒の誤引き抜けを防止する観点での注意喚起が行われた形跡は認められなかった。

3.1.4 試験要領書どおりの操作を行わなかったことによる臨界事故の発生

これまで調査した記録及び関係者の聞き取り調査結果等から、臨界事故は以下のように発生したものと推定される。

平成 11 年 6 月 15 日、CRD 単体スクラム試験の作業票が発電課により発効された。この際、単体スクラム試験時に圧力が変動して「原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報が頻発することを避けるため、警報を除外するアイソレーション(「リフト」と呼ばれる)が実施され、これ以降、冷却水ヘッダの圧力が上昇しても警報が発生しない状態となった。「リフト」は本来ならば単体スクラム試験の終了時に復旧されるべきだが、臨界事故の翌日まで復旧されなかった。二つの試験が連続で実施されたことから「ARI 試験」で必要な警報が無い状態となったものであるが、ARI 試験要領にも試験の際にこの警報を必要とする記載はなかった。(問題点)

平成 11 年 6 月 17 日、ARI 試験の作業票が発電課により発効された。この作業において、当直長は自らの指揮のもとで工事監理員にアイソレーションを実施させるため、アイソレーションが必要な時にタグを渡すべきであったが、試験に係る「担当課実施」のタグはこの時点で既に電気保修課に渡されていた。(問題点)

平成 11 年 6 月 17 日、20 時 43 分から単体スクラム試験が開始された。当時、原子炉は原子炉圧力容器上蓋及び原子炉格納容器上蓋が取り外されており、原子炉ウェルを満水とした状態であった。また、中性子束モニタについては、中性子源領域モニタ

及び中間出力領域モニタが計測中であったが、平均出力領域モニタについては点検中であった。

翌 18 日の 1 時 34 分、全 89 本の単体スクラム試験が終了し、1 時 57 分頃から、最も挿入速度の遅い 2 本の制御棒について、アキュムレータ圧力を最低圧力の約 11MPa とした状態での単体スクラム試験を実施し、2 時 8 分頃、単体スクラム試験が全て終了した。

一方、ARI 試験の関係者は、単体スクラム試験が終了するのを待っていたが、単体スクラム試験の終了が近づいた 1 時 44 分～50 分の間に管理区域内に入域した。2 時 8 分頃の単体スクラム試験の終了後、中央制御室において、運転員は電気係員に単体スクラム試験が終了したので、ARI 試験を実施して良いと伝えた。聞き取り調査の結果では、ARI 試験の関係者と当該の運転員は事前に打合せを行っておらず、作業票にも試験要領書が添付されていなかったことから、運転員は電気係員が行おうとしている具体的な操作内容を把握していなかった。(問題点)

運転員の了解を受け、中央制御室の電気係員が試験対象の制御棒[14-31]を全引き抜きするための準備をしていたところ、現場の電気係員とメーカー作業員が現場における最初の実操作、すなわち、試験対象を除く 88 本の制御棒駆動機構の隔離弁(101 弁、102 弁)の全閉操作を開始してしまった。この操作は、「ARI 試験要領書」では、試験対象の制御棒[14-31]を全引き抜きとし、駆動水流量調節弁を閉操作することにより制御棒駆動系駆動水流量を「0」とした後に行う必要があった。(問題点)

101 弁、102 弁の全閉操作は 4 名で同時に行い、まず南側の HCU を隔離し、引き続き北側の HCU の隔離を開始した。隔離操作が始まった後の 2 時 11 分頃、中央制御室では[14-31]を全引き抜きする前の 1 ノッチ引抜・挿入操作が行われていたが、この時点で冷却水ヘッド圧力の上昇が始まっていたため、制御棒の駆動は正常に行われなかった。

現場での隔離が進むにつれ、冷却水ヘッド圧力の上昇は継続し、流水音が大きくなるとともに、現場での弁操作が重くなり両手で操作しないと動かなくなっていたが、操作した電気係員とメーカーの作業員は制御棒の引き抜けについての知識がなく異常と判断しなかった。

当直長以下の運転員はこの時点で HCU の隔離操作が行われていることを認識しておらず、従って制御棒駆動系の駆動水流量や冷却水ヘッド圧力の監視等は実施していなかった。また前述のとおり、「原子炉・CRD 冷却水ヘッド間差圧高/低」警報が発生しないようになっていたため、制御棒の誤引き抜けの発生する可能性がある圧力まで上昇していたにも拘らず、だれも認識することができなかった。

2 時 17 分に最初の制御棒の引き抜けが始まり、最終的に 3 本の制御棒([30-39]、[26-39]、[34-35])が引き抜け、2 時 18 分に原子炉が臨界となり、同時刻に中間領域モニタ高高信号により原子炉の自動スクラム信号が発生した。

3.1.5 臨界時の対応

運転員はスクラム警報が発生した時点で初めて異常に気付き、当直長は運転員に制御棒の状況、中性子束、及び、放射線モニタ等の関係パラメータを確認させた。本来なら制御棒が緊急挿入される所、ARI 試験の途中だったためにアキュムレータが充填されておらず、また挿入元弁（101 弁）が閉められていたため、制御棒は緊急挿入されなかった。当直長は、電気保修課が実施していた操作の内容を確認し、それまで実施していた HCU の隔離操作が原因と判断し、2 時 25 分、現場の電気保修課員に弁の復旧を指示した。

現場では、当直長の指示により、全制御棒の挿入元弁（101 弁）引抜元弁（102 弁）の開操作を実施し、引き抜けた 3 本の制御棒の 101 弁、102 弁が開いたことにより、制御棒駆動水系の圧力が制御棒駆動機構に加わり、制御棒の挿入が始まった。

最終的には原子炉の自動スクラム信号が発生した 15 分後に制御棒が挿入され原子炉は未臨界状態となった。

事象発生時の記録計チャート、関係者が個人的に保管していたプロセス計算機の記録及び過渡現象記録装置出力帳票から確認された時系列は以下のとおりであった。

平成 11 年 6 月 18 日

- ・ 2 時 17 分 27 秒 制御棒が引き抜け始めた。
- ・ 2 時 18 分 41 ~ 43 秒 「SRM 炉周期」が 11 秒と短くなり、更に計測範囲を逸脱し、かつ「SRM 高」が発生し、原子炉が臨界に達した。
- ・ 2 時 18 分 44 秒 「IRM 高高 / 動作不能」「原子炉自動スクラム」により原子炉緊急停止条件が成立し、「原子炉スクラム」信号が発生した。
- ・ 2 時 18 分 45 秒 IRM の各チャンネルが表示範囲を逸脱した。
- ・ 2 時 18 分 53 ~ 54 秒 制御棒 [30-39] が 20 ポジション位置、制御棒 [26-39] が 16 ポジション位置、制御棒 [34-35] が 08 ポジション位置にあることを確認した。
- ・ 2 時 18 分 53 ~ 57 秒 「SRM 炉周期」が正常復帰し、20 秒以上になり、中性子束の上昇が緩やかになった。
- ・ 2 時 24 分 28 秒
 ~ 26 分 48 秒 IRM の各チャンネルが順次正常復帰していることから、IRM のレンジを上げて可視範囲とし、運転員が中性子束を確認したと考えられる。また、「IRM 高高 / 動作不能」が「正常復帰」し、原子炉緊急停止信号発生レベルより低下した。
- ・ 2 時 32 分 19 秒 「SRM 炉周期」がレンジ逸脱し、「SRM レベル」が 9.90×10^4 cps に低下したことから、制御棒の挿入に伴い未臨界状態に向けて中性子束が低下し始めた。また、同時期に IRM レベルも低下している。
- ・ 2 時 33 分 00 秒 引き抜けた制御棒 3 本が全挿入した。

3.2 意思決定の過程

3.2.1 事故発生に関する発電所関係者への第一報

スクラム警報が発生し、初めて異常に気付いたとき、中央制御室には、当直長以下4人の運転員がいた。事故発生から、現場状況及び電気保修課が実施していた操作内容等を確認し、制御棒を挿入するまで、約15分を要した。

当直長は、一連の初期対応を終えた後、発電課長に連絡した。発電課長は所長以下関係者に連絡し、関係者が発電所の緊急時対策所に集合したが、既にその時点で事故発生から、外部への第一報の目安である30分を大幅に経過していたと思われる。(問題点)

緊急時対策所に集まった者として特定されたのは、所長以下14名であった。なお、その他にも出席者がいたという証言がある。

3.2.2 緊急時対策所での協議内容

緊急時対策所において、発電課長から以下の状況説明及び事実確認が行われた。

- ・原子炉停止機能強化工事の機能確認試験の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、想定外に制御棒が数本引き抜け中性子束(IRM)高高で、スクラム信号が発信された。
- ・制御棒全挿入までにかなり時間を要した。
- ・現在、制御棒が全挿入され原子炉は安定に停止している。

3.2.3 事故に対する関係者の認識

出席者は各自の専門知識の違いもあり、この事象に対する理解は様々であった。全員が「臨界」が起きたとの認識ではなかった。

しかし、原子炉停止中に制御棒が落ち、中性子束が上昇するという大変な事が起きたとの認識が多くの関係者にあった。(問題点)

3.2.4 対応策の検討と意思決定

事実確認の後、対応策の検討に入ったが、多くの出席者は、この件を報告した場合の重大さを十分認識していたと思われる。

すなわち、志賀2号機がおよそ2ヶ月後の平成11年9月に着工を控えており、今回の事故が外部公表となれば着工が延期されることは容易に予想された。

また、事故発生4日前の平成11年6月14日、非常用ディーゼル発電設備のクランク軸にひびが発見され、この事象の対策に追われていた真最中であり、1号機立ち上げの目処が全く立っていない状況にあった。

こうしたなかで、「ノイズの可能性があるので」との発言(発言者不明)がある一方、技術課担当からは、「臨界ではないか」との発言もあった。(問題点)

最終的には、「この事象が外部に出ると2号の工程に遅れがでる」との意見もあり、所長は、社外に報告しないことを決断した。(問題点)

なお、次長(炉主任)は、所長に「報告すべき」という意見具申する役割を果たさず、

公表しないことに反対しなかった。

その後、発電所と本店原子力部、東京支社、石川支店間でテレビ会議が行われた。

テレビ会議では、発電所の考えとして、「制御棒が過挿入により、位置不明の表示となったこと」「何らかのノイズにより IRM に信号が入ったこと」「実際に出力が上がっていないことから、連絡対象でないこと」が説明され、誤信号であったとの結論が報告された。

発電所からの上記報告に対し、異論が特に出されることはなく、テレビ会議は終了した。(問題点)

このことから、発電所の意思決定に対する本店の関与は認められなかった。

また、当時の経営層については、本人からの聞き取り調査の結果、本事実についての認識はなく、また他の証言からも関与は認められなかった。

3.2.5 事故記録の改ざん

発電課長は、発電所中央制御室に行き、当直長らに対し、本事故は誤信号であるから、当直長及び運転員の引継日誌に本事故に関する記述をしないように指示した。その結果、当直長及び担当運転員は、引継日誌に本事故に関する事項を記載しなかった。

また、本事故を隠すため、炉心中性子束モニタ (SRM、IRM) の記録計チャートには「点検」と記載しているが、その記載時期及び関与者は不明である。

緊急時対策所での協議の際に、中央制御室から切り取られてきた警報等印字記録 (アラームタイパー) は、本来保管されるべきものにもかかわらず、そのコピーが個人的に保管されていたのみであり、その原本は所在不明となっている。その関与者については不明である。

3.3 事故後の措置

事故発生後、事故状況の把握、原因調査及び再発防止対策等の検討、措置が必要である。これらの必要な検討、対応に対し、何が行われていたかを、当時の状況を知っていると思われる社員 22 名に対し、当時取った措置について聞き取り調査を行うとともに、記録の有無の確認を行った。

その結果、事故の解明、原因調査、再発防止対策等の必要な検討・措置に関し、個々人が自ら成し得る範囲において個別に検討・対応を実施していたものの、組織立った対応は行われなかった。(問題点)また、事故の原因となった試験については、手順を改訂の上、3日後に実施していた。

3.3.1 状況把握

事故発生直後、運転員は、原子炉スクラム後の操作確認、作業状況の確認、現場の重点パトロールを行う必要がある。また、事故発生の連絡を受け、緊急時対策所に参集した関係者は、運転員への助言や社内外への連絡等のため、事故状況を正確に把握する必要があった。

調査の結果、運転員は、原子炉周りの状況把握を行うとともに、速やかに作業状況

の把握を行い、適切に発電課長に連絡していたが、現場の重点パトロールは行っていなかった。

また、技術課担当は、原子炉の詳細なパラメータから、臨界状態となったことを確認していた。

3.3.2 事故発生後の影響調査

事故発生後、運転員及び安全管理課員は、エリア放射線モニタの指示値の変化、作業員の被ばく評価、放射性物質の環境への放出量を評価する必要があった。

調査の結果、運転員は事故直後に、安全管理課副課長は緊急時対策所での会議後に、エリア放射線モニタ等の指示値に有意な変化がないことを確認した。安全管理課員は、通常の管理業務の中で、作業員に異常な被ばくがないことを確認していたが、中性子による被ばくの評価は行っていなかった。また、環境への放射性物質の放出については、炉水の分析結果を踏まえ安全管理課副課長が通常の管理でよいと判断した上で、通常の管理業務において異常な放出がないことを確認していた。

3.3.3 設備健全性評価

(1) 燃料の健全性

事故発生後、燃料の健全性を確認し、継続使用の可否を判断する必要があり、このためには、出力変化や燃料エンタルピ等の評価、炉水分析による燃料破損の有無の確認を行うとともに、必要により、燃料集合体の外観検査を行うべきであった。

調査の結果、技術課長の指示もあり、技術課担当は、IRM 挙動から算出した炉周期から反応度を求め、安全解析結果と対比して燃料エンタルピを評価し、燃料の健全性に問題はないと結論付けて技術課長に報告していた。ただし、計算を誤り、過小評価を行っていた。

また、安全管理課副課長は、炉水の分析により、短半減期核種のマンガン 56 が検出されたことで臨界になったことを確信したが、核分裂生成物の濃度に異常がないことから燃料に破損がないと判断していた。

(2) 制御棒、制御棒駆動機構、HCU の健全性

事故発生後、制御棒、制御棒駆動機構、HCU について、機能試験により機能上問題がないことを確認するとともに、必要に応じて、分解点検等の詳細点検を実施し、故障等がないことを確認する必要があった。

調査の結果、制御棒の外観点検や各機器の分解点検までは実施していないものの、再試験時又は通常の定期検査時の試験として、単体スクラム試験、常駆動試験、ストールフロー試験等を実施し、制御棒が正常に動作することを確認していた。

なお、制御棒の外観点検や各機器の分解点検については、第6回定期検査以降行われている。

3.3.4 原因調査、再発防止対策、水平展開

制御棒引き抜けが発生した原因を調査し、再発防止対策を策定、実施するとともに、類似作業においても制御棒の引き抜けが生じないよう水平展開方策を策定、実施する必要があった。

調査の結果、原因を詳細に検討したという事実は確認されなかったものの、制御棒引き抜けの再発防止のため、隔離前後の CRD 系統の流量・圧力の確認及び系統圧力流量調整弁全閉後、前後弁を閉とし、確実に流量を 0 とすることや HCU の隔離を 1 体毎にすることを手順に加えており、系統圧力の上昇が制御棒引き抜けの原因であると推定したものと推測される。

また、水平展開として、制御棒駆動系の隔離時には、リターンラインを構成するよう、運転指示として当直長間で引継ぎが行われていた。

4 . 事故事象の解明

4 . 1 制御棒引き抜け挙動の解明

4 . 1 . 1 目的

第5回定期検査の「ARI 機能検査」時に行った操作により制御棒引き抜け事象が発生したメカニズムを明確にするとともに、この事象をモックアップ試験により再現・検証する。

4 . 1 . 2 制御棒の引き抜け事象が発生した推定メカニズム

制御棒が引き抜けたメカニズムは以下のとおりと推定される。

制御棒駆動機構の隔離前は、駆動水流量は 1250/min であり、制御棒駆動系原子炉耐圧テスト止め弁（036 弁）は開けられておらず、原子炉への戻りラインは構成されていなかった。この状態で、試験を行う制御棒駆動機構以外の水圧制御ユニットにおいて、制御棒駆動系挿入配管隔離弁（101 弁）および制御棒駆動系引抜配管隔離弁（102 弁）を順次閉止する隔離操作が行われたことにより、冷却水ヘッド圧力が徐々に上昇した。

冷却水ヘッド圧力の上昇に伴い、挿入配管側には制御棒を押し上げる方向に冷却水の水圧が加わった。また、引抜配管側についても、オリフィス付き制御棒駆動系排水逆止弁（038A 弁、038B 弁）と制御棒駆動系常駆動切換弁（121 弁）を通過した冷却水により加圧されていった。

挿入側の押し上げ力が制御棒の重量に打ち勝つためには、原子炉と冷却水ヘッドの差圧（以下、「冷却水ヘッド差圧」という。）約 0.5MPa 以上が必要であるが、引抜配管側からの押し下げ力も加わるので、冷却水ヘッド差圧が約 0.7MPa 以上となった場合に制御棒が挿入側に移動する可能性がある。また、コレットフィンガは冷却水ヘッド差圧が約 0.7MPa でばね力に打ち勝ち移動し始め、約 1.0MPa で上端位置に保持される。

この状態で 101 弁を閉止すると、挿入配管からの冷却水圧力が無くなり、引抜配管からの冷却水が、コレットフィンガを押し上げたまま制御棒を引き抜き側に押し下げるために制御棒が引き抜ける。

以上より、制御棒の引き抜けが発生する冷却水差圧の状況を推定すると以下のようになる。

①冷却水ヘッド差圧 約 0.7MPa 以下の場合

制御棒が過挿入とならず、またコレットフィンガも押し上げられないので、ラッチは外れず引き抜きは発生しない。

②冷却水ヘッド差圧 約 0.7～約 1.0MPa の場合

制御棒が過挿入となり、コレットフィンガも押し上げられラッチが外れるので、引き抜けが発生する可能性がある。なお、コレットフィンガの位置によっては再

ラッチする可能性もある。

③冷却水ヘッド差圧約 1.0MPa 以上の場合

制御棒が過挿入となり、コレットフィンガも上端位置にあるので、引き抜けが発生する可能性がある。

制御棒の引き抜け動作は、引抜配管の圧力が約 0.7MPa まで下がりコレットフィンガが元の位置に戻りラッチされるまで継続することから、スクラム信号によりスクラム出口弁（127 弁）が開動作するか、102 弁が閉止することで圧力が下がり、コレットフィンガがラッチして引き抜けが止まったと推定される。なお、引き抜けた制御棒は、101 弁が閉止されているため、スクラム信号が発生し、制御棒駆動系スクラム入口弁（126 弁）および制御棒駆動系スクラム出口弁（127 弁）が開動作しても、水圧制御ユニットアキュムレータの圧力の有無にかかわらず当該制御棒のスクラム挿入はできない状態であった。

この状態から 101 弁、102 弁を開ければ、挿入配管からの冷却水圧力が加わり、制御棒が挿入される。

4.1.3 モックアップによる確認

(1) 方法

メーカーの工場において、志賀 1 号機と同一型式の試験用高速型制御棒駆動機構により、以下のとおり今回推定したメカニズムどおりの動作となるか、再現・検証を行う。

また、炉心挙動解析に適用する引き抜け速度評価モデルの妥当性を検証するため、冷却水ヘッド差圧及び制御棒引き抜け速度を実測する。

① 冷却水ヘッド差圧が高い状態を模擬し、101 弁、102 弁両弁開状態から、101 弁のみを閉止することにより、同様に制御棒が引き抜かれる事象が発生するか確認する。

② ①の状態が確認された後、以下の 2 ケースにより制御棒が停止することを確認する。

ケース 1：102 弁を閉止する。

ケース 2：102 弁開状態で制御棒駆動系スクラム出口弁（127 弁）を開する。

③ ②の状態が確認された後、以下の 2 ケースにより制御棒が挿入されることを確認する。

ケース 1：102 弁を開状態とした後、101 弁を開状態とする。

ケース 2：102 弁開状態、制御棒駆動系スクラム出口弁（127 弁）の開状態で、101 弁を開状態とする。

(2) 結果

モックアップ試験の結果から、今回推定した以下のメカニズムどおりの動作となり、再現性が検証できた。

また、引き抜け速度評価モデルの妥当性を検証するため、冷却水ヘッダ差圧及び制御棒引き抜け速度を実測した。

- ① 冷却水ヘッダ差圧が高い状態で 101 弁を閉止すると制御棒が引き抜ける事象が発生する。
- ② この状態で 102 弁を閉止するか制御棒駆動系スクラム出口弁 (127 弁) が開になると、制御棒の引き抜けが停止する。
- ③ その後、制御棒駆動系スクラム出口弁 (127 弁) が開の状態では、101 弁、102 弁を開ければ、制御棒が挿入される。

4.2 炉心挙動の解析

4.2.1 目的

志賀 1 号機第 5 回定期検査中の臨界事故時に引き抜けた制御棒周りに装荷していた燃料集合体 (以下、4.2 では「当該燃料集合体」という。) については、その後燃料漏えいはなく健全に使用を終えているが、ここで、事故当時の炉心挙動の解析を行うことにより反応度、原子炉出力等の経時変化を把握するとともに、解析の結果から燃料の健全性の評価を行う。また、使用済燃料貯蔵プールで貯蔵している当該燃料集合体の外観点検を行い、実際に燃料の健全性について確認する。

4.2.2 反応度評価並びに出力及び燃料健全性の解析・評価

(1) 方法

志賀 1 号機第 5 回定期検査中の臨界事故時の炉心状態を解析・評価するに当たり、事故当時の制御棒の引き抜け速度、原子炉冷却材温度等を入力条件として設定する。これを基に解析コード (プログラム) を用いて炉心挙動解析を実施し、制御棒の引き抜けにより投入された反応度、出力変化から、その時の燃料エンタルピ (燃料ペレットの持つ熱量) を求め、燃料の健全性を評価する。

燃料の健全性については、解析結果の燃料エンタルピを「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に定める燃料の許容設計限界及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に定める PCMI 破損しきい値のめやすと比較することによって評価する。

(2) 解析条件

評価は、原子炉設置許可申請書の安全解析で使用している許認可解析コードを用いて実施し、原子炉設置許可申請書の安全解析結果との比較も行う。

a . 解析コード

使用する解析コードは以下のとおり。

	解析コード名
引抜き制御棒反応度算出	三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード
事象進展の解析	反応度投入事象解析コード (APEX)
燃料エンタルピの解析	単チャンネル熱水力解析コード (SCAT)

b . 主要入力条件

解析で使用する、炉心燃料配置、冷却材温度等の入力データとしては、事故当時の値が明らかなものについてはその値を用いるとともに、制御棒引き抜け順番や引き抜け速度等、値が明らかでないものについては、想定できる範囲内で解析結果を厳しくする値を用いる。

解析結果に大きな影響を与える、制御棒の引き抜け順番及び引き抜け速度については、以下の考え方により設定した。

制御棒の引き抜け順番の考え方

- ・引き抜けた3本の制御棒の停止位置は制御棒[26-39]が16ポジション、制御棒[30-39]が20ポジション、制御棒[34-35]が8ポジションであった。
- ・上記3本の制御棒は、スクラム直後に行った制御棒位置確認により、引き抜けが確認されたものであり、それ以外の制御棒は全挿入状態であったことから、引き抜けていた制御棒は上記3本のみである。
- ・1本目の制御棒が引き抜け始めたことにより、「全制御棒全挿入信号」が「NO」となった。
- ・この制御棒は、作業員が102弁を閉めたことにより引抜配管の圧力が下がり、停止したものと推定される。
- ・制御棒[34-35]の停止位置(8ポジション)は他と比較すると高い位置であるため、102弁閉によるものではなく、原子炉スクラム信号発信、スクラム弁開により系統圧力が急降下したため停止した可能性が高く、3本目に引き抜けたと仮定。
- ・2本目の制御棒がどの時点で引き抜け、停止したかはわからないため、解析結果を厳しくする(臨界近傍での反応度添加率を高くする)よう制御棒[34-35]と同様に原子炉スクラム信号により停止したものと仮定。
- ・制御棒[26-39]と制御棒[30-39]のどちらが先に引き抜けた制御棒かが不明なため、解析結果を厳しくする(臨界近傍での反応度添加率を高くする)観点から、

制御棒[30-39]が最初に引き抜けたものと仮定。

以上のことから、制御棒[30-39]が最初に引き抜けて「全制御棒全挿入信号」を「NO」とし、制御棒[26-39]は制御棒[34-35]と共に引き抜けて原子炉スクラム信号により停止したとして解析を行う。

引き抜け速度の考え方

- ・原子炉－冷却水ヘッダ間差圧から制御棒引き抜け速度を算出する評価モデルを構築した。
その評価モデルによる評価値を「4.1.3 モックアップによる確認」によって得られた実測値と比較した結果、構築した評価モデルが保守性を有することが確認された。
- ・事故発生時の原子炉－冷却水ヘッダ間差圧は特定困難なことから、想定される最大値である約 13MPa（制御棒駆動水ポンプミニマムフロー運転時のポンプ吐出圧力）を事故発生時の差圧と仮定するとともに、全制御棒の工場出荷試験時の流路抵抗実測値（平均値）を用いて、評価モデルにより制御棒引き抜け速度を計算した結果、47mm/s となった。
また、引き抜けの発生した 3 本の制御棒について至近の定期検査時（第 2 回定期検査時）の流路抵抗測定結果を条件として引き抜け速度を計算した結果、それぞれ約 45mm/s 台[26-39]、47mm/s 台[30-39]及び約 48mm/s 台[34-35]となり、その平均は約 47mm/s であった。
- ・このため、解析では、制御棒引き抜け速度として 47mm/s を用いることとした。

（3）結果

事故発生前、原子炉の実効増倍率は約 0.956 であった。

制御棒[30-39]の引き抜けにより、全制御棒全挿入信号が「NO」となり、その後 102 弁閉止により制御棒[30-39]は停止位置 20 ポジションで停止した（解析条件）。この時原子炉は未臨界であった。

その後、制御棒[26-39]及び[34-35]の 101 弁が順次閉止されたことにより、それぞれの制御棒の引き抜けが始まった（解析条件）。これにより原子炉の実効増倍率は臨界点である 1.0 に到達した。この時の原子炉出力は定格出力の約 10^{-6} %程度と推定した。その後、さらに臨界点を超えて臨界超過となり、原子炉出力は増加し始めた。

IRM（レンジ 1）高高の設定値を超えたため、原子炉スクラム信号が発信し、これにより制御棒[26-39]及び[34-35]はラッチされ制御棒の引き抜けは停止した（解析条件）。引き抜け停止時刻は、最も遅れた場合で原子炉スクラム信号発信の約 3.2 秒後である（解析条件）。

a . 事故時の整定出力を基に超過反応度を求めた場合

臨界事故発生後の整定原子炉出力を基に算出した超過反応度 $0.5\% \Delta k$ を用いて許認可解析コードにより解析した結果は以下のとおり。

炉心平均中性子束は原子炉スクラム信号発信後約 6 秒で定格値の約 2 %まで上昇し、これに伴う燃料ペレット温度の上昇によるドップラ効果の自己制御性が働き、負の反応度フィードバックが加わって降下し始めた。なお、原子炉熱出力（単位時間当たりに燃料から水に伝えられる熱量）の最大値は 0.5%未満である。

燃料エンタルピの最大値は約 93kJ/kgUO_2 [約 22cal/gUO_2] となり、4. 2. 2 (1) に述べる判断基準を満足していることから、燃料が健全であることが確認された。

また、今回の臨界事故では、浸水燃料の存在を仮定しても浸水燃料の破損は生じない。

b . 冷温臨界試験の結果から超過反応度を求めた場合

第 6 サイクル初期に実施した冷温臨界試験の結果を基に算出した超過反応度 $0.789\% \Delta k$ を用いて許認可解析コードを用いて解析した結果は以下のとおり。

炉心平均中性子束は原子炉スクラム信号発信後約 2 秒で定格値の約 15%まで上昇し、これに伴う燃料ペレット温度の上昇によるドップラ効果の自己制御性が働き、急激な負の反応度フィードバックが加わって即時に降下し始めた。原子炉スクラム信号発信から約 15 秒後には炉心平均中性子束は定格値の 1%を下回り、その後も低下し整定した。なお、原子炉熱出力（単位時間当たりに燃料から水に伝えられる熱量）の最大値は 1 %未満である。

燃料エンタルピの最大値は約 171kJ/kgUO_2 [約 41cal/gUO_2]、ピーク出力部燃料エンタルピの増分の最大値は約 52kJ/kgUO_2 [約 13cal/gUO_2] となり、4. 2. 2 (1) に述べる判断基準を満足していることから、燃料が健全であることが確認された。

また、今回の臨界事故では、浸水燃料の存在を仮定しても浸水燃料の破損は生じない。

以上 a. 及び b. の解析結果と事故当時使用していた高燃焼度 8 × 8 燃料の採用に係る原子炉設置変更許可申請書での安全解析結果との比較を次表に示す。

安全解析結果の比較（許認可解析コードによる解析結果）

		投入制御棒 反応度 [% Δ k]	制御棒 引き抜き速度 [mm/ s]	燃料エンタルピの 最大値 [kJ/kgUO ₂] ([cal/ g UO ₂])		ピーク出力部 燃料エンタルピの 増分の最大値 [kJ/kgUO ₂] ([cal/ g UO ₂])	
				解析値	判断基準	解析値	判断基準
今回の事故 の解析	a	約0.5	47	約 93 (約 22)	—	—	—
	b	約0.789		約171 (約 41)		約 52 (約 13)	
安全 解析	起動時の制御 棒の異常な引 き抜き	約0.5	91	約126 (約 30)	385* ¹ (92)* ¹	—* ²	(a)* ³
	制御棒落下	1.5	950	約830 (約198)	963 (230)	—* ²	—

* 1 : ペレット燃焼度 40Gwd/t 未満

* 2 : 「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」は、燃料集合体最高燃焼度 55,000MW d / t を目標とした高燃焼度燃料の安全審査以降に適用

* 3 : (a) ; ペレット燃焼度 25Gwd/t 未満の場合 : 460(110)、
ペレット燃焼度 25Gwd/t 以上 40Gwd/t 未満の場合 : 355(85)

安全解析のうち「運転時の異常な過渡変化」の解析の一つである「起動時の制御棒の異常な引き抜き」では、最大制御棒価値の制御棒が最大引き抜き速度で1本引き抜かれるとしている。今回の事故は3本の引き抜きであったが、中間位置で停止したこと、最大価値の制御棒ではなかったこと、引き抜き速度も小さかったことから、超過反応度の設定によっては燃料エンタルピが起動時の制御棒の異常な引き抜きの解析結果を超えたものの、過渡変化の判断基準を満足していた。

さらに、安全解析では「事故」の解析の一つとして「制御棒落下」の解析を行っているが、今回の事故は制御棒落下の解析結果および判断基準も満足していた。

なお、参考として、冷温臨界試験の結果から超過反応度を求める場合の誤差を考慮した感度解析及び関連して想定しうるより厳しい条件下での結果の確認も行い、問題のないことを確認した。(添付資料4-9)

4.2.3 燃料集合体外観点検

(1) 方法

当該燃料集合体（高燃焼度 8 × 8 燃料）は、事故発生後、第10回定期検査までの各定期検査時に原子炉から順次取り出され、現在は、全て使用済燃料貯蔵プールに貯蔵している。

これら燃料集合体について、燃料棒表面に付着したクラッド^(注)を除去し、水中テレビカメラを用いて外観点検を実施する。

(注)クラッドとは、原子炉冷却中において、配管系の金属材料の腐食によって生ずる腐食生成物のうち、水に溶けない金属酸化物の総称である。

(2) 結果

事故当時相対出力の大きかったと思われる燃料集合体から順に9体、燃料集合体外観点検を行い、その結果、燃料棒及び燃料棒以外の構成要素に、著しい損傷、変形及び腐食は認められなかった。

4.3 被ばく線量の評価

4.3.1 目的

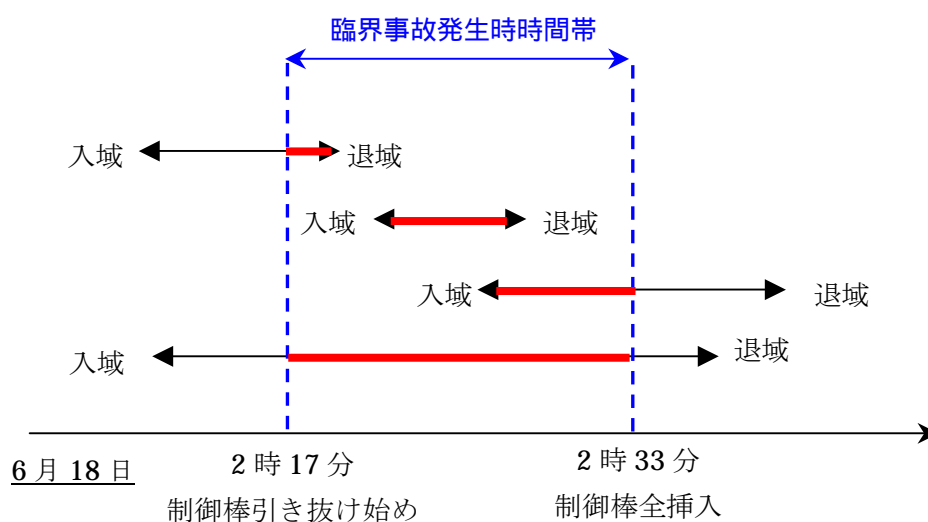
臨界事故発生時に管理区域内に滞在した放射線業務従事者に有意な被ばくがあったのか、また、一般公衆に対する影響があったのかを調査する。

4.3.2 放射線業務従事者に係る調査

(1) 管理区域滞在者の被ばく線量の確認

a. 管理区域滞在者の確認

放射線管理計算機に保存されている放射線業務従事者の管理区域出入実績から、臨界事故が発生した時間帯（制御棒が引き抜け始めた2時17分から全制御棒が全挿入となった2時33分まで）に管理区域に滞在していた放射線業務従事者（以下「管理区域滞在者」という。）を確認した結果、制御棒駆動機構の試験に係る電力社員2名とメーカー作業員2名、及びその他の作業に従事していた2名の計6名であった。



臨界事故発生時の管理区域滞在者の例

b . 管理区域滞在者の 線による線量の確認

管理区域滞在者の線量のうちγ線による線量について、放射線業務従事者が管理区域に立ち入る都度携行する警報付ポケット線量計（以下「APD」という。）の測定値により確認した結果、全員が0.00mSvであった。

c . 管理区域滞在者の中性子線による線量の確認

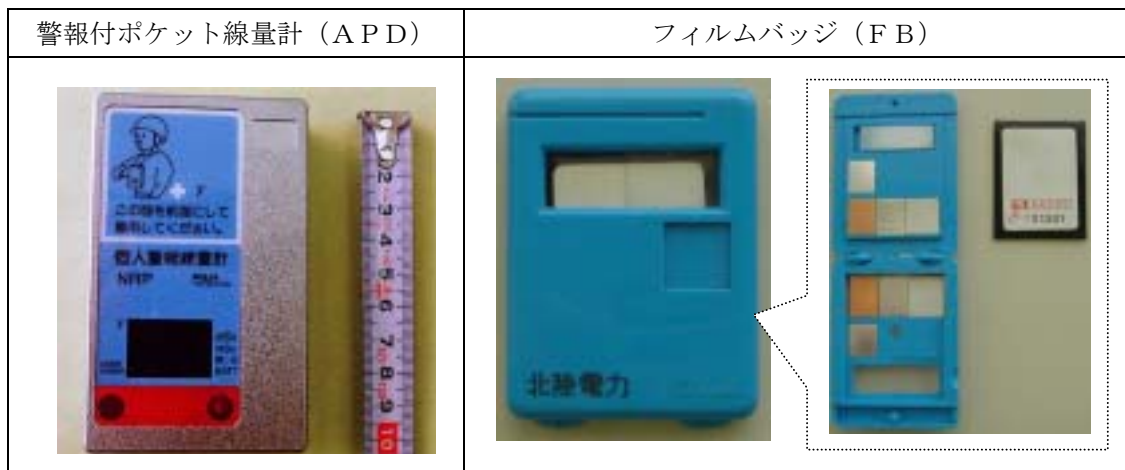
中性子線については、100%出力運転中であっても、通常人が立ち入る場所の線量率は測定下限（0.001mSv/h）未満であり、その被ばくを考慮する必要はない。

しかし、臨界事故発生時には、原子炉压力容器及び原子炉格納容器の上蓋が取り外されており、原子炉建屋4階原子炉ウェル周りには原子炉を直視できる位置があったこと、また、原子炉格納容器の所員用エアロック等が開放されており、原子炉格納容器内に立ち入ることが物理的に可能であったことから、原子炉建屋4階及び原子炉格納容器内では中性子線による被ばくのおそれがあった。

そのため、管理区域滞在者6名が当該場所に立ち上がったかどうかについて、管理区域入域時の作業件名及び聞き取りにより確認した結果、原子炉建屋4階及び原子炉格納容器内に立ち入っていないことが分かった。

また、管理区域滞在者はフィルムバッジを着用しており、熱中性子線による線量は測定できるため、平成11年6月のフィルムバッジ測定算定記録を確認したところ、当該の6名の熱中性子による線量は全て検出限界未満（X）であった。

以上の結果より、中性子線による被ばくのおそれはないと考えられる。



（2）中性子線による被ばくを仮定した場合の線量評価

APDはγ線による線量を測定できるが、中性子線による線量は測定できない。また、フィルムバッジも熱中性子線による線量は測定できるが、速中性子線による線量を測定できない。

そのため、管理区域滞在者が中性子線による被ばくをしていたと仮定した場合の線

量を以下のとおり推定した。

- ①管理区域滞在者の γ 線による線量は、APDによる測定で0.00mSvであることから、保守的に0.005mSv未満であったとする。(APDは、0.005mSv未満は「0.00」の表示となる。)
- ②中性子線による線量は、中性子線と γ 線の線量率の比率（以下、「n/ γ 比」という。）を γ 線による線量に乗じて算出する。なお、評価に用いるn/ γ 比は、運転中に原子炉施設において実際の中性子線量率を測定でき、かつ、n/ γ 比が高い所員用エアロック前の20を用いる。
(実測値を用いているため、実際の中性子エネルギーにおける比率であり、熱中性子及び速中性子による線量を評価することになる。)

その結果、中性子線による被ばくを仮定した場合であっても線量は0.1mSv（=0.005mSv×20）未満となり、検出限界値（標記は「X」）であることから、中性子線による線量を含めた評価線量は「X」と推定される。（評価線量の算出にあたって「X」は数値として加算されない）

γ 線による線量 (APDによる測定値)	中性子線による線量 (n/ γ 比による計算値)	評価線量
「X」 (0.005mSv 未満)	「X」 (0.1mSv 未満)	「X」

4.3.3 一般公衆に係る調査

(1) 放射性希ガスに係る確認

臨界事故により燃料が破損し、燃料被覆管の中から希ガスが漏えいした場合には、原子炉建屋4階から換気空調系を經由して排気筒から環境へ放出されるおそれがあるため、排気筒モニタ及び敷地境界に設置されているモニタリングポストの指示値を確認した結果、指示値に変動はなく、臨界事故に起因した希ガスによる外部への影響はなかった。

(2) 放射性よう素に係る確認

臨界事故により燃料が破損した場合は、放射性よう素が排気筒から環境へ放出されるおそれがあるため、排気筒のチャコールフィルタにて1週間（臨界事故発生日を含む6月16日から22日）捕集した放射性よう素の測定値を確認した結果、検出限界未満であり、臨界事故に起因した放射性よう素による外部への影響はなかった。

(3) 直接線・スカイシャイン線に係る確認

臨界事故により原子炉建屋から放出される直接線・スカイシャイン線による一般公衆に対する影響を以下のとおり確認した。

- ①炉心挙動解析結果から得られた原子炉出力（ピーク値）をもとに、臨界事故時の原子炉建屋4階及び原子炉格納容器外側における線量率を評価する。
- ②直接線については、原子炉建屋から放出された放射線が直接評価点に到達するものであり、原子炉格納容器外側にて評価した線量率から敷地境界までの距離（最短で約450m）による減衰補正を行い、評価点での線量率を求める。
なお、保守的に原子炉建屋原子炉棟のコンクリート壁による遮へい効果は考慮しない。
- ③スカイシャイン線については、原子炉建屋から放出された放射線が上方の空気で散乱され評価点に到達するものであるが、評価点での線量率は保守的に原子炉建屋4階における線量率と同じと仮定する。
- ④線量率評価のベースとなっているピーク出力状態が、制御棒が引き抜け始めた2時17分から全挿入となった2時33分までの15分間継続していたと仮定して、上記②、③にて求めた線量率から直接線・スカイシャイン線による線量を求める。

その結果、直接線・スカイシャイン線による線量は、以下のとおり十分小さな値となっており、線量目標値（年間 $50 \mu\text{Sv}$ ）と比べても無視できるものである。

直接線による線量	$1.3 \times 10^{-5} \mu\text{Sv}$
スカイシャイン線による線量	$3.7 \times 10^{-6} \mu\text{Sv}$
線量目標値 ※	年間 $50 \mu\text{Sv}$

※：「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針（原子力安全委員会）」に定める原子炉施設の通常運転時における周辺の公衆の受ける線量についての目標値

5 . 事故発生当時の品質保証体制等の状況

5 . 1 目的

「3 . 事実関係の把握」に加えて、事故発生当時の品質保証体制、権限・意思決定ルール、コンプライアンスの状況について整理する。

5 . 2 品質保証体制及び作業ルール

5 . 2 . 1 品質保証体制の状況

当社の原子力における品質保証体制は、昭和 62 年に志賀原子力発電所 1 号機の建設に向け、本店原子力部を対象とした「原子力発電所 総合品質保証計画書（要則）」を制定したことに始まる。平成元年に志賀原子力発電所建設所の設置に伴い、「志賀原子力発電所建設工事品質保証計画書」（その後、組織廃止に伴い廃止）を制定するとともに、それらの上位規則である「原子力発電所 品質保証要則（規程）」を制定した。

平成 5 年の志賀原子力発電所 1 号機運転開始に合わせ「志賀原子力発電所 品質保証計画書」を制定した。これらの規則は、国際原子力機関（IAEA）の「原子力発電所の安全基準 - 品質保証 -」（1988）を参考として作られた日本電気協会「原子力発電所の品質保証指針」（JEAG 4101-1993）の要求事項を反映したものであった。今回事故の発生した平成 11 年当時は、上記規則をその後の状況変化に応じて改正したものを運用していた。

（1）トップマネジメント

当時の品質保証体制では、トップマネジメントの概念（平成 16 年導入）は、まだ取り入れられていなかったが、設置者責任の概念のもと品質保証活動を総括するため、原子力本部に品質保証総括責任者を置き、原子力本部長がこれに当たると定めていた。

（2）現場の P D C A (Plan-Do-Check-Act のサイクル)

当時の品質保証体制では、計画から監査に至る個々の基本事項に関しては定められていたものの、P D C A サイクルという一連の概念はまだ取り入れられていなかった。そのため、個々の基本事項に対する管理に重きが置かれていた。

調達管理では、品質に関する要求事項を調達文書中に明示することを定め、調達業務を実施していた。

不適合管理では、重大な不適合と軽微な不適合に分けて管理していた。

是正処置では、国の検査、保守点検及び故障・トラブル等で指摘または発見された不適合に対し、その重要度に応じて対応の手順を定めていた。

予防処置では、さまざまなチャネルを通じて国内外原子力発電所のトラブル情報を収集検討し、当社設備への展開を図っていた。

(3) 内部監査

当時の品質保証体制では、原子力監査規程に基づき、原子力部門から独立した部門（社長室 原子力監査担当）が内部監査を行うこととしていた。

5.2.2 作業ルールの状況

(1) アイソレーションにおける役割分担

「志賀原子力発電所 保守作業手続要領」に基づき、アイソレーションには作業の実態に合わせ、発電課実施、工事担当課実施、特別承認の3つの区分があった。

(2) 工所要領書・作業票

工所要領書には作業の実施内容・手順等が定められており、工事担当課が審査・承認を行うことになっていた。

作業票は、作業通知・アイソレーション・作業終了の確認などに使用しており、工事担当課から発電課等に送付されていた。

5.3 権限・意思決定のルール

5.3.1 事故・故障時の国、自治体への報告

(1) 報告の判断基準

事故・故障等対応要領では、報告対象は法令等で定める範囲とし、法令別・事象種類別に列挙のうえ報告期限が設定されており、報告対象か否かが定かでない場合には、官庁に確認することとなっていた。

社内の慣例では、昼間は発電所の技術課長が判断し、夜間・休日は連絡当番が判断することになっていたが、判断に迷う場合には、発電所において「判定会議」を開催していた。

(2) 報告手順

事故・故障等対応要領に基づき報告対象であることが明らかな場合は、実用炉規則等により国へ、安全協定により自治体へ報告を行っていた。

(3) 報告までの時間

事故・故障等対応要領には、法令別・事象種類別に、「直ちに」、「速やかに」、「その他(何日以内)」という報告期限が規定されていた。また、通商産業省（当時）の原子力発電運転管理室文書「トラブル情報および運転管理情報の連絡要項」（平成10年8月）では、事故情報が「夜間・休日を問わず直ちに連絡するもの」、「夜間に連絡は必要ないが、休日でも翌朝速やかに連絡するもの」、「原則通常の勤務時間内に連絡するもの」の3つに分類されていた。

これに対し、社内の慣例上、「直ちに」に該当する事象は30分以内に連絡することになっていた。

5.3.2 原子炉主任技術者の職務

原子炉主任技術者は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」及び「保安規定」に規定されている。

この保安規定には、原子炉主任技術者が、保安上必要な場合、「所長へ意見具申」、「運転従事者へ指示」、「各職位に助言・協力」すること、及び所長は「原子炉主任技術者の意見を尊重」することが規定されていた。

5.3.3 発電所が設置する保安運営委員会

事故の再発防止対策を審議する原子力発電保安運営委員会は、当時の保安規定に「発電所における原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議する」と規定されていた。

保安運営委員会運営要領には、運転管理、燃料管理、放射性廃棄物管理、放射線管理、保守管理に関する具体的重要事項に加え、保安規定等の改廃の上申に関する事項も審議することが位置づけられていた。

5.3.4 本店原子力部の役割

本店原子力部は、発電所に対して、専門的立場から方針、計画、規程等を説明し、必要であれば専門的な意見を提供していた。

5.4 コンプライアンスの状況

平成9年10月に「電気事業連合会行動指針」が制定され、当社においても平成10年3月に、社達「企業倫理の徹底について」が出されるなど、当時は、コンプライアンス意識醸成に向けての取組みが緒に付いたところであった。

6 . 根本原因の究明

6 . 1 臨界事故発生の原因

6 . 1 . 1 時系列に沿った事実確認と問題点の抽出

当社社員及びメーカー作業員からの聞き取り、並びに記録等により判明した事実を時系列に沿って整理し、各プロセスの流れの中で、臨界事故発生に至った問題点を抽出した。

保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票に ARI 試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。

電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCU を 1 本毎隔離することの重要性を認識していなかったこと。

原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。
承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。

原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI 試験の実施前に、「原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。

保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRD の隔離弁（101、102 弁）を閉操作させるべきだったが、実際は指揮していなかったこと。

電気保修課員は、承認された ARI 試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。（系統流量を 0 とした後、CRD 隔離弁を閉とする）

6 . 1 . 2 根本原因分析

今回の事象について、臨界事故が発生したことを出発点とし、その背後要因を「なぜなぜ分析」で掘り下げ、根本的な原因を究明した。

以下に、根本原因分析結果を現場作業管理上の原因と設備上の原因の 2 つに整理した結果を示す。

(1) 現場作業管理上の原因

- a . 電気保修課員は、保守作業手続要領に基づき作業票に試験手順を添付すべきであったが、要領では「作業の重要性に応じて」となっており、添付が必要かあいまいだったこと。
- b . 現場の電気保修課員及びメーカー作業員は、簡単な作業でも試験要領書をチェックするという意識が低かったこと。
- c . 試験要領書の手順の一部省略など、軽易な変更は改訂なしで行われていたこ

- と。
- d . 当社担当者にメーカー依存意識もあり、当日の試験体制、役割が不明確なまま、試験が進められたこと。また、当直間で引継ぎすべき項目や引継ぎ者が明確になっていなかったこと、及び関係者の事前打ち合わせ、調整が不十分だったこと等、試験関係者間の引継ぎ、調整が不適切だったこと。
 - e . HCU 隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められているが、リターン運転、1体毎の隔離等が明確となっていなかったため、電気保守課員は臨界防止に関する検討が不十分となったこと。
 - f . 原子炉停止中の臨界防止に関する知識・経験が不足していたこと。
 - g . 定期検査中は、作業票の処理数が多く、検討、審査に十分な時間をかけられなかったこと。
 - h . 要員不足のため、定期検査時の検討・審査に十分な時間をかけられなかったこと。
 - i . 工程遵守の意識が強かったため、早く試験を終わらせたいと思ったこと。
 - j . 安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと。

(2) 設備上の原因

- a . CRD 単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD 冷却水ヘッド間差圧低の警報が発報するため、アイソレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっているため、高の警報も出なかったこと。

6.2 事故を隠し実施すべきことをしなかった原因

6.2.1 時系列に沿った事実確認と問題点の抽出

当時の関係者からの聞き取り及び記録等により判明した事実を時系列に沿って整理し、各プロセスの流れの中で、臨界事故を報告せず、事故記録を改ざんし、その後実施すべきことをしなかったことに関する問題点を抽出した。

(1) 問題点の抽出

- 通常の連絡ルートと異なっていたこと。
- どのように対応すべきなのか良く分からなかった(見通しがなかった)こと。
- 隠ぺいを制止できなかったこと。
- 隠ぺいすることを指示・承認したこと。
- 事故後の措置については、個別に検討・対応を実施していたものの、組織立った対応を行わなかったこと。

6.2.2 根本原因分析

今回の臨界事故を隠したことは、立地地域をはじめ広く社会の皆さまの信頼の下に

において活動すべき電気事業者として、大変なご迷惑をお掛けしたことを出発点とし、二度とこのようなことを起させないようにその背後要因を掘り下げた結果、以下の根本原因を究明した。

(1) 経営層の責任

臨界事故隠しを防げなかったこと、その後8年間それを見つけ出すことができなかったこと。

(2) 工程優先意識

経営計画の最重点課題である志賀2号機建設計画について、全社一丸となって取り組んでいる中、着工がおおよそ2ヶ月後(平成11年9月)に控えている状況にあり、経営層の発言等を通じて、原子力発電所は工程遵守を必達と考え、何よりも優先させるとの意識を形成させたこと。

(3) 真実究明からの逃避

対応困難な未経験の臨界事故に対して、本来、技術者に求められている「真実の究明」と原子力に求められている「透明性」に反し、本事故対応の困難さや直前のトラブル対応も相まって、炉心中性子束モニタの指示値急変に関する虚偽の理屈付けを行い、事故データを改ざんしたこと。

(4) 意思決定に係る閉鎖性と決定プロセスの不透明性

本事故に関する対外対応は、本来、客観性・中立性を確保した上で、決定すべきであったが、価値観や意識を共有する原子力発電所の関係者のみで協議して決定したこと。

また、意思決定に際して、ルールが不明確であり、各職位が自らの職務・責任に応じた当事者意識も低かったため、適切な決定が行われなかったこと。

(5) 議論できない組織風土

本事故に関する対外対応の検討は、会議メンバーが有する多様な観点に基づき行われるべきであったが、当時は、「言いたいことを言えない」、「言っても無視される」ような組織風土があったこと。

7. 再発防止対策の策定

「臨界事故発生の原因」及び「事故を隠し実施すべきことをしなかった原因」を踏まえ、以下のとおり、再発防止対策を策定した。なお、根本原因が事故発生時のものであることから、現状の実態を踏まえて再発防止対策を策定した。

7.1 定期検査中の臨界防止に関する状態管理

「臨界事故発生の原因」に対する再発防止対策を検討するにあたり、現状の定期検査中の臨界防止に関する状態管理について、以下のとおり確認を行った。

定期検査時に実施する燃料移動作業や原子炉停止余裕検査、制御棒駆動系機能検査等の際には、臨界防止措置として、HCUの隔離を必要に応じて実施している。

HCUの隔離に関する基本的な考え方は以下のとおりである。

- ・制御棒が隔離されていない状態では、スクラム回路とアキュムレータ機能が必要である。
- ・制御棒が隔離されている状態では、スクラム回路とアキュムレータ機能は不要である。

また、HCU等の臨界防止に関する機器の状態を、工程にあわせて以下のように管理している。

原子炉停止～RPV開放

通常運転中と同じ状態で管理する。

燃料取出中

燃料取り出しにあたり事前にHCUの隔離操作を行う。この際、制御棒駆動系は、原子炉への戻りラインを使う運転とする。なお、制御棒の引き抜きは、1本ずつ、当該セル（燃料集合体4体と制御棒1本が収まる1つの格子）の燃料集合体が全て取り出された状態であることを確認し、HCUの隔離を解除して操作を行い、全引抜状態となった時点でHCUを再び隔離する。

全燃料が取り出された期間

志賀1号機においては、定期検査時、燃料を全て取り出しており、制御棒は全引抜状態で隔離している。この期間に制御棒の操作はないので、制御棒駆動系はリターン運転とする必要はなく、系統流量は流さない。

燃料装荷中

燃料装荷にあたり制御棒は全引抜状態で隔離されている。隔離された制御棒を順次挿入する必要があるため、制御棒駆動系はリターン運転とする。なお、制御棒の挿入は、1本ずつ、当該セルの燃料集合体が全て取り出された状態であることを確認し、HCUの隔離を解除して操作を行い、全挿入状態となった時点でHCUを再び隔離する。

原子炉停止余裕検査、制御棒駆動系機能検査

燃料装荷の終了後には、原子炉停止余裕検査、制御棒駆動系機能検査のため全てのHCUの隔離を解除し、制御棒駆動系は、原子炉への戻りラインを使わな

い運転とする。

なお、停止余裕試験や制御棒駆動系機能検査については、原子炉压力容器上蓋開放状態にて行うことから、炉心を直視できる区域への人の立入りを禁止する措置をとる。

原子炉格納容器全体漏えい率検査と原子炉保護系インターロック検査時

検査時の安全措置として、検査中は HCU の隔離を行う。なお、隔離操作を行う際は制御棒駆動系をリターン運転として行う。

起動前試験

通常運転中と同じ状態で管理する。

7.2 「臨界事故発生の原因」に対する技術的再発防止対策

7.2.1 操作手順に係る改善策

6.1「臨界事故発生の原因」及び5.2.2「作業ルールの状況」で抽出された原因に基づき、上記の臨界防止に関する状態管理及び現状の操作がそれぞれの問題に対し再発防止できる仕組みとなっているかを検証した。

検証の結果、抽出された原因に対して現状の運転操作要領及び関連管理要領類に定める事項は次の点について改善が図られている。

- ・ HCU 隔離操作は HCU 1 体毎に実施するよう手順を定めるとともに、系統圧力上昇による制御棒引き抜けの可能性を追記して注意喚起し、臨界防止面での改善が図られている。
- ・ HCU 隔離操作は全て発電課が実施し、操作・監視が確実に行われるようになっている。
- ・ HCU 隔離操作前にリターン運転とする手順を定め、系統圧力上昇による制御棒引き抜け防止を行っている。
- ・ 工事要領書は、工事担当課が審査・承認するとともに、必要なものは作業票に添付され、発電課にてダブルチェックすることとなっている。
- ・ 試験時の電力 - メーカー間の役割分担を管理要領類にて明確にしている。 等

以上、現状は臨界事故の再発防止を十分図っていると考えるが、更に確実な対応を図るため、以下の改善策を実施するとともに、保安規定中の制御棒駆動機構に係る規定の改善についても検討を行っていく。

(1) 操作手順の改善

a. 隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善

- ・ 隣接した制御棒が同時に引き抜けることがないよう、HCU を隔離する際の全体的な手順等について、制御棒の引き抜け防止に効果的な管理方法を検討する。

【平成 19 年 4 月中迄に実施】

- ・ HCU 隔離時においては、リターンラインを構成するものとし、制御棒駆動系挿入配管隔離弁（101 弁）及び制御棒駆動系引抜配管隔離弁（102 弁）を閉止した後、アキュムレータの降圧を行うこと、また 1 体隔離実施毎に中央制御室に連絡をとりながら実施することを HCU 隔離に関する手順に明記した。

〔原子炉停止時運用管理要領〕

【平成 19 年 3 月 30 日改訂、平成 19 年 4 月 4 日施行】

〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕(1 号機)〕

【平成 19 年 4 月 4 日改訂、平成 19 年 4 月 6 日施行】

- ・ HCU 隔離弁（101 弁、102 弁）の管理を厳重にするため、施錠措置を行った。また、HCU 隔離弁の操作に関する注意表示を HCU 現場に掲示した。

【平成 19 年 4 月 3 日完了】

- ・ 臨界防止に係る設備について明確化を図り、これらの設備に関する工事要領書は、臨界防止に関する措置を遵守するための具体的内容を記載することとし、その工事要領書は、保安運営委員会で審議を経て制定するとともに、作業票に必ず添付することを規定した。

〔原子炉停止時運用管理要領、原子力発電保安運営委員会運営要領、保守作業手続要領、保守業務管理要領、調達管理要領、調達文書作成要領、機器定期点検管理要領（機械品、電気・計装品編）、現地試験・検査管理要領（機械品、電気・計装品編）〕

【平成 19 年 3 月 30 日改訂、平成 19 年 4 月 4 日施行】

b . HCU 隔離操作中の監視不足に関する改善

- ・ HCU 隔離操作中の監視項目の明確化を図るため、HCU 隔離操作中は以下の項目を連続監視することを明記した。
 - 原子炉・CRD 冷却水ヘッド間差圧
 - SRM 指示
 - IRM 指示
 - 制御棒位置

〔設備別運転操作要領(原子炉関係)(1 号機、2 号機)〕

【平成 19 年 4 月 4 日改訂、平成 19 年 4 月 6 日施行】

c . HCU 隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善

- ・ リターン運転、ノンリターン運転及び HCU 隔離・復旧手順を順序立てて構成し直すとともに、関連性を明確に記載した。

〔設備別運転操作要領(原子炉関係)(1 号機)〕

【平成 19 年 4 月 4 日改訂、平成 19 年 4 月 6 日施行】

(2) 作業管理面の改善

a . 手順書の承認及び適用に関する改善

- ・承認された試験要領書の手順に従わなかったこと、試験手順を途中で変更したが試験要領書の改訂手続きを取らずに実施したことに対し、作業手順が確実に遵守されているか、工事監理、立会検査において作業チェックシートにて確認するとともに、各種パトロールで随時確認する。また、作業手順の遵守や要領書改訂の承認手続きについて、所員およびメーカー作業員等へ継続的に周知徹底していく。

【平成 19 年 4 月中旬迄に実施】

b . 監視上必要な警報、監視計器の除外に関する改善

- ・監視に必要な計器及び警報（「原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高」、「制御棒ドリフト」など）が供用状態にあることを隔離前に確認することを手順に明記した。

〔保守作業手続要領、運転管理業務要領〕

【平成 19 年 3 月 30 日改訂、平成 19 年 4 月 4 日施行】

〔設備別運転操作要領(原子炉関係)(1号機、2号機)〕

【平成 19 年 4 月 4 日改訂、平成 19 年 4 月 6 日施行】

c . 試験における役割分担の明確化に対する改善

- ・試験時における電力内での具体的な役割分担を事前に明確化することを規定した。

〔保守作業手続要領、保守業務管理要領、機器定期点検管理要領(機械品、電気・計装品編)、現地試験・検査管理要領(機械品、電気・計装品編)〕

【平成 19 年 3 月 30 日改訂、平成 19 年 4 月 4 日施行】

d . 教育面の改善(臨界防止に関する教育の充実)

- ・事故当時、臨界に関しては、臨界状態の説明等概要的な内容のみ教育していたが、JCO臨界事故を契機に、定期的に受講する保安教育の1科目となり、燃料集合体の取扱い時や原子炉起動時の制御棒操作等における留意点を含めた内容で、全所員(事務系等一部所員を除く)を対象に教育を実施している。今後は、本事故を事例として追加する等、原子炉停止中の臨界管理に係る内容を充実させ、すみやかに全所員を対象として教育を実施する。

e . 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善

- ・事故当時を含め、従来は作業に伴う作業票の授受管理や操作禁止札の重複(アイソレーションの干渉)照合は手作業で行われていた。このため、定期検査時など作業が輻輳し大量に操作禁止札を発効する場合には、その管理に多くの時間を要していた。

そこで、正確な作業状況を把握し、安全措置を漏れなく確実に実施できるよう

支援するとともに、作業情報の共有などにより効率的な作業管理を支援することを目的として、平成 18 年 12 月に「作業管理システム」を導入した。この結果、作業票発効の効率化、リアルタイムでの作業進捗状況・操作禁止札の状況把握が可能となった。更に、作業時のアイソレーション分析による作業ミスの防止など、安全面・効率面において現場作業管理が高度化した。本システムは、運用開始間もないため、今後の定期検査での実運用状況を把握し、運転員及び工事担当者の負担の軽減に資するよう、継続的なシステムの改善を行う。

7.2.2 設備対策

3.1「事故発生に至る経緯」に示すとおり、今回の臨界事故は、原子炉・CRD 冷却水ヘッダ間差圧の上昇により発生したと推定されることから、以下の観点での設備対策を実施するとともに、更なる対策について検討を深めていく。

(1) 運転監視機能の強化

a. 運転員への情報提供の明確化

現状、原子炉・CRD 冷却水ヘッダ差圧については、差圧高、低の双方の場合に同一警報が発報するが、当該警報を差圧高側と低側に分離・識別し、運転員への情報提供の明確化を図る。

【平成 19 年 7 月迄目途】

7.3 「事故を隠し実施すべきことをしなかった原因」に対する再発防止対策

7.3.1 隠さない企業風土づくり

事故当時のコンプライアンスの取組み状況については、平成 10 年 3 月に社達「企業倫理の徹底について」が出されるなど、コンプライアンス意識醸成に向けての取組みが緒についたところであった。しかし、コンプライアンスに関する社内規程も未整備であり、コンプライアンス教育についても、内容・対象者数が限定的で、十分には実施されていない状況であった。

その後、平成 14 年 9 月に、社長を委員長とするコンプライアンス推進委員会を設置するとともに、「行動規範」を制定し、すべての役員・従業員に配布・周知した。この「行動規範」には、遵守すべき法令・ルールの内容、判断基準・心構え及びその重要性について記載されている。また、平成 15 年 2 月には、企業倫理情報窓口（ホイッスル北電）を設置するなど、隠さない企業風土の醸成に向けた仕組みが構築されている。

さらに、企業の社会的責任を果たすため、平成 17 年度からは、社内に CSR 推進チームを設置するとともに、コンプライアンスの徹底と環境保全への積極的な取組みを基盤とした「北陸電力グループ CSR 行動計画」を策定し、取組みの強化を図っている。また、「北陸電力グループ CSR 報告書」を発行し、当社グループの CSR に関する考え方や取組みについて、広く社会に情報発信するとともに、双方向コミュニケーションを図っている。

これらの取組みを通じて、社員のコンプライアンス意識は確実に向上しているが、今回の臨界事故を隠した事実を契機として、仕組みと意識の両面から実効ある施策を推進することにより「隠さない企業風土」の醸成を図る。

(1) 隠さない仕組みの構築

「安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと」<根本原因(j)>「真実究明からの逃避」<根本原因(3)>、「意思決定に係る閉鎖性と決定プロセスの不透明性」<根本原因(4)>に対して、隠さない仕組みの構築による再発防止対策を策定した。

a. 迅速かつ確実な对外通報・報告体制の整備

発電所における事故・トラブル時の通報について、当時は、事故・トラブル等の発生時に、その事象が法令や地元との安全協定等の報告対象事項に該当するかどうかを判定後、該当事象のみ对外通報・報告することとなっていた。今回の事象では、この判定に係る会議において事故を通報しないことを決定したものである。

現在は「地元県・町への連絡基準に係る覚書」(平成15年7月締結)に基づき、法令や安全協定上の報告対象に該当しない軽微な事象についても、通報・報告を行うなど、情報開示を積極的に進めてきているが、通報は連絡区分の判定後に行っている。

今後は、通報前の判定余地をなくし、より迅速かつ確実に对外通報を行うため、原則として全ての異常事象(平常時と異なる事象)を通報対象とし、連絡区分判定前にまず第一報を国の保安検査官に通報する(不明な点は「調査中」と記載し迅速に通報)。

また、連絡区分の判定は、第一報通報後に行うこととし、判定者及び判定理由を記録に残す。なお、連絡区分判定のための会議(後述b.「トラブル対策会議」)を行った場合はその議事録を残す。 <根本原因(3)(4)>

b. 「トラブル対策会議」運営ルールの明確化

今回の事故時には、所長以下の関係者が緊急時対策所に集まり、非公式の対応会議を実施したが、对外報告しないとの最終決定に至ったプロセスが不明確であり、議事録も作成されなかった。

現在でも、事故・トラブル時の对外通報において、連絡区分の判定に迷う場合は、関係者で打合せをしているが、依然として決定プロセスが明確でなく、議事録も残されていない。

今後は、第一報通報後の連絡区分の判定やトラブル対応策の検討を行う「トラブル対策会議」の運営ルートを定め、決定主体及びプロセスの明確化を図るとともに、議事録作成や、重要案件についてボイスレコーダーの使用を徹底する。

<根本原因(3)(4)>

c. 発電所情報の国及び経営層・原子力本部への伝送

事故当時から現在に至るまで、発電所の電気出力、発電所周辺の環境放射線のデータはリアルタイムで県・町に伝送しており、周辺市町村庁舎及びインターネット上でも

見ることができる。

今後は、より透明性を高めるため、発電所の状況を確認できる情報を配信することにより、隠せない・隠さない仕組みを構築する。具体的には、ITを活用して常時オンラインで国及び経営層・原子力本部へ伝送し、見える化を図る。

<根本原因(3)(4)>

d．原子炉主任技術者（炉主任）の地位と権限の強化

事故当時は、次長が炉主任を兼務しており、緊急時対策所での会議では、对外報告しないとの結論に反対しなかった。平成16年5月の保安規定改正により、炉主任が所長に先立ち確認する事項や、各職位からの報告内容等の具体的事項の記載が追加され、炉主任の職務の明確化が図られたが、炉主任の任務以外のライン職務を兼ねている。〔(正)1号機:技術部長、2号機:炉心燃料課長 (副)1、2号機ともに技術課長〕

今後は、炉主任が原子炉等規制法に定める責任を忠実に果たせるよう、炉主任の地位及び権限を強化する。具体的には、炉主任としての職務に専念できるよう、ライン業務を持たない「原子炉主任技術者」の職位を発令するとともに、発電所内での発言力を高めるべく、経営幹部の地位に位置づける。また、原子炉施設の保安運営に関する事項を審議する「保安運営委員会」における炉主任の権限・責任を明確化する。(炉主任の出席必須化、意見表明義務等の「保安運営委員会運営要領」への明記)

<根本原因(j)(3)(4)>

e．企業倫理情報窓口（ホイッスル北電）の強化

平成15年2月、法令・ルール、企業倫理に違反する行為及び違反する恐れのある行為に対して、社内外からの通報を受け付け、これに対し適切な対処を行うことを目的に、ホイッスル北電を設置した。しかし、これは、通報を社内窓口のみで受け付ける仕組みとなっている。

今後は、より通報しやすい制度とし、隠せない・隠さない仕組みを強化するため、通報窓口を現行の社内窓口に加え、新たに第三者（弁護士）宛の窓口を追加する。また、制度の概要（通報・相談の受付、通報・相談への対処、不利益取扱いの禁止など）について、社内報等で再周知するとともに、入力画面をよりわかりやすくするなど、利用しやすい環境を整える。 <根本原因(3)>

(2) 企業倫理最重視への意識改革

「真実究明からの逃避」<根本原因(3)>、「議論できない組織風土」<根本原因(5)>に対して、企業倫理最重視への意識改革による再発防止対策を策定した。

a．コンプライアンスマインド変革研修

事故当時のコンプライアンス教育は、内容・対象者数が限定的であり、従業員全体のコンプライアンス意識を高める取組みは弱かった。現在は、新入社員教育・ステップアップ研修(大卒入社3年目、高卒入社5年目)、新任管理監督者研修、新任特別管理職研修においてコンプライアンス教育を実施し、さらに、行動規範の職場巡回研修

やe - ラーニングを実施している。これにより、コンプライアンス意識は当時より向上しているが、未だ十分とは言えない状況である。

全社的なコンプライアンス意識の底上げを図るため、今年度、全従業員を対象に、コンプライアンスの根底となるマインドのあり方についての研修を集中的に実施する。 <根本原因(3)>

b . 経営幹部及び管理職全員に対する集中教育

事故当時から現在まで、経営幹部に対して、コンプライアンスに関する体系的な教育はなかった。組織全体のコンプライアンス意識を向上させるには、その指導的役割を果たす経営幹部及び職場の長である管理職の意識の持ち方が非常に重要である。このため、今回の事故を受け、今年度、経営幹部及び管理職全員を対象とするコンプライアンスに関する研修を集中的に実施するとともに、フォロー研修を着実に実施し、組織風土の改革を図る。 <根本原因(3)>

c . 発電所の職場単位での集団討議

事故当時、職場単位での集団討議は特に行われていなかった。その後、JCOの事故を契機に平成12年より、自らが参加する実践的な教育として、職場毎に安全文化やモラルに関し、具体的な法令違反の事例やケーススタディをもとに、小グループでの集団討議を実施している。今後も継続的に実施し、コンプライアンス意識の更なる浸透を図る。 <根本原因(3)>

d . コンプライアンスに関する誓約書の署名

事故当時は、コンプライアンス意識の浸透を目的とした誓約書に署名するような取組みは行われていなかった。平成17年度以降、経営幹部・従業員一人ひとりが企業倫理意識の向上に向けて、行動規範の遵守に関する誓約書に署名し、毎年社長に提出している。今後も引き続き、コンプライアンス意識の徹底を図るために、コンプライアンス誓約書への署名を毎年、実施する。 <根本原因(3)>

e . コンプライアンスメールマガジンの発信

これまでコンプライアンスに関する情報は、社内の電子掲示板等を通じ提供してきた。今後は全従業員に確実に情報を伝えるため、また、行動規範の違反事例をわかりやすく補完する意味も含めて、定期的にコンプライアンスに関する最新情報等を、社内メールを用いて直接配信し、コンプライアンスの向上・定着を図る。

<根本原因(3)>

f . 発電所業務単位の行動規範の策定

事故当時、コンプライアンスの徹底の取組みは全社的に始まったばかりの段階であった。

平成14年に、全社的な取組みとして、法令の遵守を中心に行ってはならない行為や守るべき事項のうち全社共通的なものについて記載した「行動規範」を制定し、全

社への周知、浸透活動を行っている。

原子力部門においては、JCO事故の教訓を踏まえ、安全文化の醸成を図るため、平成12年に「原子力部門行動宣言」を制定している。その後、他電力の自主点検記録改ざん問題を契機として、企業倫理の浸透を図る観点から、「原子力部門行動宣言」の改定を行っているが、業務レベルにまで落とし込んだものにはなっておらず、実務との関連がわかりにくい。

今後、原子力発電所における更なるコンプライアンス意識の向上を図るために、実際に行なっている業務とコンプライアンスとの関連性をより明確に意識しつつ、業務を遂行することが必要である。そのため、発電所の業務種別毎の実態に合わせて、各々の実務を行う上でより分かり易い具体的な内容の行動規範を策定・明示し、理解の浸透を図る。 <根本原因(3)>

g . 原子力部門と他部門との人事交流の活発化

これまで原子力部門においては、技術的専門性が高いこと等から、発電所の総務部門や土木保守部門を除き、他部門との人事交流は少なかった。今回の事故を隠した根本原因のひとつに「議論できない組織風土」が上げられているが、1サイト体制のもと固定的な上下関係が長期化することによる、組織の閉鎖性、いわゆる一家体質がその背景にあった。

今後は、他部門から、これまでとは異なる経験を持つ人を配置することで、部門内の風通しを良くするため、順次、他部門との人事交流の活発化を図る。

<根本原因(5)>

7.3.2 安全文化の構築

これまでの事実関係の把握、根本原因の究明から、事故当時、安全最優先の考えを軽視し、工程を優先していたことが浮き彫りになった。

その後当社は、平成12年6月に「北陸電力原子力部門行動宣言」を定め、明確に安全文化の醸成に取り組むこととした。さらに、平成16年5月には、「原子力施設の安全確保のための品質マネジメント」の導入にあわせて、志賀原子力発電所の品質保証担当及び保安担当を、独立した部門として安全・品質保証室に改組し、品質保証体制の充実を図っている。

現状、発電所では所員を対象とした研修や職場討議を定期的を実施することで、安全文化の浸透に一定の成果が見られるが、今回の事故を契機に、経営トップから「安全最優先」の考えを強力に発信するとともに、そのための仕組みを構築することで、「安全文化の構築」を図る。

(1) 経営トップからの「安全最優先」の強力な意志表明

安全文化を組織に浸透させるには、経営トップの強力なリーダーシップ発揮のもと、「安全最優先」の経営トップの意志を強力に発信していく必要がある。

このため、安全確保の徹底が経営の最優先事項であるという「安全最優先」の方針を、経営方針や経営計画等において社内に示し、また対外的にも決意を表明すること

で、安全最優先意識の浸透と定着を図る。

原子力の定期点検については、定検計画の中で、安全を最優先とする工程設定の考え方を具体的に記載する。また、無理のない標準工程から計画外の事象が発生した場合、対応に必要な期間を評価し、躊躇せず定検工程延長の措置を行うことについてルール化し、その着実な実施をコミットする。

なお、現場での対話活動においても、経営トップの意志として工程優先ではなく、安全最優先のメッセージを発信する。 <根本原因(h)(i)(j)(1)、(2)>

(2) 地域と一体となった事業運営を目指した原子力本部の設置

「経営層の責任」<根本原因(1)>に対して、地域と一体となった事業運営を目指した再発防止対策を策定した。

事故当時は、本店に原子力部及び原子力土木部を傘下とする原子力本部を設置するとともに、志賀町には、原子力発電所及び2号機建設準備事務所、志賀送電立地事務所を束ねる志賀原子力総合事務所を設置し、2号機の建設を強力に推進していた。

2号機の土木工事の進捗に伴い、平成14年に原子力土木部及び原子力本部を廃止し、平成18年の志賀2号機運転開始後は、志賀原子力総合事務所を発電所所属の志賀原子力事務所に改組した。

今後は、経営層自らが、石川県、志賀町など地元自治体及び地域と一体となり、本店の経営トップと連携をとりながら、原子力に関する諸計画、運転・保守、広報などの原子力業務全般について、よりの確かつ直接的に管理できる体制を確立する必要がある。

このため、本店の原子力部及び原子力安全推進室を、石川県に移転し、原子力本部を設置する。本部長は本部に常駐し、発電所、原子力部等の下部組織をより直接的に指揮統括する。

また、現在の志賀原子力事務所は、発電所所属の組織として、原子力を含むエネルギー広報・広聴対話活動や、企業PR及び地域活性化方策に関する業務等を担当している。

今後は、原子力本部直属の「志賀地域事務所(仮称)」に改組し、本店および原子力本部と連携をとり、広く地域の声を吸い上げ事業運営に反映させるなど、信頼回復に向けた取組みを推進する。

本店、本部、発電所、志賀地域事務所間での意思疎通を図るため、ITを活用する。
<根本原因(1)>

(3) 原子力を支える体制づくり

「要員不足のため、定期検査時の検討・審査に十分な時間がかけられなかったこと」<根本原因(h)>、「工程遵守の意識が強かったため、早く試験を終わらせたいと思ったこと」<根本原因(i)>、「経営層の責任」<根本原因(1)>、「工程優先意識」<根本原因(2)>に対して、原子力を支える体制づくりによる再発防止対策を策定した。

a . 経営トップと原子力部門とのフランクな対話の実施

事故当時の経営トップの現場訪問の目的は、業務の激励や経営方針の説明など、一方向的なものが多く、役職以上を対象に少人数で行われるなど、発電所との相互理解の観点においては、十分なものではなかった。

今後は、相互尊重、相互理解の観点から、より率直な意見交換の機会が必要であり、経営トップと原子力本部及び発電所との間での、フランクな意見交換の機会を定期的に設定し、「安全最優先」のテーマをはじめ、経営に関わる問題から、身近な業務、職場の問題まで、毎回テーマを設定し、相互の意思疎通を図るため双方向の議論を行うことで、経営トップの姿勢を十分伝えるとともに、原子力部門の生の声を経営に反映させる。 <根本原因(1)>

b . 発電所内の組織強化・増員

事故当時は、品質保証担当は数人いたが、平成 16 年に「安全・品質保証室」を設置し、組織上の位置づけを明確にするとともに人員を増強した。また、工事実施担当課から独立し、検査の実施や品質に関する指導等を実施している。

今後、品質管理の強化に加え、安全確保についても一層のチェック機能の充実が必要である。具体的には、発電課のチェック機能の強化として、発電課に定検担当課長を置き、定検班を指揮するほか、手順書の審査業務を実施する。また、電気保修課及び機械保修課で行う作業のチェック機能の強化として、保修部に電気、機械各一名の審査担当課長を置き、作業及び作業間連携の適切性を専門に審査するほか、副課長及び担当者を増員する。さらに、「安全・品質保証室」の人員を増強し、品質保証の強化及び原子炉主任技術者の補佐機能の充実を図る。

<根本原因(h)(i)(1)(2)>

c . 事故・トラブル時の応援体制の整備

事故当時は、事故・トラブル時において、他部門からの応援は行っていなかった。現在では、必要に応じてその都度他部門へ依頼し、応援を得ているが、その応援体制はあらかじめ整備されていない。

今後、事故・トラブル発生時の業務量増加に対し、フレキシブルに対応できる応援体制を整備し、適切な人員の確保を図る。具体的には、他部門のタービン・電気・ボイラー等の技術保有者等の応援可能な要員について把握し、事故・トラブル別の応援体制（移動手段、宿泊施設確保、人事面の対応等）の整備を図る。

<根本原因(h)(i)(1)(2)>

(4) 安全・品質管理の強化

「安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと」<根本原因(j)>、「経営層の責任」<根本原因(1)>、「真実究明からの逃避」<根本原因(3)>、「議論できない組織風土」<根本原因(5)>に対して、安全・品質管理の強化による再発防止対策を策定した。

a . 社長直属の「品質管理部」設置による原子力品質管理の徹底

事故当時は社長室に、各部門の品質管理に対するチェック機能として「原子力監査担当専門職」を配置するのみであったが、平成 15 年に経営管理部に原子力監査室として組織化し、内部監査の強化を図ってきた。

今後は、今回の事象を踏まえ、品質管理を専門とする部門を独立させ、再発防止対策の徹底を図っていく必要がある。具体的には、原子力部門の再発防止対策の徹底を図るとともに、発電所における問題解決を支援するため、社長直属の「品質管理部」を設置する。内部機構として、「品質管理推進室」、「原子力監査室」及び「考査室」を置く。「品質管理推進室」は、再発防止対策の実施状況及び実効性について確認・評価を行う。また、施工時に実施する検査強化への取組みについて、専門的立場で指導する。 <根本原因(j)(1)>

b . 失敗事例に学ぶ仕組みの充実

従来、国の検査、点検保守および故障・トラブルなどで指摘または発見された不適合に対しては、その程度に応じて対応の手順を定め、是正処置を実施している。また、さまざまなチャンネルを通じて、国内外原子力発電所のトラブル情報を収集検討し、事例の水平展開を図っている。これらに加え、ヒヤリハット事例の分析・教育を実施してきたが、重大事故につながる重要事例が、確実に全て報告されてきたかどうか不明である。

今後は、失敗情報を重要視する価値観を発電所行動規範に明記し、積極的に情報を公表・共有化するための職場風土作りを行う。具体的な手段として、業務改善提案制度を見直し、従来の「改善事例」「アイデア提案」に加え、「失敗事例」も業務改善データベースの登録対象とし、登録者に奨励ポイントを付与する。また、顕著な改善事例等は、全社発表会で紹介し表彰する。

この他、日本原子力技術協会との連携を強化し電力各社のトラブル情報や対策の一層の共有を進める。 <根本原因(3)(5)>

c . 外部組織による評価の活用

安全運転の確保については、電力業界あげて精力的に取り組んでいるが、当社においても、専門的な立場から多くの知見を有する日本原子力技術協会及び電力中央研究所の協力・支援を仰ぎながら、安全運転に資する活動を行ってきた。

今後、当社では、全国的な知見を有する外部専門組織により、当社の実情を踏まえた問題点を指摘・評価いただき、改善につなげていくことで、安全文化の構築を図る。具体的には、日本原子力技術協会等による安全文化に係る職場風土評価の活用、安全文化普及活動への積極的な参画、安全文化醸成に係る教育の活用等を積極的に推進する。 <根本原因(j)(3)>

d . マイプラント意識向上のための施策の推進

平成 16 年より、設備保全・技術力向上に向けた取組みとして、「マイプラント意識向上」の施策が実施されている。

今後も、直面する課題に責任を持って自発的に取り組むことで、「自分たちが働く発電所は自分たちが支えている」という「マイプラント意識」を高揚するため、見える化活動等、TPM活動を継続的に実施していく。具体的には、これまでの現場見える化の効果を検証し、さらに見える化を展開するエリアを決定、日常点検における点検方法の最適化を図っていく。＜根本原因（3）＞

8 . 再発防止対策の実施及びフォロー

8 . 1 基本的な考え方

このたびの臨界に係る事故に関して、当社は8年間もの間この事実を隠してきたことを重く受け止め、二度とこのような事故を起こさないため、技術的な再発防止対策はもとより、企業風土にまで踏み込んで改める等の抜本的な再発防止対策を策定したところである。

しかしながら、確実に再発防止を図るためには、これらの再発防止対策を全社あげて着実に実施していくとともに、実施状況やその効果・定着度を定期的に評価し、状況を踏まえて見直し・改善する必要がある。

このため、これらの再発防止対策については、全て当社の経営計画に反映し、具体的な目標、担当箇所、スケジュール等を明確にして着実に実施し、確実にフォローできるような体制・仕組みを構築する。

8 . 2 再発防止対策アクションプラン

今回の再発防止対策については、再発防止対策アクションプラン(添付資料8 - 1)に基づき、着実に推進していく。

8 . 3 確実にフォローしていく体制づくり

当社は、今回の再発防止対策の実施状況等を確実にフォローするため、外部有識者を含む「再発防止対策検証委員会(仮称)」を新たに設置する。

同委員会は、再発防止対策の進捗状況やその効果を指標等に基づき検証・評価し、不十分な対策について改善を指示する。

上記を受けて、原子力発電所をはじめとする実施担当箇所は、計画の内容見直しを行い、更なる改善に結び付けていく。

委員会による検証は、再発防止対策が確実に機能することを確認するまで継続する。

なお、上記取組みの内容については、関係自治体や地域に対して、随時情報の提供を行う。

<再発防止対策検証委員会(仮称)>

- ・当社役員、社外の有識者で構成(事務局:品質管理部)
- ・定期的開催し、指標等をもとに施策の進捗状況をチェック
(指標例:安全意識等の従業員アンケート結果、トップとの意見交換回数等)
- ・委員会はPDCAが回っていることを確認し、不足な場合に改善を指示

9 . 安全対策の総点検への取組み

当社は、平成 19 年 3 月 15 日に、原子力安全・保安院より、原子炉を早急に停止して安全対策の総点検を行うよう、指示を受けた。

この指示を受け、当社は次のとおり安全対策の総点検を実施する。

9 . 1 安全対策の総点検の内容

安全対策の総点検として、「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告(H19 年 3 月 30 日提出)」における「技術的な再発防止策」と「抜本的な再発防止策」を踏まえ、1 号機及び 2 号機についても作業管理に係る品質管理要領の点検・改善を行い、臨界防止に係る設備の工事要領書、定期事業者検査要領書および作業票(以下「手順書等」という。)が適切かどうかを確認する。

また、1 号機の臨界事故で直接影響を受けた可能性のある制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備について分解点検等を行って健全性を確認するとともに、燃料については外観点検し健全性を確認する。

9 . 2 総点検の実施状況

(1) 作業管理上の総点検 (1 号機・ 2 号機共通)

志賀原子力発電所の文書体系の中で調達段階から保守作業の実施、試験・検査に係る品質管理要領を全て抽出した。

そのうえで、「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告」で明らかになった 臨界防止措置の考慮、 作業手順や役割分担の明確化、 監視に必要な計器並びに警報の確認の問題について操作手順および運用管理面の改善 (1 1 要領) を実施した。

(2) 手順書等の点検・改善 (1 号機・ 2 号機共通)

臨界防止に係る設備のうち、制御棒駆動系に係る工事要領書 1 5 件について、安全確認チェックシートにより確認を実施した結果、現状で臨界事故の発生防止が十分図られていることを確認した。

引き続き、制御棒駆動系以外の臨界防止に係る設備について手順書等の点検・改善を実施していく。

(3) 臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検

今回、1 号機で発生した臨界事故により直接影響を受けた可能性のある制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備について、今後分解点検等により健全性が確保されていることを確認する。

引き抜けた制御棒の周囲の燃料 1 2 体のうち 9 体について、外観点検を実施し健全であることを確認した。残り 3 体については、今後、外観点検を実施する。

9.3 安全対策の総点検を踏まえた設備点検（1号機・2号機共通）

上記の安全対策の総点検の結果を踏まえ、臨界防止に係らないその他の安全機能を有する設備の手順書等についても確認を行うとともに、それらの改善された手順書等に従い設備の点検を実施し健全性を確認する。

10.まとめ

本報告書では、去る3月30日にご提出いたしました本事故の事実関係、その根本原因及び早急に実施することができる技術的な再発防止対策に加え、根本的な原因を踏まえて策定された再発防止対策を盛り込み、ご報告申し上げます。

今後、当社は、「隠さない風土と安全文化の構築」に向けて、これら再発防止対策を確実に実施してまいります。

今回の事故を改めて深く反省し、皆さまの信頼回復に向けて、全社を挙げて最大限の努力を傾注してまいりますので、何卒、ご理解を賜りますようお願い申し上げます。

隠さない風土と安全文化の構築に向けた決意

- 原点からの再出発を -

私は、今回の志賀1号機事故調査対策委員会における調査・検討を通じて、工程を優先するあまりに、最も重要視すべき安全最優先やコンプライアンスの意識が希薄になるなど、当社の企業風土に根差す問題があることを痛感いたしました。

今後、安全最優先の意識とコンプライアンスの浸透に向け、企業風土を改革していくには、私が積極的なリーダーシップを発揮し、自律的、継続的な改善を着実に推進していく必要があることを認識いたしました。

今回の報告書では、技術的な再発防止対策に加えて、「隠さない企業風土づくり」と「安全文化の構築」を柱に、組織・運用面での実効性ある再発防止対策を策定いたしました。

今後は、北陸電力の原子力に対する信頼回復に向け、強い信念と不断の努力を持って、これらの対策を確実に実行するとともに、社外の視点を含めて、継続的に進捗状況の確認を行いながら、着実にレベルを向上させる覚悟であります。

私は、これらの再発防止対策を実行し、安全最優先とコンプライアンスの企業文化を根付かせることが、当社全体の信頼回復につながるものと信じております。そして、「隠さない風土と安全文化の構築」を経営の原点に、全社一丸となって、新しい北陸電力を創り上げてまいる決意であります。

平成19年4月6日

北陸電力株式会社
取締役社長
永原 功

添付資料リスト

第 1 章関連資料 -

第 2 章関連資料 -

第 3 章関連資料

- 添付資料 3 - 1 : 原子炉停止機能強化工事について
- 2 : C R D 単体スクラム試験について
- 3 : 原子炉停止機能強化工事 機能確認試験要領書
- 4 : 水圧制御ユニット
- 5 : 制御棒駆動機構系統構成概要
- 6 : 複合手順メモ 単体スクラム試験及び A R I 機能試験手順
- 7 : 試験要領書関係の図解
- 8 : 臨界事故当日における「ARI 試験要領書」の使われ方
- 9 : 操作員配置図
- 10 : 制御棒引抜動作開始時の状態（概要図）
- 11 : 臨界事故発生時の作業状況
- 12 : A R I 機能確認試験時の隔離操作実施順序（推定）
- 13 : 炉内中性子束モニタ関係チャート
- 14 : 放射線モニタ関係チャート
- 15 : アラームタイパー印字記録
- 16 : A R I 試験及び C R D 単体スクラム試験の流れ図
- 17 : 臨界事故発生当日の推定時系列
- 18 : 手順書と運転操作の比較
- 19 : 志賀 1 号機非常用ディ - ゼル発電設備クランク軸のひび割れ
- 20 : 当直長引継日誌
- 21 : 平成 11 年臨界事故発生後の確認事項

第 4 章関連資料

- 添付資料 4 - 1 : 制御棒駆動機構隔離数と冷却水ヘッド差圧の関係
- 2 : 制御棒が引き抜けたメカニズム
- 3 : モックアップ試験概略試験構成図
- 4 : モックアップ試験結果
- 5 : 解析に使用したコードについて
- 6 : 解析条件
- 7 : 反応度の推移
- 8 : 解析結果
- 9 : 参考解析結果

第4章関連資料

- 添付資料4 - 10 : 燃料集合体の構造図(高燃焼度8×8燃料)
- 11 : 燃料集合体外観点検結果
- 12 : 燃料集合体外観
- 13 : 管理区域出入実績(臨界事故発生時の管理区域滞在者)
- 14 : 100%出力運転中における線量率測定結果
- 15 : 臨界事故発生時の状況
- 16 : フィルムバッジ測定算定記録(管理区域滞在者を含む分)
- 17 : 所員用エアロックにおける線量率測定結果
- 18 : 放射線業務従事者の被ばく評価結果
- 19 : 放射性物質の環境への放出経路
- 20 : 排気筒モニタ及びモニタリングポストチャート
- 21 : よう素および粒子状物質管理週報
- 22 : 炉心挙動解析結果に基づく放射線環境評価
- 23 : 直接線・スカイシャイン線の評価

第5章関連資料

-

第6章関連資料

- 添付資料6 - 1 : 臨界事故に係る背後要因関連図
- 2 : 事故を隠し実施すべきことをしなかった背後要因関連図

第7章関連資料

- 添付資料7 - 1 : 志賀1号機における定期検査中の臨界防止に関する機器の状態管理表
- 2 : 志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する問題点、根本原因および再発防止対策
- 3 : 志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する操作手順および運用面における対策
- 4 : 設備対策概要
- 5 : 事故を隠し実施すべきことをしなかった根本原因と再発防止対策

第8章関連資料

- 添付資料8 - 1 : 再発防止対策アクションプラン

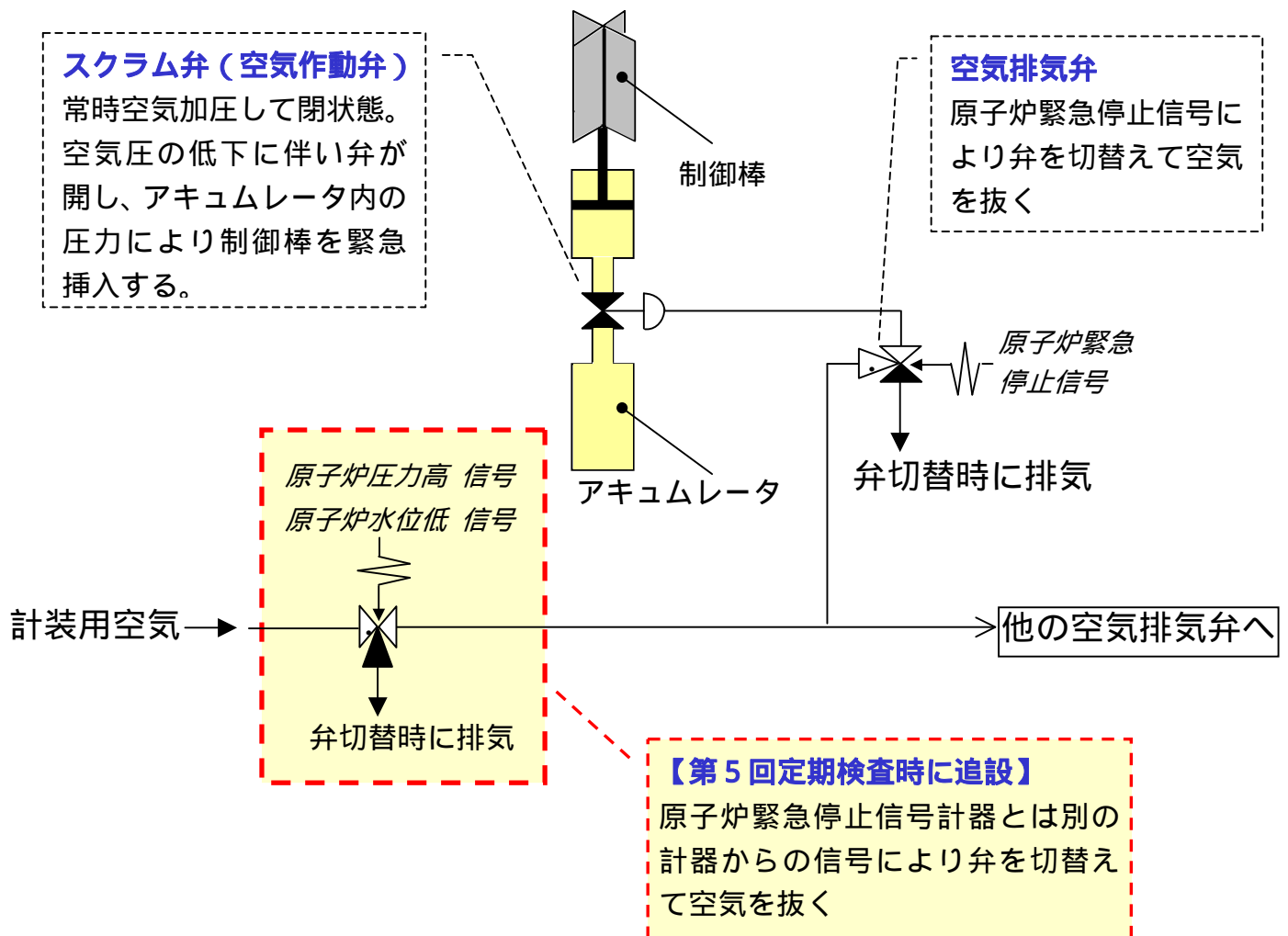
第9章関連資料

- 添付資料9 - 1 : 志賀原子力発電所 安全対策の総点検について

添付資料 : 志賀原子力発電所1号機事故に関する調査報告書

原子炉停止機能強化工事について

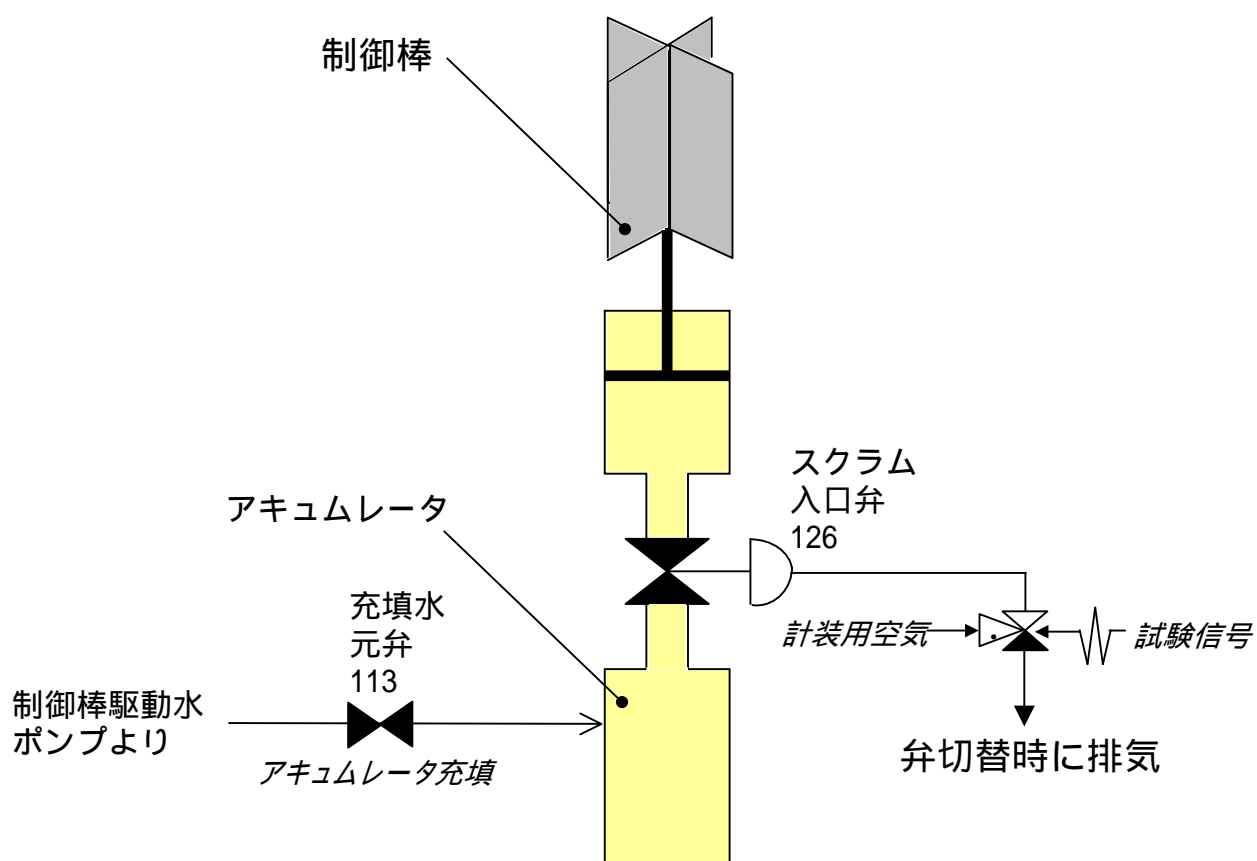
目的：原子炉緊急停止の信頼性の向上を目的とし、原子炉を緊急停止する系統に新たな信号回路等を追設。



C R D 単体スクラム試験について

目的：C R D 全数に対して一体ずつのスクラム試験*を行い，C R D の健全性を確認。

*：試験信号によりスクラム入口弁（126 弁）を開け，制御棒が正しく緊急挿入されることを確認する試験。



制御棒全数(89体)について，一体ずつ実施する。

試験によりアキュムレータ圧力が降下するため，試験後には，充填水元弁(113 弁)を開けてアキュムレータに水を再充填する。

品質保証担当			
次 長	課 長	課長代理	副 課 長

整理番号: _____
 図書番号: N1N-TY-0025
 発行日: 平成11年 6月13日

次 長	承認	電気 保 修 課	課 長	副課長	担当者	

図書整理番号 C72-35-990546

No. 98-0124

北 陸 電 力 株 式 会 社 殿

志賀原子力発電所第1号機
 540MW原子力発電設備

系 統 名 原子炉停止機能強化設備系

作 業 件 名 第5回定検AM工事の内 原子炉停止機能強化工事
 機能確認試験要領書

種 類	用 途	内容程度	記 布 先	Copy	Repro
1. 仕様書	1. 参考用	1. 1次	電力 本店		
2. 仕様表	2. 打合用	2.	発電所	2	
3. 説明書	3. 質問回答	3.			
4. 計画書	4. 見積用	4.	北 陸 原子力 Gr		
5. 官庁申請用図書	5. 承認申請用	5.	原 子 原子本		
⑥ 要領書	6. 工事計画図可用		(日) 原SP	1	
7. 成績書	7. 工事施工用		(日) 原SK	1	
8. 納入品明細書	8. 検討用				
9. 出荷案内書	9. 決定図書		志賀定検事務所		
10. 取扱説明書	⑩ 確認用		Q A	1	
11. 報告書			試 験	1	
		最 終	H P C		
			控		1

受付
 99.5.25
 電力局 検査課 成

(株)日立製作所 原子力事業部 原子力品質管理部 原子力試験課	承認	審査	審査	審査

5. 試験前確認事項及び準備事項

試験前に下記事項目について確認、準備する。

- (1) シーケンステスト、計器校正が完了していること。
- (2) 各制御電源が供給されていること。
 - ・ R42-P020A-2 MCCB-EQ36-6 (ARI制御回路A)
 - ・ R42-P020B-2 MCCB-EQ52-3 (ARI制御回路B)
 - ・ R47-P002A-2 MCCB-EP27-9 (AM設備制御盤)
 - ・ R47-P002B-2 MCCB-EP37-9 (AM設備制御盤)
- (3) PLR関連のアイソレーション確認する。
 - ・ PLR-INV (A) / (B) 受電遮断器及びPLR-INV (A) / (B) 操作スイッチ「切・引保持」
- (4) CRD系については下記を確認する。
 - ・ 全数単体スクラム試験が終了していること。
 - ・ スクラムタイミングレコーダが使用可能なこと。
 - ・ 仮設通信設備を準備する。
 - ・ CUW系運転中で、ブローダウンにより原子炉水位が制御されていること。
 - ・ R/B・LCWポンプが使用可能なこと(スクラム排水トタン)。
 - ・ CRDポンプが運転され、また全HCUがインサートされ、リターン運転状態とする。

系統流量：約 125 l/分

駆動水差圧：18.3kg/cm³ (+0.4/-1.1kg/cm³)

 - ・ スクラム排出容器トタン、ベント弁が全開であることを確認する。
 - ・ トリップ信号をレコーダに接続する(ARI作動信号～スクラム完了までの時間測定)。

H11-P687 RR-K30A (リレー) 予備接点端子⑤-⑨ より仮設ケーブル取出し

 - ・ トリップモジュール校正用ケーブルSWを準備する。

ATWS機能確認試験データシート

実施年月日 平成11年6月 日

No.	項目	試験手順	結果	確認										
				電力殿	日立									
1	試験前確認	試験は単体スクラム試験に引続き実施する。 (1)単体スクラム試験結果より該当ARIの中で最遅スクラム時間のCRDを選択する												
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>CRD No.</th> <th>10%</th> <th>40%</th> <th>75%</th> <th>バックアップ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	CRD No.	10%	40%	75%	バックアップ							
		CRD No.	10%	40%	75%	バックアップ								
		(2)試験対象CRDを除いたCRD(88本)のアクムレク充填水をブローする ① V113「閉」 ② V107「開」にてアクムレクブローする、又エア混入しないように同弁閉操作する ③ ブロー後の圧力84±1.5kg/cm3を確認する												
		(3)試験対象CRDを全引抜位置まで引抜く、その後CRD系統流量を0とする												
		(4)試験対象を除いたCRD(88本)の挿入元弁(V101)引抜元弁(V102)およびV113を全閉する												
		(5)試験対象CRDのHCU元弁(V101, V102, V103, V104, V105, V112)を全開確認する												
		(6)試験対象CRDのHCUアクムレク充填水圧力を確認する(123±3kg/cm3)到達していない場合はV113を徐閉し充填する(充填後全閉)												
(7)「スクラム排出容器水位高トリップバypass」スイッチを「バイパス」位置とする (ANN:「スクラム排出容器水位高トリップバypass」発生)														
(8)再度アクムレクの充填圧力を確認する(全数)														
2	機能確認試験	(1)原子炉水位低模擬信号入力 H11-P633-1 校正シミュルにてB21-LS-638Aに水位低(L2)を模擬する ①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ点灯 ②H11-P701 「ATWS原子炉水位低」ANN発生												
		(2)記録計をスタートさせる (チャート速度:10cm/sec)												
		(3)原子炉圧力高模擬信号投入し以下確認する H11-P687 B21-PS-647C ③-④ランプ												

ATWS機能確認試験データシート

実施年月日 平成11年6月 日

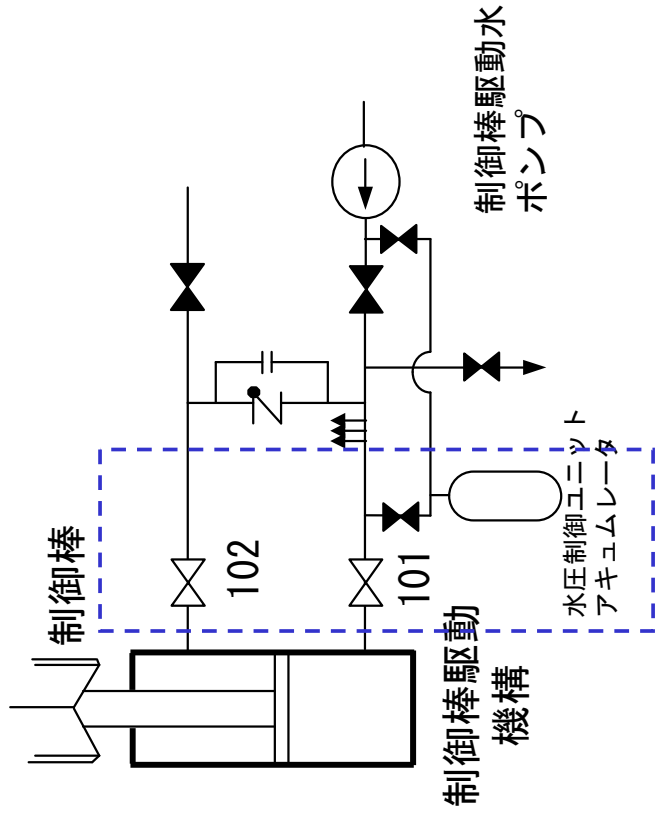
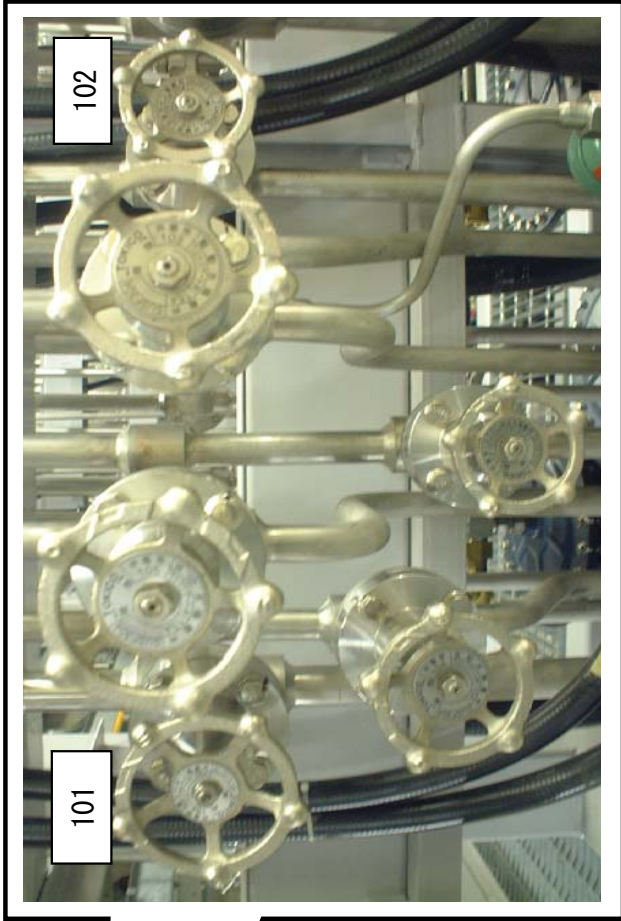
No.	項目	試験手順	結果	確認	
				電力殿	日立
機能確認試験		①H11-P701「ATWS原子炉圧力高」ANN発生			
		② 同上 「ARI論理(A)(B)作動」ANN発生			
		③現場 電磁弁作動スクラムを排気にて確認する C12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, C12-S0-F084A, F084B(全7弁)			
		(4)試験対象CRDの全挿入及び全制御棒のスクラム表示を確認する			
		(5)記録計を停止する			
		(6)スクラム排出容器へント弁(C12-A0-F042A/B及び F043A/B)、同トロン弁(C12-A0-F040A/B, F041A/B) の全閉を確認する			
		(7)スクラム排出量によっては、下記ANN発生する場合 がある 「スクラム排出容器水位高」 「スクラム排出容器水位高トリップ」			
		(8)模擬信号復旧 a)原子炉圧力高模擬信号復旧 H11-P687 B21-PS-647C ③-④シグナル 復旧 (H11-P701「ATWS原子炉圧力高」ANN消灯)			
		b)原子炉水位低模擬信号復旧 H11-P633-1 校正シミュルにてB21-LS-638Aの 水位低(L2)を模擬復旧し、以下を確認する ①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ 消灯 ②H11-P701「ATWS原子炉水位低」ANN消灯			
		(9)ARI(A)及び(B)リセットPBを操作しリセットする H11-P701「PB-RR45」「PB-RR245」PB操作し 以下を確認する ①H11-P701「ARI論理(A)(B)作動」ANN消灯 ②現場 電磁弁作動スクラム 下記電磁弁閉確認 C12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, C12-S0-F084A, F084B(全7弁) ③スクラム弁が全閉し、全制御棒のスクラム表示の消灯 することを確認する			

PC-2

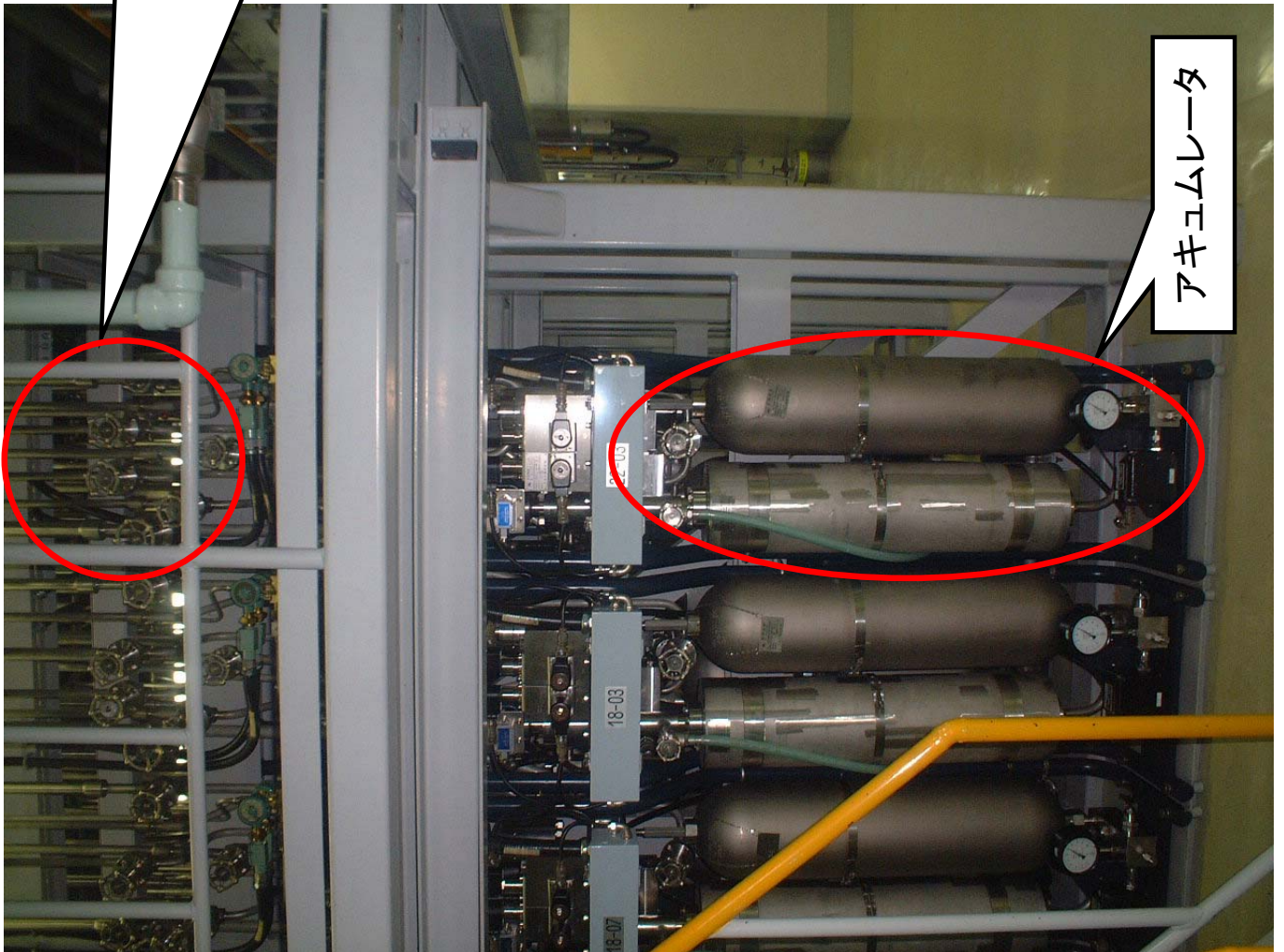
ATWS機能確認試験データシート

実施年月日 平成11年6月 日

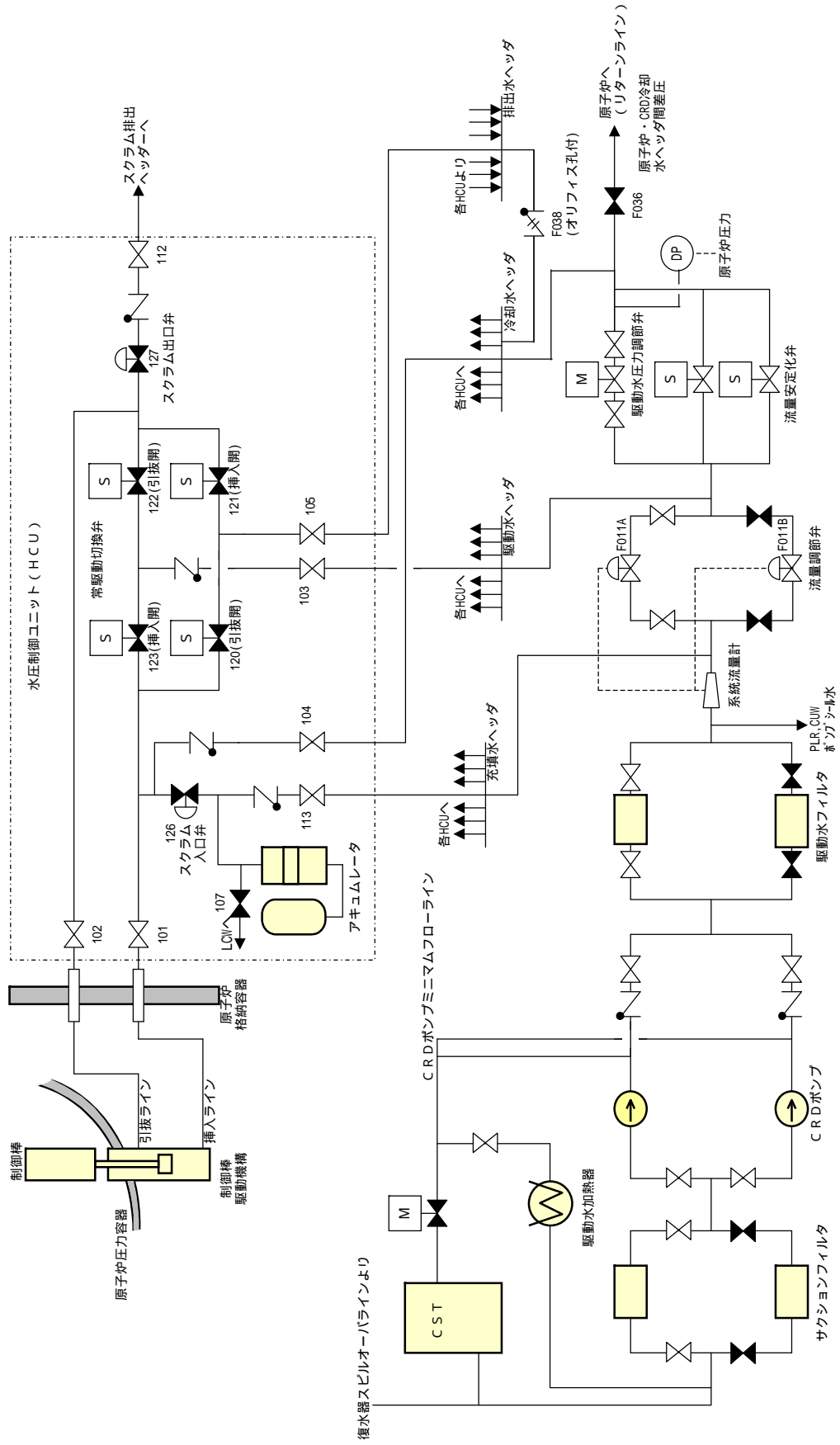
No.	項目	試験手順	結果	確認	
				電力殿	日立
		④スクラム排出容器ベント弁(C12-A0-F042A/B及びF043A/B、同トレンチ弁(C12-A0-F040A/B, F041A/B)の全開を確認する			
		⑤下記ANNが発生した場合は、警報の消灯を確認する 「スクラム排出容器水位高」 「スクラム排出容器水位高トリップ」			
3	復旧操作	(1)「スクラム排出容器水位高」トリップハイススイッチを「通常」位置とする (ANN:「スクラム排出容器水位高トリップハイス」消灯)			
		(2)全CRD(89本)の挿入元弁(V101)、引抜元弁(V102)を全開する			
		(3)全CRDのHCUアキュムレータを充填する CRD系統流量、差圧を通常状態に復旧し、V113を徐開し規定圧(123±3kg/cm ³)まで充填する			
		(4)HCU各弁を通常状態に復旧する(確認する) 開: V101, V102, V103, V104, V105, V112 閉: V107, V113			
		(5)ARI作動信号(仮設信号線)を解線、復旧する			
		(6)当該CRDの1ノッチ確認を実施し、ノッチ動作が正常であることを確認する			



水圧制御ユニット



制御棒駆動機構系統構成概要



複合手順メモ

単体スクラム試験及びARI機能試験手順

1～12項：単体スクラム試験

13項：アキュムレータ最低圧力単体スクラム試験

14項：ATWS ARI機能試験

15～項：復旧操作

1. HCUがインベイス状態であることを確認する。
2. HCUの充填水元弁(V-113)を微開してアキュムレータに充填水をチャージする。
3. チャージ後V-113を全閉とする。
4. アキュムレータ内圧力安定後、アキュムレータ圧力(123±3kg/m²)を記録する。
5. HCUないスクラム排出弁(V-112)を手で回転させ、全開であることを中操に連絡する。
6. 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引抜く。
「全引抜」後カップリング確認を行う。
7. スクラムテスト盤にて、単体スクラム試験CRD7ドレにドリフト信号取出しジャックを差込、
電磁オシロに接続する。
8. スクラムテストスイッチにて単体スクラムを行い、スクラムタイミングローダでスクラム時間を測定、記録する。
9. 中操表示にてスクラムランプ、ドリフトランプ、アキュムレータ異常ランプを確認し、チェックシートに記載する。
10. スクラムテストスイッチをリセットする。
11. 対象HCUを隔離する
 - (1) V-107開し、アキュムレータのブローを再度確認する、確認後同弁、閉とする
 - (2) 挿入元弁(V-101)、引抜元弁(V-102)を全開する。
 - (3) アキュムレータ圧力(84kg/cm²)、V-113の閉を再確認する。
12. 上記1～11項をCRD全数に対し順次実施する。
13. アキュムレータ最低圧力(110kg/cm²)による単体スクラム試験(2体)の実施
 - (1) 対象CRD、HCUの充填水元弁(V-113)を微開し、アキュムレータチャージする(123kg/cm²)
 - (2) 挿入元弁(V-101)、引抜元弁(V-102)を全開する。
 - (3) 中操で1/7引抜、挿入操作実施し駆動確認実施する。
 - (4) 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引抜く。
「全引抜」後カップリング確認を行う。
 - (5) V-107を操作し、アキュムレータ圧力を110kg/cm²まで降圧する。
 - (6) 試験の実施
上記7～11項を実施する
 - (7) 残り1体についても同様に実施する。

14. ATWS ARI 機能試験の実施

14.1 準備

- (1) 単体スクラム試験結果より最遅スクラム時間のCRDを選択する。
- (2) 対象CRD、HCUの充填元弁(V-113)を微開し、アキュムレータチャージする(123Kg/cm²)
- (3) 挿入元弁(V-101)、引抜元弁(V-102)を全開する。
- (4) 中操で1/4引抜、挿入操作実施し駆動確認実施する。
- (5) 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引抜く。
「全引抜」後カップリング確認を行う。
- (6) 試験対象CRDのHCU元弁(V101, V102, V103, V104, V105, V112)を全開確認する。
- (7) V-107を操作し、アキュムレータ圧力を110kg/cm²まで降圧する。(到達後弁全閉とする)
- (8) 「スクラム排出容器水位高トリップバインスイッチを「バイパス」位置とする。
(ANN:「スクラム排出容器水位高トリップバイン」発生)

14.2 試験

- (1) 原子炉圧力高模擬信号投入
H11-P687 B21-PS-647C ③-④ジャンパ
①H11-P701「ATWS原子炉圧力高」ANN発生
- (2) 記録計をスタートさせる(チャート速度:10cm/sec)
- (3) 原子炉水位低模擬信号入力(本信号にてスクラム)
H11-P633-1 校正メニューにてB21-LS-638Aに水位低(L2)を模擬する。
①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ点灯
②H11-P701「ATWS原子炉水位低」ANN発生
③ 同上 「ARI論理(A)(B)作動」ANN発生
④現場 電磁弁作動スクラム 下記電磁弁開を排気にて確認する。
C12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, F084A, F084B
- (4) 試験対象CRDの全挿入及び全制御棒のスクラム表示を確認する。
- (5) 記録計を停止する。
- (6) スクラム排出容器ベント弁(C12-A0-F042A/B及びF043A/B)と同ドレン弁(C12-A0-F040A/B及びF041A/B)の全閉を確認する。
- (7) スクラム排出量によっては、下記ANN発生する場合がある。
「スクラム排出容器水位高」
「スクラム排出容器水位高トリップ」
- (8) 模擬信号復旧
 - a) 原子炉圧力高模擬信号復旧
H11-P687 B21-PS-647C ③-④ジャンパ復旧
(H11-P701「ATWS原子炉圧力高」ANN消灯)
 - b) 原子炉水位低模擬信号復旧
H11-P633-1 校正メニューにてB21-LS-638Aの水位低(L2)を模擬復旧する。
①H11-P663-1 B21-LS638A トリップランプ消灯
②H11-P701「ATWS原子炉水位低」ANN消灯
- (9) ARI(A)及び(B)リセットPBを操作しリセットする
H11-P701「PB-RR45」「PB-RR245」PB操作し以下を確認する。
①H11-P701「ARI論理(A)(B)作動」ANN消灯

- ②現場 電磁弁作動スクラム 下記電磁弁閉を排気停止にて確認
G12-S0-F080, F081, F082, F083A, F083B, F084A, F084B
- ③スクラム弁が全閉し、全制御棒のスクラム表示の消灯することを確認する。
- ④スクラム排出容器ベント弁 (G12-A0-F042A/B及びF043A/B) と同ドレン弁 (G12-A0-F040A/B及びF041A/B) の全開を確認する。
- ⑤下記ANNが発生した場合は、警報の消灯を確認する。

「スクラム排出容器水位高」

- (10) 「スクラム排出容器水位高」トリップバインスイッチを通常位置とする。
(ANN: 「スクラム排出容器水位高トリップバイン」消灯)
- (11) ARI作動信号(仮設信号線)を解線、復旧する。

15. 復旧操作

- (1) 全CRD(89本)の挿入元弁(V101)、引抜元弁(V102)を全開する。
- (2) 全CRDのV113を開し、HCUキムレーを充填する。
- (3) HCU各弁を通常状態に復旧する。(確認する)
開: V101, V102, V103, V104, V105, V112
閉: V107, V113
- (4) 全CRDの1ノッチ確認を実施し、ノッチ動作が正常であることを確認する。

16. その他

- (1) CRD系統は下記ノンリターン運転とする。
系統流量: 約125 l/min
駆動水差圧: 18.3 + 0.4, -1.1 Kg/cm²
- (2) CRD損傷防止のため、単体スクラム試験前にHCUの各隔離弁(特にV112)が全開であることを確認する。

複合手順メモの検討依頼

ATWS 機能試験手順について

ATWS ARI 機能試験に関し、CRD 単体スクラム試験終了後に当該試験実施予定ですか、試験効率をよくする為、CRD 単体スクラム試験及び ARI 機能試験の手順を、以下のようにしたく、御検討くださるようお願いいたします。

1. 現状の手順

1. 1 CRD 単体スクラム試験 (詳細添付 1 参照)

- (1) HCU7キムレーチャージ 確認 (123Kg/cm²)
- (2) 試験対象 CRD 引抜き後単体スクラム試験実施
- (3) 当該 HCU7キムレーチャージ
- (4) 上記 (1) ~ (3) 項の手順にて、全 CRD 試験実施
- (5) 全 CRD 試験終了後 1/ツチ確認
- (6) 最低駆動圧確認試験
2体の CRD に関し、チャージ 圧力を 110Kg/cm² にブローし同様に確認する。

1. 2 ARI 機能試験 (詳細添付 2 参照)

- (1) 対象 CRD 以外の HCU7キムレーチャージ 実施
- (2) 対象 CRD 以外の HCU 隔離
- (3) 試験対象 CRD HCU7キムレーチャージ 充填確認後試験実施
- (4) 試験対象 CRD HCU7キムレーチャージ
- (5) 7キムレーチャージ 後 1/ツチ確認
- (6) 全 7キムレーチャージ
- (7) HCU インサート

2. 試験手順案

上記 1、2 項を元に効率を上げたく、以下の手順で試験実施したく、御検討願います。

(詳細添付 3 参照)

- (1) HCU7キムレーチャージ 確認 (123Kg/cm²)
- (2) 単体スクラム試験対象 CRD 引抜き後単体スクラム試験実施
- (3) 当該 7キムレーチャージ の圧力確認後 (84Kg/cm²)、HCU の隔離
- (4) 上記 (1) ~ (3) 項の手順にて、全 CRD 単体スクラム試験実施
- (5) 最低 7キムレーチャージ 試験圧による単体スクラム試験
 - ① 試験対象 HCU7キムレーチャージ (123Kg/cm²)
 - ② 試験対象 CRD 1/ツチ確認
 - ③ 試験対象 HCU7キムレーチャージ 圧力 110Kg/cm² までブロー
 - ④ 試験実施
- (6) ARI 試験対象 CRD の HCU7キムレーチャージ (123Kg/cm²)
- (7) ARI 試験対象 CRD 1/ツチ確認
- (8) 試験対象 HCU7キムレーチャージ 圧力を 110Kg/cm² までブローする
- (9) ARI 機能試験実施
- (10) 全 HCU7キムレーチャージ (123Kg/cm²)
- (11) 全 CRD 1/ツチ確認
- (12) HCU インサート確認

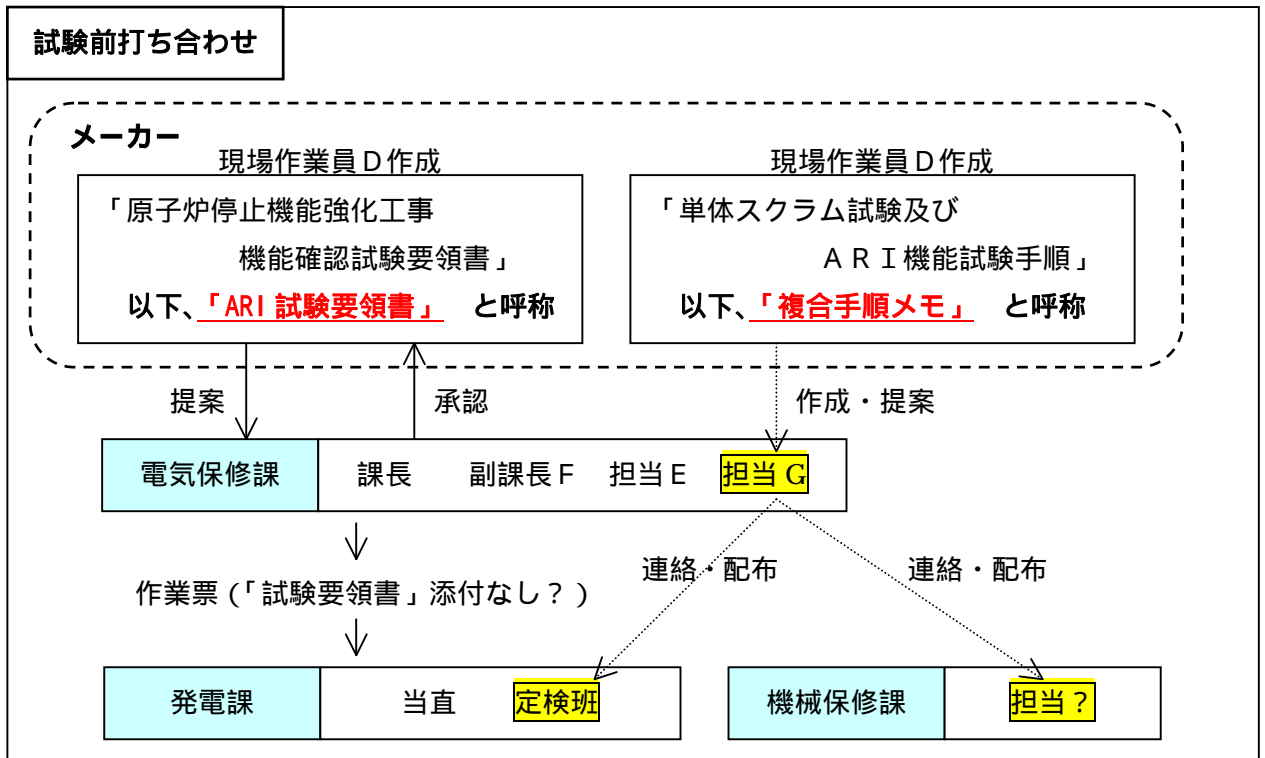
5. その他

CRD 系統は下記ノンリターン運転とする

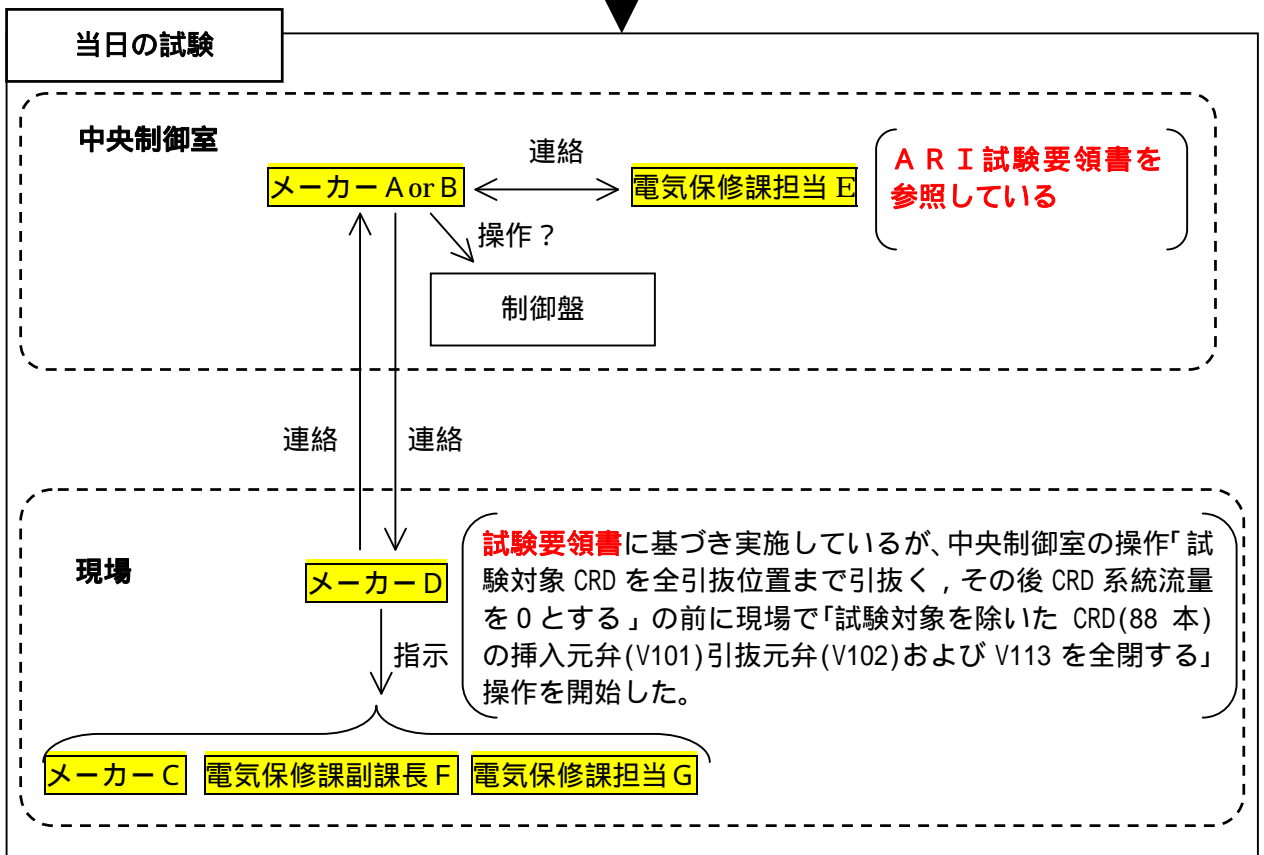
系統流量: 約 125 l/min

駆動水差圧: 18.3 ± 0.4、-1.1Kg/cm²

試験要領書関係の図解



- ・結局「**複合手順メモ**」は使わなかった。
- ・実際の操作では「ARI 試験要領書」を用いたが、直前に行われる単体スクラム試験において、「アキュムレータに水をチャージする」操作をしないこと、及び「1ノッチ引抜・挿入操作」を後から実施すると言う点で、「**複合手順メモ**」の考え方を取り入れた。
- ・「ARI 試験要領書」における、「アキュムレータ充填水をブローする」というステップは、事実上「ブロー後の圧力が下がっていることを確認する」という内容だけになり、現場における事実上の最初の操作は、「試験対象を除いた CRD(88 本)の挿入元弁(V101)引抜元弁(V102)および V113 を全閉する」になった。



機械保修課実施の「単体スクラム試験要領書」
(制御棒駆動機構機能試験要領書)より

4. 試験要領

電気保修課の試験の直前に実施

4.1 単体スクラム試験

- (1) HCUがインサート状態であることを確認する。
 - (2) HCUの充填水元弁(V-113)を微開してアキュムレータに充填水をチャージする。
 - (3) チャージ後、V-113を全閉とする。
 - (4) アキュムレータ内の圧力が安定後、アキュムレータ圧力(123±3kg/cm^g)を記録する。
 - (5) HCU内スクラム排出弁(112)を手で回転させ、全開であること確認し中操に連絡する。
 - (6) 中操にてCRDを「全引抜」位置まで引き抜く。「全引抜」後カッピング確認を行う。
 - (7) スクラムテスト盤にて、試験CRDアドレスにドリフト信号取り出しジャックを差し込み電磁オシロに接続する。注) 結露防止のためオシロは乾燥剤を詰め、蓋を閉鎖する。
 - (8) スクラムテストスイッチにて単体スクラムを行い、スクラムタイムングレコーダーでスクラム時間を測定、記録する。操作方法については、機器取扱説を参考にします。
 - (9) 中操表示にてスクラムランプ、ドリフトランプ、アキュムレータ異常ランプ、全挿入ランプを確認し、添付チェックシートに記載する。
 - (10) スクラムテストスイッチをリセットする。
 - (11) テスト後HCUの充填水元弁(V-113)を微開して、アキュムレータに水をチャージする。チャージ後、V-113を全開する。
 - (12) 中操で、1ノッチ引抜、挿入操作を実施し駆動確認する。
- 尚、詳細は、添付資料「スクラム試験手順表」を参照のこと。
- (13) 上記の定格アキュムレータ圧力(110kg/cm^g)での確認を同様に2体実施する。

注意事項

CRD損傷防止のため、単体スクラム試験前にHCUの全ての隔離弁(特にスクラム排出水元弁「112弁」)が、全開であることを確認することを確認する。

PC-2

ATWS機能確認試験データシート

実施年月日 平成11年6月 日

No.	項目	試験手順	結果											
			電力数	日立										
1	試験前確認	試験は単体スクラム試験に引続き実施する。 (1) 単体スクラム試験結果より該当ARIの中で最遅スクラム時間のCRDを選択する <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>CRD No.</td> <td>10%</td> <td>40%</td> <td>75%</td> <td>パツツ</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	CRD No.	10%	40%	75%	パツツ							
CRD No.	10%	40%	75%	パツツ										
		(2) 試験対象CRDを除いたCRD(88本)の7ヶALV-ク 充填水をブローする ① V113「閉」 ② V107「開」にて7ヶALV-クをブローする、又エア 混入しないように同弁閉操作する ③ ブロー後の圧力84±1.5kg/cm ³ を確認する (3) 試験対象CRDを全引抜位置まで引抜く、 その後CRD系統流量を0とする (4) 試験対象を除いたCRD(88本)の挿入元弁(V101) 引抜元弁(V102)およびV113を全閉する (5) 試験対象CRDのHCU元弁(V101, V102, V103, V104 V105, V112)を全開確認する (6) 試験対象CRDのHCU7ヶALV-ク充填水圧力を確認 する(123±3kg/cm ³)到達していない場合は V113を徐閉し充填する(亦増後全閉) (7) 「スクラム排出容器水位高」トリップ「バイパス」 を「バイパス」位置とする (ANN:「スクラム排出容器水位高トリップ」発生) (8) 再度7ヶALV-クの充填圧力を確認する(全数)	現場操作	電力数										
		(1) 原子炉水位低模擬信号入力 H11-P633-1 校正エラーにてB21-LS-638Aに 水位低(L2)を模擬する ① H11-P663-1 B21-LS638A トリップ「点灯」 ② H11-P701 「ATWS原子炉水位低」ANN発生 (2) 記録計をスタートさせる (チャート速度: 10cm/sec) (3) 原子炉圧力高模擬信号投入し以下確認する H11-P687 B21-PS-647C ③-④「点灯」	現場操作											
2	機能確認試験													

事実上、弁の実操作は
無くなった

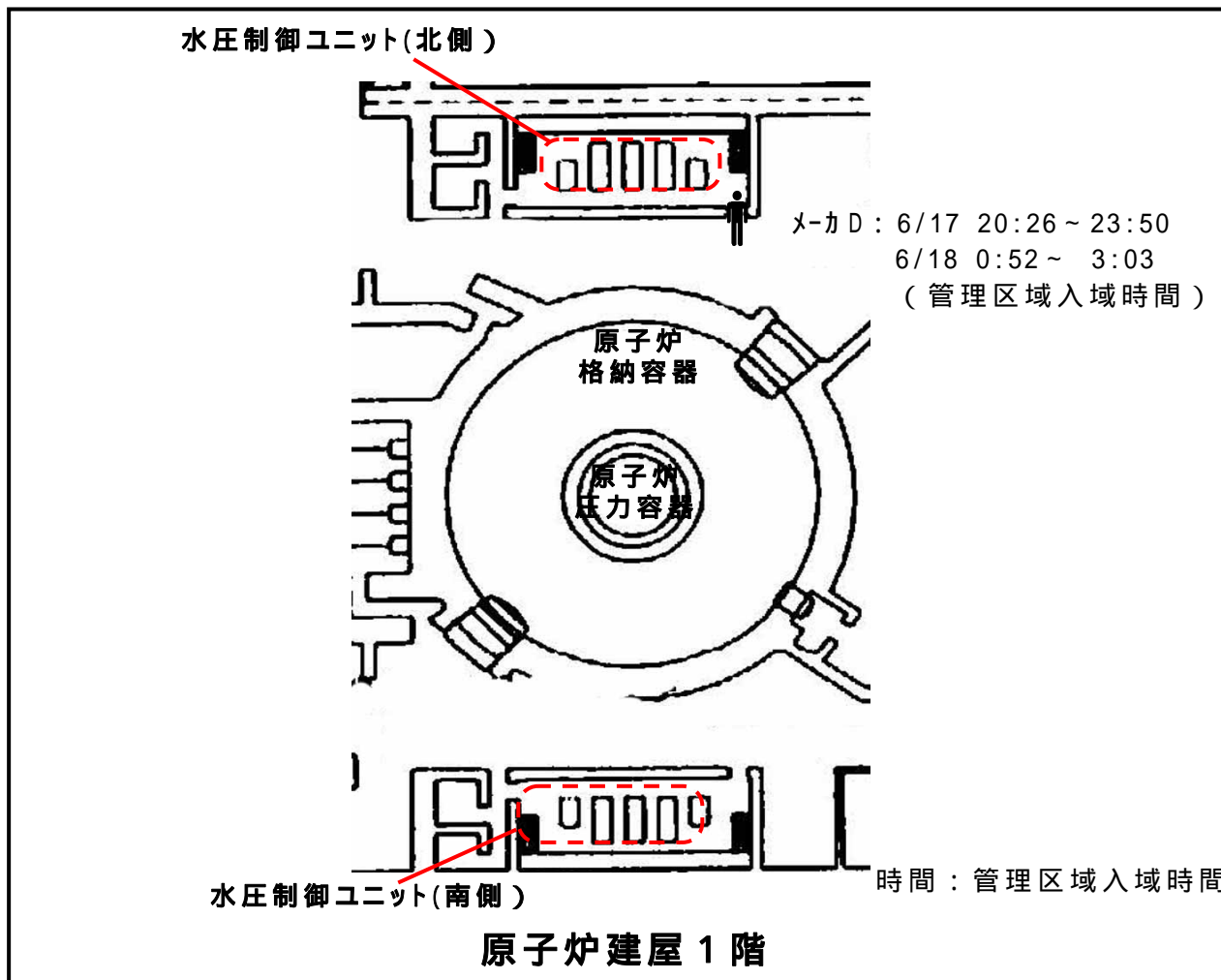
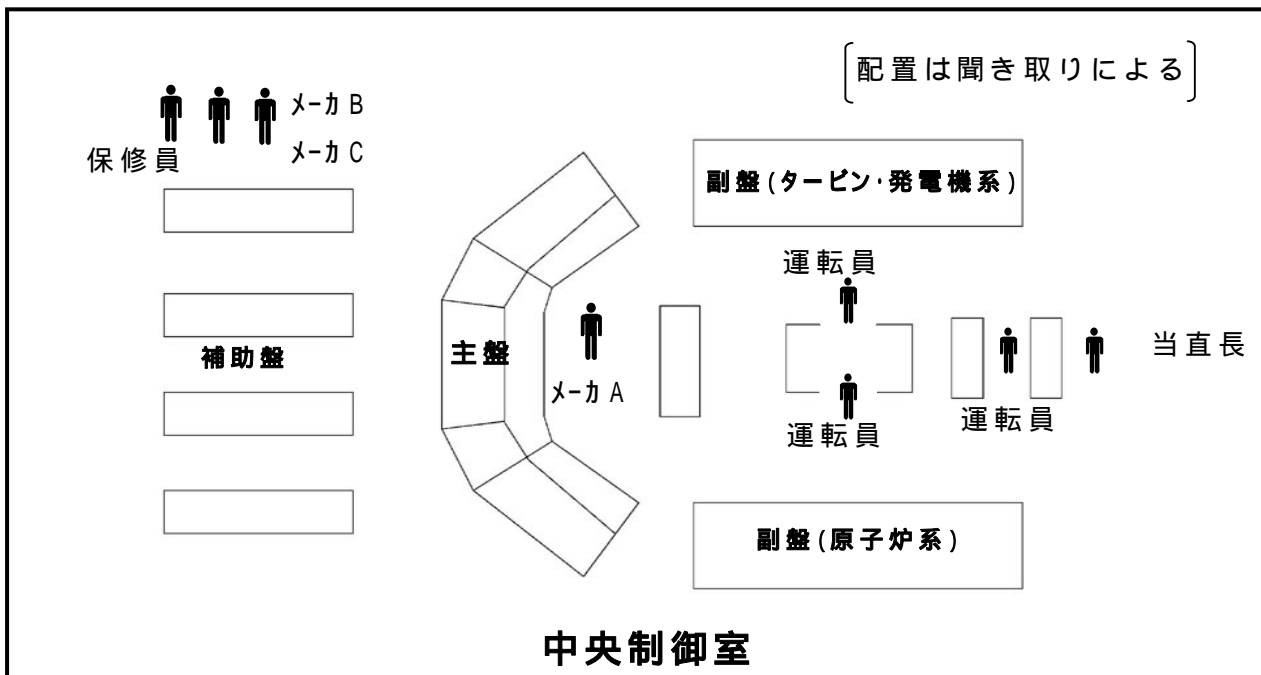
中央制御室で(3)
を完了する前に、
現場は(4)を開始
した

制御棒引き抜きの
原因になった

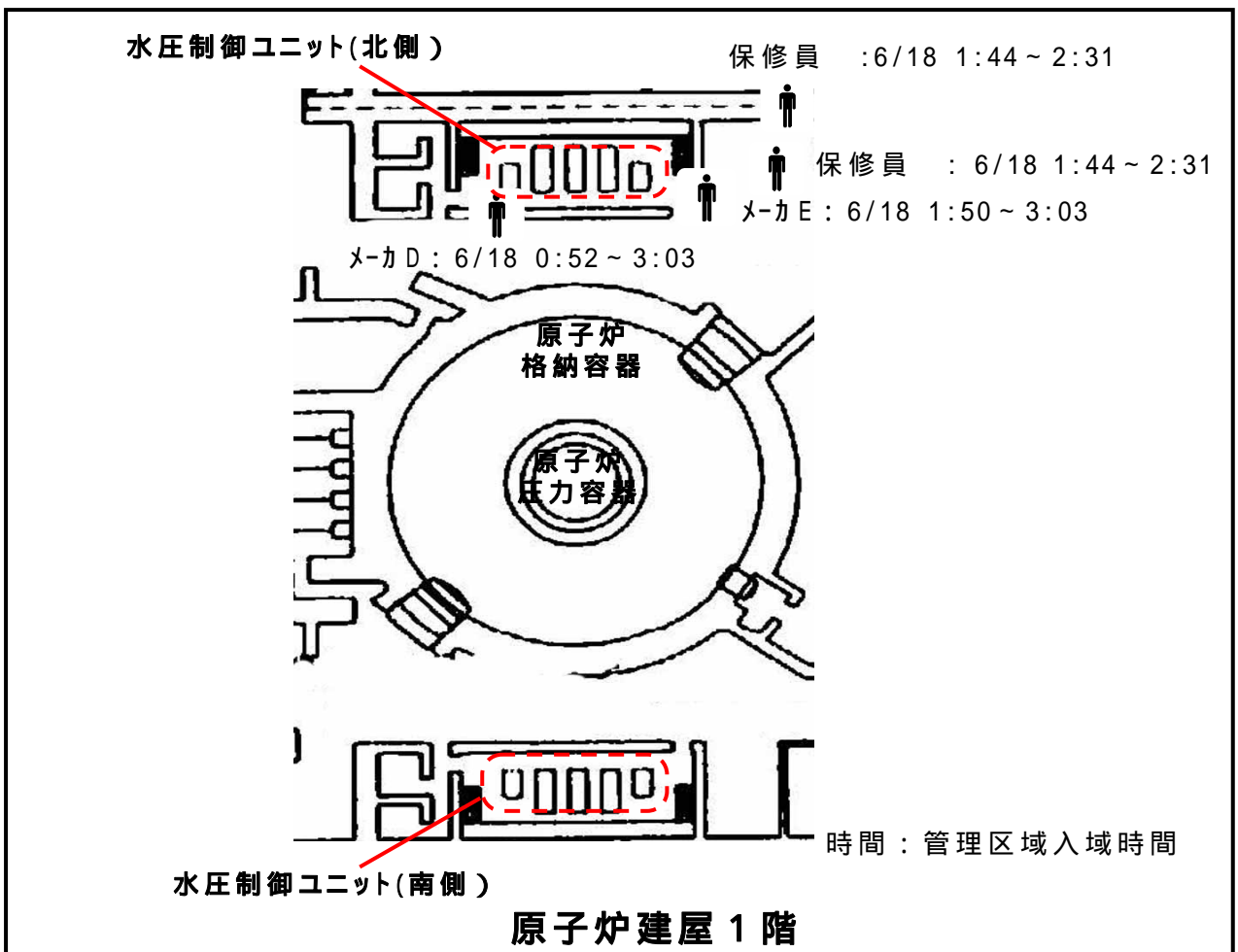
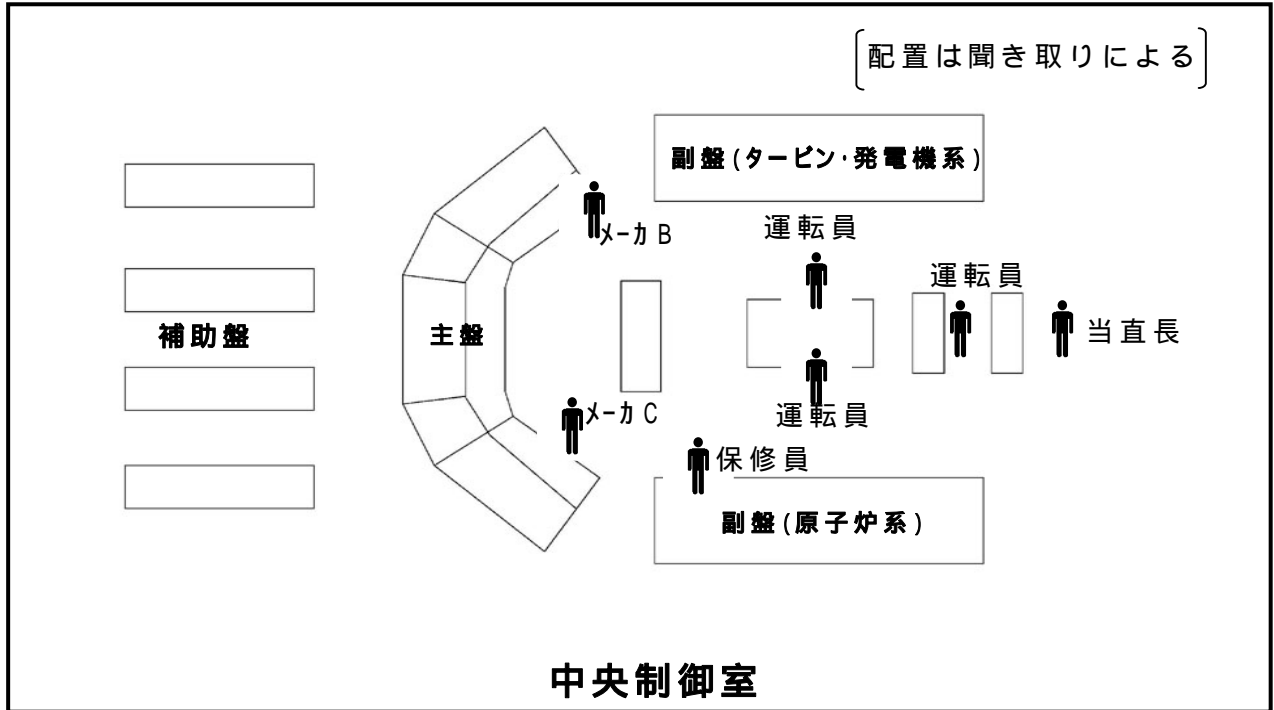
左側(11)をしないこと
により、右側(2)は事実
上のみとなった

左側(12)を右側(3)
の前に実施すること
になった

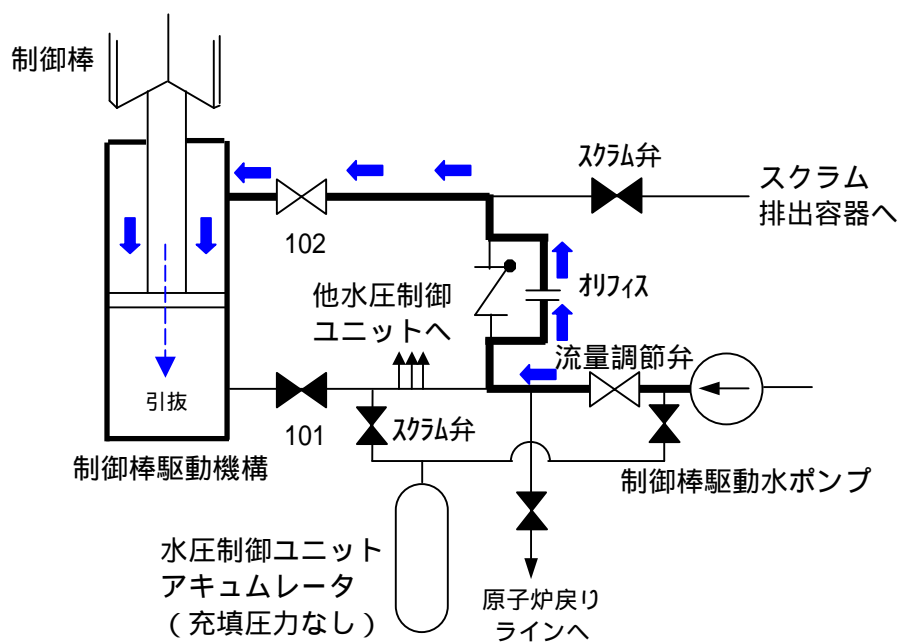
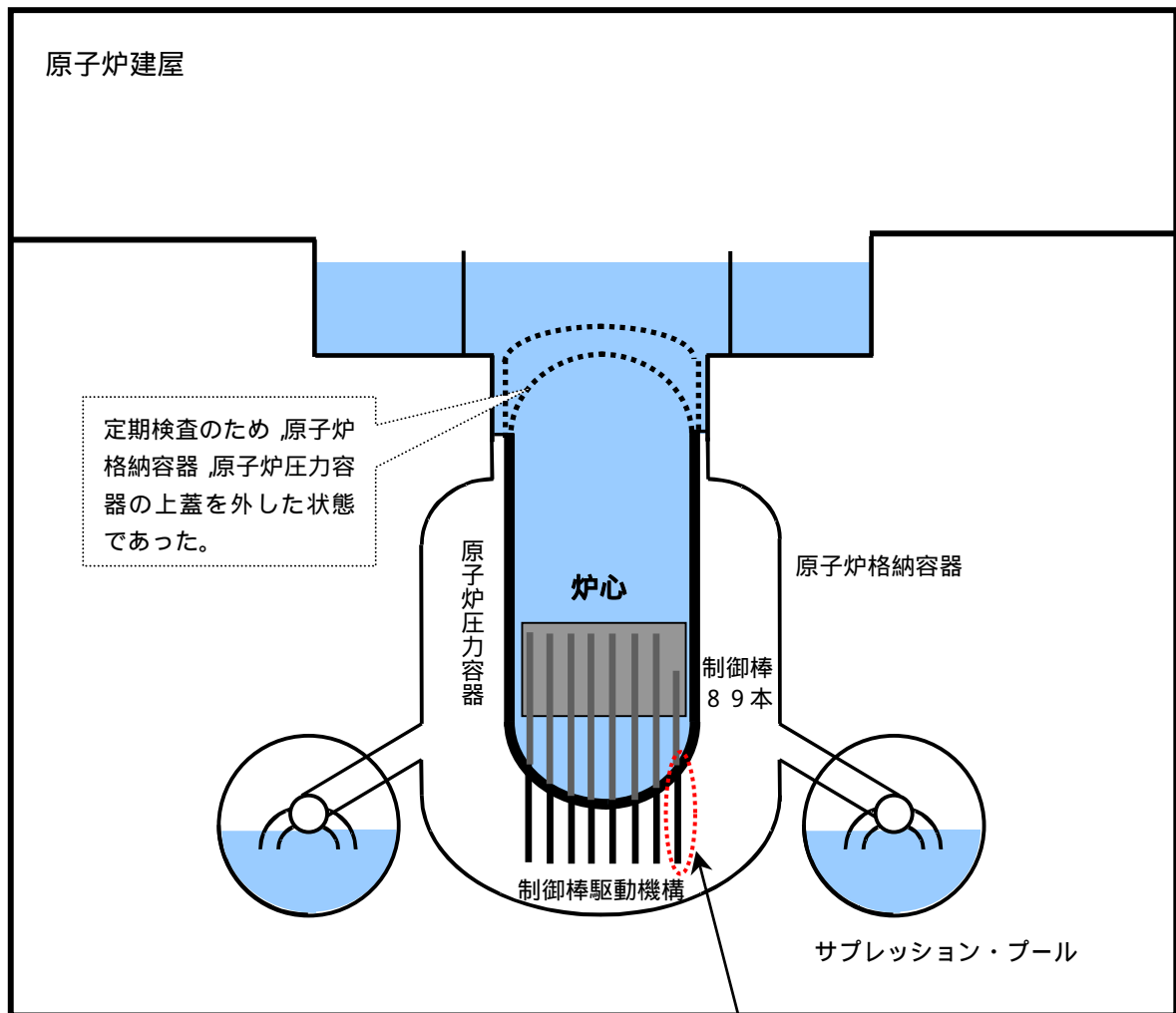
CRD 単体スクラム試験時 操作員配置図(作業担当課：機械保守課)



ARI 機能確認試験時 操作員配置図 (作業担当課：電気保守課)



制御棒引抜動作開始時の状態（概要図）



・流量調節弁を閉めず、また、原子炉戻りラインの弁を開けずに101弁を閉としたことから、矢印の圧力がかかり、制御棒が想定外に引き抜かれた。

・原子炉が臨界状態となり、原子炉自動停止信号が発生したが、101弁が閉であったこと及び水圧制御ユニットアキュムレータに圧力が充てんされていなかったことから、直ちに制御棒が挿入されなかった。

臨界事故発生時の作業状況

1. 作業目的

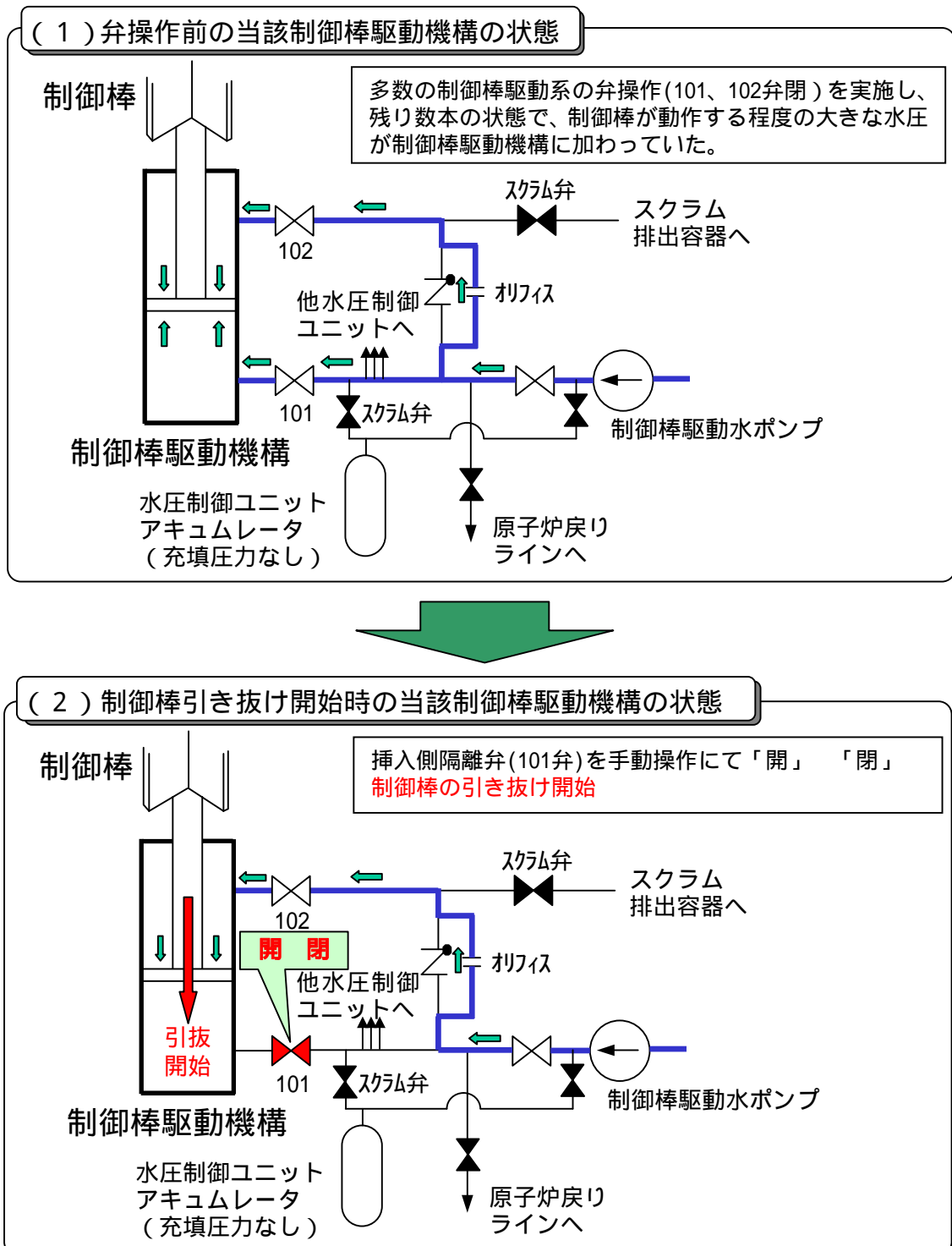
原子炉停止機能強化工事機能確認試験（ARI 試験）における、制御棒 1 本の緊急挿入試験を実施するための準備。

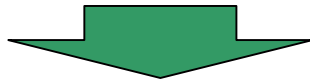
2. 作業概要

試験対象制御棒 1 本以外の制御棒 8 本について、緊急挿入信号で動かない（既に全挿入状態であり、さらに緊急挿入の力が加わらない）よう、以下の措置を実施。

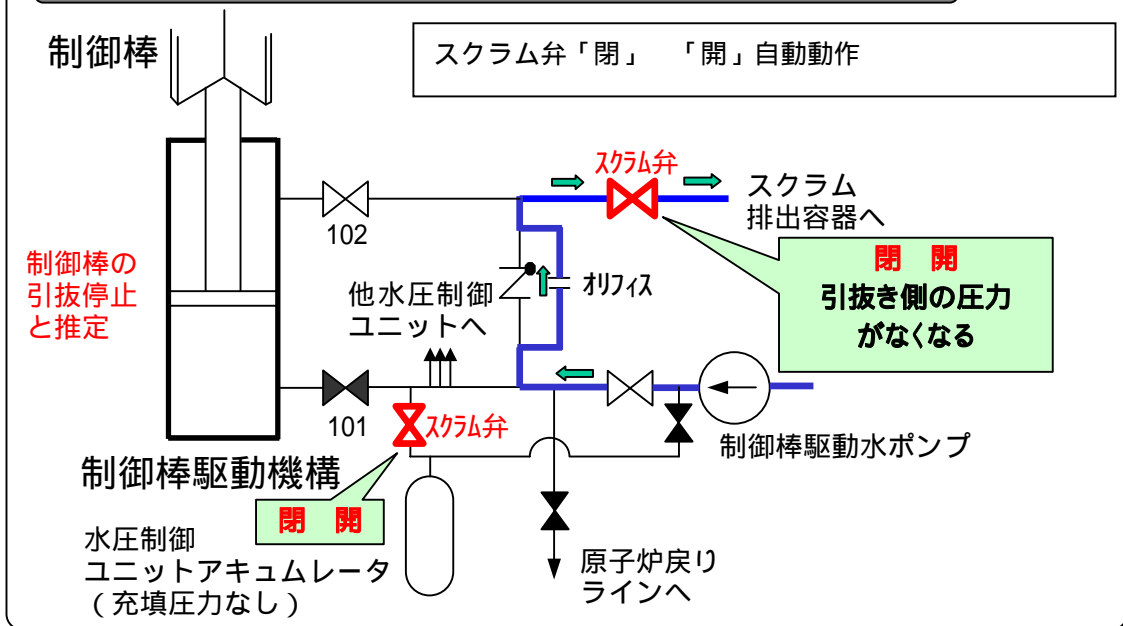
- ・ 水圧制御ユニットアキュムレータのブロー（圧力低下措置）
- ・ 制御棒駆動機構の隔離

3. 臨界事故発生時の操作状況

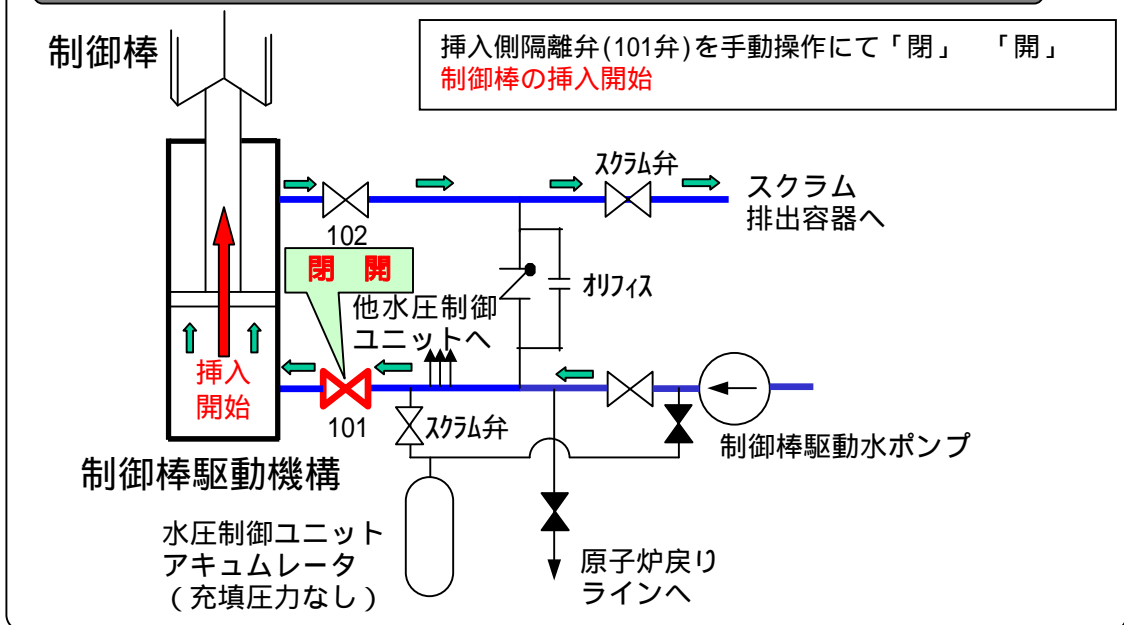




(3) 原子炉自動停止信号発信時の当該制御棒駆動機構の状態



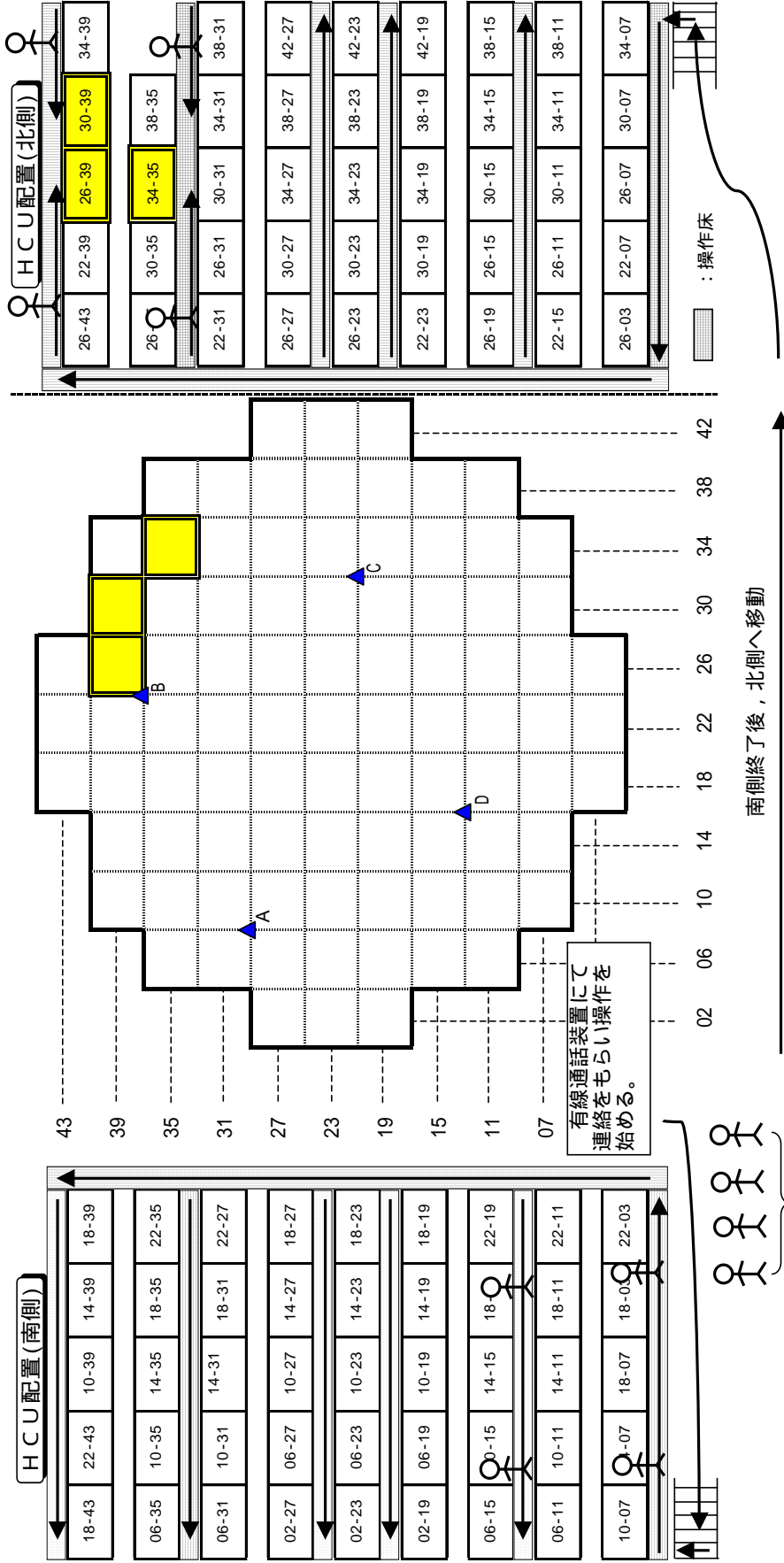
(4) 挿入側隔離弁 (101 弁) 開操作時の当該制御棒駆動機構の状態



以上

AR I 機能確認試験時の隔離操作 (1 0 1 , 1 0 2 弁操作) 実施順序 (推定)

AR I 機能確認試験対象制御棒 (14-31) を除く 88 本の制御棒の HCU の隔離操作実施



電気保修課 2 人, メーカー 2 人の 4 人で移動しながら, 1 0 1 弁, 1 0 2 弁を順次実施
1 列に 2 人が入り操作したところもあるので, HCU の順は不明。(間取りによる)

南側終了後, 北側へ移動し, 同様に作業実施

AR I 機能確認試験対象座標 (単体スクラム試験結果より, 最も挿入速度の遅い座標の制御棒を選択)

SRM (中性子源領域モニタ検出器) (A ~ D はチャンネルを示す。)

引扱事象の発生した制御棒座標

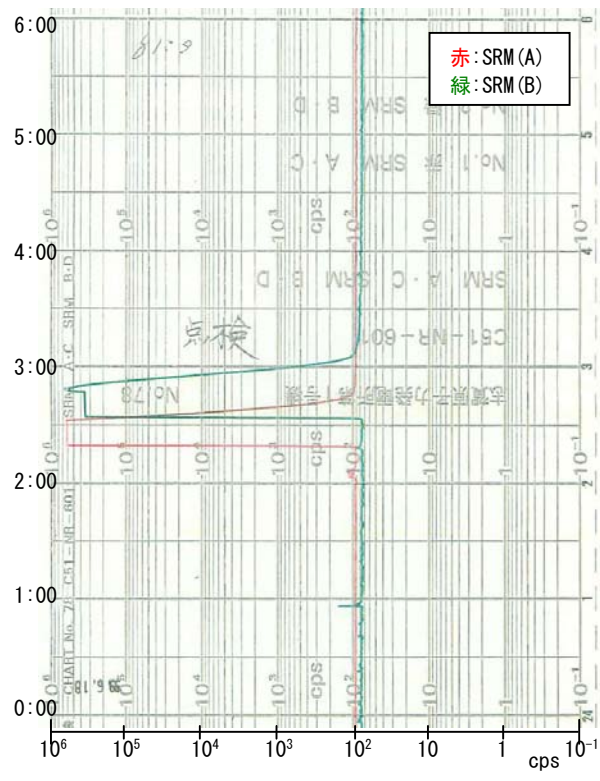
南側終了後, 北側へ移動

操作床

炉内中性子束モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

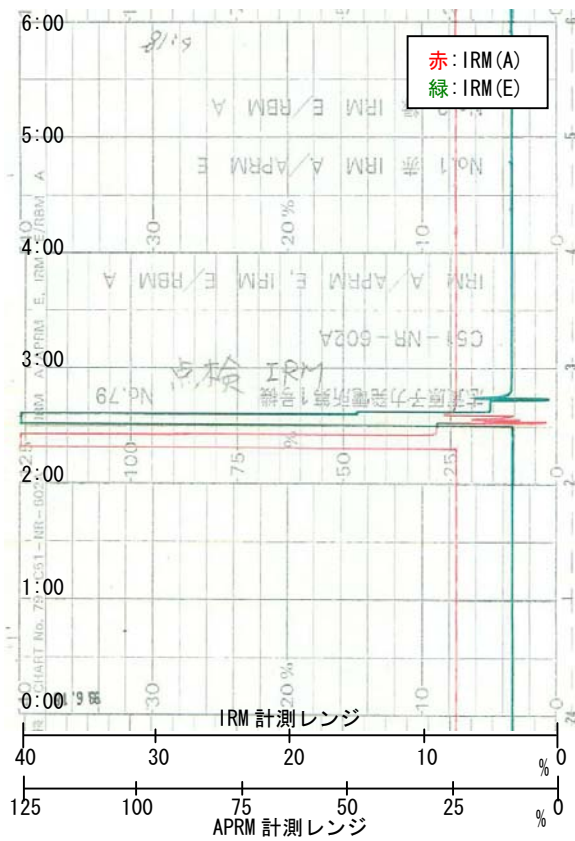
中性子源領域モニタ(A)(B)



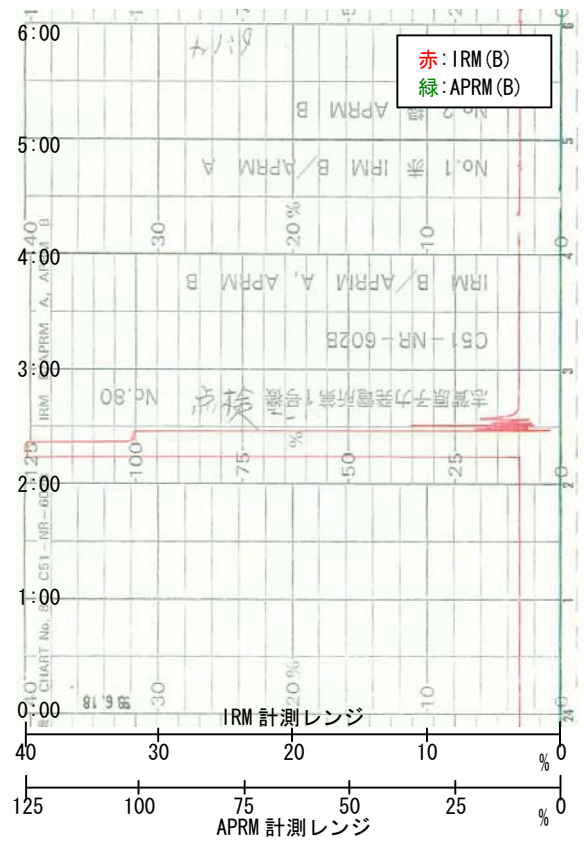
炉内中性子束モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

中間領域モニタ(A)/(E)



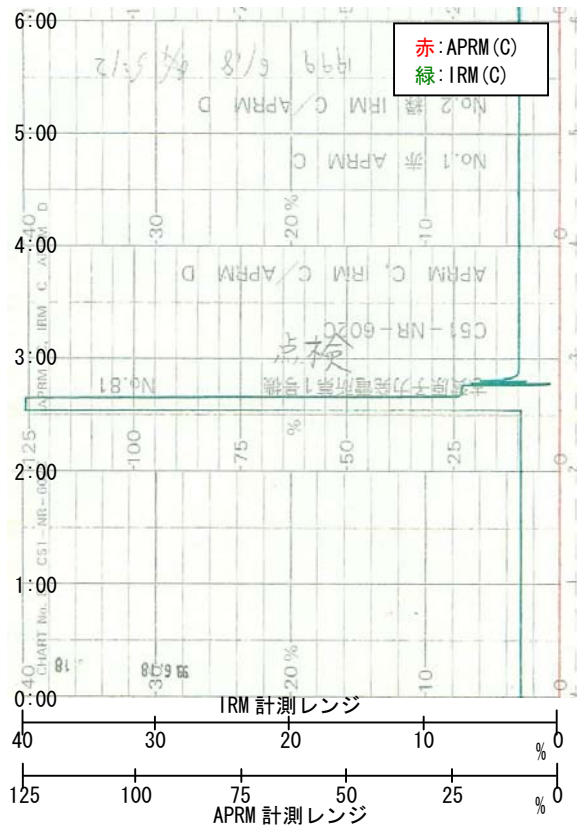
中間領域モニタ(B)



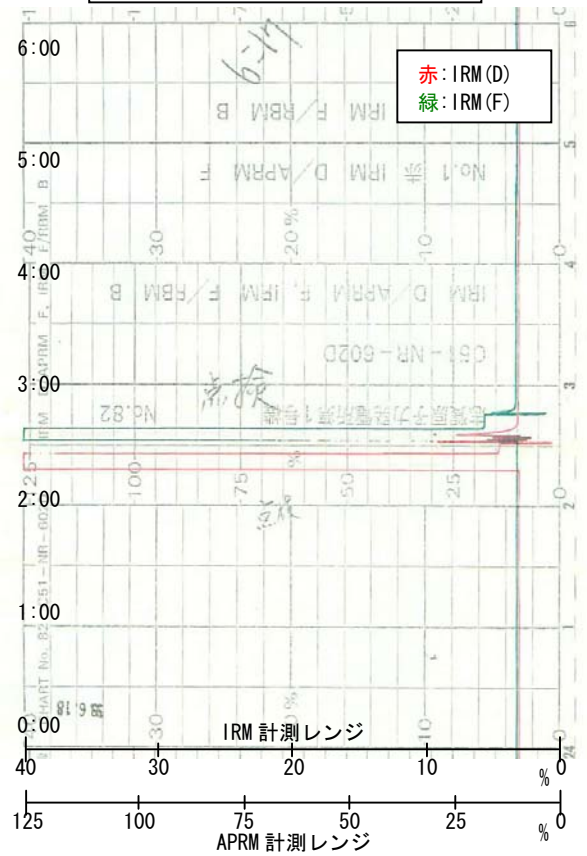
炉内中性子束モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

中間領域モニタ(C)

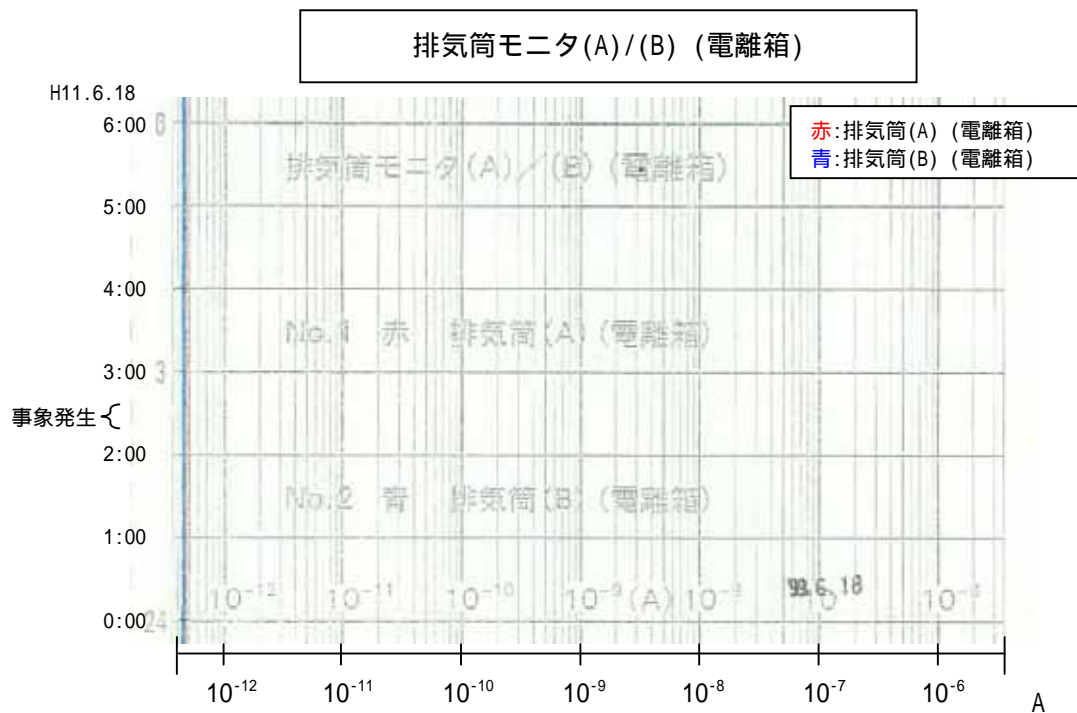
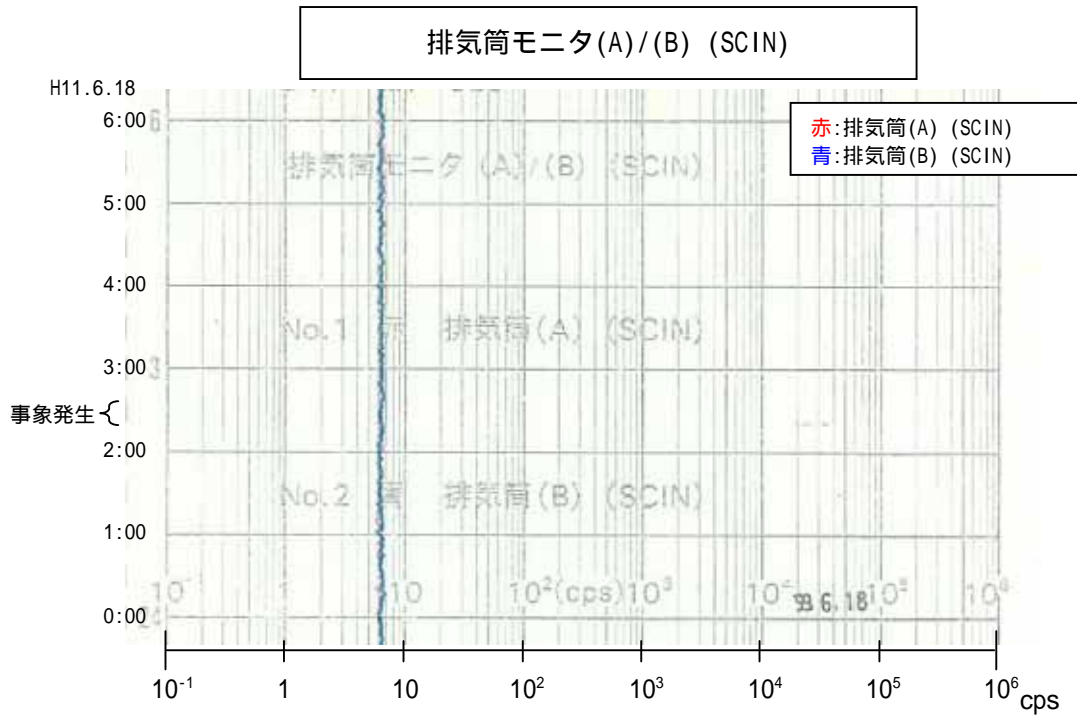


中間領域モニタ(D)/(F)



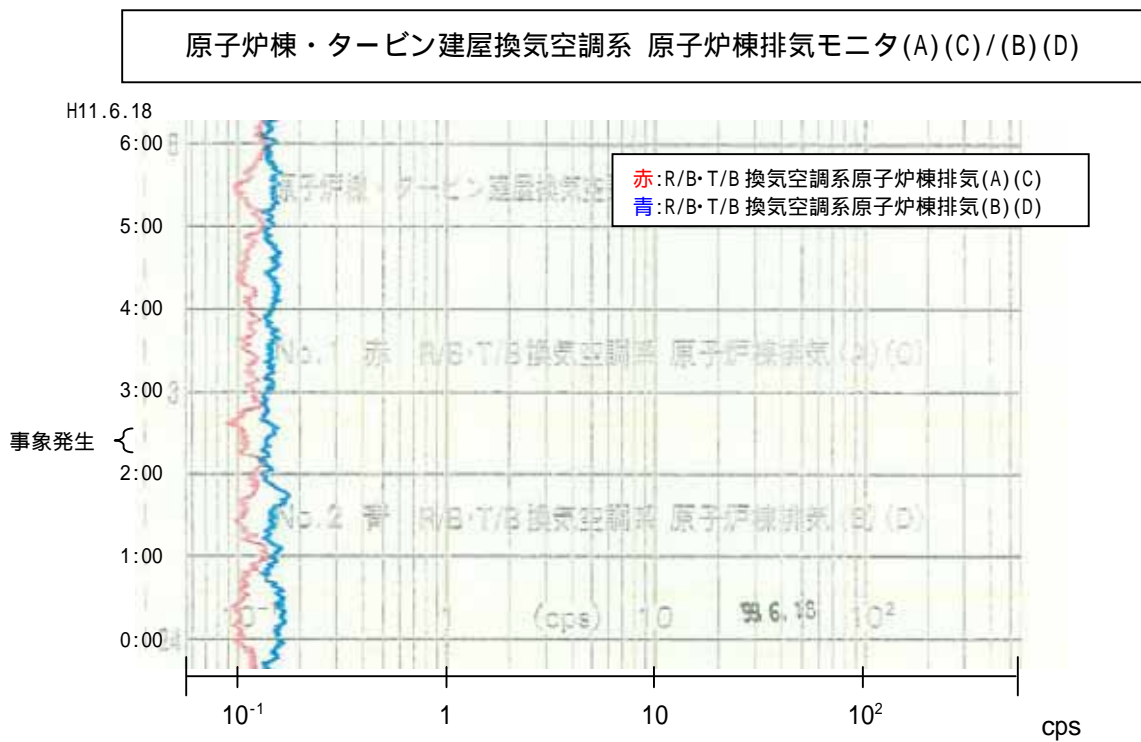
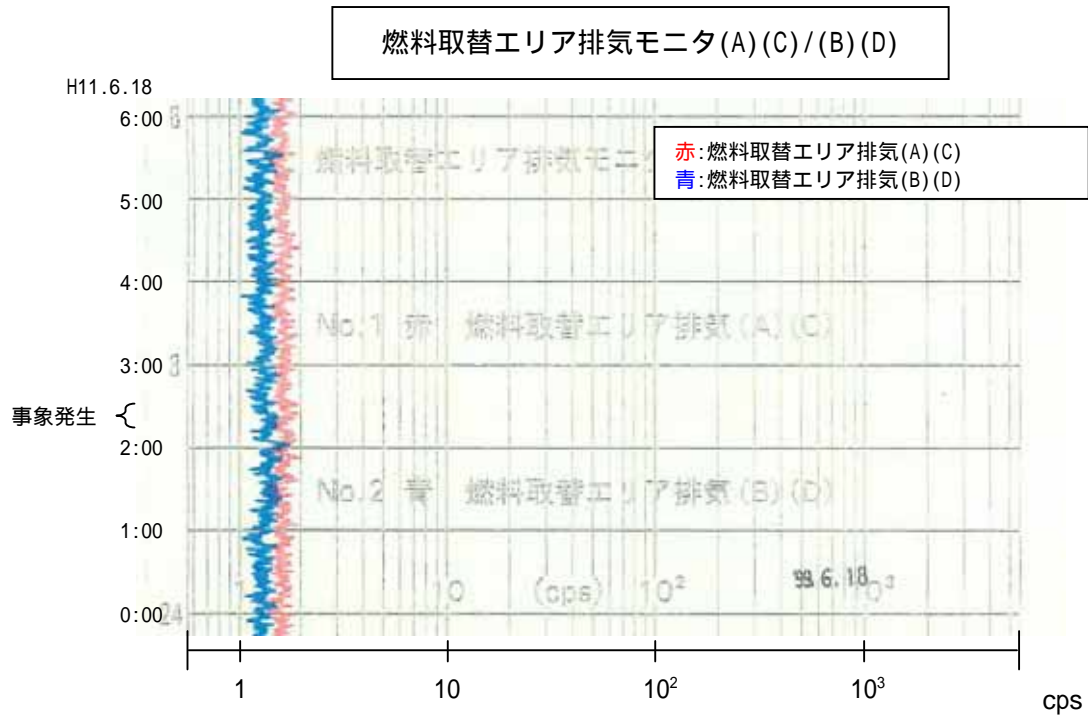
放射線モニタ関係チャート

[平成 1 1 年 6 月 1 8 日 0 : 0 0 ~ 6 : 0 0]



放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

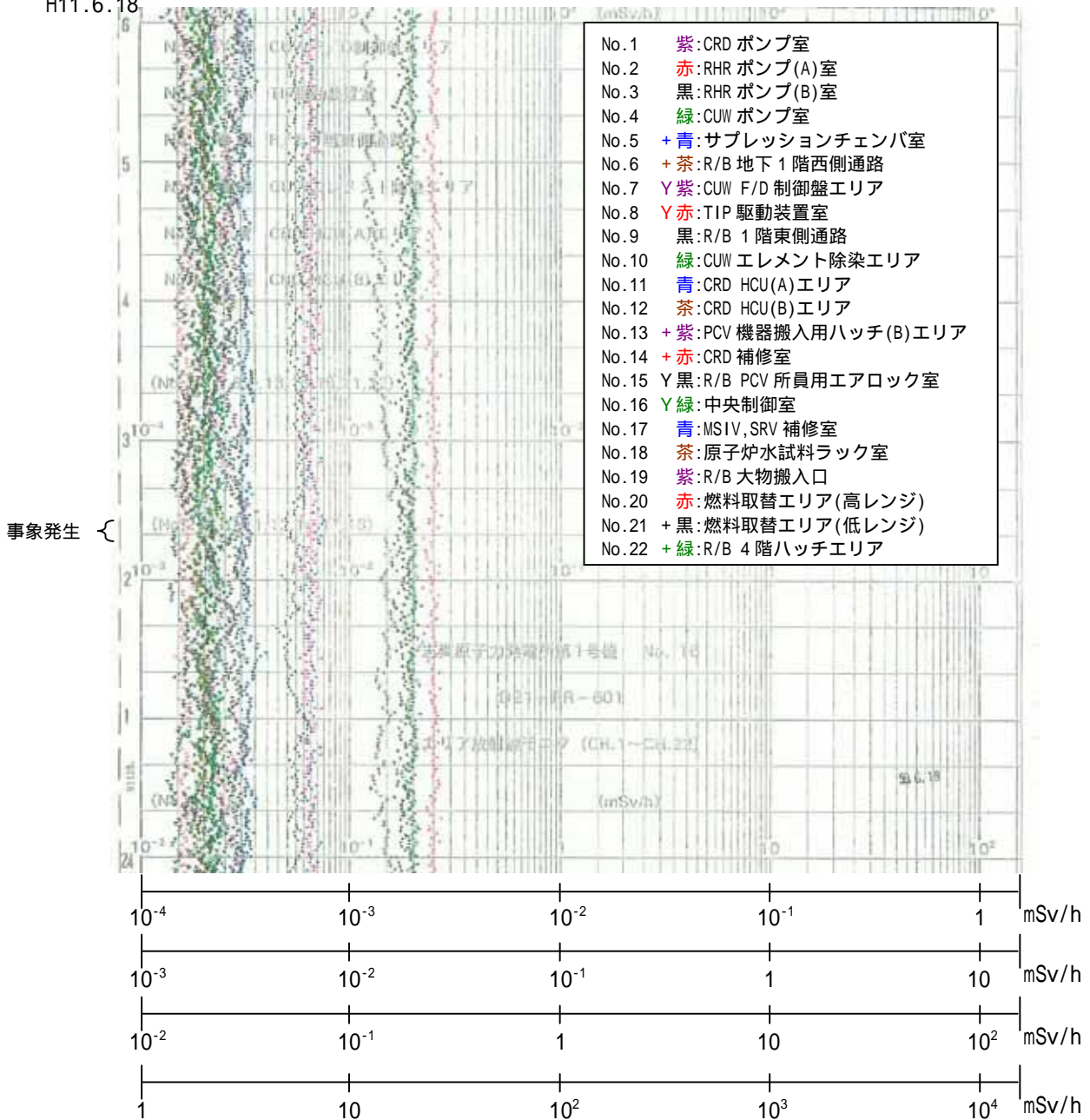


放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

エリア放射線モニタ(CH.1~CH.22)

H11.6.18



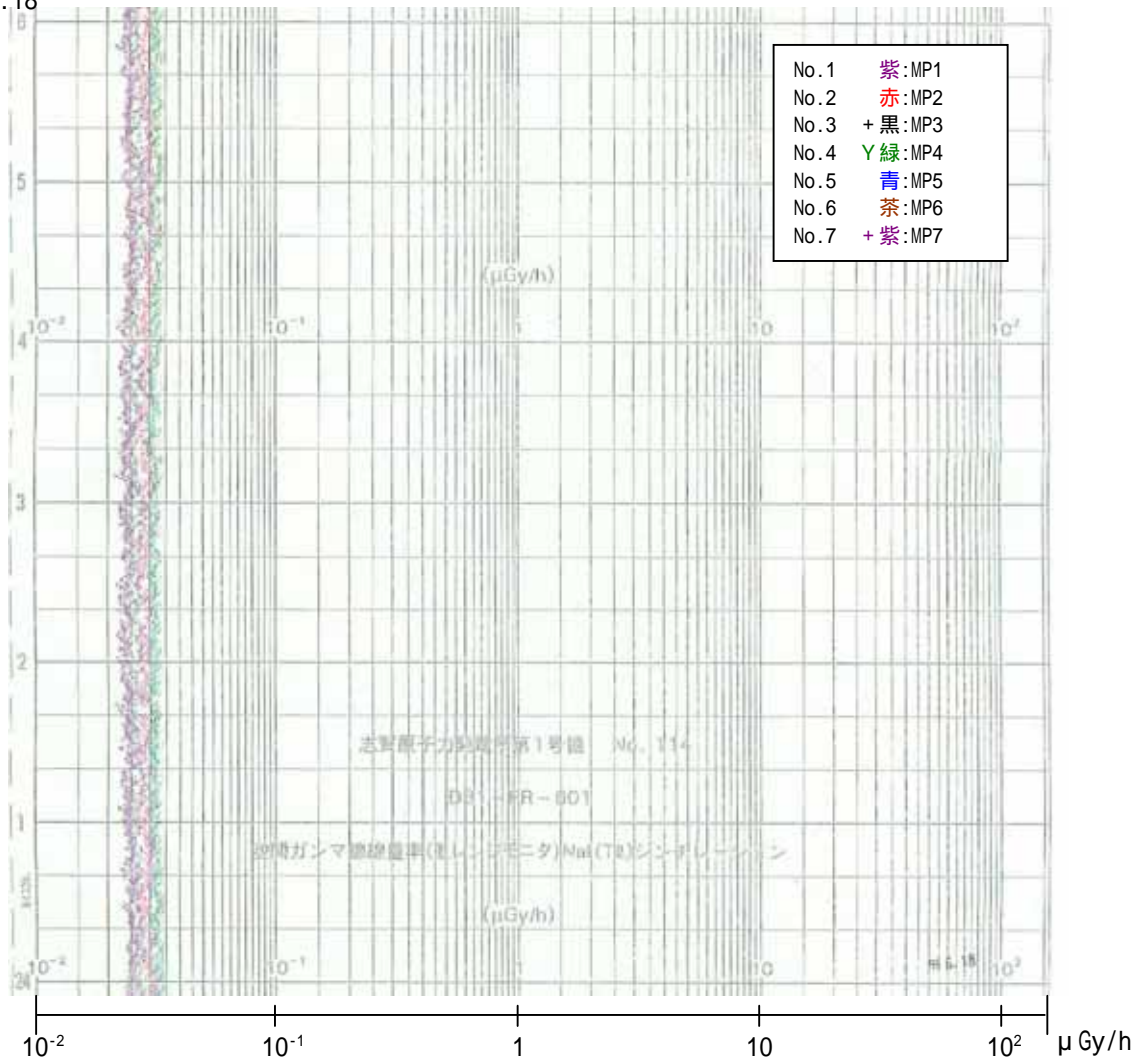
- : No. 1, 6, 7, 8, 9, 13, 16, 19, 21, 22
- : No. 2, 3, 10, 11, 12, 14, 17, 18
- : No. 4, 5, 15
- : No. 20

放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]

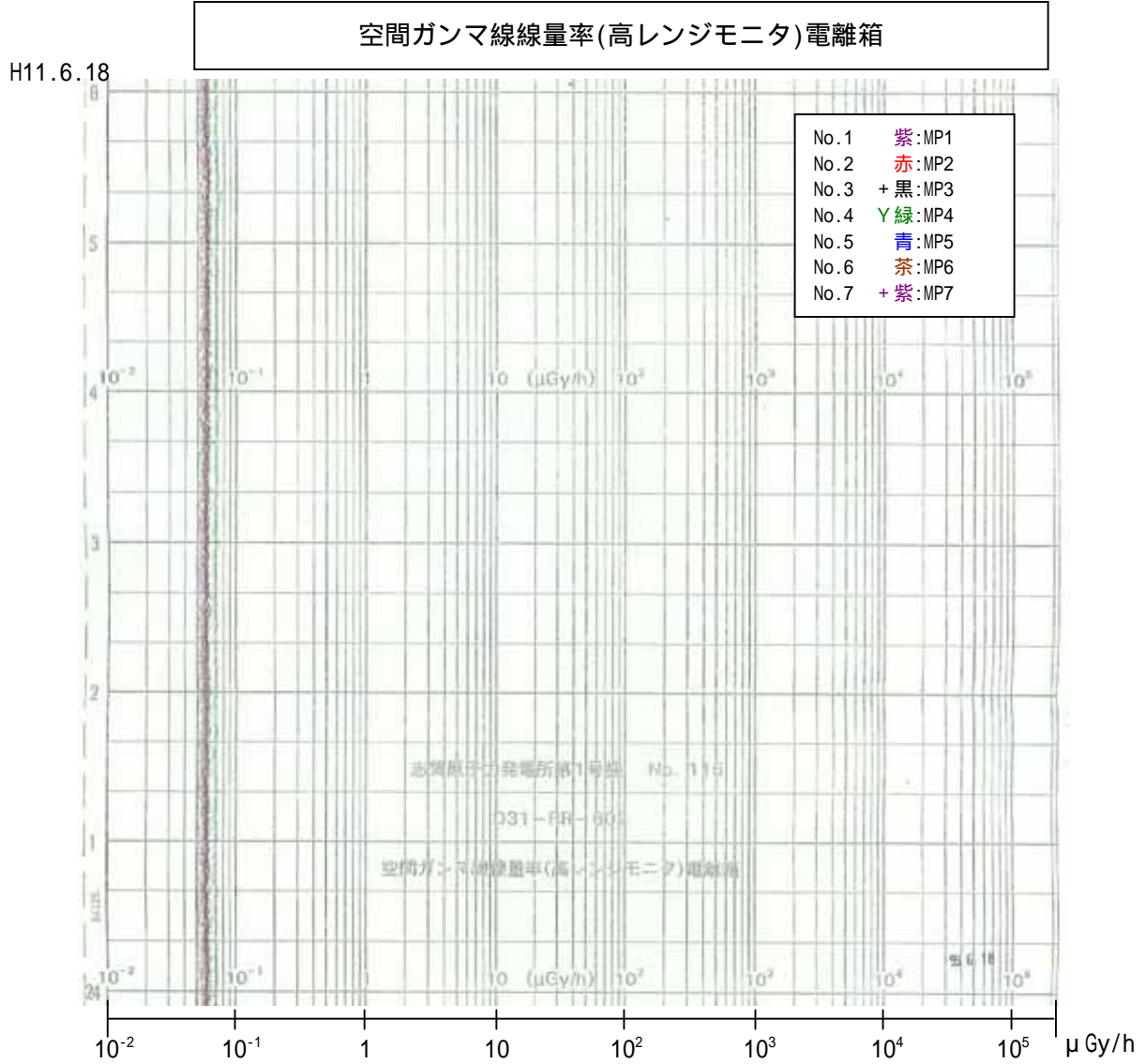
空間ガンマ線線量率(低レンジモニタ)NaI(T)シンチレーション

H11.6.18



放射線モニタ関係チャート

[平成11年6月18日 0:00~6:00]



アラームタイプ印字記録

021129	CD357	制御棒選択駆動中	YES				
021130	CD353	制御棒引抜中	YES				
021132	CD353	制御棒引抜中	NO				
021132	CD380	全制御棒全挿入CH. A	NO				
021132	CD381	全制御棒全挿入CH. B	NO				
021138	CD357	制御棒選択駆動中	NO				
021152	CD357	制御棒選択駆動中	YES				
021154	CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES				
021154	CD381	全制御棒全挿入CH. B	YES				
021201	CD357	制御棒選択駆動中	NO				
021727	CD380	全制御棒全挿入CH. A	NO				
021727	CD381	全制御棒全挿入CH. B	NO				
021841	AA027	SRM炉周期(B)	11.0	<	20.0	SEC	
021843	AA027	SRM炉周期(B)	オーバーフロー				
021843	AD001	SRM高	アラーム				
021844	AD038	IRM高	アラーム				
021844	CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	ON	!			
021844	CD507	原子炉自動スクラム(B)	スクラム	!			
021844	AD074	IRM(B)高高/動作不能	アラーム				
021845	AA021	SRMレベル(B)	2.89+5	>	1.00+5	CPS	
021845	AA013	IRMレベル(D)トレンド表示	オーバーフロー				
021845	AA020	SRMレベル(A)	1.06+5	>	1.00+5	CPS	
021845	AA022	SRMレベル(C)	1.28+5	>	1.00+5	CPS	
021845	AD004	SRM CH. B動作不能	アラーム				
021845	AA015	IRMレベル(D)トレンド表示	オーバーフロー				
021845	AA012	IRMレベル(A)トレンド表示	オーバーフロー				
021845	AA014	IRMレベル(C)トレンド表示	オーバーフロー				
021846	AA017	IRMレベル(F)トレンド表示	オーバーフロー				
021846	AA023	SRMレベル(D)	1.86+5	>	1.00+5	CPS	
021846	AA016	IRMレベル(E)トレンド表示	オーバーフロー				
021846	AD004	SRM CH. B動作不能	正常				正常復帰
021846	AA028	SRM炉周期(C)	オーバーフロー				
021844	CD505	原子炉自動スクラム(A)	スクラム	!			
021846	AA026	SRM炉周期(A)	オーバーフロー				
021847	AA028	SRM炉周期(D)	オーバーフロー				
021844	CB087	原子炉スクラム	ON				
021844	AD073	IRM(A)高高/動作不能	アラーム	!			
021853	制御棒座標 3039 ドリフト	DATA=/02540BDF					
021853	AA027	SRM炉周期(B)	オーバーフロー				正常復帰
021853	制御棒座標 2639 ドリフト	DATA=/02550BE9					
021854	AA028	SRM炉周期(C)	オーバーフロー				正常復帰
021854	AA028	SRM炉周期(C)	10.5	<	20.0	SEC	
021854	AA029	SRM炉周期(D)	オーバーフロー				正常復帰
021854	AA029	SRM炉周期(D)	10.9	<	20.0	SEC	
021854	AA026	SRM炉周期(A)	オーバーフロー				正常復帰
021854	制御棒座標 3435 ドリフト	DATA=/02730BF7					
021855	AA029	SRM炉周期(D)	20.9	SEC			正常復帰
021856	AA027	SRM炉周期(B)	20.8	SEC			正常復帰
021856	AA026	SRM炉周期(A)	16.8	<	20.0	SEC	
021857	AA028	SRM炉周期(C)	24.4	SEC			正常復帰
021857	AA026	SRM炉周期(A)	23.2	SEC			正常復帰
021845	CD314	CRDスクラム排出容器(A)水位高	アラーム				
021859	CD316	スクラム排出容器(A)水位高	アラーム				
021859	CD313	燃料取扱室下制御棒引抜阻止	アラーム				
021859	CD359	制御棒引抜阻止	アラーム				
021859	CD315	CRDスクラム排出容器(B)水位高	アラーム				
022010	CD317	スクラム排出容器(B)水位高	アラーム				
022018	CB017	スクラム排出容器水位高トリップ	ON	!			
022150	制御棒座標 3039 ドリフト	DATA=/02540BDF					
022150	制御棒座標 2639 ドリフト	DATA=/02550BE9					
022152	制御棒座標 3435 ドリフト	DATA=/02730BF7					
022326	TA143	油冷却器出口油温度	27.5	℃			正常復帰
022336	TA143	油冷却器出口油温度	26.7	<	27.0	℃	
022428	AA016	IRMレベル(E)トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022443	AA017	IRMレベル(F)トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022446	TD493	第4抽気管(A)トレンド表示	全閉以外				
022536	AA014	IRMレベル(C)トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022536	AD073	IRM(A)高高/動作不能	正常	!			正常復帰
022537	AA012	IRMレベル(A)トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022645	AA013	IRMレベル(B)トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022648	AD038	IRM高	正常				正常復帰
022648	CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	OFF	!			正常復帰
022648	AD074	IRM(B)高高/動作不能	正常	!			正常復帰
022648	AA015	IRMレベル(D)トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
023219	AD039	IRM低	アラーム				
023219	AA029	SRM炉周期(D)	レンジ逸脱				
023224	AA026	SRM炉周期(A)	レンジ逸脱				
023244	AA023	SRMレベル(D)	9.90+4	CPS			正常復帰
023300	CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES				
023300	CD381	全制御棒全挿入CH. B	YES				

アラームタイパー印字記録 (時系列)

021129 CD357	制御棒選択駆動中	YES				
021130 CD353	制御棒引抜中	YES				
021132 CD353	制御棒引抜中	NO				
021132 CD380	全制御棒全挿入CH. A	NO				
021132 CD381	全制御棒全挿入CH. B	NO				
021138 CD357	制御棒選択駆動中	NO				
021152 CD357	制御棒選択駆動中	YES				
021154 CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES				
021154 CD381	全制御棒全挿入CH. B	YES				
021201 CD357	制御棒選択駆動中	NO				
021727 CD380	全制御棒全挿入CH. A	NO				
021727 CD381	全制御棒全挿入CH. B	NO				
021841 AA027	SRM炉周期 (B)	11.0	<	20.0	SEC	
021843 AA027	SRM炉周期 (B)	オーバーフロー				
021843 AD001	SRM高	アラーム				
021844 AD038	IRM高	アラーム				
021844 CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	ON				
021844 CD507	原子炉自動スクラム (B)	スクラム				
021844 AD074	IRM (B) 高高/動作不能	アラーム				
021845 AA021	SRMレベル (B)	2.89+5	>	1.00+5	CPS	
021845 AA013	IRMレベル (B) トレンド表示	オーバーフロー				
021845 AA020	SRMレベル (A)	1.06+5	>	1.00+5	CPS	
021845 AA022	SRMレベル (C)	1.28+5	>	1.00+5	CPS	
021845 AD004	SRM CH. B 動作不能	アラーム				
021845 AA015	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー				
021845 AA012	IRMレベル (A) トレンド表示	オーバーフロー				
021845 AA014	IRMレベル (C) トレンド表示	オーバーフロー				
021846 AA017	IRMレベル (F) トレンド表示	オーバーフロー				
021846 AA023	SRMレベル (D)	1.86+5	>	1.00+5	CPS	
021846 AA016	IRMレベル (E) トレンド表示	オーバーフロー				
021846 AD004	SRM CH. B 動作不能	正常				正常復帰
021846 AA028	SRM炉周期 (C)	オーバーフロー				
021844 CD505	原子炉自動スクラム (A)	スクラム				
021846 AA026	SRM炉周期 (A)	オーバーフロー				
021847 AA028	SRM炉周期 (D)	オーバーフロー				
021844 CB087	原子炉スクラム	ON				
021844 AD073	IRM (A) 高高/動作不能	アラーム				
021853 制御棒座標 3039 ドリフト DATA=/02540BDF						
021853 AA027	SRM炉周期 (B)	オーバーフロー				正常復帰
021853 制御棒座標 2639 ドリフト DATA=/02550BE9						
021854 AA028	SRM炉周期 (C)	オーバーフロー				正常復帰
021854 AA028	SRM炉周期 (C)	10.5	<	20.0	SEC	
021854 AA029	SRM炉周期 (D)	オーバーフロー				正常復帰
021854 AA029	SRM炉周期 (D)	10.9	<	20.0	SEC	
021854 AA026	SRM炉周期 (A)	オーバーフロー				正常復帰
021854 制御棒座標 3435 ドリフト DATA=/02730BF7						
021855 AA028	SRM炉周期 (D)	20.9	SEC			正常復帰
021856 AA027	SRM炉周期 (B)	20.8	SEC			正常復帰
021856 AA026	SRM炉周期 (A)	16.8	<	20.0	SEC	
021857 AA028	SRM炉周期 (C)	24.4	SEC			正常復帰
021857 AA026	SRM炉周期 (A)	23.2	SEC			正常復帰
021945 CD314	CRDスクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム				
021959 CD316	スクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム				
021959 CD313	燃料取扱モーター制御棒引抜阻止	アラーム				
021959 CD359	制御棒引抜阻止	アラーム				
021959 CD315	CRDスクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム				
022010 CD317	スクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム				
022018 CB017	スクラム排出容器水位高トリップ	ON				
022150 制御棒座標 3039 ドリフト DATA=/02540BDF						
022150 制御棒座標 2639 ドリフト DATA=/02550BE9						
022152 制御棒座標 3435 ドリフト DATA=/02730BF7						
022326 TA143	油冷却器出口油温度	27.5	℃			正常復帰
022336 TA143	油冷却器出口油温度	26.7	℃	<	27.0	℃
022428 AA016	IRMレベル (E) トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022443 AA017	IRMレベル (F) トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022446 TD493	第4抽気管 (A) フレン弁全閉	全閉以外				
022536 AA014	IRMレベル (C) トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022536 AD073	IRM (A) 高高/動作不能	正常				正常復帰
022537 AA012	IRMレベル (A) トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022645 AA013	IRMレベル (B) トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
022648 AD038	IRM高	正常				正常復帰
022648 CB019	中性子束高/計装動作不能トリップ	OFF				正常復帰
022648 AD074	IRM (B) 高高/動作不能	正常				正常復帰
022648 AA015	IRMレベル (D) トレンド表示	オーバーフロー				正常復帰
023219 AD039	IRM低	アラーム				
023219 AA029	SRM炉周期 (D)	レンジ逸脱				
023224 AA026	SRM炉周期 (A)	レンジ逸脱				
023244 AA023	SRMレベル (D)	9.90+4	CPS			正常復帰
023300 CD380	全制御棒全挿入CH. A	YES				
023300 CD381	全制御棒全挿入CH. B	YES				

引抜操作

挿入操作

制御棒が動き始めた

原子炉自動スクラム (B)

原子炉自動スクラム (A)

原子炉スクラム

制御棒 30-39 20 ポジション

制御棒 26-39 16 ポジション

制御棒 34-35 08 ポジション

手動で表示要求

同上 制御棒位置

制御棒全挿入

アラームタイプバー印字記録の解説

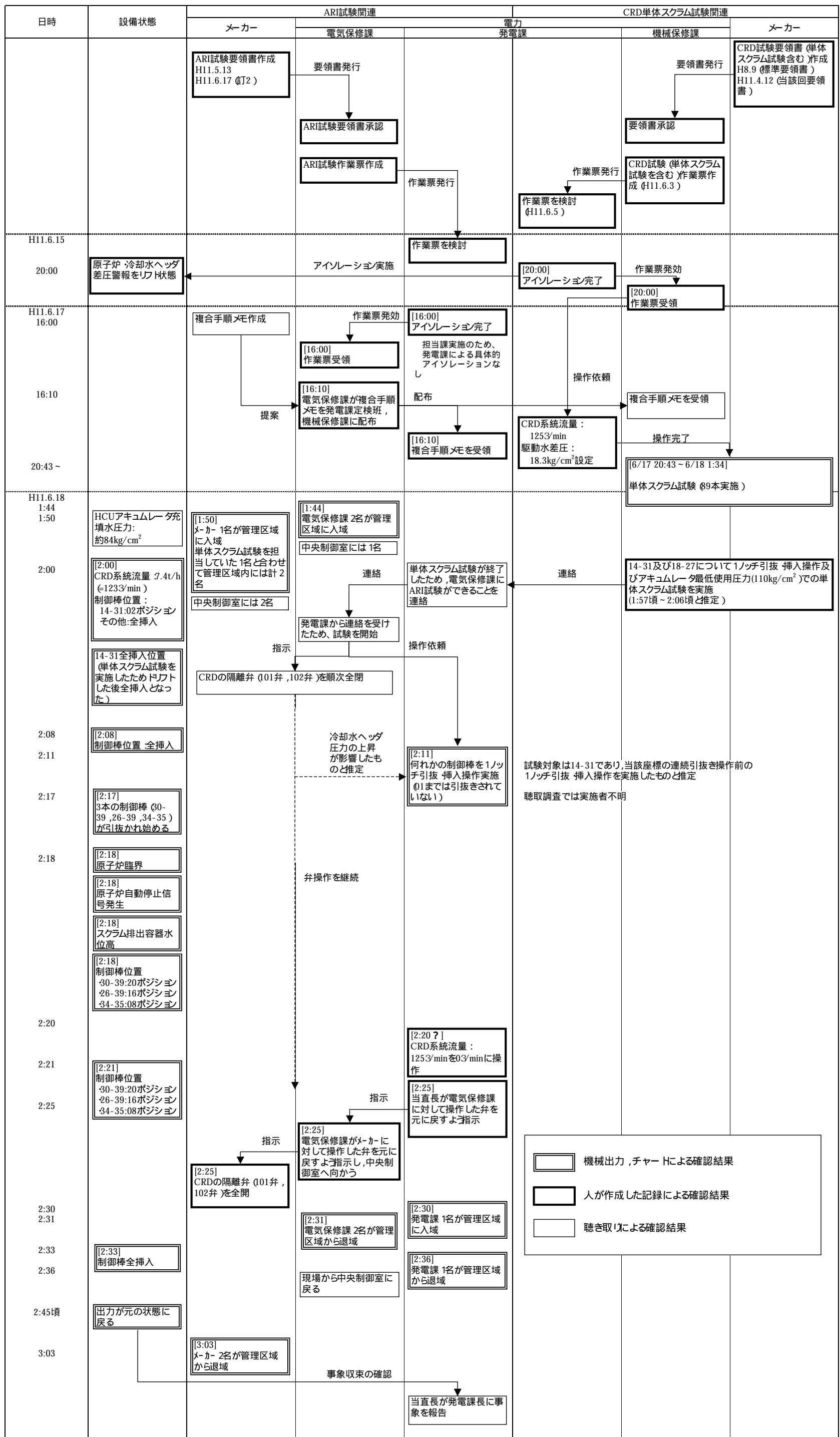
時刻	引き抜け始めてからの時間*	原子炉スクラムからの時間*	アラームタイプバー印字記録	アラームタイプバー印字記録	解説
2:11:29	-05分58秒	-07分15秒	制御棒座標 1431 99 TO 00 操作 ???? 制御棒選択駆動中	YES	制御棒 14-31 トリップ位置不明から500ボジションまで操作 (アラームタイプバーのコピーには下半分しか残っており、印字内容を推定したものの)
2:11:30	-05分57秒	-07分14秒	制御棒引抜中	YES	
2:11:32	-05分55秒	-07分12秒	制御棒挿入 CH.A	NO	引抜操作を行った (制御棒は動いていない)
2:11:32	-05分55秒	-07分12秒	制御棒挿入 CH.B	NO	
2:11:38	-05分49秒	-07分06秒	制御棒選択駆動中	YES	
2:11:52	-05分35秒	-06分52秒	制御棒挿入 CH.A	YES	
2:11:54	-05分33秒	-06分50秒	制御棒挿入 CH.B	YES	
2:12:01	-05分26秒	-06分43秒	制御棒選択駆動中	NO	
2:17:27	00分00秒	-01分17秒	全制御棒全挿入 CH.A	NO	全制御棒全挿入でなくなった (制御棒が動き始めたとは推定)
2:17:27	00分00秒	-01分17秒	全制御棒全挿入 CH.B	NO	
2:18:41	01分14秒	00分03秒	SRM炉周期 (B)	11.0 < 20.0 SEC	反応度投入により炉周期が短くなった (炉周期が20秒以下:20秒は警報設定値)
2:18:43	01分16秒	-00分01秒	SRM炉周期 (B)	アラーム	さらに炉周期が短くなり炉周期の計測範囲を逸脱した
2:18:44	01分17秒	00分00秒	SRM高	アラーム	中性子束レベルが高くなり炉周期モニターの警報設定値 (1 x 10 ⁵ - 4 x 10 ⁶ %) の警報設定値 (3.4 x 10 ⁴ %) に到達した
2:18:44	01分17秒	00分00秒	中性子束高 / 計装動作不能トリップ	ON	中性子束レベルの上昇により中間領域モニター (レンジ 1.1 x 10⁵ - 4 x 10⁶ %) のトリップ設定値 (レンジ 1.38 x 10⁴ %) に到達した
2:18:44	01分17秒	00分00秒	原子炉自動スクラム (B)	スクラム	緊急停止値がB系が発生
2:18:44	01分17秒	00分00秒	原子炉自動スクラム (A)	スクラム	緊急停止値がA系が発生
2:18:44	01分17秒	00分00秒	原子炉高 / スクラム	ON	原子炉緊急停止が発生
2:18:44	01分17秒	00分00秒	RM(A)高 / 動作不能	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニター-ChA (レンジ 1.1 x 10 ⁵ - 4 x 10 ⁶ %) のトリップ設定値 (レンジ 1.38 x 10 ⁴ %) に到達した
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (B)	2.89x5 > 1.00x5 CPS	中性子束レベルの上昇により中性子源領域モニターの指示が警報設定値 (1 x 10 ⁵) を超えている
2:18:45	01分18秒	00分01秒	RMレベル (B) トレント表示	オーバーフロー	中性子束レベルの上昇により中性子束レベルの上昇により中間領域モニターのトレント表示の範囲を逸脱した
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (A)	1.06x5 > 1.00x5 CPS	中性子束レベルの上昇により中性子源領域モニターの指示が警報設定値 (1 x 10 ⁵) を超えている
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRMレベル (C)	1.28x5 > 1.00x5 CPS	中性子束レベルの上昇により中性子源領域モニターの指示が警報設定値 (1 x 10 ⁵) を超えている
2:18:45	01分18秒	00分01秒	SRM CH.B 動作不能	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニター-ChBの動作不能
2:18:45	01分18秒	00分01秒	RMレベル (D) トレント表示	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニターのトレント表示の範囲を逸脱した
2:18:45	01分18秒	00分01秒	RMレベル (A) トレント表示	アラーム	
2:18:45	01分18秒	00分01秒	RMレベル (C) トレント表示	アラーム	
2:18:45	01分18秒	00分01秒	RMレベル (E) トレント表示	アラーム	
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRMレベル (D)	1.86x5 > 1.00x5 CPS	中性子束レベルの上昇により中間領域モニターの指示が警報設定値 (1 x 10 ⁵) を超えている
2:18:46	01分19秒	00分02秒	RMレベル (E) トレント表示	アラーム	中性子束レベルの上昇により中間領域モニターのトレント表示の範囲を逸脱した
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRM CH.B 動作不能	正常 正常復帰	
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	炉周期の計測範囲を逸脱した
2:18:46	01分19秒	00分02秒	SRM炉周期 (A)	アラーム	
2:18:47	01分20秒	00分03秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	
2:18:53	01分26秒	00分09秒	制御棒座標 3039 トリフト DATA=/02540BDF	オーバーフロー-正常復帰	制御棒30-39 20ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:18:53	01分26秒	00分09秒	制御棒座標 2639 トリフト DATA=/02550BE9	オーバーフロー-正常復帰	制御棒26-39 16ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	中性子束レベルの上昇がゆるやかになったことにより計測範囲内に復帰
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (E)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (A)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (B)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (C)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (D)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	SRM炉周期 (E)	アラーム	
2:18:54	01分27秒	00分10秒	制御棒座標 3435 トリフト DATA=/02730BF7	オーバーフロー-正常復帰	制御棒34-35 08ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:18:55	01分28秒	00分11秒	SRM炉周期 (D)	20.9 SEC 正常復帰	
2:18:56	01分29秒	00分12秒	SRM炉周期 (B)	20.8 SEC 正常復帰	
2:18:56	01分29秒	00分12秒	SRM炉周期 (C)	16.8 < 20.0 SEC	
2:18:57	01分30秒	00分13秒	SRM炉周期 (A)	24.4 SEC 正常復帰	
2:19:45	02分18秒	01分01秒	CRDスクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (A) の水位上昇
2:19:59	02分32秒	01分15秒	スクラム排出容器 (A) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (A) の水位上昇
2:19:59	02分32秒	01分15秒	燃料取扱モーター制御棒引抜阻止	アラーム	スクラム弁開による排水により燃料取扱モーター制御棒引抜阻止信号の発生
2:19:59	02分32秒	01分15秒	制御棒引抜阻止	アラーム	
2:19:59	02分32秒	01分15秒	スクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (B) の水位上昇
2:20:10	02分43秒	01分26秒	スクラム排出容器 (B) 水位高	アラーム	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器 (B) の水位上昇
2:20:18	02分51秒	01分34秒	スクラム排出容器水位高トリップ	ON	スクラム弁開による排水によりスクラム排出容器の水位上昇
2:21:50	04分23秒	03分06秒	制御棒座標 3039 トリフト DATA=/02540BDF	アラーム	制御棒30-39 20ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:21:50	04分23秒	03分06秒	制御棒座標 2639 トリフト DATA=/02550BE9	アラーム	制御棒26-39 16ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:21:52	04分25秒	03分08秒	制御棒座標 3435 トリフト DATA=/02730BF7	アラーム	制御棒34-35 08ボジション(引き抜け) (00ボジション=全挿入, 48ボジション=全引抜)
2:23:26	05分59秒	04分42秒	油冷却器出口油温度	27.5 正常復帰	定期点検期間中のタービン潤滑油温度の低下 (原子炉緊急停止に関連しないと考えられるが現在調査中)
2:23:36	06分09秒	04分52秒	油冷却器出口油温度	26.7 < 27.0	
2:24:28	07分01秒	05分44秒	RMレベル (E) トレント表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:24:43	07分16秒	05分59秒	RMレベル (F) トレント表示	アラーム	第4抽気管 (A) トレント表示
2:24:46	07分19秒	06分02秒	第4抽気管 (A) トレント表示	全閉以外	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:25:36	08分09秒	06分52秒	RMレベル (C) トレント表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:25:37	08分09秒	06分52秒	RM(A)高 / 動作不能	正常	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:26:45	09分18秒	08分01秒	RMレベル (A) トレント表示	アラーム	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	RM高	正常	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	中性子束高 / 計装動作不能トリップ	Off 正常復帰	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	RM(B)高 / 動作不能	正常	中間領域モニターの測定レンジ変更によりトレント表示範囲内への正常復帰
2:26:48	09分21秒	08分04秒	RMレベル (D) トレント表示	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:32:19	14分52秒	13分35秒	RM低	アラーム	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:32:19	14分52秒	13分35秒	SRM炉周期 (D)	レンジ逸脱	制御棒挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:32:24	14分57秒	13分40秒	SRM炉周期 (A)	レンジ逸脱	
2:32:44	15分17秒	14分00秒	SRMレベル (D)	9.90x4 CPS 正常復帰	
2:33:00	15分33秒	14分16秒	全制御棒全挿入 CH.A	YES	全制御棒全挿入(引き抜け) (制御棒 3本が全挿入)
2:33:00	15分33秒	14分16秒	全制御棒全挿入 CH.B	YES	
2:33:01	14分20秒	14分17秒	SRM炉周期 (C)	レンジ逸脱	制御棒全挿入による中性子束のレベル低下により、炉周期の計測範囲を逸脱した
2:33:14	14分31秒	14分29秒	RM低	正常	中間領域モニターの低警報の正常復帰
2:33:52	15分09秒	15分07秒	SRMレベル (A)	9.90x4 CPS 正常復帰	
2:34:33	15分49秒	15分48秒	SRMレベル (C)	9.90x4 CPS 正常復帰	

手動で制御棒位置指示の表示を要求

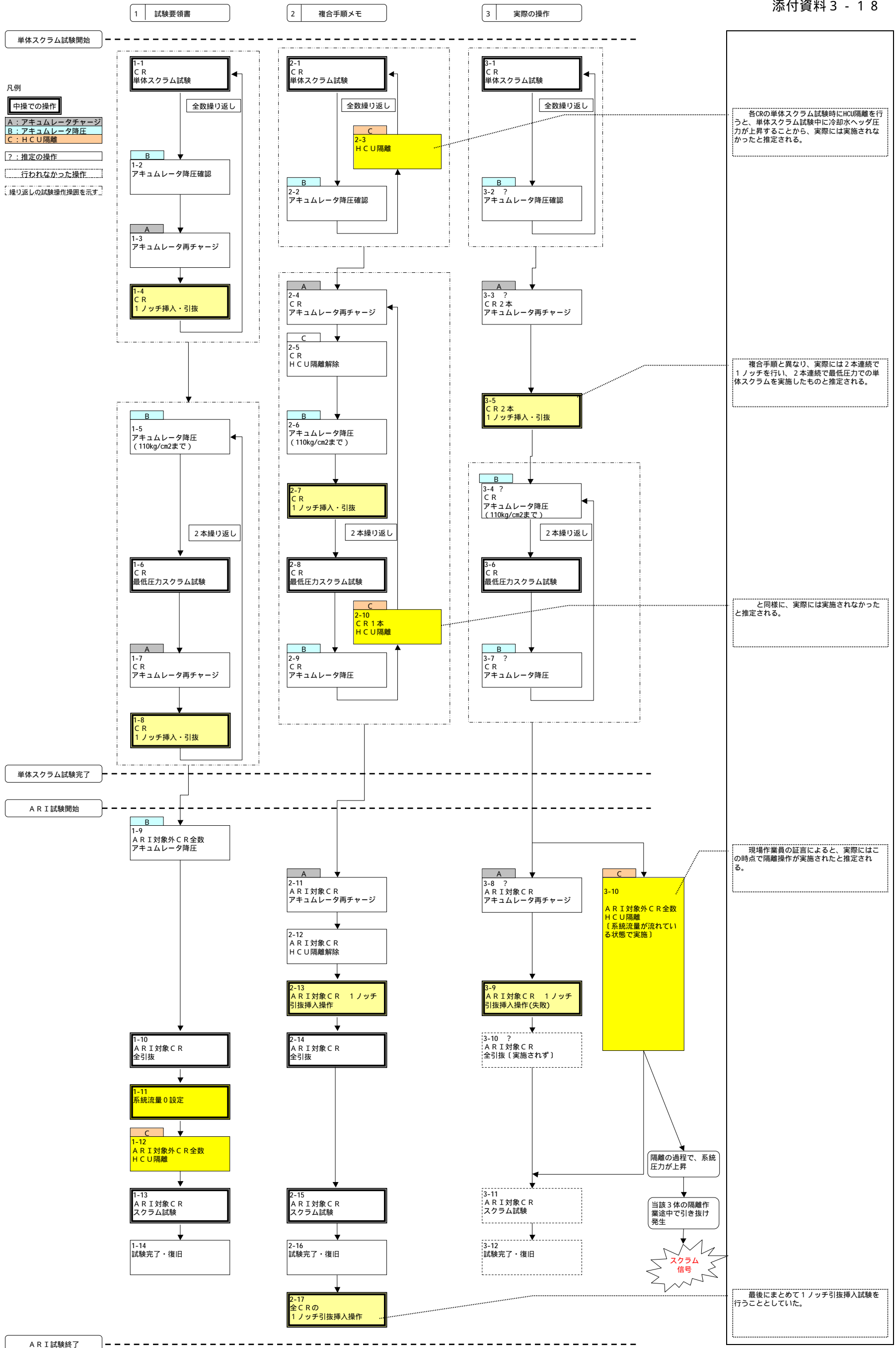
手動で制御棒位置指示の表示を要求

* アラームタイプバーの時刻から計算で求めた

ARI試験及びCRD単体スクラム試験の流れ図



手順書と運転操作の比較



志賀 1 号機非常用ディーゼル発電設備クランク軸のひび割れ

年 月	経 緯
平成 11 年 6 月 13 日	B 号機クランク軸の浸透探傷試験により線状模様発見
平成 11 年 6 月 14 日	超音波探傷試験により，長さ約 17cm，最大深さ約 2.7cm のひび確認
平成 11 年 6 月 15 日 ~ 6 月 20 日	発電所における原因調査，クランク軸取出
平成 11 年 6 月 20 日 ~ 7 月 1 日	(株)新潟鉄工所工場にて詳細調査
平成 11 年 7 月 2 日	原因と再発防止対策を取り纏め
平成 11 年 7 月 16 日	健全性を確認した新品のクランク軸に交換完了

志賀1号機

引継日誌

原子炉主任技術者

[Redacted]

当直長 (1/1)

平成11年6月18日 金曜日 8時30分 1直班			次長	課長	当直長
			[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
出勤 4名 (直員)	休務	否 1		応援	
1名 (実習員)	代務	否 1		否 1	
1号機	発電機出力 0 MWe	運転モード	運転・起動・燃料取替・停止		RW運転員 [Redacted]

記事

1. 運転状況

原子炉 停止中

2. 定例試験

否 1

3. 作業依頼

否 1

4. その他

否 1

当直長引継日誌の調査

当直長引継日誌について確認したところ、運転状況が「原子炉停止中」との記載のみであり、原子炉が臨界状態となったことおよび原子炉スクラム信号が発生したこと等の記載がされていなかった。

平成11年臨界事象発生後の確認事項

	項目	具体的確認事項	エビデンス
状況把握	中央制御室	原子炉スクラム後の操作確認	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り
		作業状況確認	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り
		現場重点パトロール	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り
		緊急時対策室	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り
影響調査	エリア放射線の上昇	放射線モニタ指示値変化	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り アラームタイパのコピー ナトラス出力のコピー
		管理区域内の放射線環境の確認	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り
		管理区域立入者の日線量の確認	<ul style="list-style-type: none"> 関係者からの聞き取り
		放射線業務従事者の評価線量の確認	<ul style="list-style-type: none"> フィルムバジ測定記録

：事故後の対応として意識を持って実施した。

：事故後の対応としての意識を持っていない。 x：未実施

平成 11 年臨界事故発生後の確認事項

項目		具体的確認事項		エビデンス
影響調査	作業者の被ばく評価	中性子被ばくの評価 (立入場所の確認, 中性子線 量率の推定)	安全管理課員は, 事象発生直後, 中性子被ばくについて, 評価していない。(x)	関係者からの聞き取り
	放射性物質の環境 への放出量評価	希ガス放出状況の確認	安全管理課副課長は, 炉水から核分裂生成物に異常な値が見られなかったことから, 通常の放出管理でよいと判断した。() 安全管理課員は, 毎日の業務として, 排気筒からの希ガスの放出量, 濃度を評価しているが, 検出限界未満であることを確認した。()	関係者からの聞き取り 放射性気体廃棄物管理 日報
	放射性物質放出状況の確認		安全管理課副課長は, 炉水から核分裂生成物に異常な値が見られなかったことから, 通常の放出管理でよいと判断した。() 安全管理課員は, 毎週の業務として, 排気筒から放出されるよう素および粒子状物が検出限界未満であることを確認した。()	関係者からの聞き取り よう素および粒子状物 質管理週報
設備健全性評価	燃料の健全性	原子炉の出力、出力分布及び その時間変化の解析	技術課長からの指示もあり, 技術課担当は, 3 本同時に引き抜いた場合を想定し, 制御棒の位置と実効増倍率の関係を示す反応度曲線についてメーカに評価, 提出依頼を行った。メーカから, 反応度曲線の提出があり, 臨界になるとの回答あり。() 技術課長からの指示もあり, 技術課担当は, ナトラスの I R M 挙動から求めた炉周期から反応度を求め, メーカに燃料エンタルピーの評価, 提出依頼を行った。() なお, メーカからの回答はなかった。 技術課担当は, 反応度と安全解析の結果から, 燃料エンタルピーを評価し, 燃料の健全性に問題ないと結論付け, 技術課長に報告した。(但し, 計算誤りのため, 過小評価であった。)()	関係者からの聞き取り ・「事象発生時の炉心の状態」 (炉心管理担当者作成資料)
	燃料エンタルピー解析、沸騰遷 移発生の有無の評価			関係者からの聞き取り
	燃料集合体外観検査 (必要により実施)		実施していない。(x) なお, 当該制御棒周辺の燃料集合体について, 炉取出しまでの間の外観検査記録はない。(x)	関係者からの聞き取り

: 事故後の対応として意識を持って実施した。

: 事故後の対応としての意識を持っていない。 x : 未実施

平成 1 1 年臨界事故発生後の確認事項

項目		具体的確認事項		エビデンス
設備健全性評価	燃料の健全性	原子炉水の分析、放射能の評価	安全管理課副課長は、臨界だったのではないかと疑い、念のために燃料の破損のないことを炉水の放射能で確認しようと考えた。安全管理課員へ炉水採取を指示し、核種分析を実施した結果、短半減期核種であるマンガン 56 を検出したのを確認した。マンガン 56 が検出されたことにより、臨界になったと確信したが、核分裂生成物に異常がなく、燃料の破損はないことを確認した。()	・ 関係者からの聞き取り (炉水の核種分析の記録なし)
	制御棒の健全性確認	外観点検	実施していない。(x) なお、機械保修課は、当該3本の制御棒の外観検査を第10回定期検査において実施した。()	・ 関係者からの聞き取り ・ 第10回定期点検工事報告書 制御棒点検工事
	制御棒駆動機構の健全性確認	分解点検	実施していない。(x) なお、機械保修課は、当該3本の制御棒駆動機構の分解検査を第9回定期検査において実施した。()	・ 関係者からの聞き取り ・ 第9回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構本格点検
		フリクション試験	実施していない。(x) なお、機械保修課は、全制御棒駆動機構のフリクション試験を第6回定期検査にて実施した。()	・ 関係者からの聞き取り ・ 第6回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構フリクション試験
		単体スクラム試験	機械保修課は、全制御棒の単体スクラム試験を当該定期検査にて実施し、問題ないことを確認した。()	・ 第5回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構スクラム試験
		常駆動試験	電気保修課は、全制御棒について1ノッチ試験により問題ないことを確認。() 機械保修課は、全制御棒駆動機構の常駆動試験を当該定期検査にて実施し、問題ないことを確認した。()	・ 第5回定期点検工事報告書 第5回 AM 工事の内原子炉 停止機能強化工事 ・ 第5回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構常駆動試験
		ストールフロー試験	電気保修課は、今回の事象で動いた制御棒3本、弁が閉まっておらず隔離されていたと推定した別の2本及び単体スクラム試験において挿入時間が最も遅い試験対象の1本について、ストールフロー試験にて健全性を確認した。() また、機械保修課は、全制御棒駆動機構のストールフロー試験を当該定期検査にて実施し、問題ないことを確認した。()	・ 第5回定期点検工事報告書 第5回 AM 工事の内原子炉 停止機能強化工事 ・ 第5回定期点検工事報告書 制御棒駆動機構常駆動試験

：事故後の対応として意識を持って実施した。

：事故後の対応としての意識を持っていない。 x：未実施

平成 1 1 年臨界事故発生後の確認事項

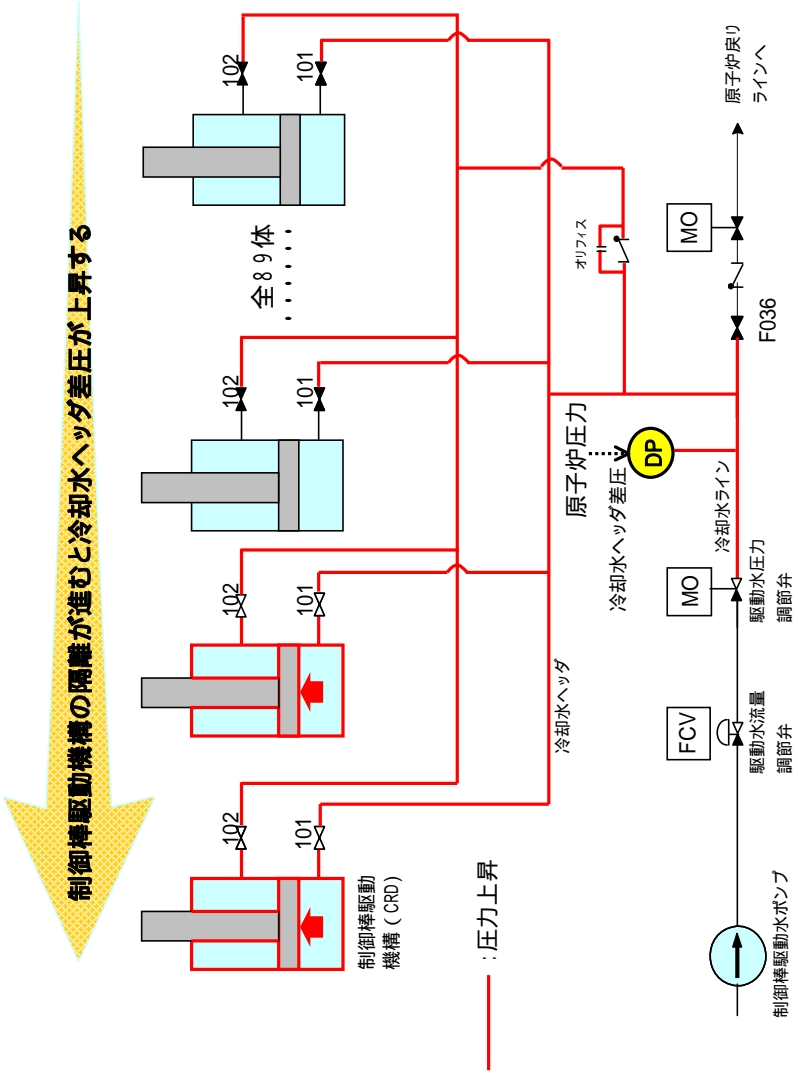
項目		具体的確認事項		エビデンス
設備健全性評価	H C U の健全性確認	分解点検	実施していない。(×) なお、機械保修課は、第 9 回定期検査において分解点検を実施した。 ()	・関係者からの聞き取り ・第 9 回定期点検工事報告書 制御棒駆動系点検工事 ()のうち水圧制御ユニット 点検
	原因調査	機能の確認 要因の分析, 特定, 検証	機械保修課は、常駆動試験, ストールフロート試験及び単体スクラム試験において正常に動作したことを確認した。() 詳細に検討したという事実は確認されていないが、再試験において系統圧が確実に上昇しないよう、流量調節弁の前後弁を閉する手順に改訂されている。このことから系統圧力上昇が原因であると推定したものと推測される。()	・第 5 回 AM 工事の内原子炉 停止機能強化工事 機能確認試験要領書(訂 2)
再発防止対策	作業手順の見直し		電気保修課は、6/21 再試験時の試験要領書に以下の手順を追加し改訂した。() ・ 隔離前後の C R D 系統の流量, 圧力の確認手順 ・ 系統を加圧させない隔離措置として F C V 全閉後前後弁を閉し, 流量を 0 とする操作手順 上記以外の具体的な再発防止対策は実施していないが, 炉心管理担当者は, 炉心管理の観点から万一制御棒が抜け落ちても臨界にならないようにするための方策について検討した。() ・必ず 1 本ずつバルブ操作を実施 ・隣接する制御棒の操作は順番には絶対行わない。弁操作は制御棒が市松になるように行うこととし, 黒白の色分けを行い, 黒が全て終了した後, 白を行うことにする。 など	・第 5 回 AM 工事の内原子炉 停止機能強化工事 機能確認試験要領書(訂 2) ・ 関係者からの聞き取り
	水平展開	水平展開 作業管理等に問題があったことから, これに関する水平展開	制御棒隔離時は制御棒駆動系リターンラインを構成することを, 運転指示として当直長間で引き継いだ。() 実施していない。(×)	・当直長運転指示事項 ・関係者からの聞き取り

：事故後の対応として意識を持って実施した。

：事故後の対応としての意識を持っていない。

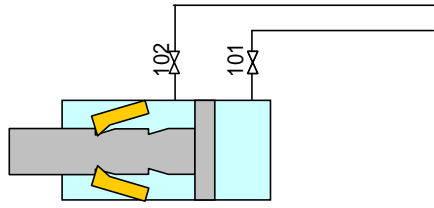
×：未実施

制御棒駆動機構隔離数と冷却水ヘッド差圧の関係

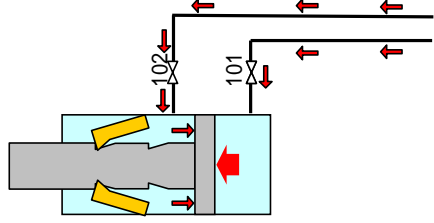


制御棒駆動機構の隔離が進むと冷却水ヘッド差圧が上昇する

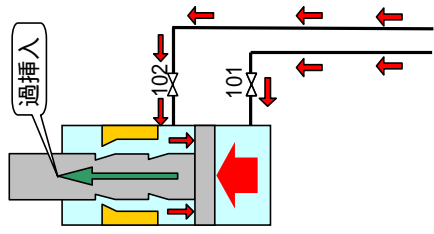
通常



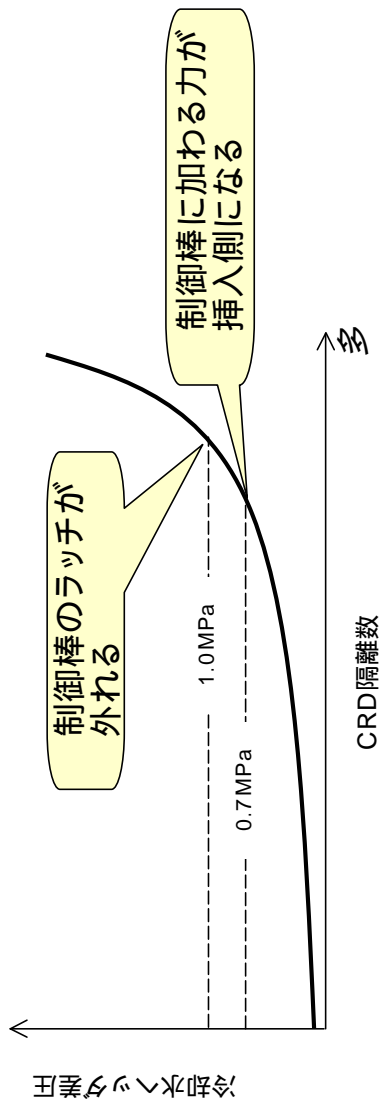
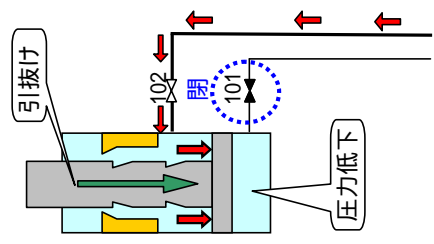
冷却水ヘッド差圧上昇



過挿入によりラッチが外れる



101全開により引抜け



制御棒が引き抜けたメカニズム

(1 / 2)

	<p>図解</p>	<p>ステップ</p>	<p>ステップ</p>	<p>ステップ</p>
<p>C R</p>	<p>全挿入</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離準備で水圧制御ユニットアキユムレータの降圧を実施</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離本数が多くなると、駆動水ヘッダ圧力、及び冷却水ヘッダ圧力が上昇し、原子炉内(制御棒駆動機構内部)との圧力差が大きくなる。圧力差約 0.04MPa 以上で常駆動切替弁(121)が開き、冷却水ヘッダ水がオリフィス付逆止弁(121)が開き、冷却し、コレットフィンガのピストンを押し上げる方向に力が加わる。</p>	<p>全挿入 過挿入</p> <p>冷却水ヘッダ間差圧が約 0.7MPa まで上昇すると、制御棒の重量以上の駆動圧となり過挿入方向に動作し、ラッチが開放され制御棒駆動機構はアンラッチの状態となる可能性がある。また、更に圧力が上昇し約 1.0MPa になると、コレットフィンガのピストンが引抜側からの冷却水により押し上げられ続け、アンラッチが維持される状態となる。</p> <p>過挿入状態となると、「制御棒ドリフト」警報が発生する。</p>
<p>動作説明</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離前は、駆動水流量調節弁「自動」、駆動水流量 125 /min で運転中の状態</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離準備で水圧制御ユニットアキユムレータの降圧を実施</p>	<p>制御棒駆動機構の隔離本数が多くなると、駆動水ヘッダ圧力、及び冷却水ヘッダ圧力が上昇し、原子炉内(制御棒駆動機構内部)との圧力差が大きくなる。圧力差約 0.04MPa 以上で常駆動切替弁(121)が開き、冷却水ヘッダ水がオリフィス付逆止弁(121)が開き、冷却し、コレットフィンガのピストンを押し上げる方向に力が加わる。</p>	<p>全挿入 過挿入</p> <p>冷却水ヘッダ間差圧が約 0.7MPa まで上昇すると、制御棒の重量以上の駆動圧となり過挿入方向に動作し、ラッチが開放され制御棒駆動機構はアンラッチの状態となる可能性がある。また、更に圧力が上昇し約 1.0MPa になると、コレットフィンガのピストンが引抜側からの冷却水により押し上げられ続け、アンラッチが維持される状態となる。</p> <p>過挿入状態となると、「制御棒ドリフト」警報が発生する。</p>

モックアップ試験結果

CR 停止方法 CR 停止位置	ケース1*1										ケース2		
	引抜側隔離弁 (102)										スクラム出口弁 (127)		
	「開」 「閉」										「閉」 「開」		
試験開始時の冷却水ヘッド差圧 (MPa)	2 0 pos	1 6 pos	0 8 pos	2 0 pos	2 0 pos	2 0 pos	2 0 pos	2 0 pos	2 0 pos	2 0 pos	2 0 pos	1 6 pos	0 8 pos
引抜	1 0 2	1 0 2	1 0 0	1 2 0	1 4 1	1 5 2	1 0 1	1 0 1	1 0 1	1 0 1	1 0 1	1 0 2	1 0 1
CR 引き抜け現象の再現性有無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有
CR 引き抜け速度 (mm/sec)	1 3 . 4	1 3 . 6	1 3 . 5	1 3 . 7	1 3 . 9	1 4 . 0	1 3 . 5	1 3 . 4	1 3 . 4	1 3 . 4	1 3 . 4	1 3 . 4	1 3 . 4
CR 停止の有無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有
CR 挿入方法	102「閉」 「開」後、101「閉」 「開」										101「閉」 「開」		
挿入	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有
CR 挿入速度 (mm/sec) *2	2 1 . 4	2 2 . 7	2 2 . 4	3 2 . 8	3 6 . 2	3 9 . 4	1 1 . 2	1 1 . 2	1 1 . 2	1 1 . 2	1 1 . 2	1 1 . 2	1 0 . 1

*1 引き抜け速度評価モデルの妥当性検証用データとして、ケース1の冷却水ヘッド差圧及び制御棒引き抜け速度を使用する。

*2 スクラム出口弁開によるCR挿入速度が、引抜側隔離弁(102)閉による挿入速度より遅くなるのは、スクラム出口弁が開の場合、冷却水ヘッドオリフィスと常駆動切替弁(121)を經由してスクラム出口弁から排出される流れが発生するため、挿入ラインに流れる流量が少なくなり、速度が遅くなる。

解析に使用したコードについて

1 . 解析コードの概要

(1) 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード (許認可解析コード)

三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードは、沸騰水型原子炉の炉心核熱水力特性を解析するコードで、三次元の拡散方程式により原子炉全体の出力分布や実効増倍率を計算する。さらに、その出力分布を基に熱的評価計算、燃焼計算を行う。

本コードの入力は、炉心の幾何学的条件、単位燃料集合体核計算で得られた核定数、熱水力計算に必要なデータ、制御棒パターン、炉心熱出力等の炉心状態を表わすデータであり、出力として炉心出力分布、ボイド分布、燃焼度分布、実効増倍率等が求められる。

(2) A P E X (許認可解析コード)

反応度投入事象解析コード A P E X は、原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き及び制御棒落下を解析するコードである。本コードは、熱的現象を断熱としており、炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による動特性方程式で表し、出力分布の炉心空間分布を二次元 (R - Z) 拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は、出力分布に比例するものとし、炉心平均エンタルピがある程度上昇する間は、出力分布は一定としている。また、投入反応度としては、制御棒価値、スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが、このドップラ反応度は、二次元拡散計算により出力分布を考慮して求められる。

本コードの入力は、炉心の幾何学的形状、各種中性子断面積、拡散係数、ドップラ反応度係数、炉心動特性パラメータ等の核データ、制御棒反応度の時間変化等であり、出力として、中性子束分布、エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。

(3) S C A T (許認可解析コード)

単チャンネル熱水力解析コード S C A T は、「運転時の異常な過渡変化」における燃料の熱的余裕を解析するコードである。本コードは単一チャンネルを模擬し、これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて、燃料棒には半径方向だけの熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し、

チャンネル内冷却材には質量、運動量及びエネルギー保存式を適用して冷却材の熱水力学的挙動を計算する。

本コードの入力は、燃料集合体の幾何学的形状、軸方向出力分布等の炉心データ、燃料集合体出力、チャンネル入口流量等の初期条件、燃料集合体出力、チャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり、出力として、沸騰遷移関連式に基づく限界出力、燃料エンタルピ等の時間変化が求められる。

A P E X / S C A T の解析コードの特徴を表 1 に示す。

表 1 解析コードの特徴

		A P E X / S C A T
核モデル	中性子拡散計算	二次元
	中性子動特性計算	1点近似
	中性子群数	3群
	制御棒挿入量	固定
熱水力モデル	液体モデル	3保存式
	チャンネル流量配分	不可
	ドップラ燃料温度計算	断熱計算
	減速材温度フィードバック	不可
	減速材ボイドフィードバック	不可
	熱水力チャンネル数	1
燃料挙動モデル	ペレット物性値	未照射ペレットに対する値
	初期ギャップコンダクタンス	入力
解析可能事象		反応度投入事象

解析条件

解析コード	A P E X / S C A T
初期条件	
・炉心状態 (実績)	高燃焼度 8 × 8 燃料平衡サイクル初期炉心 (出力分布は第 6 サイクル初期を模擬)
・原子炉熱出力 (推定 ¹)	定格出力の 10 ⁻⁶ %
・冷却材温度 (実績)	39
・燃料エンタルピ (解析)	9 kJ/kgUO ₂ (2 cal/gUO ₂)
・炉心流量 (推定 ¹)	定格流量の 2 %
・圧 力 (実績)	大気圧
引き抜け制御棒による 超過反応度 (解析)	0.5 % k ² 、0.789 % k ³
制御棒引き抜け条件 (推定 ¹)	<ul style="list-style-type: none"> ・引き抜け速度としてモックアップ試験結果より推定された 47 mm/s を採用。 ・制御棒 [30-39] が最初に引き抜ける。 ・制御棒 [26-39]、[34-35] が引き抜け、スクラム信号で停止することを想定。
ドップラ反応度係数 (解析)	高燃焼度 8 × 8 燃料平衡サイクル初期炉心 低温時 (20) の値
ボイド反応度係数 (解析)	考慮しない

1 : 推定値の根拠を次頁以降に示す。

2 : 事故整定の反応度評価にて求めた値。

3 : 制御棒が引き抜けた際における超過反応度評価にて求めた値。

事故発生時の原子炉熱出力

今回の事故の解析の初期条件として原子炉熱出力を定格出力の $10^{-6}\%$ としている。これは、志賀 1 号機第 6 サイクル初期に行われた冷温臨界試験の結果をもとに以下のように推定したものである。

冷温臨界試験では、事故発生時と同様、冷温時において数本（4 本又は 5 本）の制御棒を引き抜いて炉心を臨界にしており、臨界近傍の原子炉熱出力は今回の事故時に近いと考えられる。

冷温臨界試験では、中性子源領域モニタ（SRM）により、炉心の出力変化を監視しており、冷温臨界試験における SRM 計数率から臨界近傍での原子炉熱出力を推定する。

SRM を取り囲む 4 体の燃料集合体のノード出力と炉心平均出力の比（ノード平均出力ピーキング係数）と冷温臨界試験における臨界近傍での SRM 計数率との相関から炉心平均出力（ノード平均出力 1.0）に対応する SRM の計数率は $1000 \text{ (s}^{-1}\text{)}$ 程度となる。

また、検出器が置かれている燃料集合体間のギャップ位置は燃料集合体部に比べ熱中性子束が大きく、ピーキング係数は約 3 である。これらを基に臨界近傍での熱中性子束を以下のとおり推定する。

ノード平均出力 1.0 に対応する SRM 計数率	: $1000 \text{ (s}^{-1}\text{)}$
SRM 感度（公称値）	: $10^{-3} \text{ (s}^{-1} / \text{(cm}^{-2} \text{s}^{-1}\text{))}$
ギャップ位置の熱中性子束ピーキング係数	: 3
炉心平均熱中性子束	: $\div \div$ $= 3.3 \times 10^5 \text{ (cm}^{-2} \text{s}^{-1}\text{)}$

また、定格出力時の熱中性子束は $3.5 \times 10^{13} \text{ (cm}^{-2} \text{s}^{-1}\text{)}$ （原子炉設置許可申請書記載）である。したがって、事故発生時の初期出力（定格に対する相対値）は以下のとおりと考えられる。

定格出力時の熱中性子束（原子炉設置許可申請書記載）	: $3.5 \times 10^{13} \text{ (cm}^{-2} \text{s}^{-1}\text{)}$
事象発生時の初期出力（定格に対する相対値）	: $\div 10^{-8}$

以上より、今回の事故発生時（臨界近傍）の原子炉熱出力は定格出力の $10^{-6}\%$ となる。

事故発生時の原子炉冷却材温度

通常運転中、原子炉冷却材温度は、原子炉冷却材再循環ポンプの入口温度で確認しているが、事故発生時のように原子炉冷却材再循環ポンプ停止中は、原子炉冷却材浄化系（CUW）再生熱交換器入口温度で確認することができる。

CUW再生熱交換器入口温度のチャートで事故発生時の温度を確認すると39℃である。

また、プロセス計算機から毎正時に印字されるCUW再生熱交換器入口温度も、事故発生直前の2時における値が39℃であったことから、解析条件として温度39℃を用いることとする。

H11.6.18

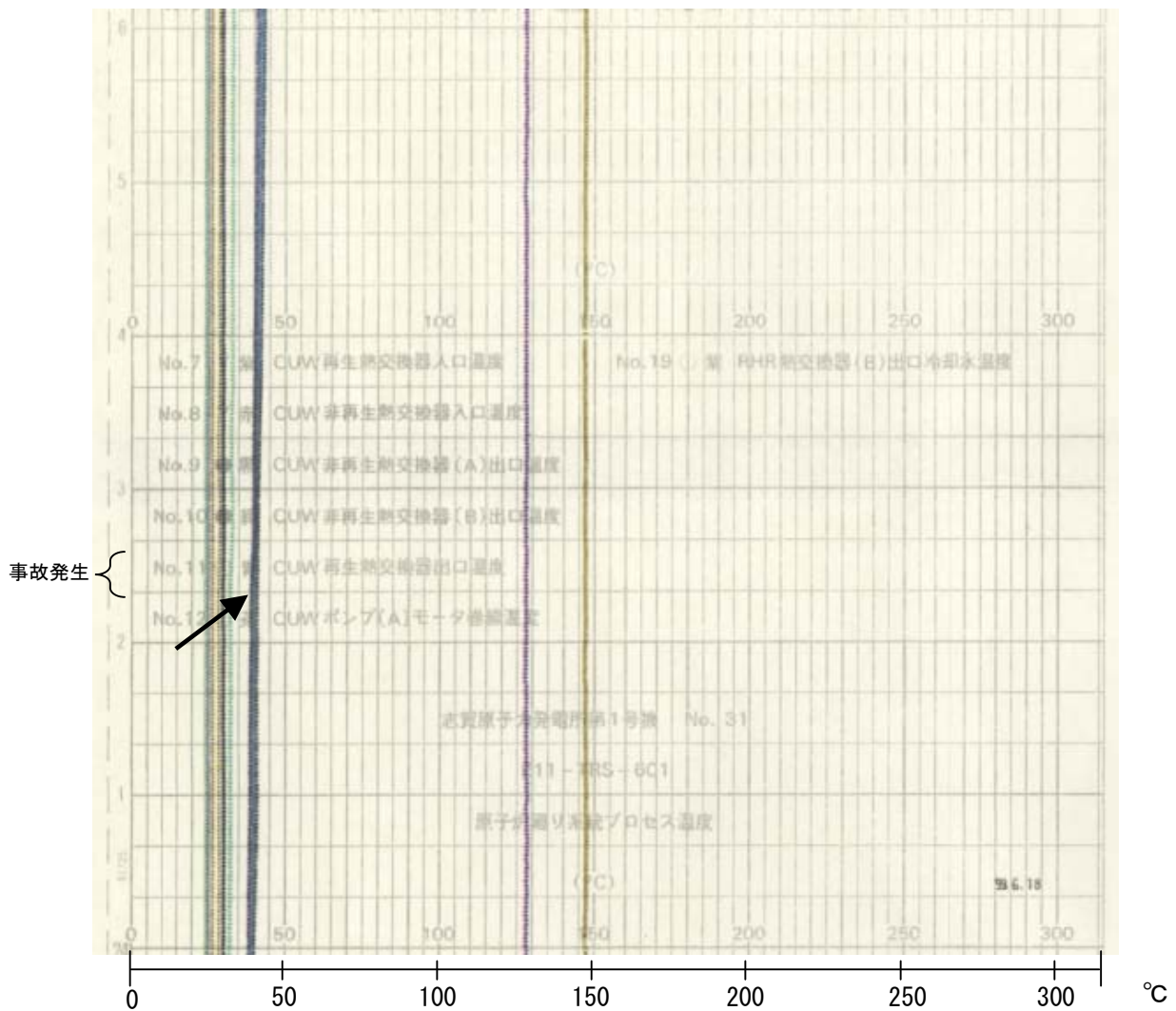


図1 原子炉冷却材浄化系（CUW）再生熱交換器入口温度のチャート
 [平成11年6月18日 0:00~6:00]

志賀原子力発電所第1号機運転口誌

NN-1 99年06月18日金曜日

原子炉 主任技術者	D-T 主任技術者	電気 主任技術者	技 術 課 長	技 術 課 担 当	発 展 課 長	電 機 課 担 当	運 転 課 長	運 転 課 副 長	直 担
--------------	--------------	-------------	------------------	-----------------------	------------------	-----------------------	------------------	-----------------------	--------

炉		子										CUW			
項目	炉心性能計算時刻	APRM平均	原子炉熱出力	給水熱出力	C U W 交換熱量	M F L C P R	M F L P D	制御棒密度	平均熱流量	平均ボルト数	平均出口クオリティ	入口サブクーリング	再生熱交換器	再生熱交換器	入口流量
単位	時分	gPWR	MW	MW	MW	frac.	frac.	frac.	W/cm2	frac.	frac.	Kcal/Kg	°C	°C	T/H
番													CA274	CA282	°C029
定		100.0	1593.0	775	4.60	≤ 1.00	≤ 1.00	≤ 1.00	48.5	0.42	0.13	12.10	278	224	64
格		0.0													
値		-0.1													
01:00		0.0											39	39	64
02:00		-0.1											39	39	64
03:00		0.0											40	40	64
04:00		-0.1											40	40	64
05:00		0.0											41	41	64
06:00		0.0											41	41	64
07:00		0.0											39	40	64
08:00		-0.1											35	36	64
09:00		0.0											34	34	64
10:00		0.0											33	34	64
11:00		-0.1											33	34	64
12:00		-0.1											33	33	64
13:00		0.0											33	33	64
14:00		-0.1											33	33	64
15:00		-0.1											33	33	64
16:00		0.0											33	33	64
17:00		0.0											33	33	64
18:00		-0.1											33	33	64
19:00		-0.1											33	33	64
20:00		0.0											33	33	64
21:00		-0.1											33	33	64
22:00		-0.1											34	34	64
23:00		-0.1											35	34	64
24:00		-0.1											39	38	64
合計															1536
平均															
最大															
最小															

図2 原子炉冷却材浄化系 (CUW) 再生熱交換器入口温度の運転記録日誌

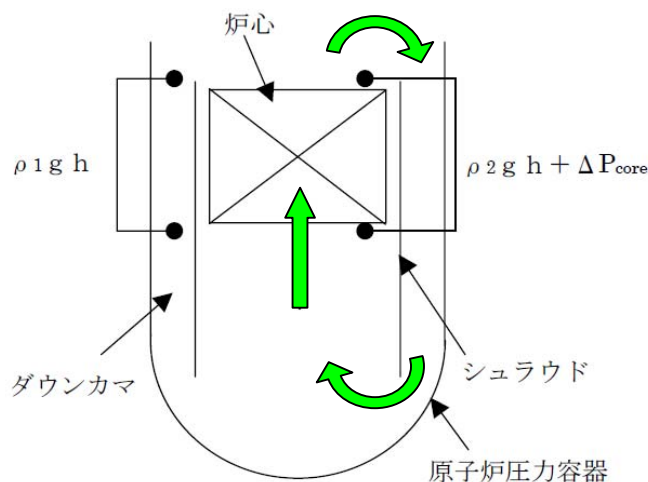
事故発生時の炉心流量

事故発生時のプラント状態は次のとおりであった。

- ① 原子炉停止後 50日目
- ② 自然循環状態（原子炉冷却材再循環ポンプ、残留熱除去系ポンプともに停止中）
- ③ 蒸気乾燥器、気水分離器は取り外された状態
- ④ 原子炉冷却材温度：39℃
- ⑤ 炉心平均燃焼度：17,130 MWd/t
- ⑥ 原子炉水位：原子炉ウェル満水

原子炉停止後50日目の崩壊熱は、MAY-WITTの式により、炉心平均で燃料集合体1体当たり約4.8 kW と評価される。

このとき下図に示すように崩壊熱により生じる炉心部とダウンカマ部の水頭差（ $\rho_1 g h - \rho_2 g h$ ）が炉心圧損（ $\Delta P_{loc} + \Delta P_{fric}$ ）とバランスするように流量を求めると原子炉冷却材流量は定格流量の約2%（定格流量：22,900t/h）と評価される。



$$\rho_1 g h - \rho_2 g h = \Delta P_{core} = \Delta P_{loc} + \Delta P_{fric}$$

ここで、

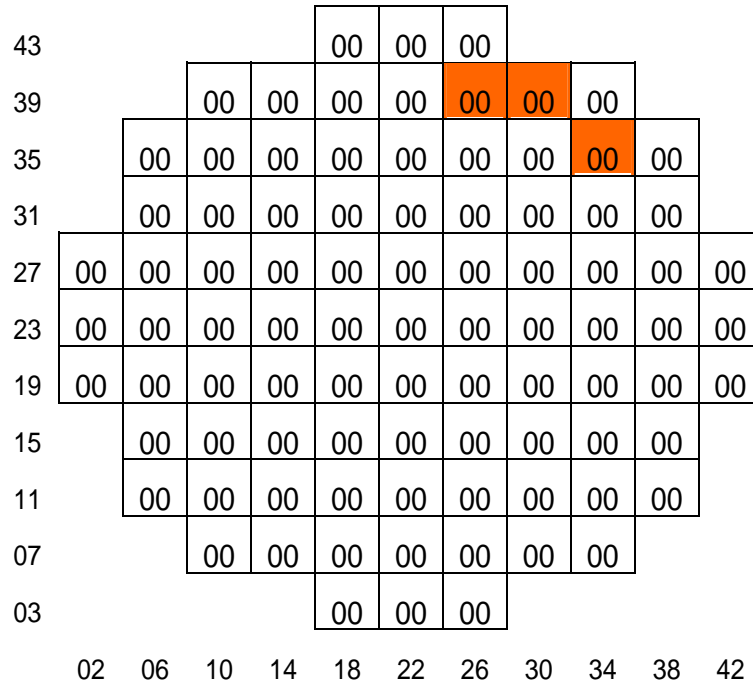
- ρ_1 : ダウンカマ部密度
- ρ_2 : 炉心部密度
- g : 重力加速度
- h : 炉心高さ
- ΔP_{core} : 炉心部圧損
- ΔP_{loc} : 炉心部局所圧損
(入口オリフィス、下部タイプレート等の圧損)
- ΔP_{fric} : 炉心部摩擦圧損

$$\rho_1 = \text{約 } 992.75 \text{ kg/m}^3, \rho_2 = \text{約 } 992.07 \text{ kg/m}^3, h = \text{約 } 4.17 \text{ m},$$

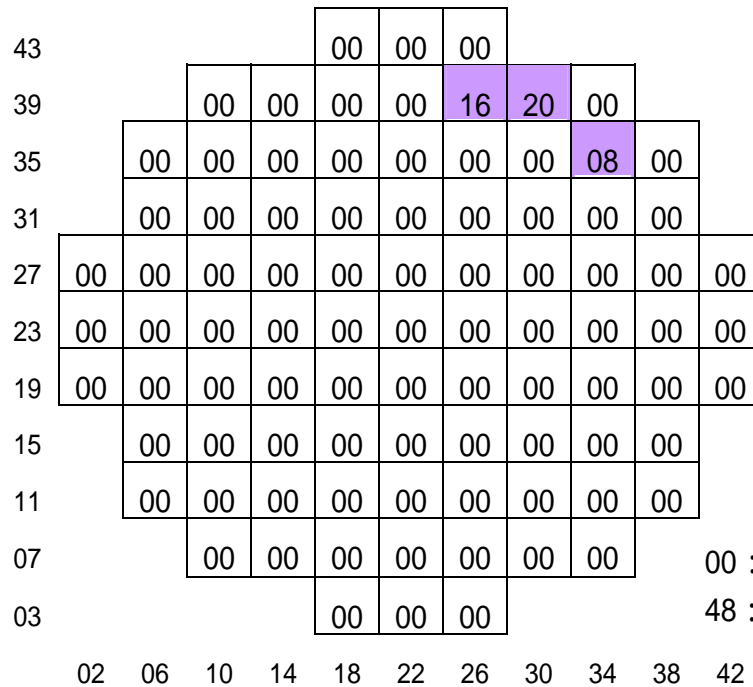
$$\Delta P_{loc} = \text{約 } 19 \text{ Pa}, \Delta P_{fric} = \text{約 } 9 \text{ Pa}$$

図3 炉心流量の考え方

(制御棒引き抜け前)



(制御棒引き抜け後)



網掛け部分は、引き抜けた制御棒を示す。

図4 制御棒引き抜け位置

制御棒引き抜けに伴う超過反応度

制御棒引き抜けに伴う超過反応度の評価手順、条件及び結果について以下に示す。

1. 評価手順

制御棒による超過反応度は以下の手順により求める。

- (1) 評価コードは、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを使用する。
- (2) 第 6 サイクル初期での臨界点の実効増倍率は、当該サイクルの冷温臨界試験の臨界パターンにおける実効増倍率の平均値とする。
- (3) 2 . の評価条件での実効増倍率と 1 . (2) の臨界点の実効増倍率との差分が制御棒による超過反応度となる。
- (4) 冷温臨界試験は臨界パターンにより、ある程度の誤差が生じるため、別途事故整定時の反応度評価も行い、超過反応度を求める。

2. 評価条件

- (1) 燃焼度点 : 第 6 サイクル初期 (炉心平均燃焼度 : 17,130 MWd/t)
- (2) 減速材温度 : 39
- (3) 炉心圧力 : 大気圧
- (4) 制御棒パターン : 図 5

3. 評価結果

超過反応度 : 0.5% k (1 . (4) より) , 0.789% k (1 . (3) より)

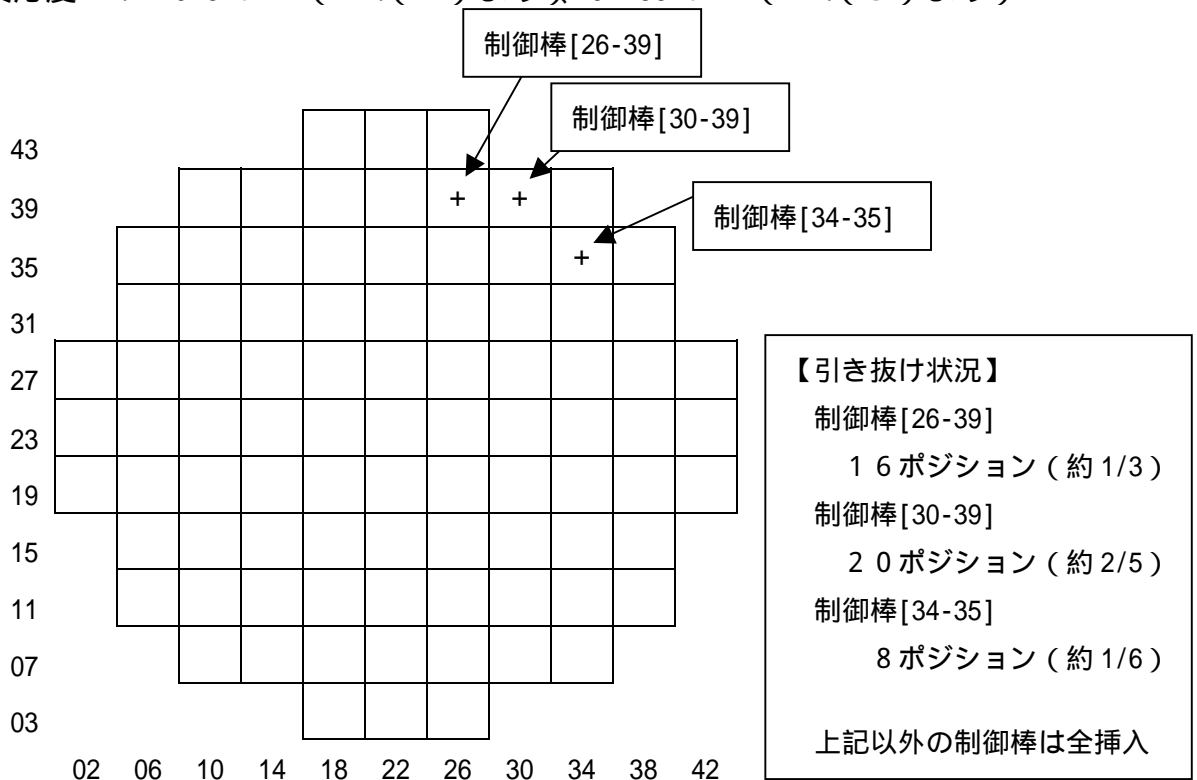


図 5 超過反応度評価時制御棒パターン

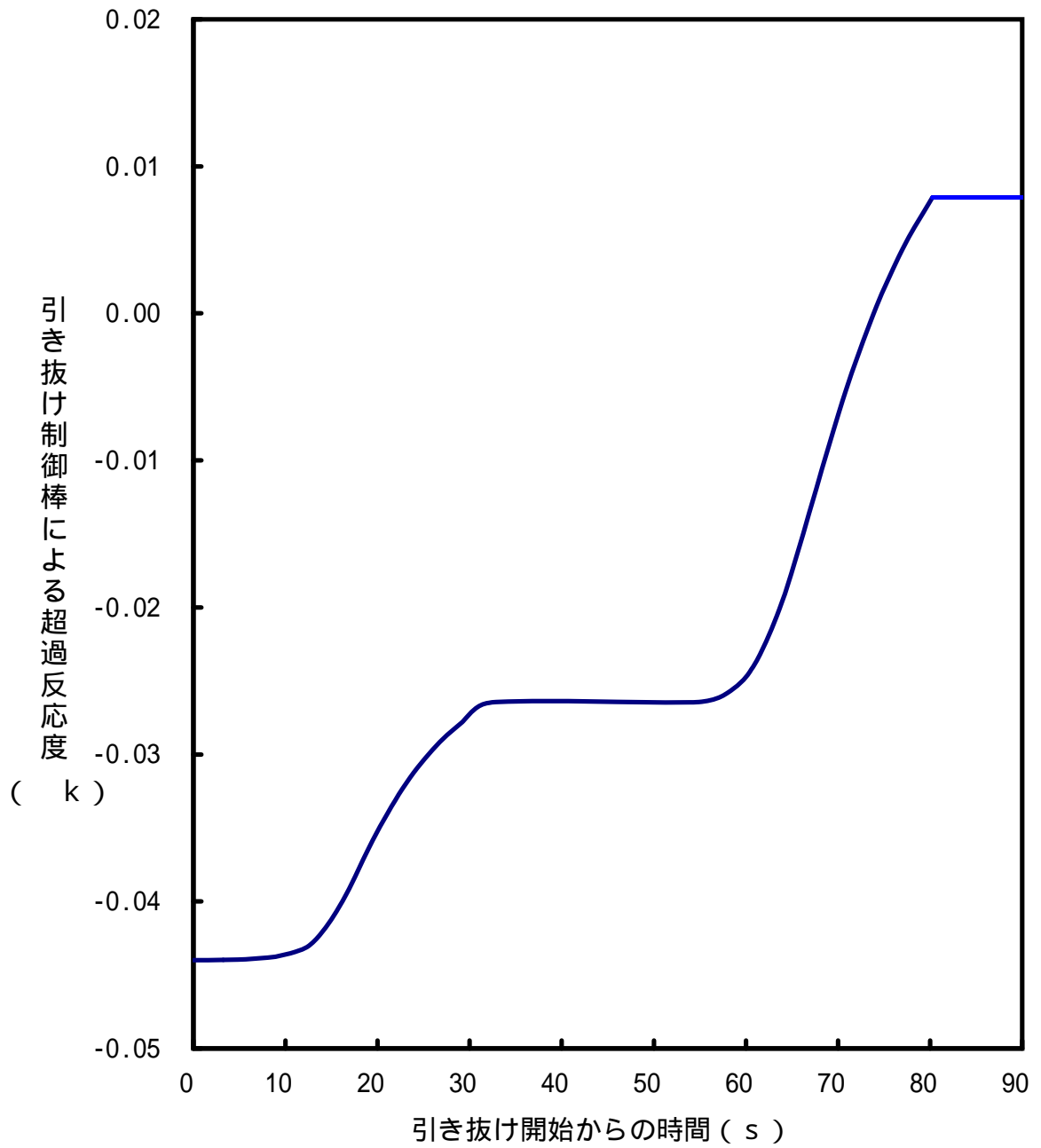


図 6 引き抜け制御棒による超過反応度曲線 (一例)

事故発生時の制御棒引き抜け速度

1 . 目 的

モックアップ試験による確認結果を踏まえ、事故発生時の制御棒引き抜け速度を推定。

2 . 評価モデルの作成

101 弁を閉、102 弁を開とした状態における原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧と制御棒引き抜け速度の関係を各部の流路抵抗や制御棒の自重から計算する評価モデルを作成。(図 7)

3 . 評価モデルの適用性

評価モデルの妥当性を検証するため、モックアップ試験装置による原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧及び制御棒引き抜け速度の関係を実測。この実測値と評価モデルによる計算結果とを比較した結果、評価モデルによる計算により、保守性を有する結果が得られることを確認。(図 7、 8)

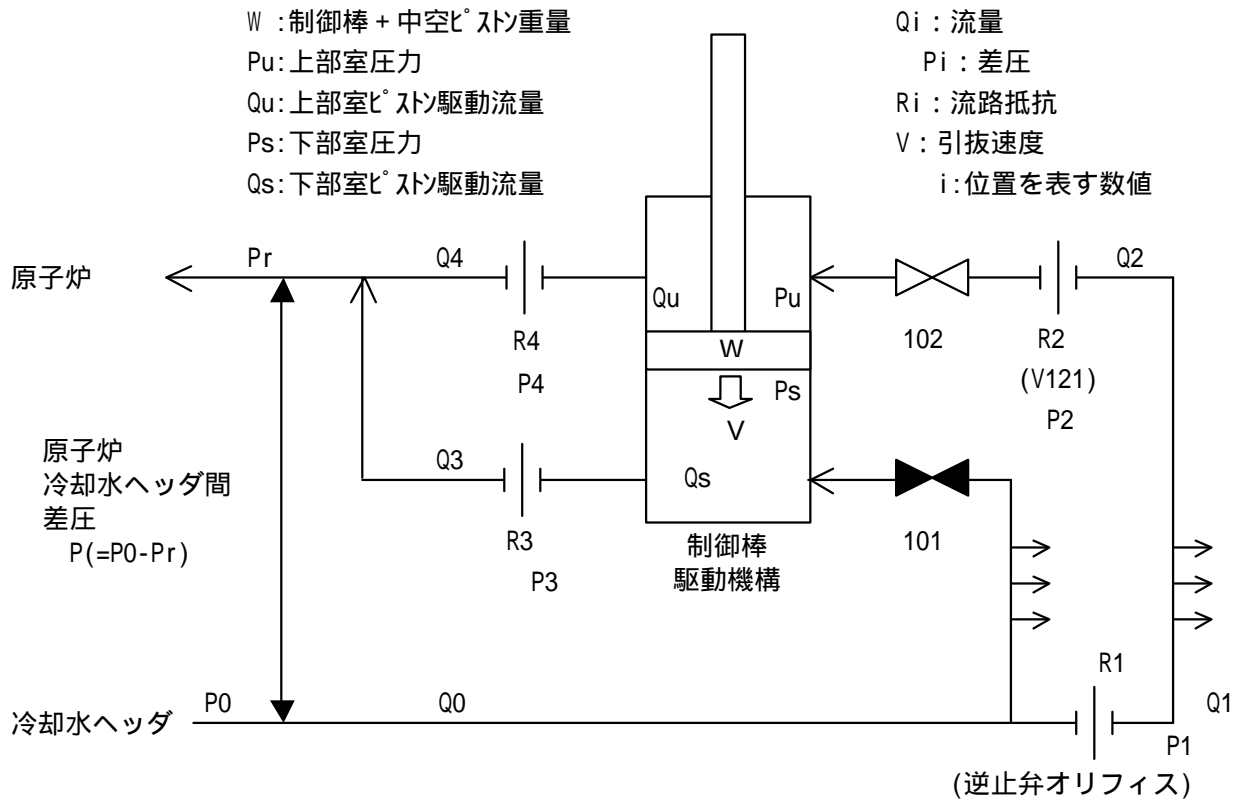
4 . 事故発生時の引き抜け速度の推定

評価モデルに、全制御棒の工場出荷試験時の流路抵抗実測値(平均値)を適用し、事故発生時の制御棒引き抜け速度を計算するとともに、制御棒駆動機構の個体差による引き抜け速度範囲を評価。なお、原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧は、事故発生時の差圧が特定困難なことから、想定される最大値約 13MPa (制御棒駆動水ポンプミニマムフロー運転時のポンプ吐出圧力) を適用。(図 8)

その結果、制御棒引き抜け速度は 47mm/s となった。

なお、当該制御棒 3 本の事故発生前の至近の点検時 (第 2 回定期検査時) の流路抵抗測定結果を条件として引き抜け速度を計算した結果、それぞれ約 45mm/s 台 [26-39]、約 47mm/s 台 [30-39] 及び約 48mm/s 台 [34-35] となり、その平均値は約 47mm/s であった。

以上のことから、解析における制御棒の引き抜け速度の設定値は 47mm/s とした。



R1とR2は、構造から求まる抵抗係数であり駆動機構の個性によらず一定（試験体も実機を模擬）。R3とR4は駆動機構内部流路抵抗であり、個体差があるため実測値を基に求める。

図7 引き抜け速度評価モデル

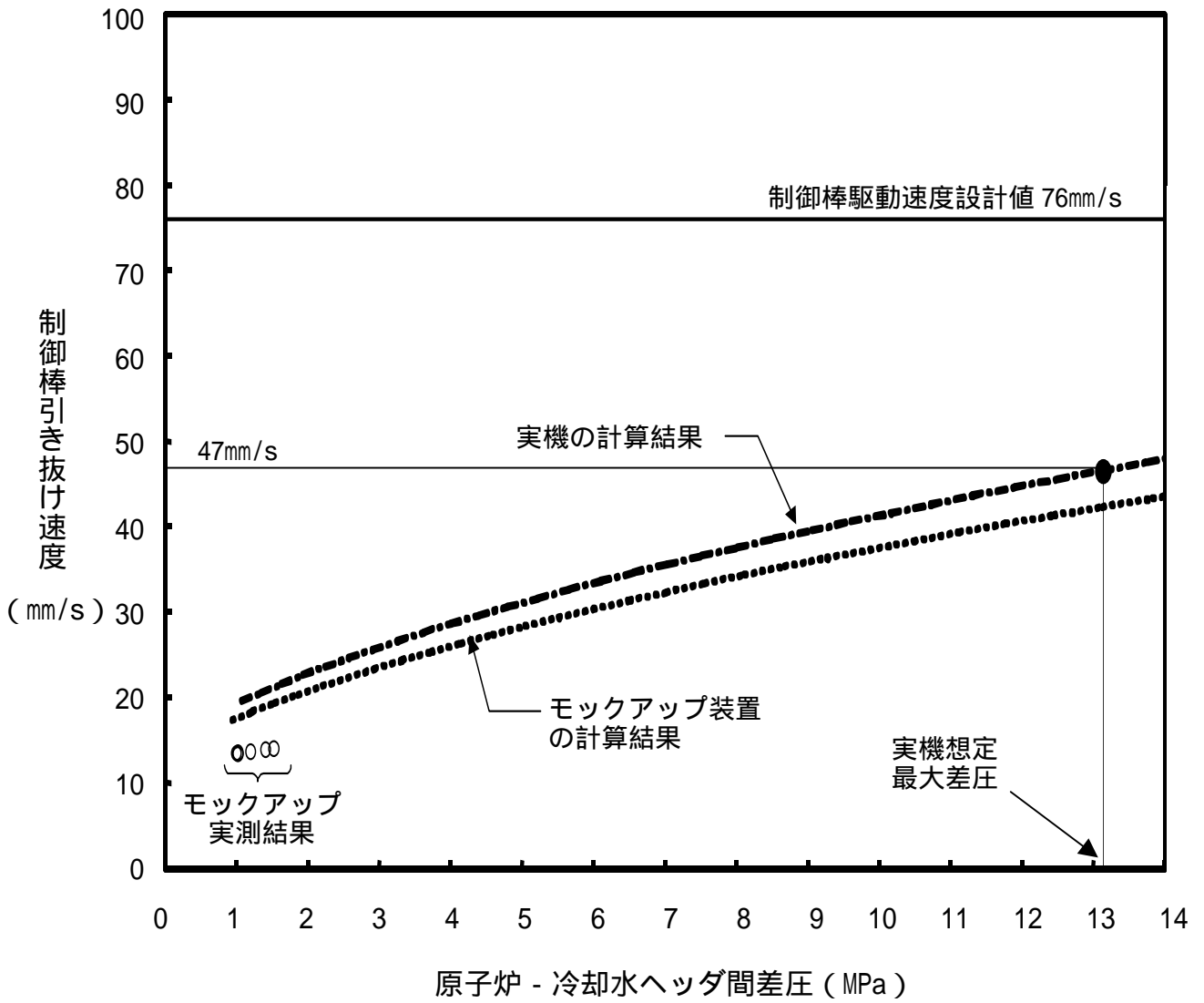


図 8 評価モデルによる制御棒引き抜け速度

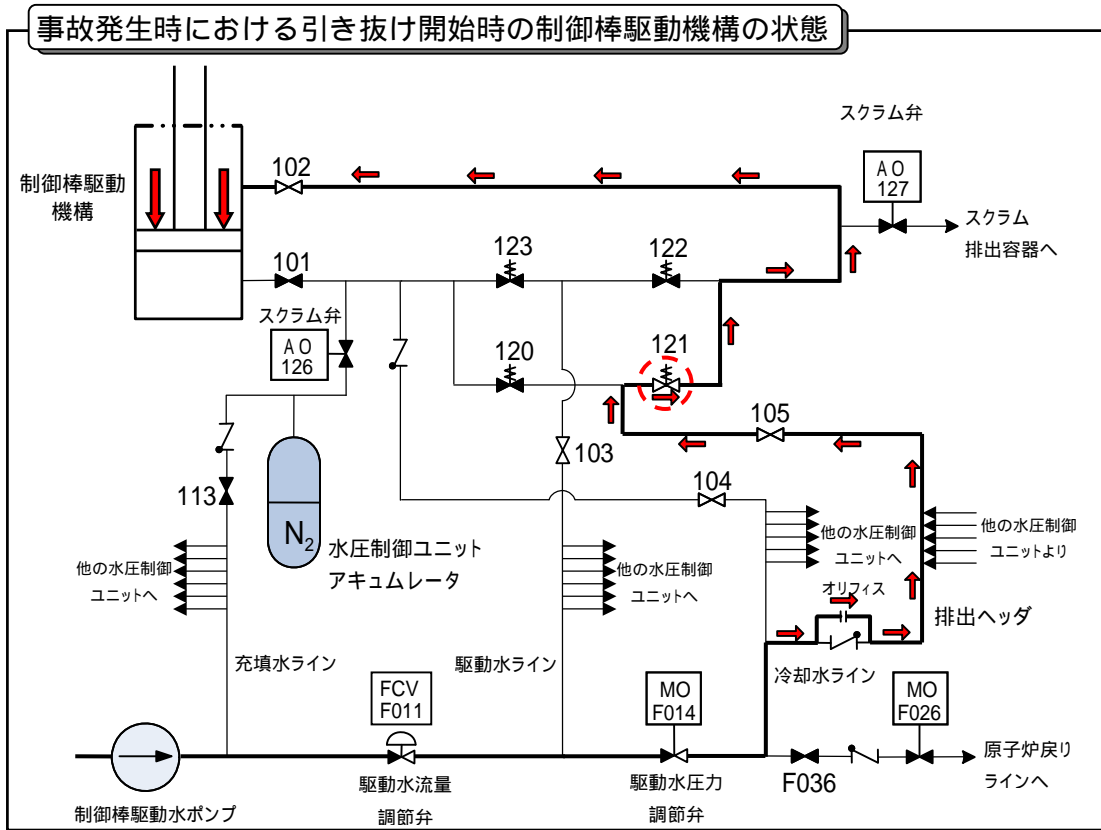
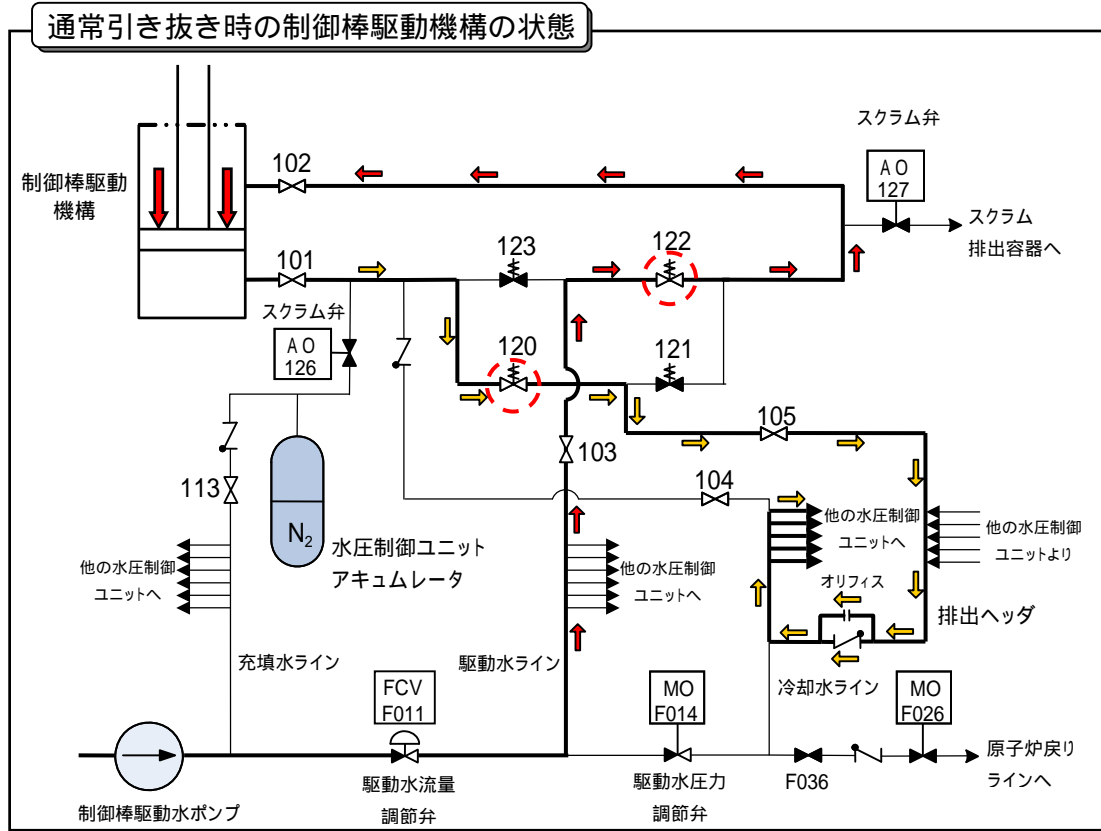
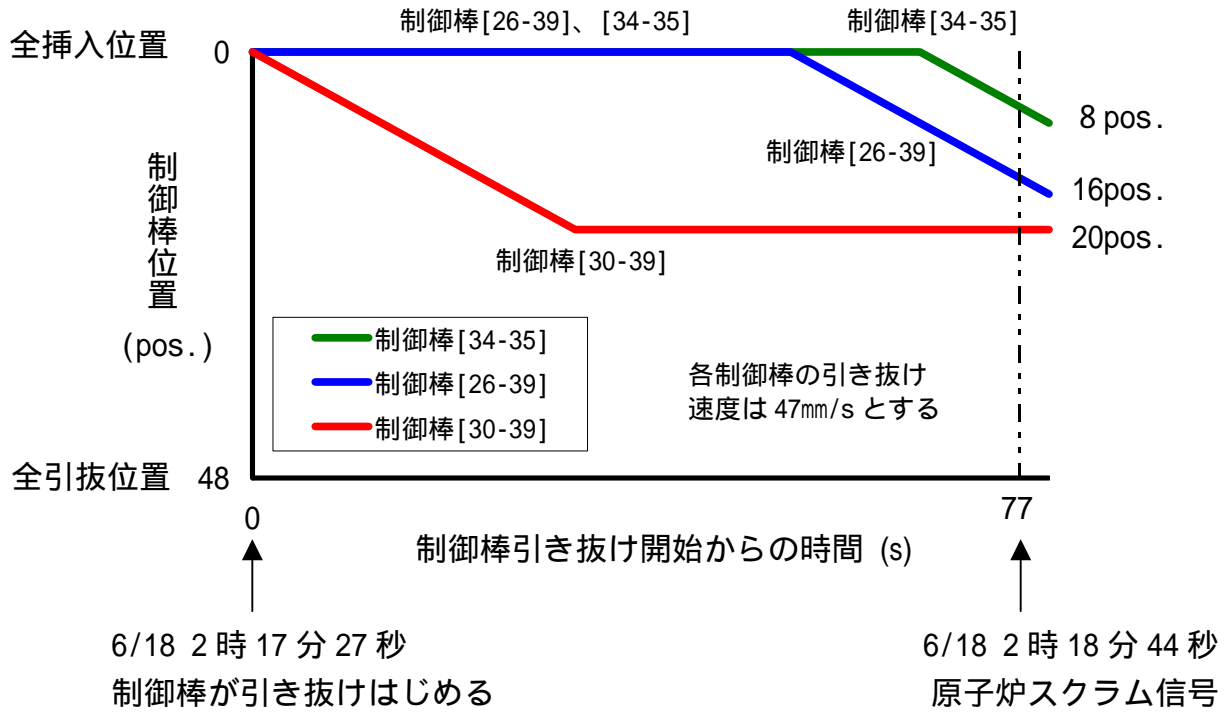


図 9 制御棒駆動機構の状態

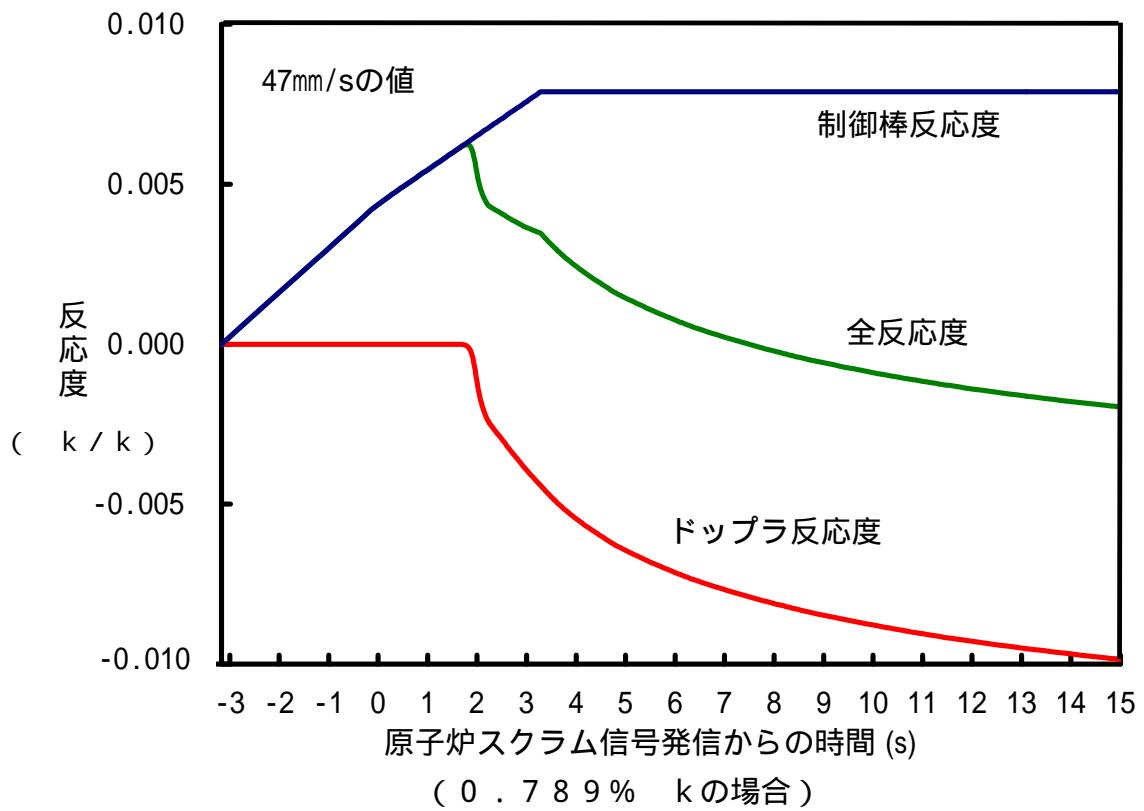
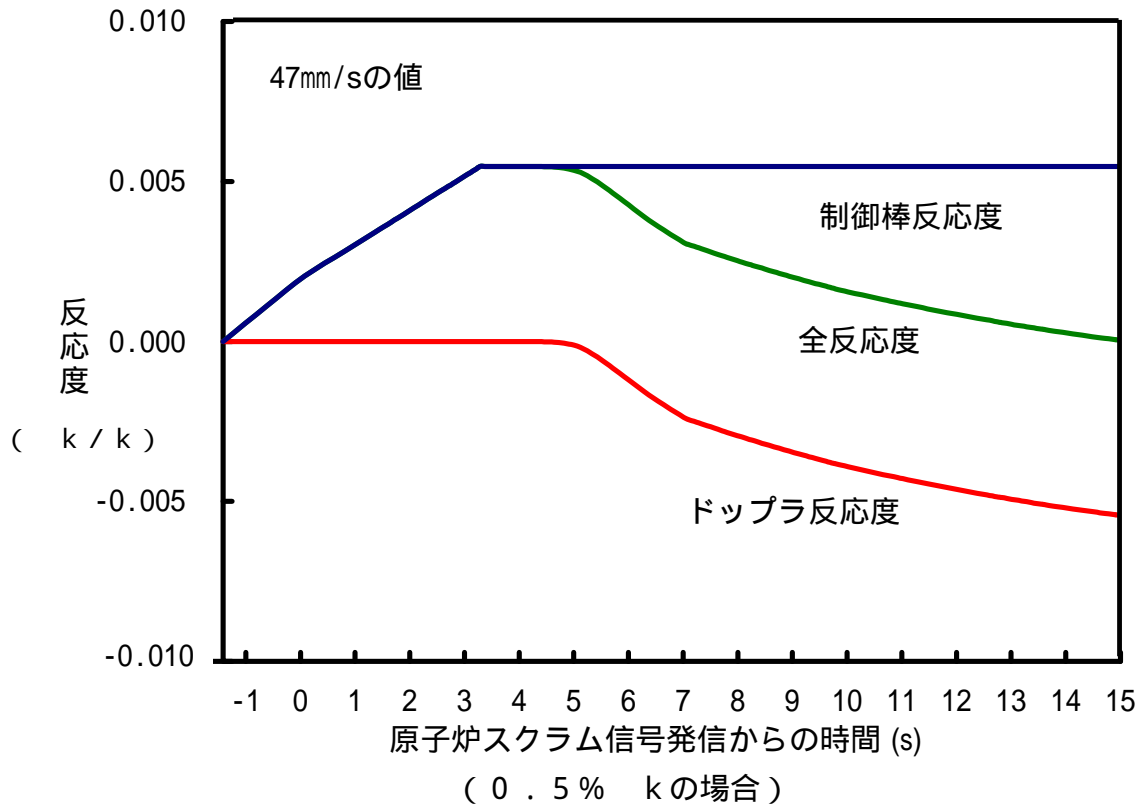


注)制御棒[26-39]及び[34-35]の引き抜けは、原子炉スクラム信号時に停止とするが、解析では完全に引き抜け動作が停止するまでに約3.2秒かかると仮定。

ラッチ機構間の距離は152.4mmであり、制御棒引き抜け速度を47mm/sとすると原子炉スクラム信号発生による制御棒引き抜け停止動作開始から実際の停止までには最長で約3.2秒かかる。

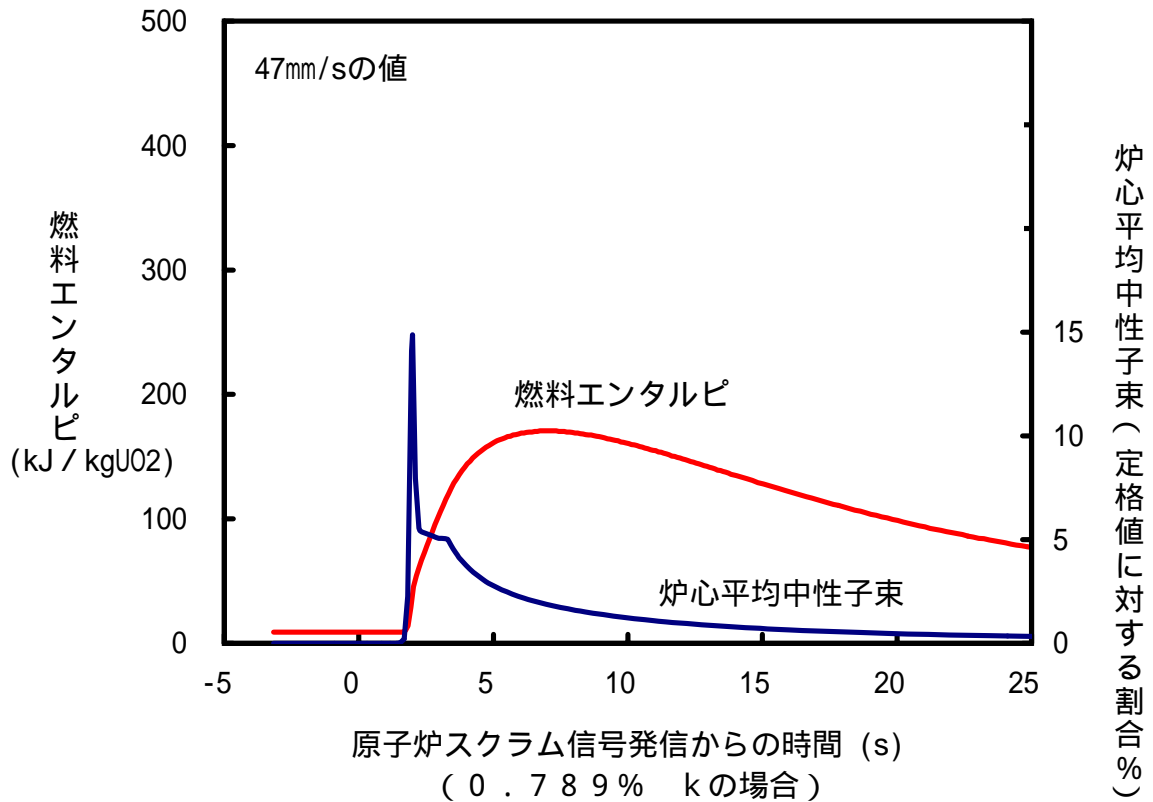
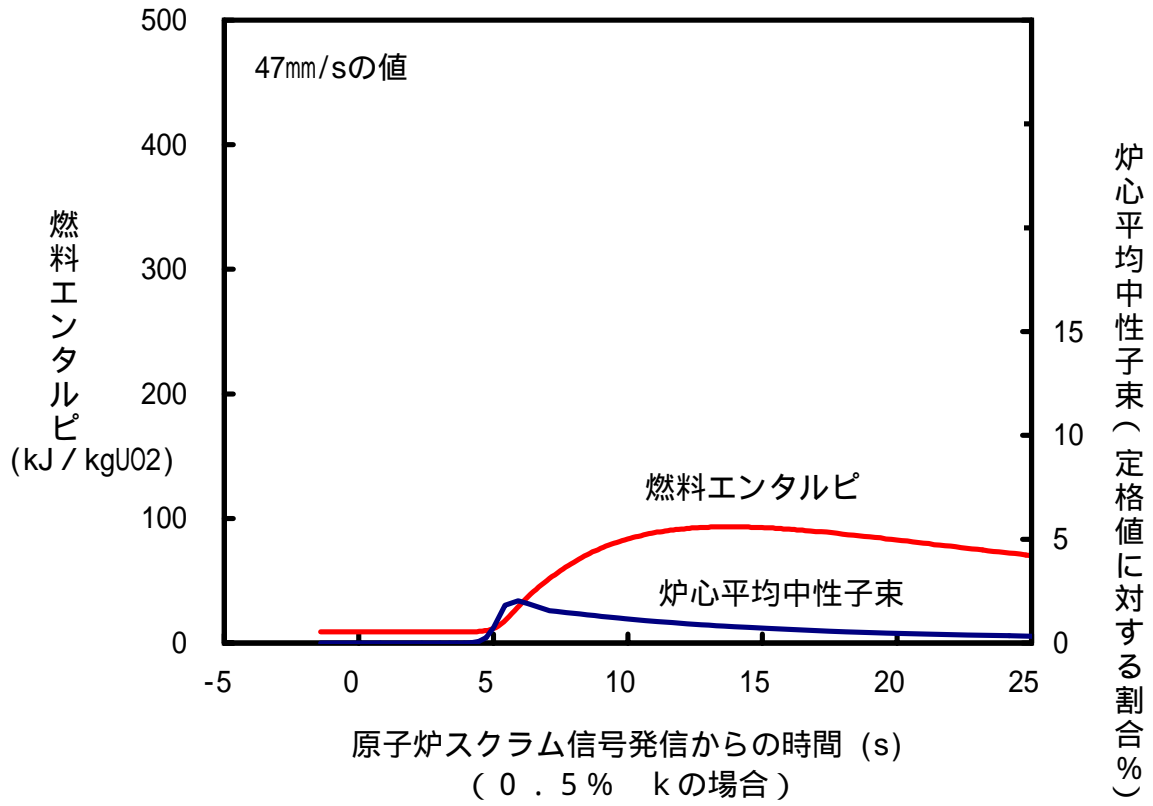
図 1 0 制御棒引き抜け条件

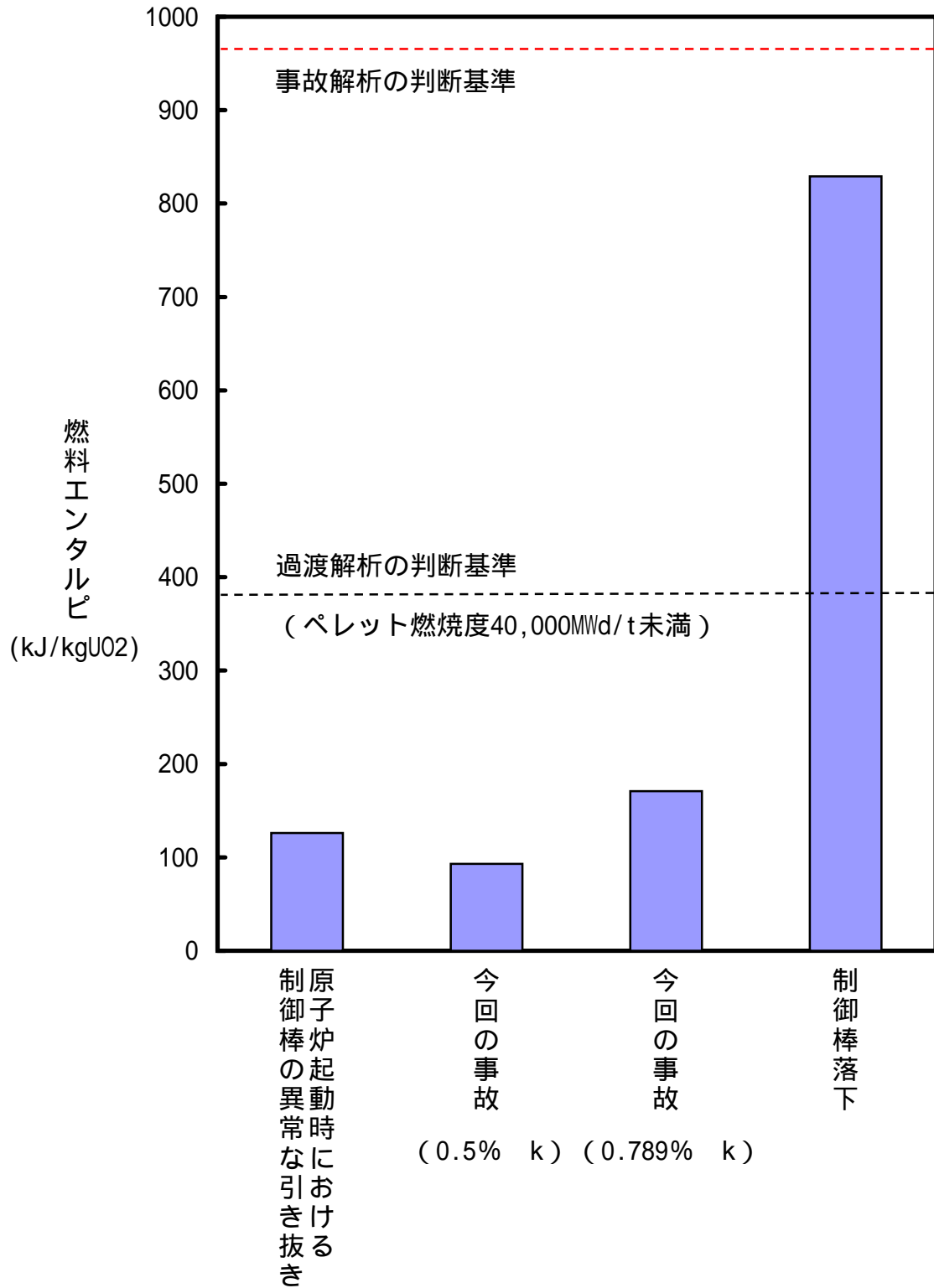
反応度の推移



解析結果

燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の推移





安全解析結果との比較

参考解析結果

1. 感度解析

4.2.2(3)b. に示した結果は、超過反応度として0.789% kを用いた結果であるが、志賀1号機の冷温臨界試験の結果である解析値と実測値の差の標準偏差(1)は、第1サイクルから第11サイクルまでの51ケース全体で0.154% kであることから、約2 = 0.3% kの誤差がどの程度解析結果に影響を与えるかを把握するため感度解析を実施した。ただし、感度解析においては、当時の炉心内の想定炉水温度を考慮し、超過反応度は0.777% kとして実施した。

また、制御棒引き抜け速度の解析結果への影響を把握するため、引き抜け速度を40mm/sとした場合の解析を合わせて実施した。

解析結果を下表に示す。

ケース番号	1	2	3	4	5	6
制御棒引き抜け速度(mm/s)	47			40		
超過反応度(% k)	0.777	1.077	0.477	0.777	1.077	0.477
炉心平均中性子束最大値(%)	約15	約21	約1	約12	約17	約1
燃料エンタルピ最大値(kJ/kg)	約166	約219	約72	約165	約216	約72
ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値(kJ/kg)	約51	約56	-	約49	約44	-

この結果、超過反応度を高くする方向に冷温臨界試験の誤差を考慮しても、燃料の破損が生じないことが分かった。また、超過反応度を低くする方向に誤差を考慮する場合には、解析結果が極端に穏やかになることが分かった。

なお、4.2.2(3)a. に示したように整定出力から超過反応度を求めた場合には0.5% kとなることから、実際の超過反応度は、0.777% kよりも低かった可能性が高いと推察される。

2. 今回の事故に関連して想定しうる より厳しい条件下での結果の確認

志賀1号の臨界事故については、保守的な解析を行った場合においても燃料の破損に至っていないことが4.2.2の解析により確認されたが、この事故がより厳しい状況で発生した場合に燃料の破損が生じるかについても確認した。

解析は、主として次の前提で行った。

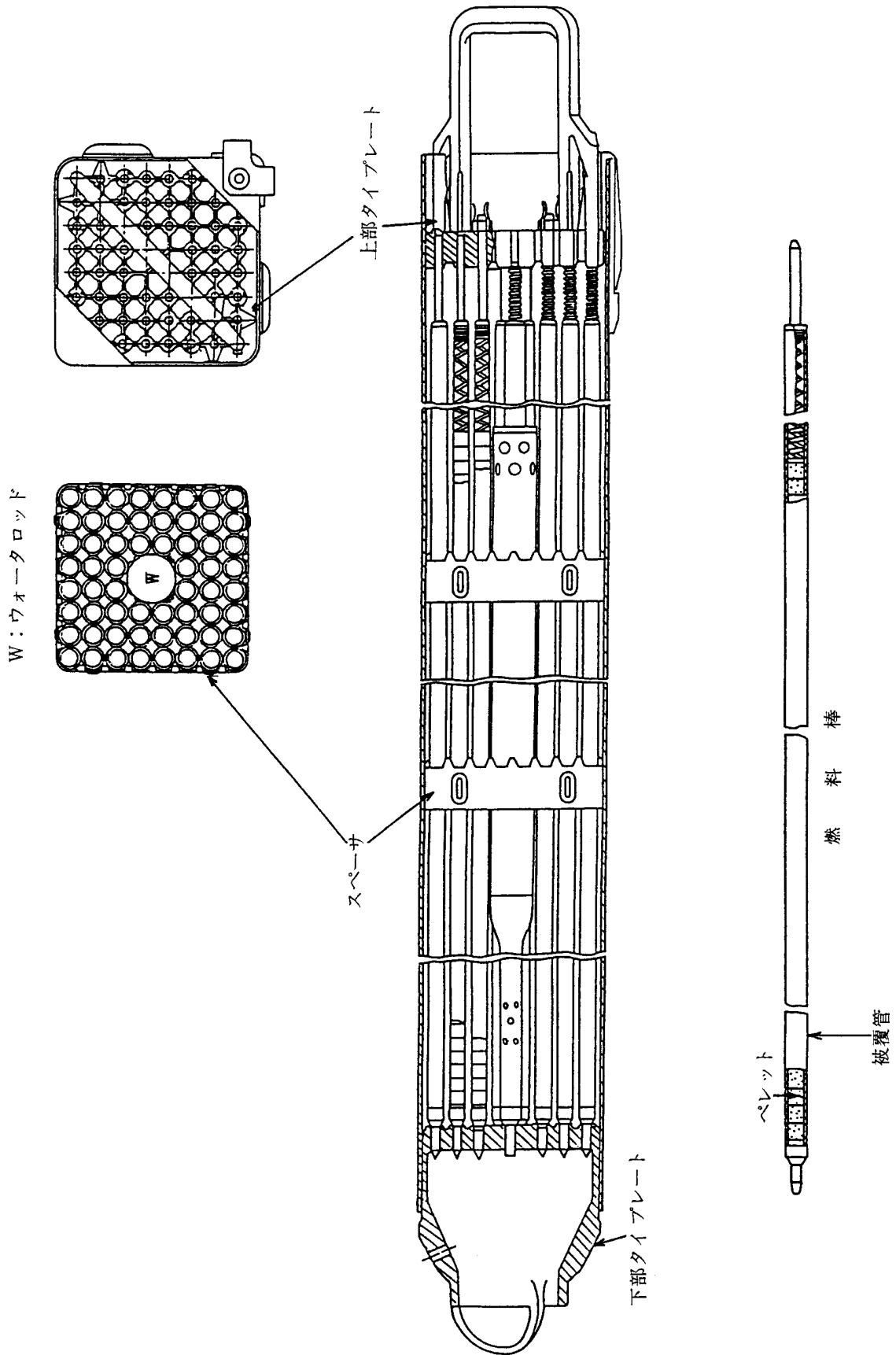
制御棒の引き抜けは、制御棒を隔離していく作業の中で実際に引き抜けた3本の他、隔離予定だった残り2本も加えた合計5本の101弁を5人の作業員(当時の作業員は4人)が同時に閉止した場合を想定する。

スクラム信号発信後、制御棒は1ノッチ(約15cm)更に引き抜けて停止するものとする。

制御棒引き抜け速度は47mm/sであるとする。

以上の条件の下実施した解析の結果、燃料エンタルピーの最大値は約221 kJ/kgUO₂、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分は約85 kJ/kgUO₂であり、燃料被覆管破損条件を下回っていることから、想定しうるより厳しい条件下でも燃料の健全性が保たれることが確認できた。

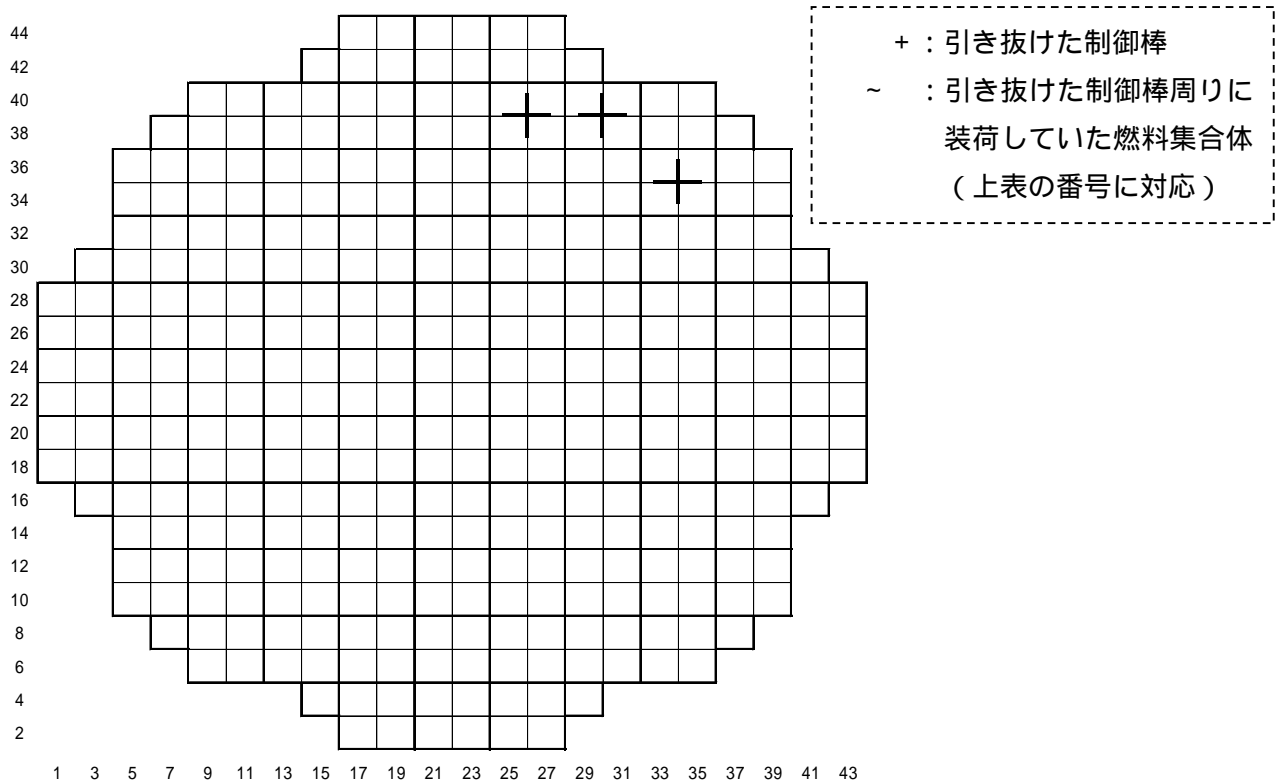
このように、想定しうるより厳しい条件下でも燃料の健全性が保たれることが確認できたが、この時点で仮に燃料が破損した場合には周辺の方々にどの程度の影響を与えたのかを確認するため、燃料棒が仮に1000本（燃料集合体約16体相当）破損したものと仮定して、今回の事故が原子炉停止50日後であったことも踏まえて被ばく評価を行った。この結果は約 5×10^{-4} mSvとなり、安全審査の判断基準5 mSvの約1万分の1であり、参考に線量目標値0.05mSv/yと比較してもその約100分の1となることが確認された。



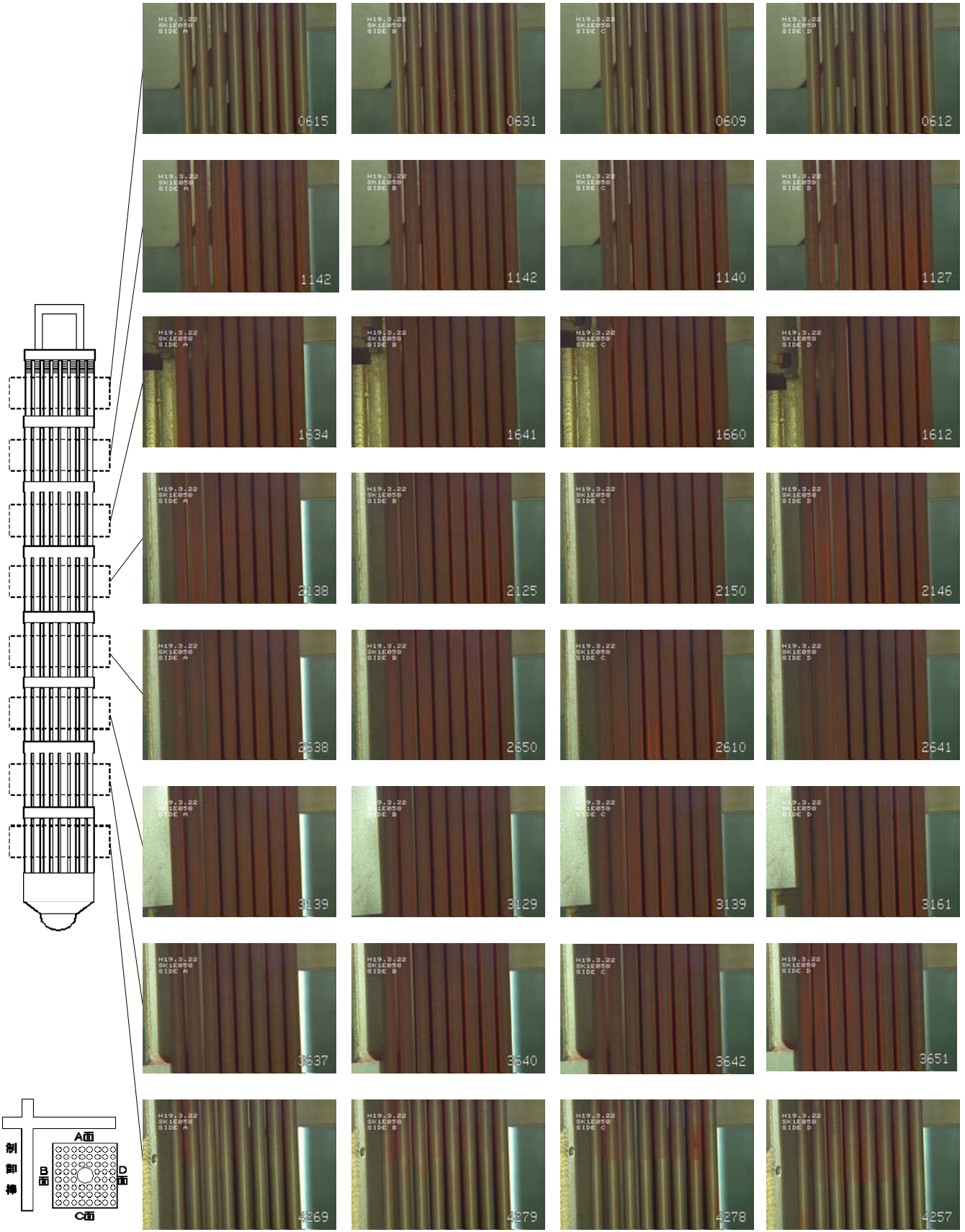
燃料集合体の構造図 (高燃焼度 8 × 8 燃料)

燃料集合体外観点検結果

制御棒座標	番号	事故発生時炉内位置	燃料番号	事故発生時燃焼度 (MWd/t)	取出時燃焼度 (MWd/t)	点検結果
26-39		25-38	SK1D002	12,878	39,454	異常なし
		25-40	SK1E062	0	43,665	異常なし
		27-38	SK1E058	0	40,802	異常なし
		27-40	SK1B042	23,749	37,878	異常なし
30-39		29-38	SK1B038	21,250	37,379	異常なし
		29-40	SK1D022	13,428	41,058	異常なし
		31-38	SK1D030	12,805	40,296	異常なし
		31-40	SK1A068	31,593	38,462	異常なし
34-35		33-34	SK1E006	0	43,412	-
		33-36	SK1B046	21,514	42,446	異常なし
		35-34	SK1C081	21,156	42,188	-
		35-36	SK1E002	0	39,387	-



引き抜けた制御棒と外観点検を実施した燃料集合体の位置関係



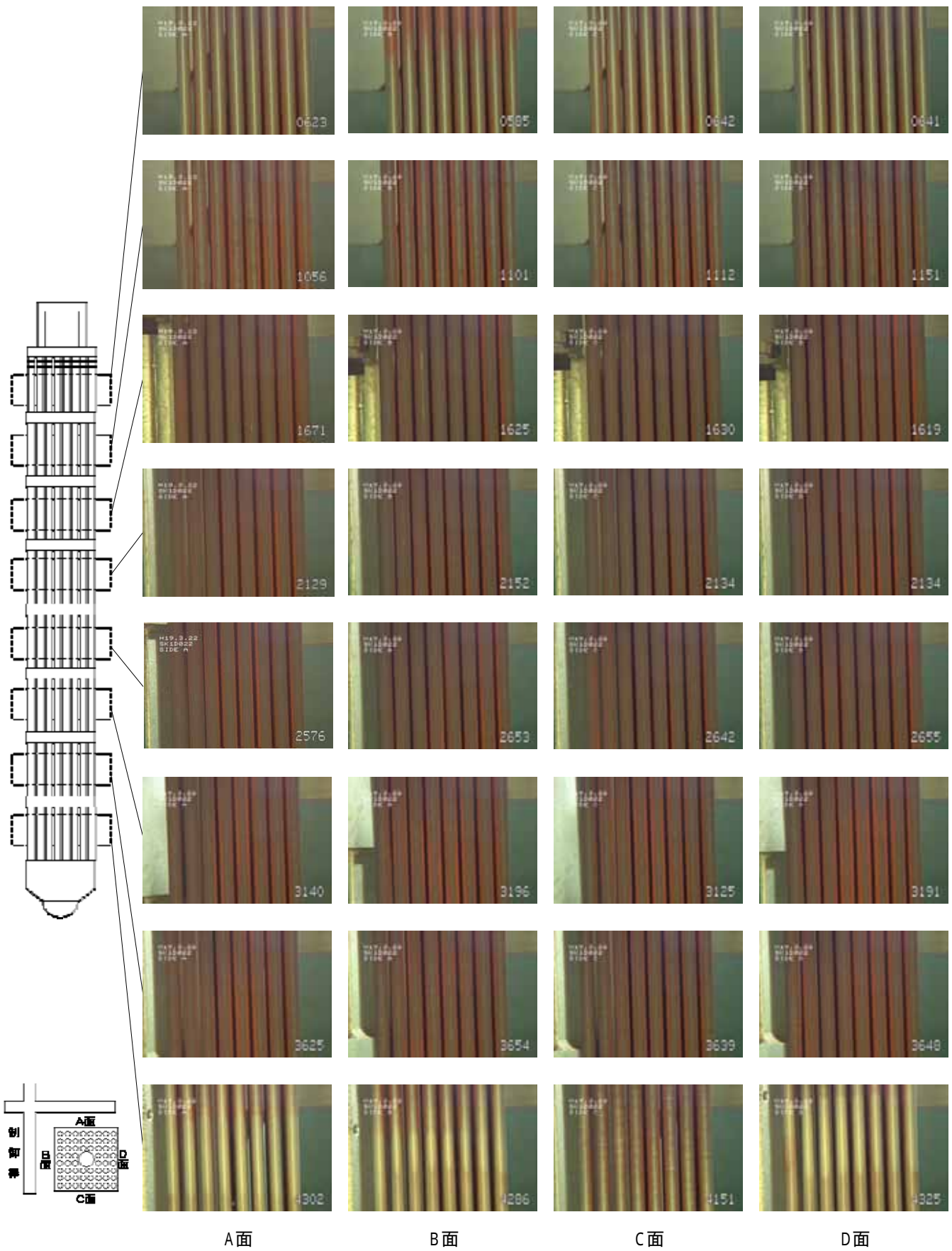
A面

B面

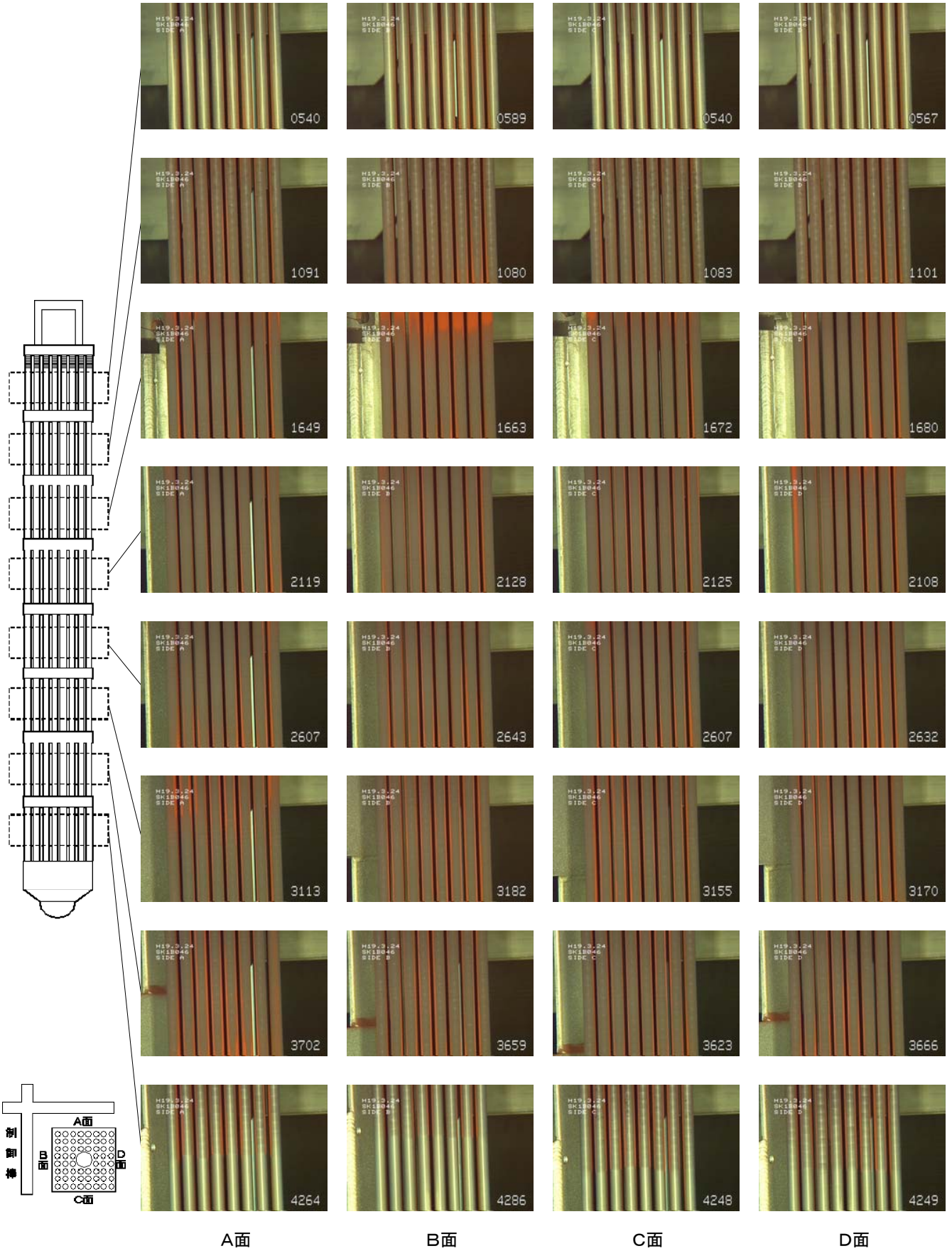
C面

D面

燃料集合体外観 (SK1E058)



燃料集合体外観 (SK1D022)



A面

B面

C面

D面

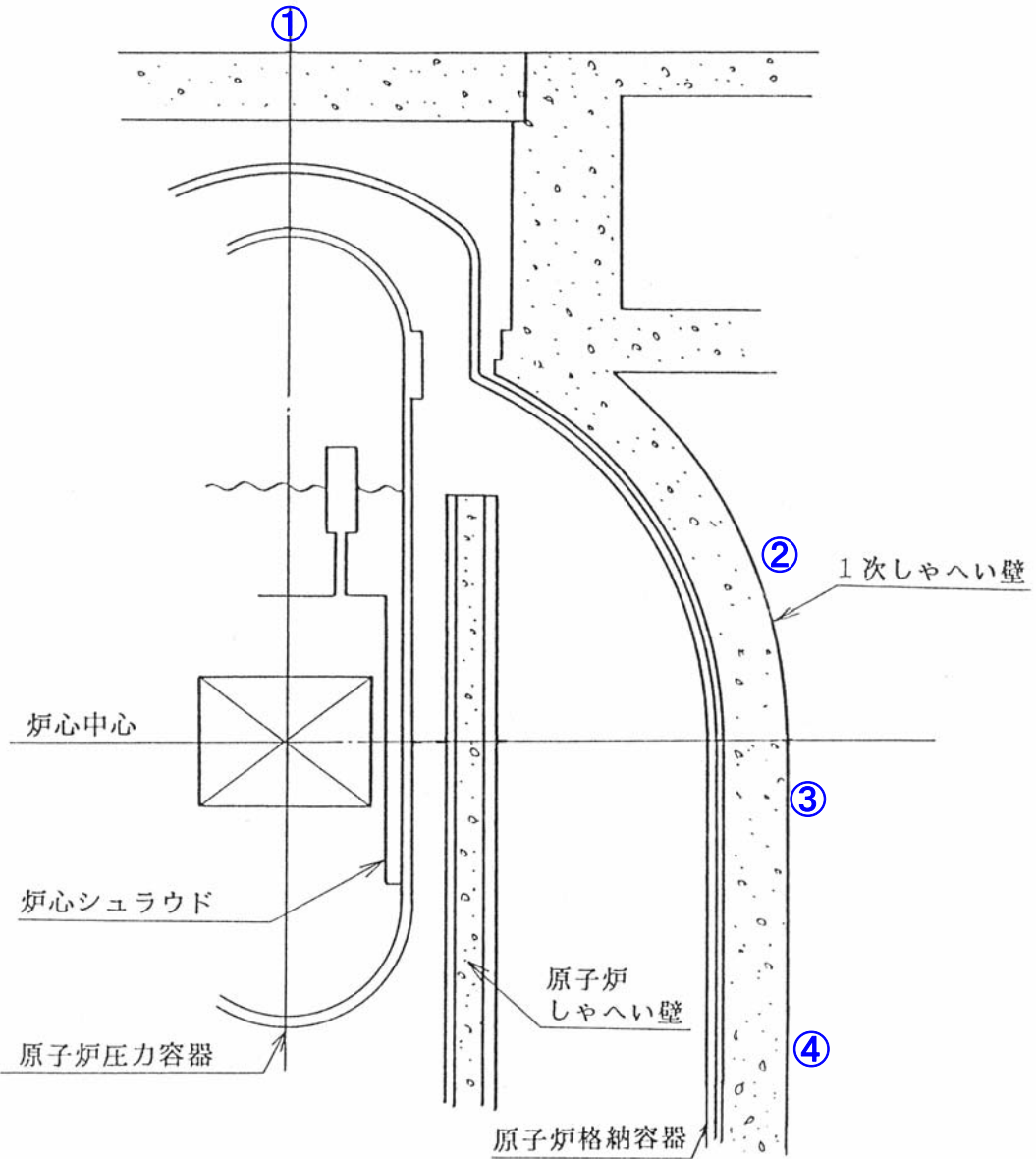
燃料集合体外観 (SK1B046)

管理区域出入実績（臨界事故発生時の管理区域滞在者）

	入域年月日時分	退域年月日時分	実効線量(mSv)	作業件名	滞在場所 (聞き取り結果より)
A	1999/6/18 0:37	1999/6/18 7:44	0.00	廃棄物処理設備運転（定検時）	1号機 廃棄物処理建屋2階 廃棄物処理系制御室
B	1999/6/18 0:52	1999/6/18 3:03	0.00	C R D 機能検査	1号機 原子炉建屋1階 H C U（水圧制御ユニット）エ リア
C	1999/6/18 1:44	1999/6/18 2:31	0.00	R / B 計装品点検	1号機 原子炉建屋1階 H C U（水圧制御ユニット）エ リア
D	1999/6/18 1:44	1999/6/18 2:31	0.00	A T W S 対策設備設置工事	1号機 原子炉建屋1階 H C U（水圧制御ユニット）エ リア
E	1999/6/18 1:50	1999/6/18 3:03	0.00	A T W S 対策設備設置工事	1号機 原子炉建屋1階 H C U（水圧制御ユニット）エ リア
F	1999/6/18 2:30	1999/6/18 2:36	0.00	定検時パトロール	1号機 原子炉建屋地下1階 マスターコントロールエリア

：制御棒駆動系の流量，圧力などを調整する弁や配管が配置されたエリア

100%出力運転中における線量率測定結果

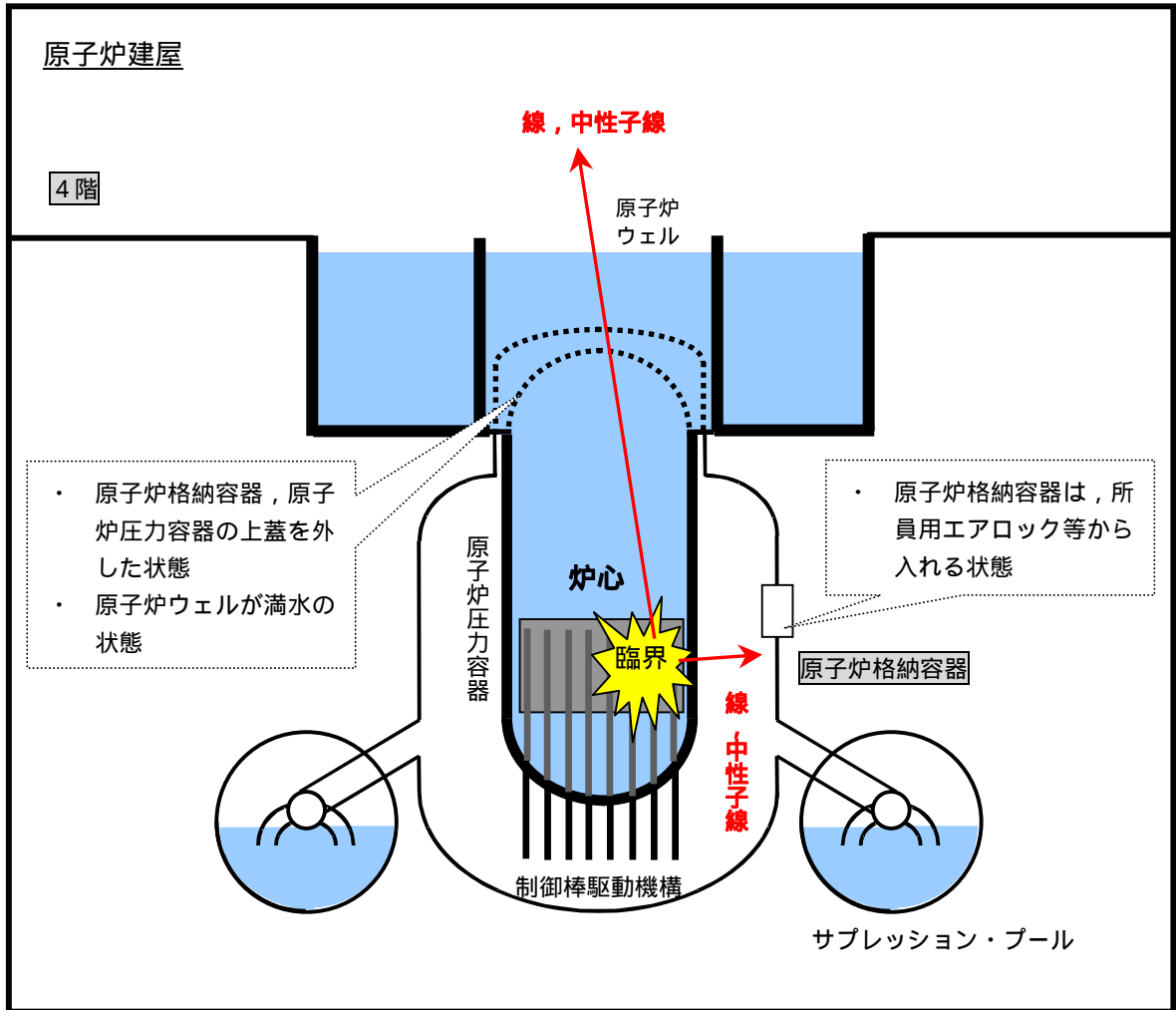


(単位：mSv/h)

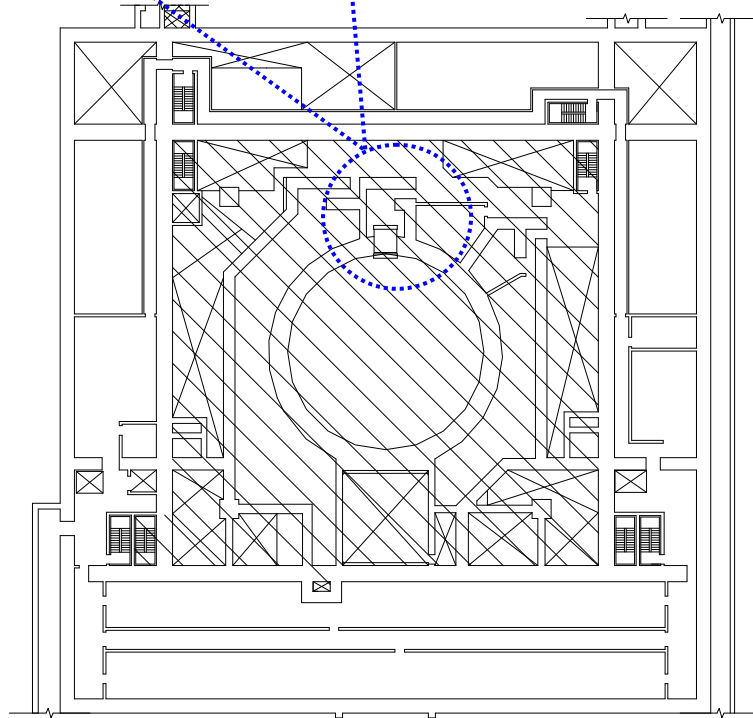
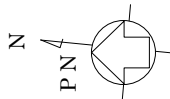
	中性子線による線量率	γ線による線量率
① 原子炉ウェル上	< 0.001	0.0002
② MSIV・SRV用機器ハッチ前	< 0.001	0.0003
③ 所員用エアロック室前	< 0.001	0.0022
④ 機器搬入用ハッチ前	< 0.001	0.0001

(測定日：平成5年7月17日)

臨界事故発生時の状況

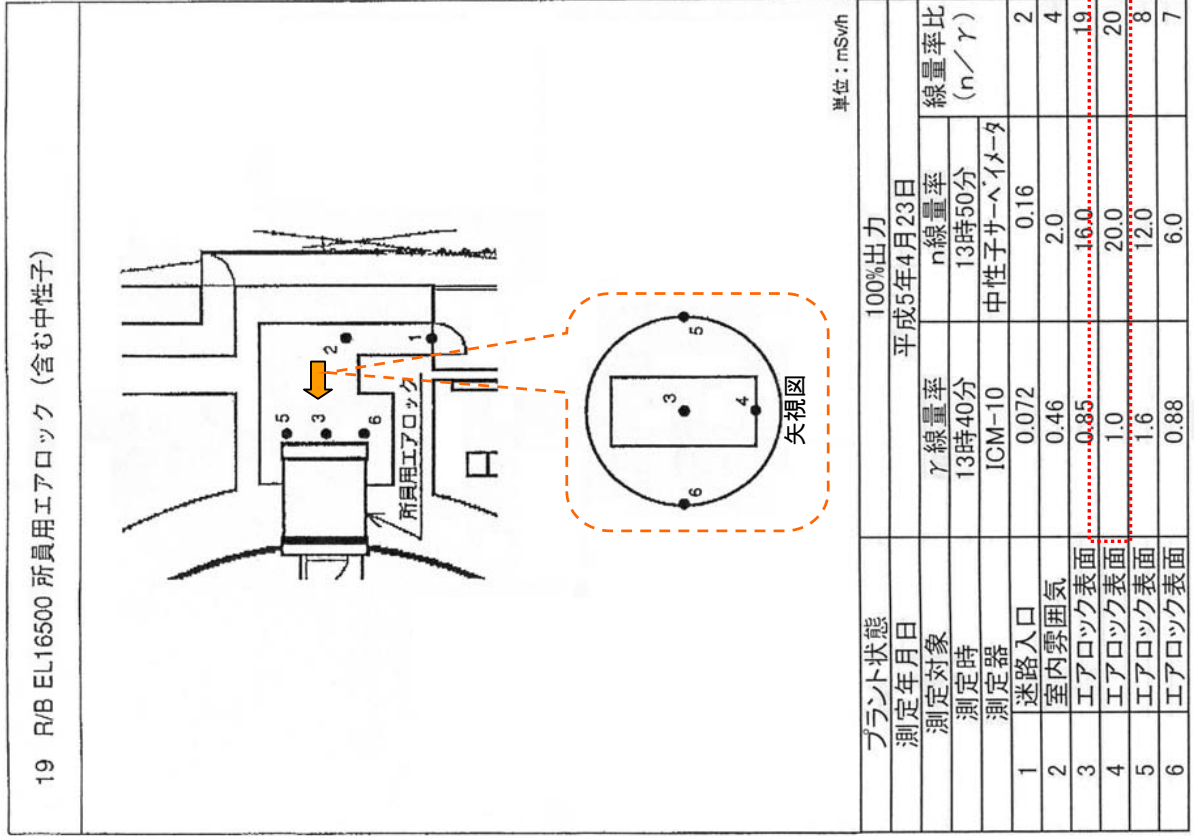


所員用エアロックにおける線量率測定結果

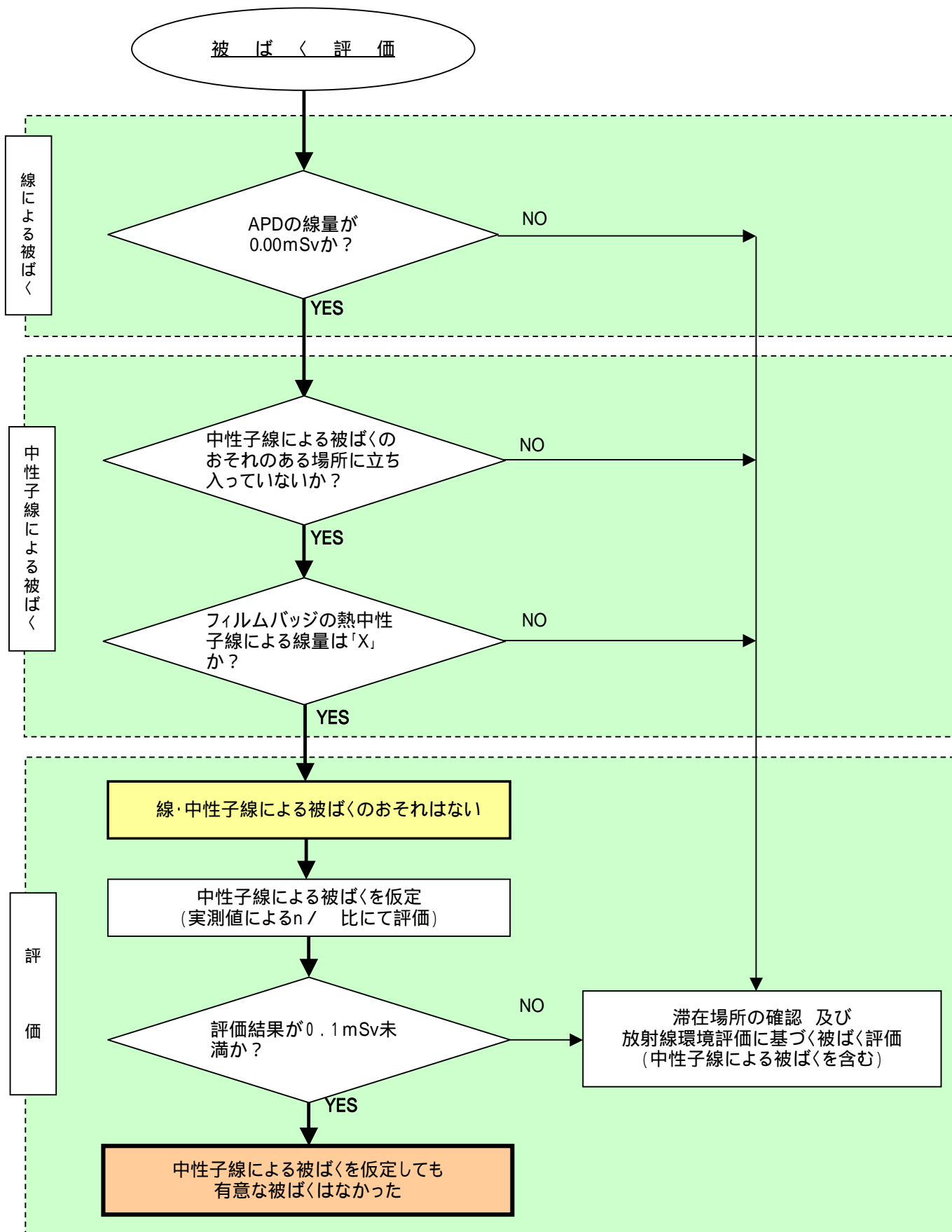


1号機 原子炉建屋中2階

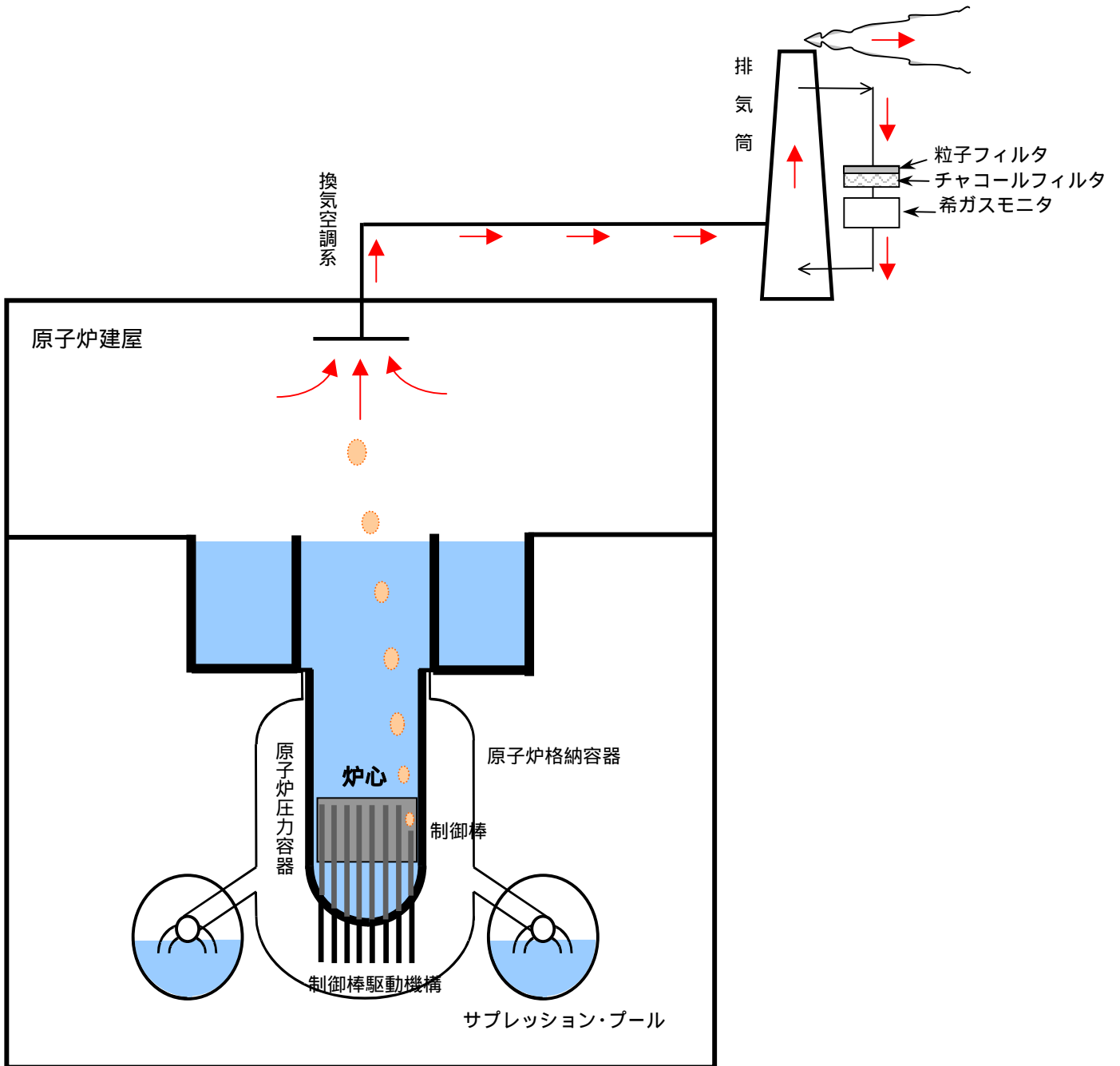
管理区域



放射線業務従事者の被ばく評価結果
(中性子線による被ばくのおそれがある場合)

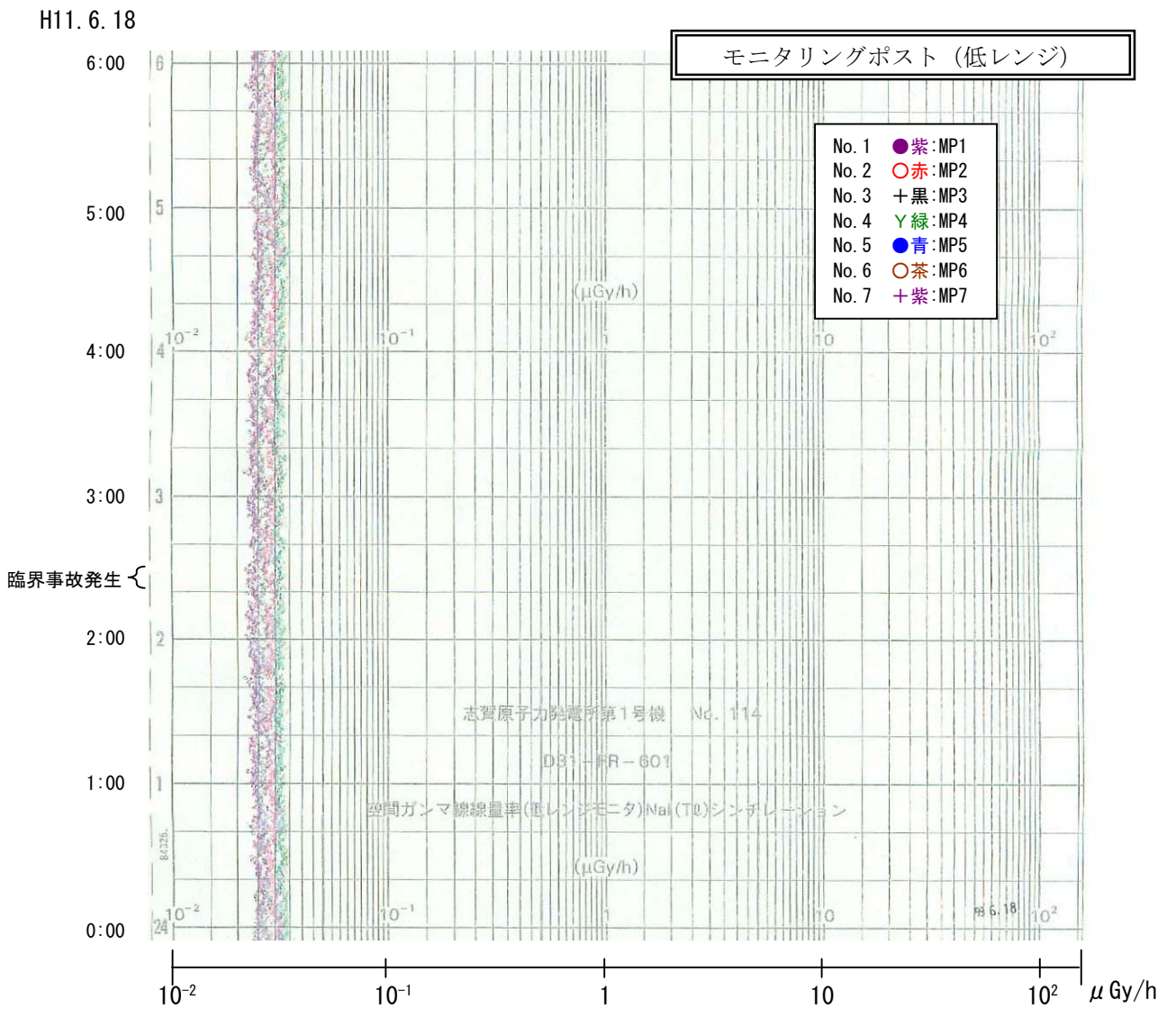
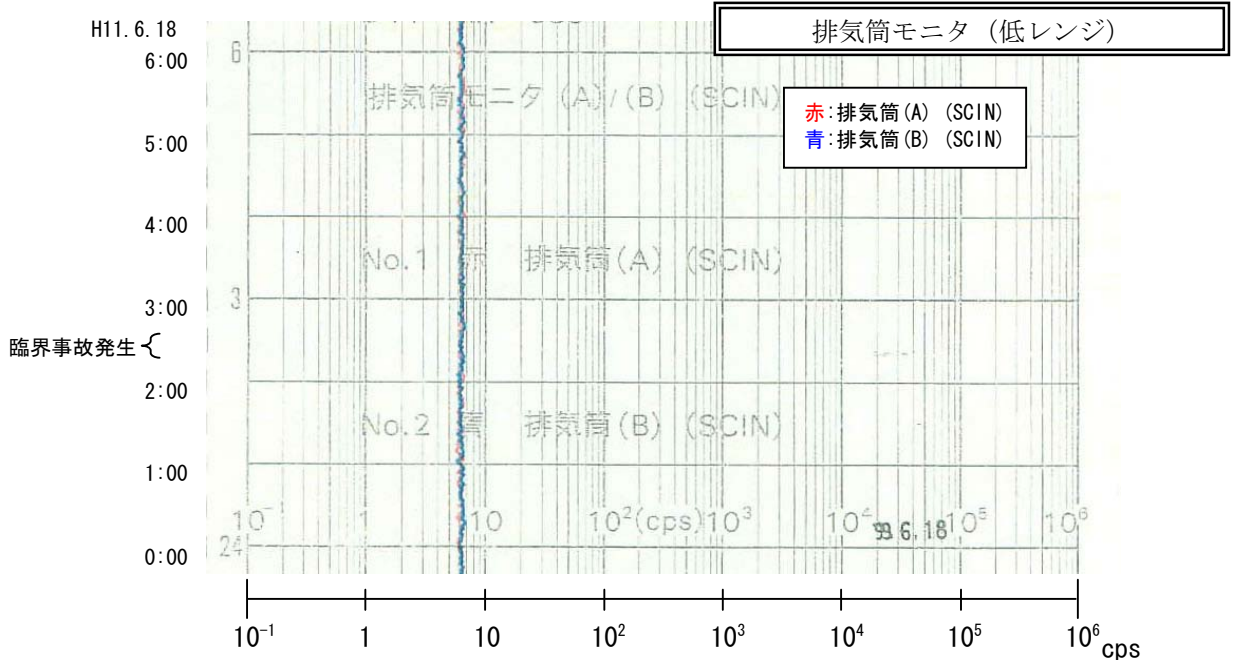


放射性物質の環境への放出経路
(臨界事故発生時の状態で燃料破損があった場合)



排気筒モニタ及びモニタリングポストチャート

(平成11年6月18日 0:00~6:00)



よう素および粒子状物質管理週報

安全管理課	課長	副課長	担当者

よう素および粒子状物質管理週報

I号機 1999年 6月 第4週 (16日 ~ 22日)

期間風量 (c m ³)	排気筒	非常用ガス処理系	焼却設備排気筒	合計	検出限界値	日割り補正值
	1.060E+14	1.346E+10	5.228E+11			
	排気筒	非常用ガス処理系	焼却設備排気筒	合計	検出限界値	日割り補正值
I-131	< ND	< ND	< ND	ND		ND
I-133	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Cr-51	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Mn-54	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Fe-59	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Co-58	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Co-60	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Cs-134	< ND	< ND	< ND	ND		ND
Cs-137	< ND	< ND	< ND	ND		ND
その他	< ND	< ND	< ND	ND		ND
平均	< ND	< ND	< ND	ND		ND

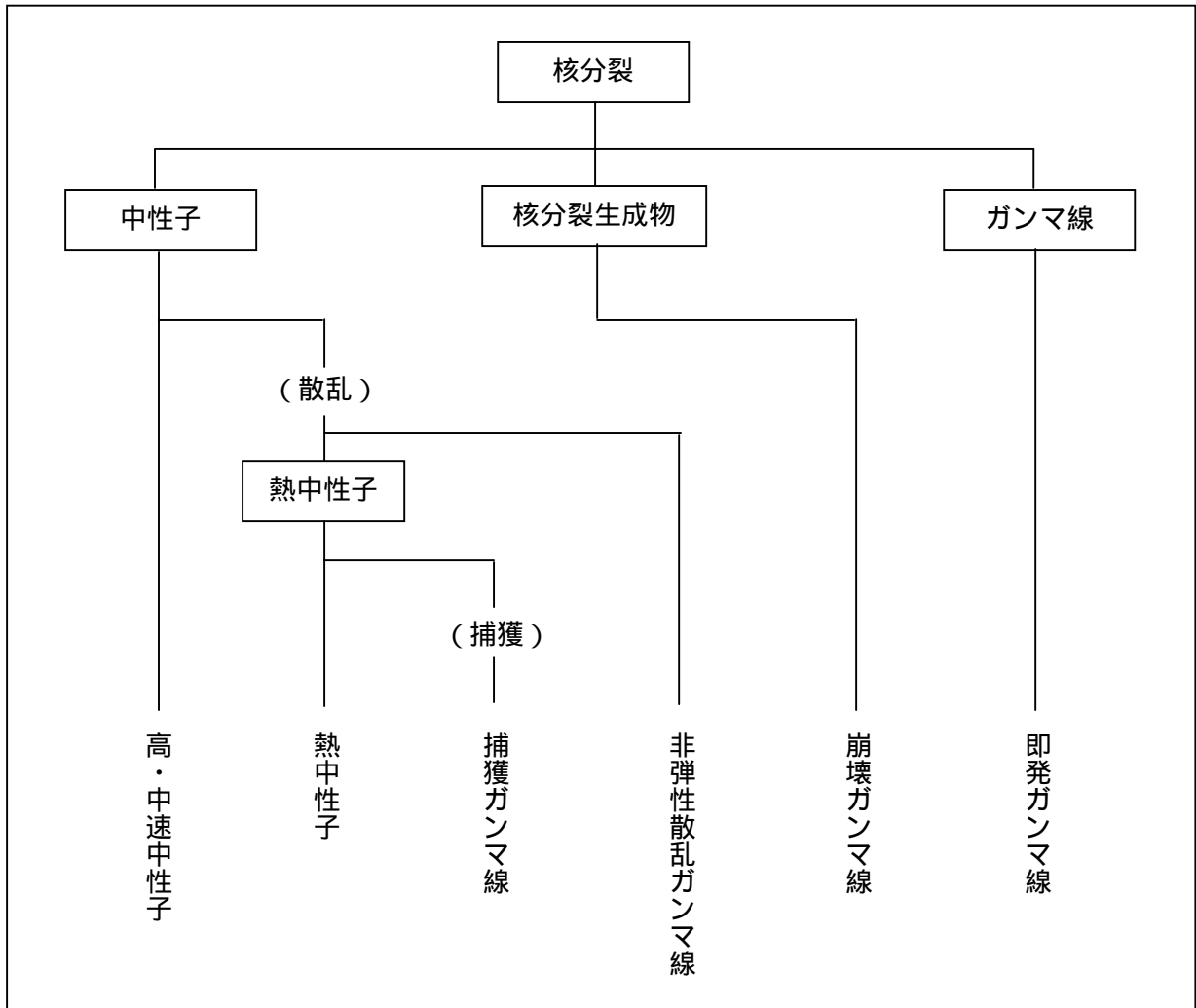
各排気筒隔
上段：
下段：
放出量
放出率
濃度
(Bq / sec)
(Bq / cm)

※ 焼却設備排気筒排気量 6月17日 ~ 23日 4,958 E+11 c m³
 ※ R/B-TVAC排気筒全容 6月18日、21日 (作業による)
 ※ 非常用ガス処理系の運転は 6月16日 70%運転(注内)
 6月17日 70%運転(注内)
 6月18日 5GTS機稼働(注内)
 6月21日 5GTS機稼働(注内) による。

炉心挙動解析結果に基づく放射線環境評価

1. 評価の概要

核分裂発生に伴う放射線環境の評価は、以下の放射線（中性子線，即発ガンマ線及び中性子と物質が反応して生成する二次ガンマ線[捕獲ガンマ線，非弾性散乱ガンマ線]）について行うことになる。また，それに加えて，炉内にある使用済燃料に内包される核分裂生成物からの線も考慮する必要があるため，中性子発生数及び核分裂生成物からの線を入力条件として，DORTコード（2次元円筒体系）で評価を行う。



2. 評価条件

(1) 線源強度

a. 中性子発生数

核分裂により発生する中性子 ・ 1核分裂当たりの平均中性子発生数 2.5 ・ 1W・1秒当たりの核分裂数は 3.1×10^{10} fission	\times 	炉心評価により求められた 原子炉出力（最大値） 238.95 MW
<div style="border: 2px solid black; padding: 5px;"> <p>中性子の単位時間当たりの発生数</p> $2.5 \text{ (個 / fission)} \times 3.1 \times 10^{10} \text{ (fission / (W \cdot s))} \times 238.95 \times 10^6 \text{ (W)}$ $= 1.85 \times 10^{19} \text{ (個 / s)}$ </div>		

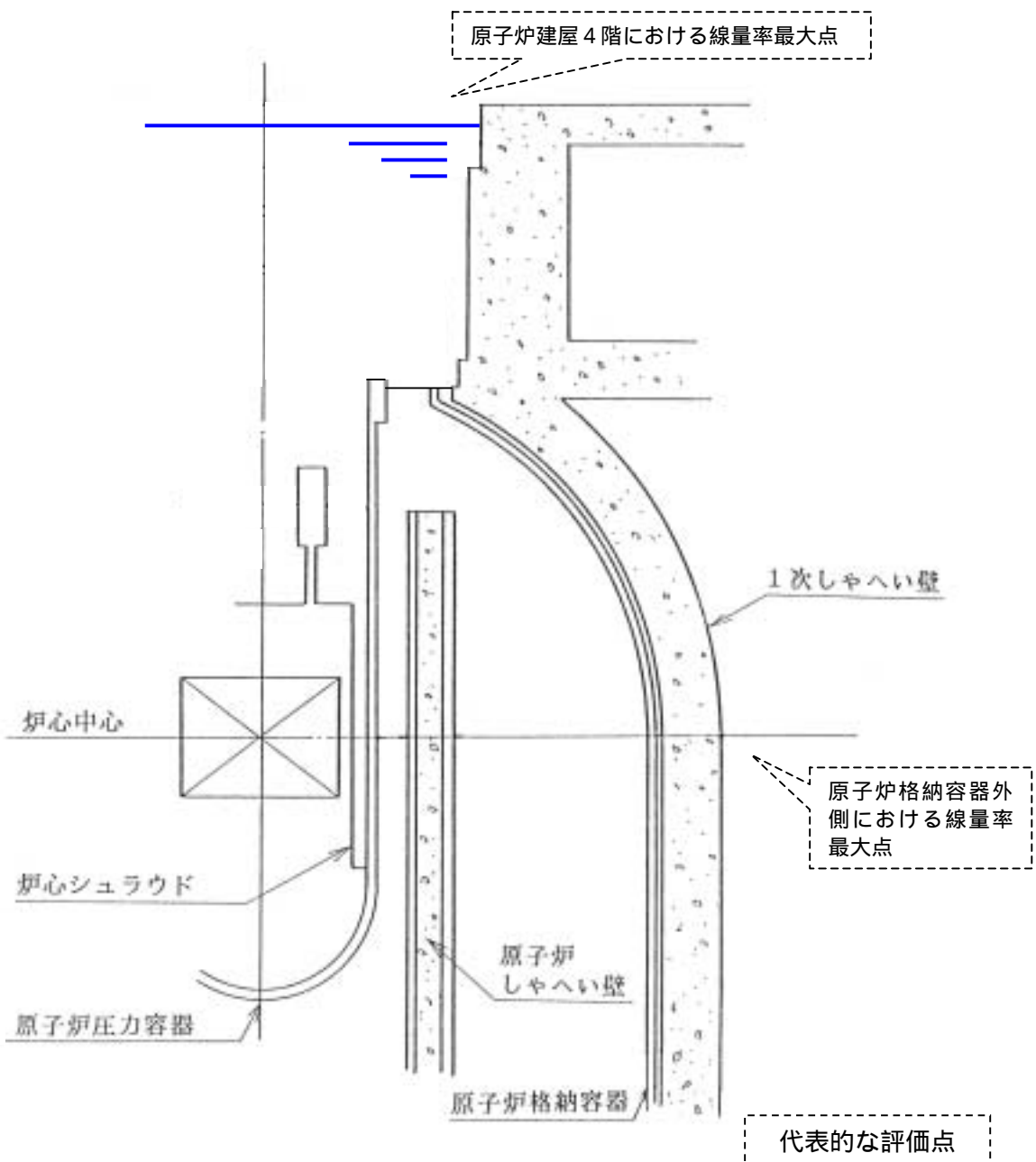
b. 使用済燃料に内包される核分裂生成物

燃料の照射時間は実際には 4~5 サイクルであるが、REACTOR HANDBOOK に掲載されている照射時間ごとの線源強度のうち最長時間である 10^6 時間 (約 115 年) の場合の線源強度をもとに、その 50 日減衰値である以下の値を、核分裂生成物による線源として用いる。

ガンマ線エネルギー (MeV)	線源強度 (MeV / (W · s))
1.0	3.5×10^9
2.0	2.8×10^8
3.0	2.1×10^7
4.0	5.4×10^5

(2) 評価モデル

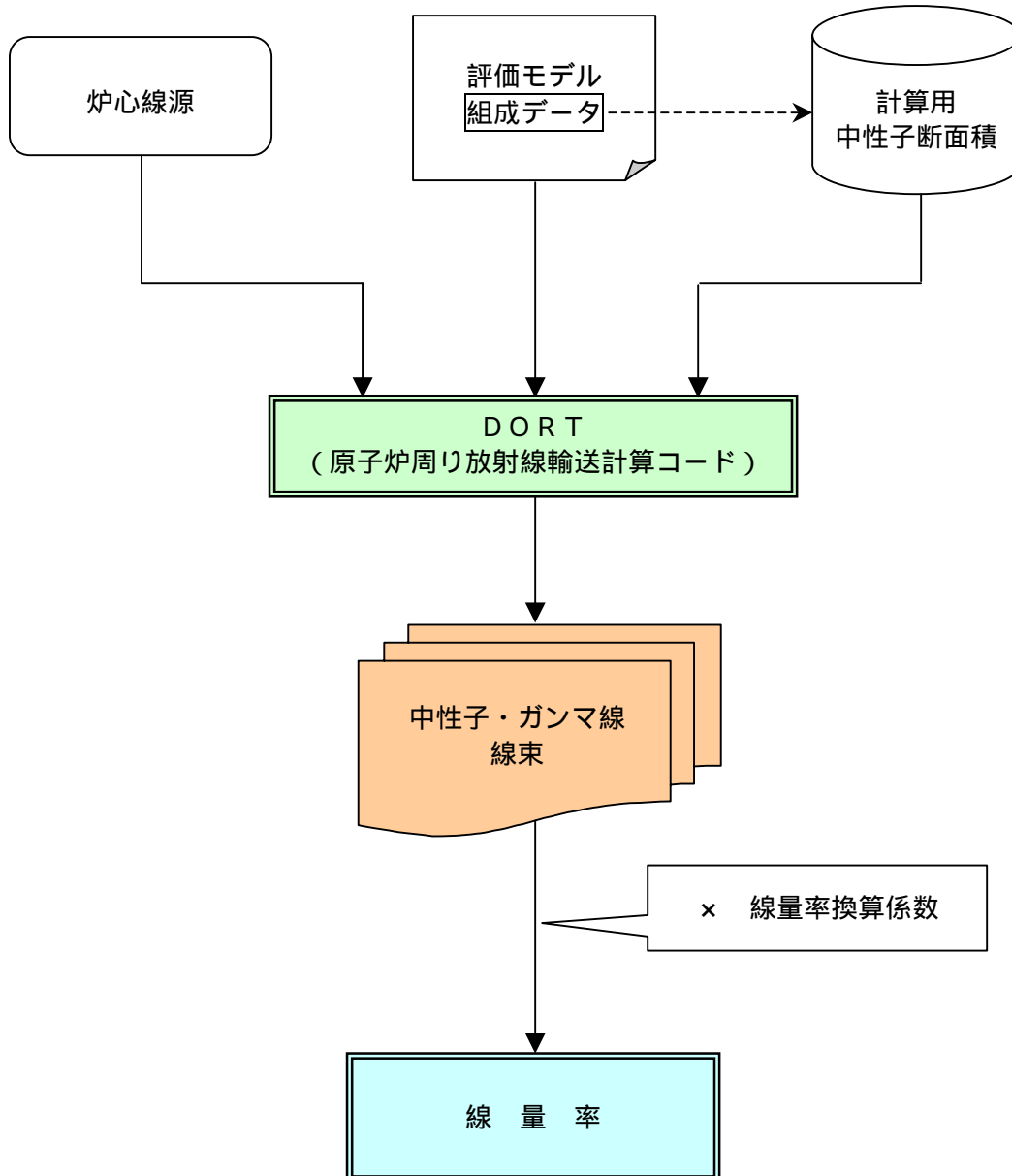
評価は、可能な限り実形状をモデルしたものをを用いる。



3. 評価コードDORTの概要

米国オークリッジ国立研究所で開発された原子炉周りの中性子及びガンマ線線量率を計算するコードであり、二次元形状にて中性子及びガンマ線の線束を計算することができる。

国内外において、放射線取扱施設の遮へい設計によく使用されており、国内では、高速増殖炉「もんじゅ」、新型転換炉「ふげん」、使用済燃料キャスク輸送船「六栄丸」等で幅広い適用実績がある。



直接線・スカイシャイン線の評価

1. 直接線による一般公衆の被ばく線量

- 炉心挙動解析結果から得られた原子炉出力（ピーク値）をもとに、臨界事故時の原子炉格納容器外側（炉心から 12.32m の位置）の線量率を評価し、その結果から敷地境界までの距離（450m）による減衰補正を行い、敷地境界における直接線による線量率を求める。なお、実際には、直接線は原子炉建屋原子炉棟（二次遮へい壁）を通過するため減衰することになるが、保守的にその遮へい効果については考慮しない。
- 敷地境界における直接線による線量率（ピーク出力における評価値）が、制御棒が引き抜け始めた 2 時 17 分から全挿入となった 2 時 33 分までの 15 分間継続したとして、直接線による一般公衆の被ばく線量を求めた結果は以下のとおりとなる。

（単位：mSv/h）

	中性子線による線量率	線による線量率	合計
原子炉格納容器外側	7.1×10^{-7}	6.6×10^{-5}	6.7×10^{-5}
↓ 距離補正： $\times (12.32\text{m} / 450\text{m})^2$			
敷地境界	5.3×10^{-10}	5.0×10^{-8}	5.0×10^{-8}
↓			
線量	$5.0 \times 10^{-8} \text{mSv/h} \times 0.25 \text{h} = 1.3 \times 10^{-8} \text{mSv} (1.3 \times 10^{-5} \mu\text{Sv})$		

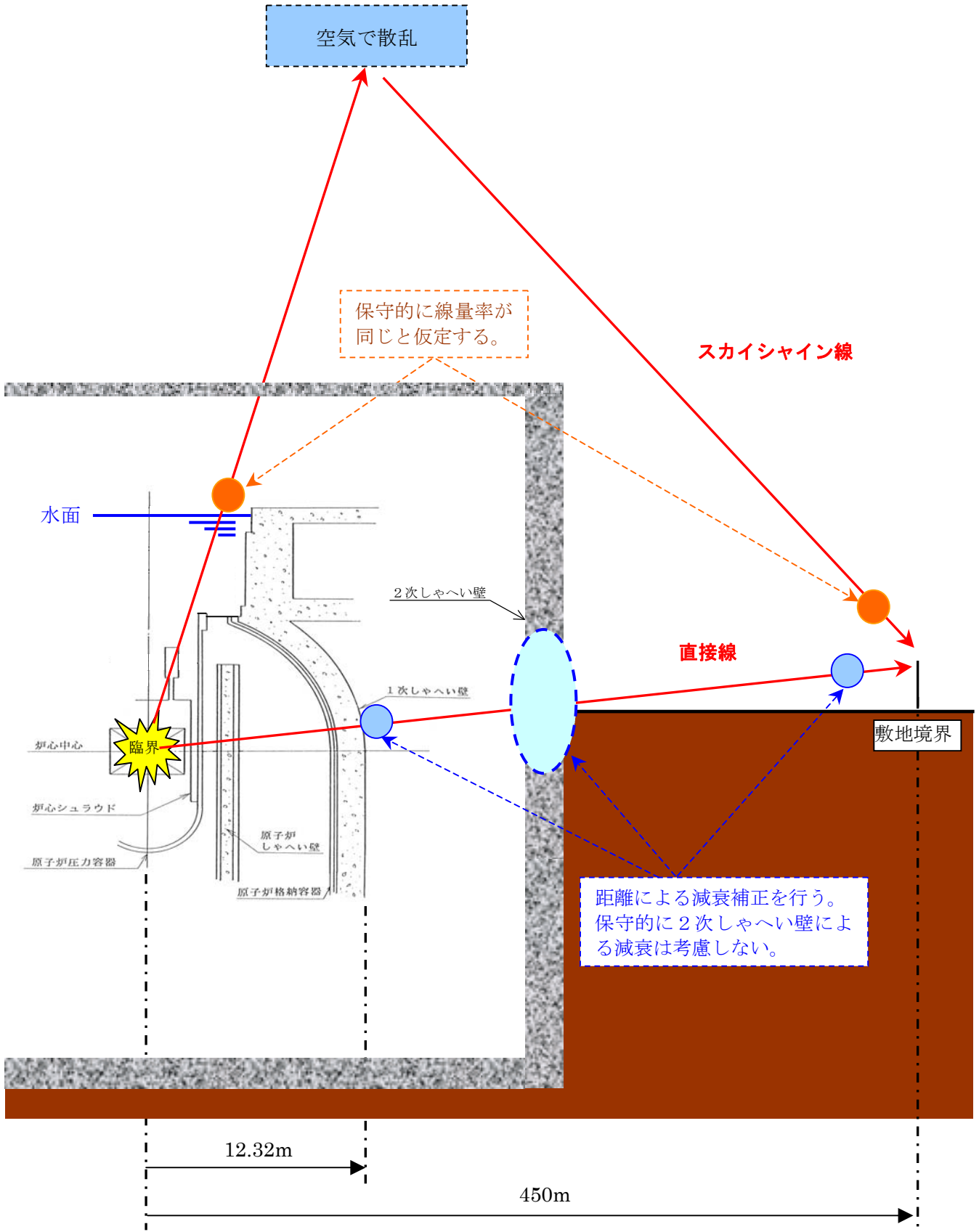
2. スカイシャイン線による一般公衆の被ばく線量

- スカイシャイン線は、炉心から原子炉建屋天井を抜けた放射線が上方の空气中で散乱されて地上に向かう放射線であるが、炉心挙動解析結果に基づく原子炉建屋 4 階の線量率は以下のとおり無視し得るほど小さいものである。
- 保守的に、敷地境界におけるスカイシャイン線による線量率が原子炉建屋 4 階における線量率と同じと仮定すると、スカイシャイン線による一般公衆の被ばく線量は以下のとおりとなる。

（単位：mSv/h）

	中性子線による線量率	線による線量率	合計
原子炉建屋 4 階	5.6×10^{-26}	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}
↓			
線量	$1.5 \times 10^{-8} \text{mSv/h} \times 0.25 \text{h} = 3.7 \times 10^{-9} \text{mSv} (3.7 \times 10^{-6} \mu\text{Sv})$		

直接線・スカイシャイン線の評価概要図



臨界事故に係る背後要因関連図(1/2)

(問題点)

(背後要因)

■ AND要因

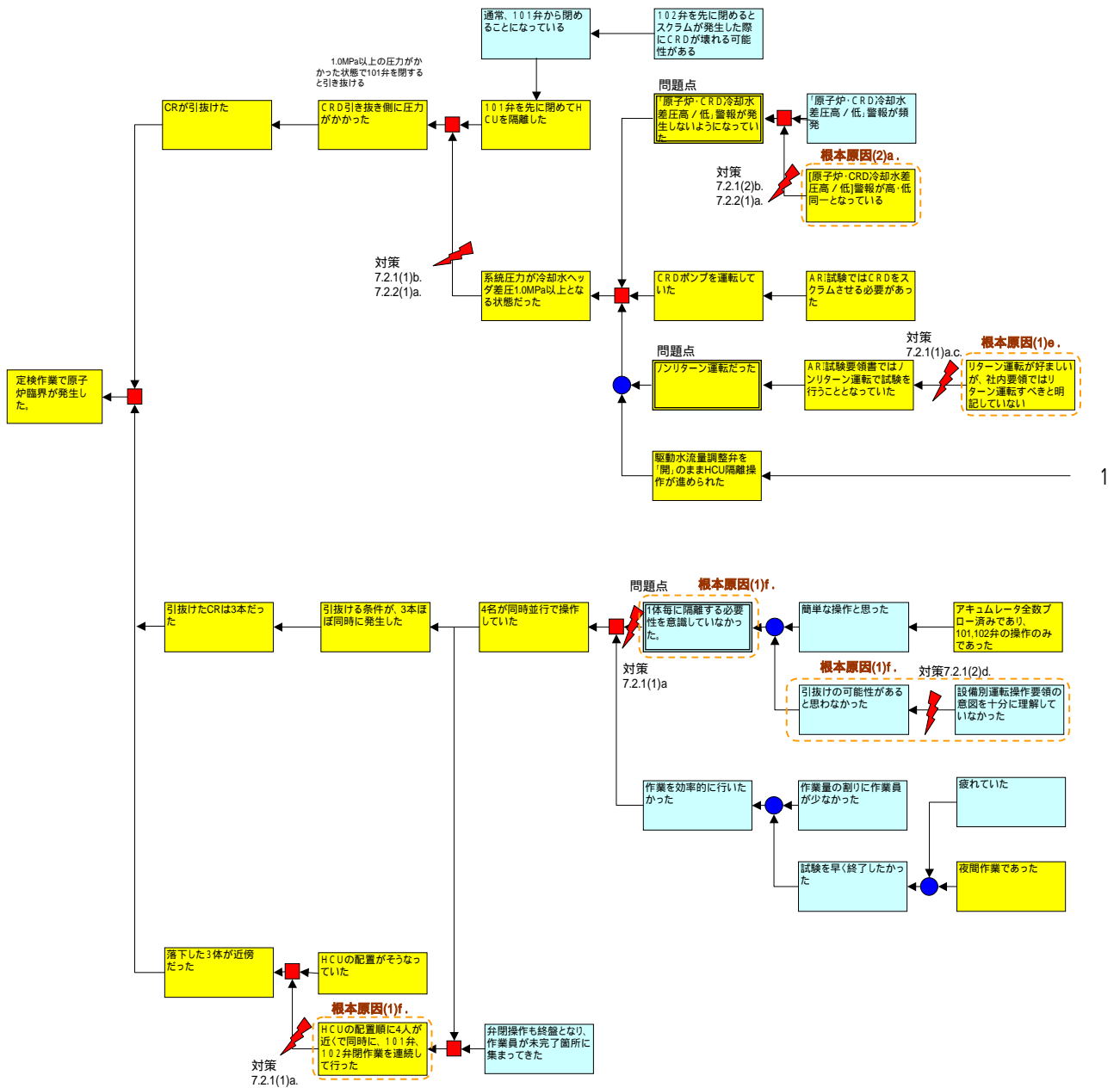
● OR要因

■ 確定要因

■ 問題点

■ 推定要因

■ 根本原因



(対策)

- 7.2.1(1) 操作手順の改善
 - a. HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善
 - b. HCU隔離操作中の監視不足に対する改善
 - c. HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善
- 7.2.1(2) 作業管理面の改善
 - a. 手順書の承認及び適用に関する改善
 - b. 監視に必要な警報、監視計器の除外に対する改善
 - c. 試験における役割分担の明確化に対する改善
 - d. 臨界防止に関する教育の充実
 - e. 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善
(i. 作業票に当該工事要領書を添付するルールに関する改善)
- 7.2.2(1) 運転監視機能の強化
 - a. 運転員への情報提供の明確化
- 7.3.1(1) 隠さない仕組みの構築
 - d. 原子炉主任技術者の地位と権限の強化
- 7.3.2(1) 経営トップからの安全最優先の強力な意志表明
- 7.3.2(3) 原子力を支える体制づくり
 - b. 発電所内の組織強化、増員
- 7.3.2(4) 安全・品質管理の強化
 - a. 品質管理部設置による品質管理の徹底
 - c. 外部組織による評価の活用

臨界事故に係る背後要因関連図(2/2)

(背後要因)

■ AND要因

● OR要因

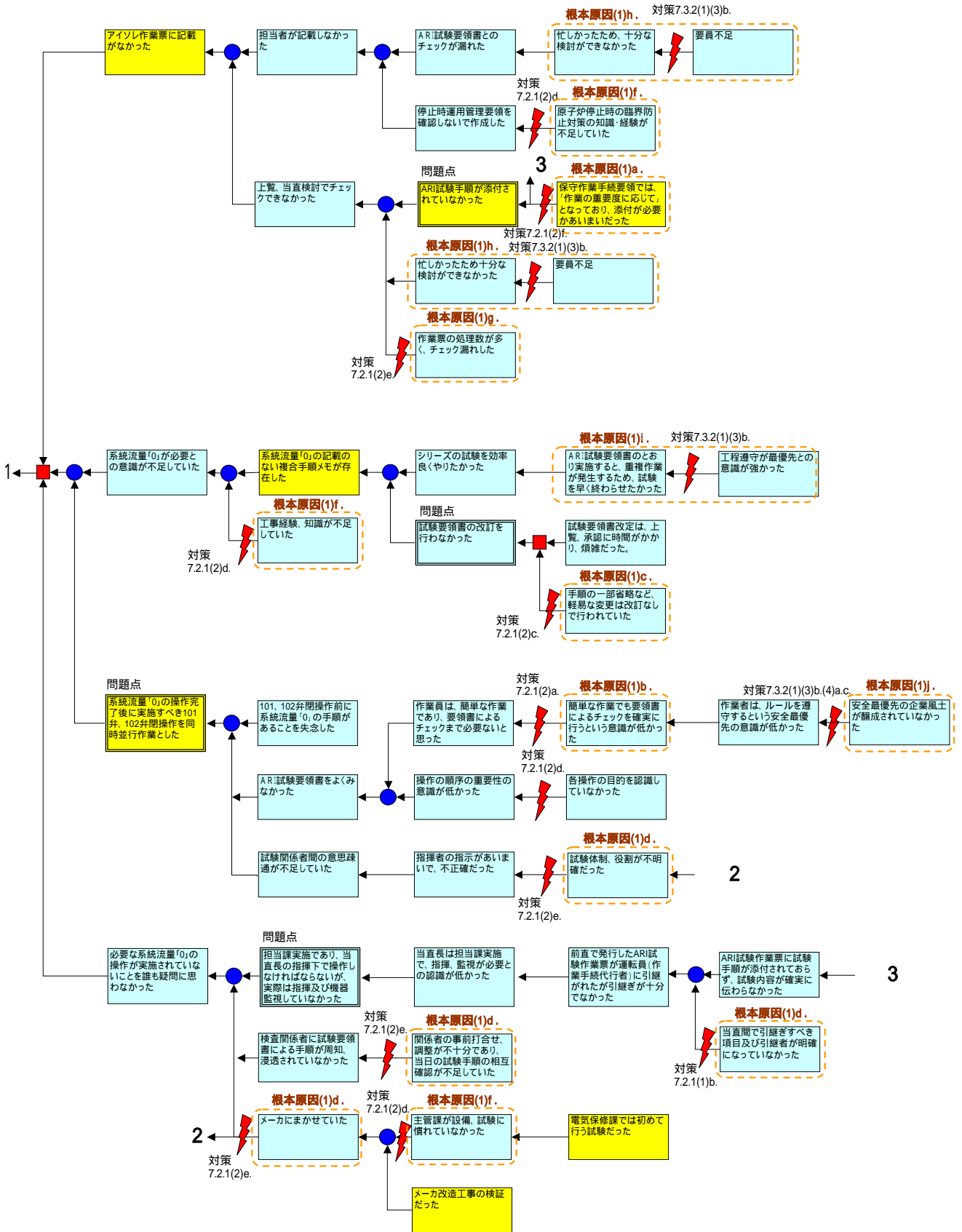
確定要因

問題点

推定要因

根本原因

⚡ 対策



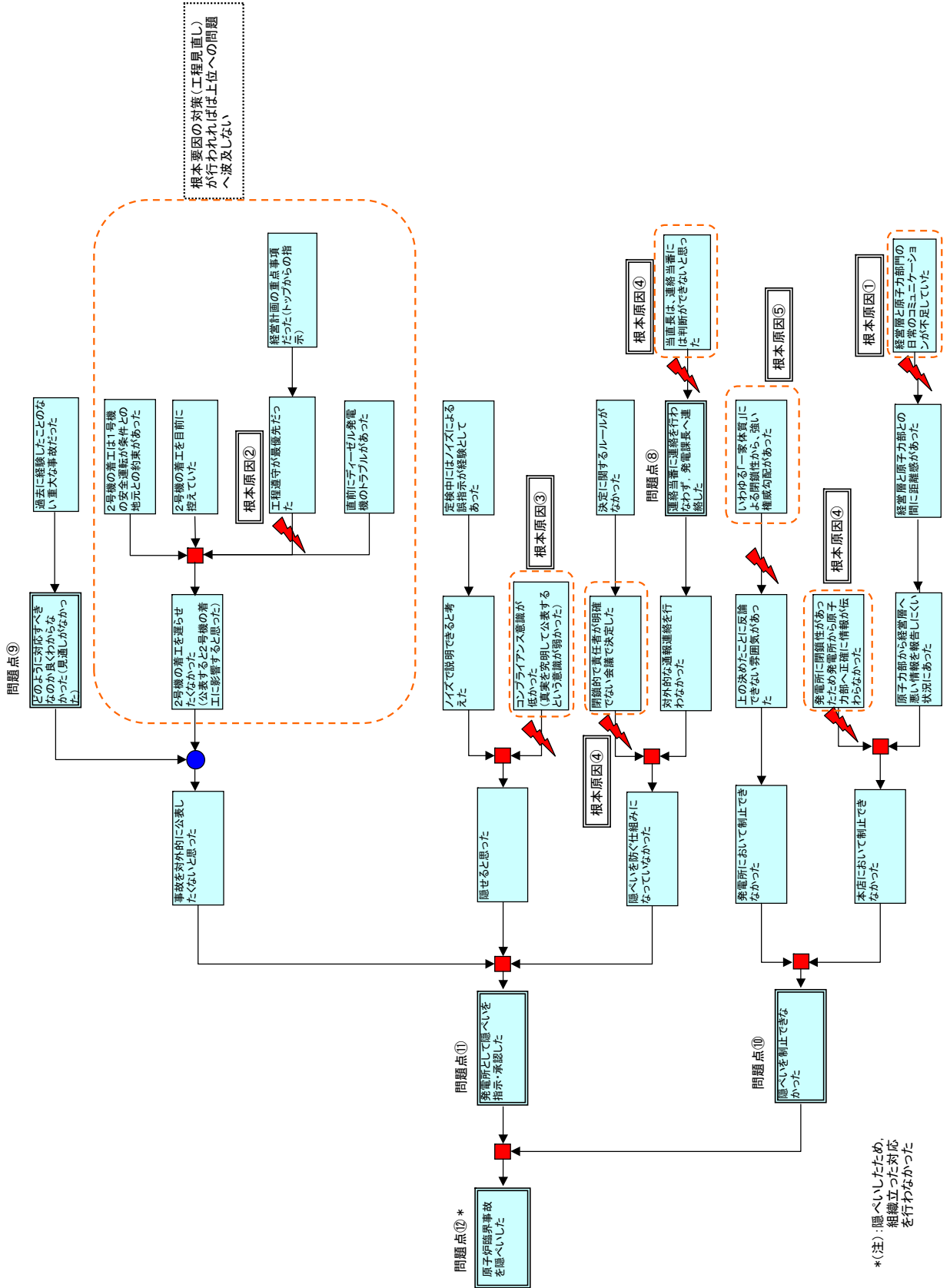
事故を隠し実施すべきことをしなかった背後要因関連図

(問題点)

(背後要因)



AND要因は、それに結びつく要因のいずれか成立しない場合に問題に至らないもの。
OR要因は、それに結びつく要因のいずれか成立すれば、問題に至るもの。



*(注): 隠すため、組織立った対応を行わなかった

志賀1号機における定期検査中の臨界防止に関する機器の状態管理表

基本的な考え方：バルブフリー(VF) ⇒ HCUアキウムレータ充填必要, スクラム回路の確保必要
 ; バルブアウト(V0) ⇒ HCUアキウムレータ充填不要, スクラム回路の確保不要

No.	状態	HCU隔離状態 VF:バルブフリー(通常) V0:バルブアウト(隔離)	HCUアキウムレータ充填状態	スクラム回路の確保	CRDリターン運転状態
1	原子炉停止～RPV開放 (運転中と同じ状態)	VF	必要	必要	ノンリターン運転
2	燃料取出前に隔離	VF→V0	必要	必要	リターン運転
		V0	不要	不要	リターン運転 (CR操作があるため)
3	燃料取出中の制御棒引き抜き	V0→VF	必要	必要	リターン運転
		空セル1体毎に VF→V0	不要	不要	リターン運転 (CR操作があるため)
4	全燃料が取り出された期間	V0	—	—	ミニフロー又はCRD系 停止
5	燃料装荷中の制御棒挿入	空セル1体毎に VF→V0	不要	不要	リターン運転 (CR操作があるため)
		V0	不要	不要	リターン運転
6	炉心確認, SDM, CRD機能試験等	VF	必要	必要	ノンリターン運転
7	PCV漏えい率検査とRPSインター ロック検査時	VF→V0	必要	必要	リターン運転
		V0	不要	不要	CRD系停止
7	起動前試験	V0→VF	必要	必要	リターン運転
		V0	必要	必要	リターン運転 (CR操作があるため)

志賀原子力発電所1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する問題点、根本原因および再発防止対策

問題点 保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票にARI試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。 電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCUを1本毎隔離することの重要性を認識していなかったこと。 原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。 承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。 原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI試験の実施前に、「原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。 保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRDの隔離弁（101、102弁）を閉操作させべきだったが、実際は指揮していなかったこと。 電気保修課員は、承認されたARI試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。（系統流量を0とした後、CRD隔離弁を閉とする）
--

根本原因 a. 電気保修課員は、保守作業手続要領に基づき作業票に試験手順を添付すべきであったが、要領では「作業の重要性に応じて」となっており、添付が必要があまりなかったこと。 b. 現場の電気保修課員およびメーカー作業員は、簡単な作業でも試験要領書をチェックするという意識が低かったこと。 c. 試験要領書の手順の一部省略など、軽易な変更は改訂なしで行われていたこと。 d. 当社担当者にメーカー依存意識もあり、当日の試験体制、役割が不明確なまま、試験が進められたこと。また、当直間で引継すべき項目や引継ぎ者が明確になっていなかったこと、及び関係者の事前打ち合わせ、調整が不十分だったこと等、試験関係者間の引継ぎ、調整が不適切だったこと。 e. HCU隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められているが、リターン運転、1体毎の隔離等が明確となっていないことが、また、電気保修課員は臨界防止に関する検討が不十分となったこと。 f. 原子炉停止中の臨界防止に関する知識・経験が不足していたこと。 g. 定期検査中は、作業票の処理数が多く、検討、審査に十分な時間をかけられなかったこと。 h. 要員不足のため、定期検査時の検討・審査に十分な時間をかけられなかったこと。 i. 工程遵守が最優先との意識が強かったため、早く試験を終わらせたいと思ったこと。 j. 安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと。 a. CRD単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧低の警報が発報するため、アインレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっているため、高の警報も出なかったこと。	直接的要因 a. HCU隔離時の措置については、原子炉停止時運用管理要領や設備別運転操作要領（原子炉編）等に定められているが、リターン運転、1体毎の隔離等が明確となっていないことが、また、電気保修課員は臨界防止に関する検討が不十分となったこと。 b. 原子炉停止中の臨界防止に関する知識・経験が不足していたこと。 c. 定期検査中は、作業票の処理数が多く、検討、審査に十分な時間をかけられなかったこと。 d. 要員不足のため、定期検査時の検討・審査に十分な時間をかけられなかったこと。 e. 工程遵守が最優先との意識が強かったため、早く試験を終わらせたいと思ったこと。 f. 安全最優先の企業風土が醸成されていなかったこと。	間接的要因 a. CRD単体スクラム試験を実施する場合には、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧低の警報が発報するため、アインレーションしていたが、警報は高/低が同一のものとなっているため、高の警報も出なかったこと。
--	--	---

再発防止対策 a. HCU隔離手順が臨界防止措置を考慮したものできなかったことに関する改善 b. HCU隔離操作中の監視不足に関する改善 c. HCU隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善 a. 手順書の承認および適用に関する改善 b. 監視に必要な警報、監視計器の除外に関する改善 c. 試験における役割分担の明確化に対する改善 d. 教育面の改善（臨界防止に関する教育の充実） e. 「作業管理システム」を活用した継続的作業管理の改善 f. 作業票に当該工事要領書の添付に関する改善 現状で問題なし a. 運転員への情報提供の明確化 d. 原子炉主任技術者の地位と権限の強化 7.3.2 (1)経営トップからの安全最優先の強力な意志表明 b. 発電所内の組織強化、増員 a. 品質管理部設置による品質管理の徹底 c. 外部組織による評価の活用	7.2.1 (1)操作手順の改善 7.2.1 (2)作業管理面の改善 7.2.2 (1)運転監視機能の強化 7.3.1 (1)隠さない仕組みの構築 7.3.2 (3)原子力を支える体制づくり 7.3.2 (4)安全・品質管理の強化	7.2.1 操作手順に係る改善策 7.2.2 設備対策 7.3.1 隠さない企業風土づくり 7.3.2 安全文化の構築
---	--	--

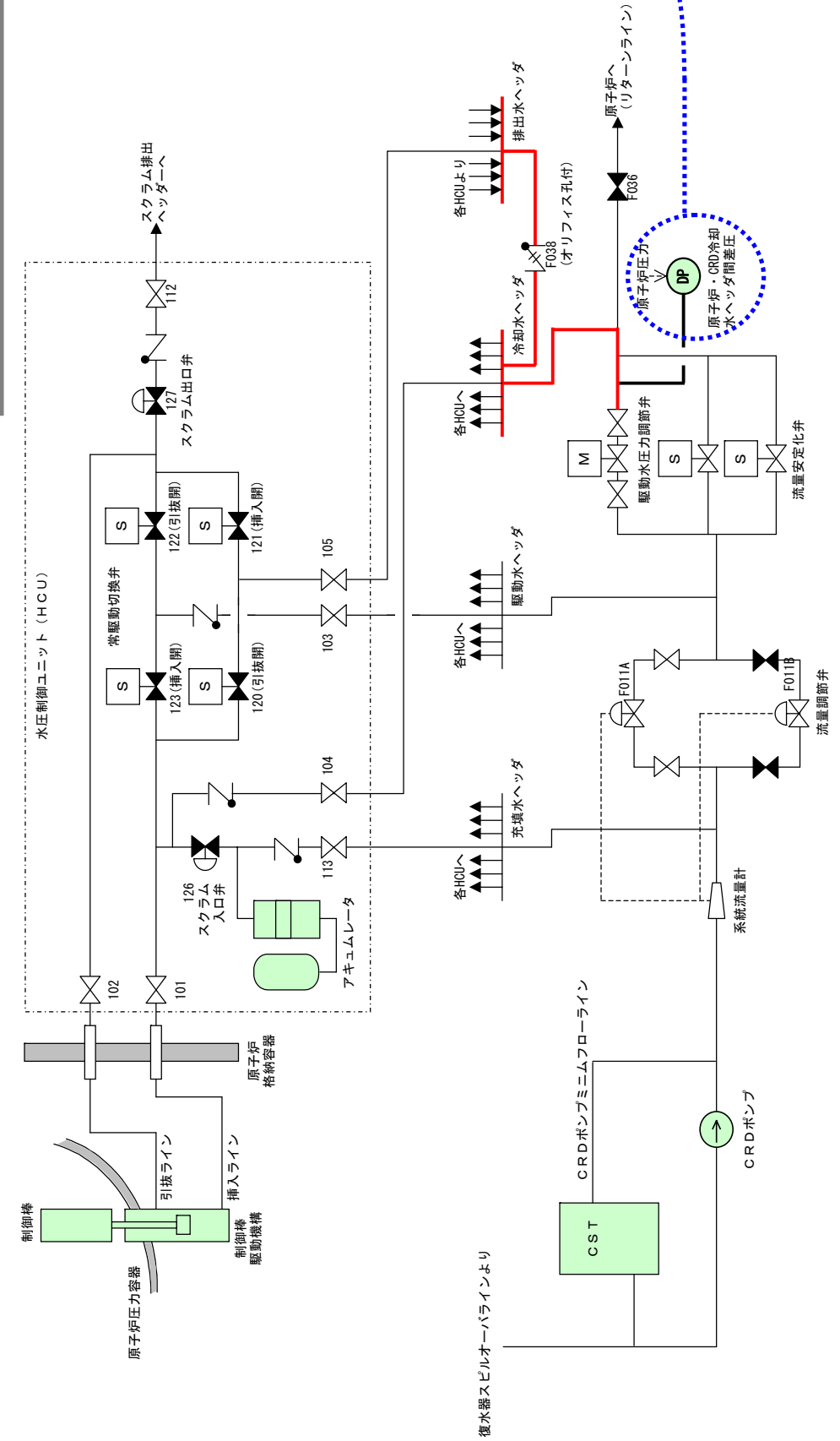
志賀原子力発電所 1号機で定期検査中に発生した臨界事故に関する操作手順および運用面における対策

<p>摘出された改善策</p>	<p>現状</p>	<p>更なる改善策</p>
<p>a. HCU 隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善 (電気保修課員は、臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCU を1本毎隔離することの重要性を認識していなかったこと。)</p>	<p>以下のとおり臨界防止措置を考慮した内容となっている。 ・「設備別運転操作要領(原子炉関係)」改訂により、HCU 隔離操作は1体毎に実施する記載順序となっている。 ・同要領に「系統圧力上昇による制御棒引き抜き可能性」について追記し、操作において注意喚起をしている。</p>	<p>【更なる改善】 ・隣接した制御棒が同時に放けることがないよう、HCU 隔離の順序を規定する等の対策について検討する。〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕 ・HCU 隔離は1体隔離実施毎に中央制御室と連絡をとりながら実施することとを明記する。 〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕 ・HCU 隔離弁(101 弁、102 弁)の管理を厳重にするため、施設措置を行う。 また、HCU 隔離弁の操作に関する注意表示を HCU 現場に掲示する。 ・臨界防止に係る設備に関する工事要領書は、保安運営委員会が審議を経て制定することを規定する。 〔保安運営委員会運営要領、保守作業手続要領〕</p>
<p>b. HCU 隔離操作中の監視不足に対する改善 (保守作業手続要領に基づき、当直長は、電気保修課員を指揮し、CRD の隔離弁(101,102 弁)を閉操作させるべきだったが、実際は指揮していないかったこと。)</p>	<p>以下のとおり、発電課により運転操作・監視を実施している。 ・HCU 隔離操作は全て発電課が実施しており、操作中は中央制御室運転員一現場運転員間の連携により、操作・監視が行われている。 ・安全上のパワウンドガリの隔離操作は発電課が実施することを「保守作業手続」の補足に関する細則」で規定しており、HCU 隔離操作もこれに該当する。 ・また、発電課内での引継ぎについては、「定検時運転業務要領」及び「定期点検時の発電課業務手引」に引継方法・項目を明記し、確実に作業状況を申し送れるようになっている。</p>	<p>【更なる改善】 ・HCU 隔離操作中の監視項目の明確化を図るため、HCU 隔離操作中は、以下の項目を連続監視することを明記する。 -原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧 -SRM -制御棒位置 〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕</p>
<p>c. 隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善 (原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧が、警報値に達する可能性のある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。)</p>	<p>「設備別運転操作要領(原子炉関係)」改訂により、HCU 隔離前にリターン運転に切り替える手順及び HCU 隔離・復旧手順を定めている。</p>	<p>【更なる改善】 ・リターン運転、ノンリターン運転及び HCU 隔離・復旧手順を順序立てて構成し直すとともに、関連性をより明確に記載する。 〔設備別運転操作要領(原子炉関係)〕</p>
<p>d. 手順書の承認及び適用に関する改善 (承認された試験要領書を変更する場合は、その都度試験要領書を改訂し、承認を受けるべきだったこと。)</p>	<p>以下により、承認及び適用に関するルールは確立されている。 ・作業の実施内容・手順等を定めた工事要領書は、工事担当課が審査・承認し、作業票検計・実施チェックシートの定めに従い、必要なのは添付され発電課にてダブルチェックしている。 ・「保守作業手続」の補足に関する細則」で、作業手順を検討し、各課間で調整を行うことを規定している。</p>	<p>【更なる改善】 ・作業手順が確実に遵守されているか、工事監理、立会検査において作業チェックシートにて確認するとともに、各種パトロールで随時確認する。 ・作業手順の遵守や要領書改訂時の承認の重要性について、あらゆる機会を通して所員およびメーカー作業員等へ継続的に周知徹底していく。</p>
<p>e. 監視上必要な警報、監視計器の除外(アイソレーション)に対する改善 (原子炉停止時運用管理要領に基づき、ARI 試験の実施前に、「原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高/低」警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきだったこと。)</p>	<p>作業・試験に伴うアイソレーションは、工事担当課及び発電課でダブルチェックすることとしているが、監視に必要な計器及び警報(原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高)、「制御棒ドリフト」などの隔離に対する考え方は、明確に規定していない。</p>	<p>【更なる改善】 監視に必要な計器及び警報(「原子炉・CRD 冷却水ヘッダー間差圧高」)、「制御棒ドリフト」などが供用状態にあることを隔離前に確認することを手順に明記する。 〔保守作業手続要領、設備別運転操作要領(原子炉関係)〕</p>
<p>f. 試験における役割分担の明確化に対する改善 (電気保修課員は、承認されたARI 試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかつたこと。) (アイソレーションには「発電課実施」「担当課実施」「特別承認」の区分があるが、具体的な適用範囲が不明確であったこと。)</p>	<p>以下のとおり、試験における役割分担が規定されている。 ・試験時の電力とメーカー間の役割分担については、「工事要領書審査の細則」により責任分担を明確にしている。 ・また、「保守作業手続」の補足に関する細則」の判定フローにより、「発電課実施」「担当課実施」「特別承認」の具体的な適用範囲が判定できる仕組みとなっている。</p>	<p>【更なる改善】 試験時における電力内での具体的な役割分担を事前に明確化することを規定する。「(担当課実施)」の運用に関し、当直長が確実に指揮できるよう明確化することを含む。 〔保守作業手続要領〕</p>
<p>g. 作業票に当該工事要領書の添付に関する改善 (保守作業手続要領に基づき、電気保修課員は、作業票にARI 試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。)</p>	<p>「保守作業手続」の補足に関する細則」改訂により、同細則の PTW 検討・実施チェックシートに従い、試験手順が必要な場合は作業票に手順書を添付するとともに、発電課一工事担当課間での事前打ち合わせで確認するようになっている。</p>	<p>現状で問題なし 作業票に関するルール的重要性について、あらゆる機会を通して所員へ継続的に周知徹底していく。</p>

設 備 対 策 概 要

【目的】制御棒引抜き事象発生防止のため、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇を防止するよう設備対策を実施する。

【対策】運転員への情報提供の明確化
・ 警報「原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低」
を差圧高側と低側に分離



事故を隠し実施すべきことをしなかつた根本原因と再発防止対策

問題点	根本原因	再発防止対策
⑧ 通常の連絡ルートと異なっていたこと	(1) 経営層の責任 臨界事故隠しを防げなかったこと、その後8年間それを見つけ出すことができなかったこと。	・迅速かつ確実な対外通報・報告体制の整備 ・「トラブル対策会議」運営ルールの明確化 ・発電所情報報の国及び経営層・原子力本部への伝送 ・原子炉主任技術者(炉主任)の地位と権限の強化 ・企業倫理情報窓口(「ホイッスル北電」)の強化
⑨ どのように対応すべきかよくわからなかった(見通しがなかった)こと	(2) 工程優先意識 経営計画の最重要課題である志賀2号機建設計画について、全社一丸となって取り組んでいる中、着工がおよそ2か月後(平成11年9月)に控えている状況にあり、経営層の発言等を通じて、原子力発電所は工程遵守を必達と考え、何よりも優先させるとの意識を形成させたこと。	・コンプライアンスマインド変革研修 ・経営幹部及び管理職全員に対する集中教育 ・発電所の職場単位での集団討議【継続】 ・コンプライアンスに関する誓約書の署名【継続】 ・コンプライアンスメールマガジンの発信 ・発電所業務単位の行動規範の策定 ・原子力部門と他部門との人事交流の活発化
⑩ 隠ぺいを制止できなかったこと	(3) 真相究明からの逃避 対応困難な未経験の臨界事故に対して、本来、技術者に求められている「真実の究明」と原子力に求められている「透明性」に反し、本事故対応の困難さや直前のトラブル対応も相まって、炉心中性子束モニタの指示値急変に関する虚偽の届出付けを行い、事故データを改ざんしたこと。	経営トップからの「安全最優先」の強力な意思表示 7.3.2 (1)
⑪ 隠ぺいすることを指示・承認したこと	(4) 意思決定に係る閉鎖性と決定プロセスの不透明性 本事故に関する対外対応は、本来、客観性・中立性を確保した上で、決定するべきであったが、価値観や意識を共有する原子力発電所の関係者のみで協議して決定したこと。 また、意思決定に際して、ルールが不明確であり、各職位在が自らの職務・責任に応じた当事者意識も低かったため、適切な決定が行われなかったこと。	地域と一体となった事業運営を目指した原子力本部の設置 7.3.2 (2)
⑫ 事故後の措置については、個別に検討・対応を実施していたものの、組織立った対応を行わなかったこと	(5) 議論できない組織風土 本事故に関する対外対応の検討は、会議メンバーが有する多様な観点に基づき行われるべきであったが、当時は、「言いたいことを言えない」、「言っても無視される」ような組織風土があったこと。	原子力を支える体制づくり 7.3.2 (3) 安全文化の構築 7.3.2 安全・品質管理の強化 7.3.2 (4)

再発防止対策アクションプラン

[基本方針]	重要度分類	[再発防止対策]	[対策内容]	[実施箇所]	平成19年度		次年度以降
					上期	下期	
隠さない企業風土づくり	重要	迅速かつ確実な対外通報・報告体制の整備	対外通報・報告体制の整備運用	志賀原子力発電所			
	重要	「トラブル対策会議」運営ルールの明確化	「トラブル対策会議」運営ルールの整備 ルールに基づく会議運営	志賀原子力発電所			
	重要	発電所情報の国及び経営層・原子力本部への伝送	具体的な伝送情報に関する国との協議 工事の実施 ITを活用した情報の伝送	志賀原子力発電所 情報通信部			
	重要	原子炉主任技術者（炉主任）の地位と権限の強化	保安運営委員会における権限の明確化 炉主任の辞令発令、運用	志賀原子力発電所 経営管理部			
	重要	企業倫理情報窓口（「ホイッスル北電」）の強化	第三者窓口の設置 社内周知、制度運用	総務部			
		企業倫理最重視への意識改革	コンプライアンスマインド 変革研修	総務部			
	重要	経営幹部及び管理職全員に対する集中教育	研修内容の検討 全従業員を対象にした集中研修	総務部			
		発電所の職場単位での集団討議【継続】	研修内容の検討 経営幹部・管理職を対象にした集中研修 フォロー - 研修の実施	総務部			
		コンプライアンスに関する誓約書の署名【継続】	集団討議の継続実施	志賀原子力発電所			
		コンプライアンスメールマガジンの発信	コンプライアンス誓約書の署名、提出	総務部			
	発電所業務単位の行動規範の策定	情報発信の準備 最新情報の発信	総務部				
	原子力部門と他部門との人事交流の活発化	業務毎の行動規範の策定 継続的な理解浸透活動	志賀原子力発電所				
		他部門との人事交流の計画策定 人事交流の順次拡大	経営管理部				

再発防止対策アクションプラン

【基本方針】	重要度分類	【再発防止対策】	【対策内容】	【実施箇所】	平成19年度		次年度以降	
					上期	下期		
安全文化の構築	最重要	経営トップからの「安全最優先」の強力な意志表明	経営計画の中での「安全最優先」の経営トップの意志表明 現場での対話活動でのトップの意志の伝達 【伝達内容】無理のない標準工程から計画外事象が発生した場合の定検延長措置をコミット	経営企画部				
	重要	地域と一体となった事業運営を目指した原子力本部の設置	本店の原子力部及び原子力安全推進室を石川県に移転、原子力本부를設置 本部長による原子力部門の直接指揮統括(本部長は石川県に常駐) 志賀原子力事務所を本部所属の「志賀地域事務所(仮称)」とし、地域の声を吸い上げ、事業運営に反映 ITを活用した、本店・本部・発電所・志賀地域事務所間での意思疎通	原子力本部 経営管理部 志賀地域事務所(仮称) 情報通信部	県・町と調整(保安規定認可後すみやかに実施)			
	重要	経営トップと原子力部門とのフランクな対話の実施	フランクな対話の実施計画策定 対話の実施	原子力本部				
	重要	原子力を支える体制づくり	組織強化 ・「発電課」のチェック機能の強化 ・「電気保修課、機械保修課」で行なう作業のチェック機能の強化 ・「安全・品質保証室」の機能充実 新組織体制による業務運営	経営管理部 志賀原子力発電所				
	重要	事故・トラブル時の応援体制の整備	フレキシブルな応援体制の整備 フレキシブルな応援体制の活用	経営管理部				
	重要	社長直属の「品質管理部」設置による原子力品質管理の徹底	社長直属の「品質管理部」の設置 ・内部機構として「品質管理推進室」、「原子力監査室」を設置 「品質管理推進室」による再発防止策の実施状況、実効性についての確認・評価 発電所行動規範に失敗情報を重要視する価値観を明記 業務改善提案(失敗事例を含む)の報告発表制度の充実、失敗事例ライブラリの整備 電力各社のトラブル情報、対策の一層の共有化	経営管理部 品質管理部 志賀原子力発電所 経営管理部				
			失敗事例に学ぶ仕組みの充実	安全文化に係る組織風土評価の活用	原子力本部			
			外部組織による評価の活用	見える化活動、TPM(自主保全、自主管理、改善活動)の推進	志賀原子力発電所			
			マイプラント意識向上のための施策の推進	【継続】	志賀原子力発電所			

再発防止対策アクションプラン

【基本方針】	重要度 分類	【再発防止対策】	【対策内容】	【実施箇所】	平成19年度		次年度以降
					上期	下期	
設備の 信頼性確保		現場作業管理の改善	<p>操作手順の改善</p> <ul style="list-style-type: none"> ・隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善 ・HCU 隔離操作中の監視不足に関する改善 ・HCU 隔離手順にリターン運転等関連手順が織り込まれていないことに関する改善 <p>教育面の改善</p> <ul style="list-style-type: none"> ・今回の事例を臨界防止に関する保安教育に取り入れ <p>作業管理システムを活用した継続的作業管理の改善</p> <p>運用管理面の改善</p>	志賀原子力発電所			

志賀原子力発電所
安全対策の総点検について

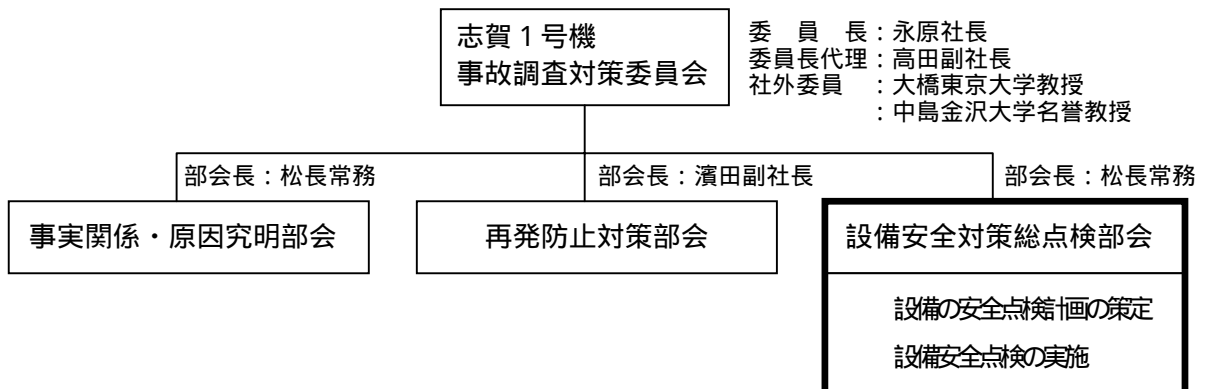
平成 1 9 年 4 月

北陸電力株式会社

1 . 目的

志賀原子力発電所 1 号機 第 5 回定期検査期間中に発生した臨界に係る事故について、本事故の事実関係及びその根本的な原因の究明と早急に実施できる技術的な再発防止策(平成 19 年 3 月 30 日)並びに抜本的な再発防止策(平成 19 年 4 月 6 日)を踏まえ、安全対策の総点検を実施する。

2 . 実施体制



別紙 1 参照 (設備安全対策総点検部会体制図)

3 . 基本方針

安全対策の総点検として、「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告(H19 年 3 月 30 日提出)」における「技術的な再発防止策」と「抜本的な再発防止策」を踏まえ、作業管理に係る品質管理要領の点検・改善を行うとともに、1、2 号機について臨界防止に係る設備¹の工事要領書、定期事業者検査要領書および作業票(以下「手順書等」という。)が適切かどうかを確認する。

また、1 号機の臨界事故で直接影響を受けた可能性のある制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備については分解点検等を行って健全性を確認するとともに、燃料については外観点検により健全性を確認する。

1：過剰反応度の印加を防止する設備、炉心形状を維持する設備、原子炉の緊急停止設備(中性子計測装置)、未臨界を維持する設備および燃料を安全に取り扱う設備

4 . 安全対策の総点検の対象範囲と点検方法

(1) 安全対策の総点検の対象範囲

点検項目		1号機	2号機
a. 作業管理上の総点検	(a) 品質管理要領の点検・改善	運用管理に係る現状の品質管理要領	
	(b) 手順書等の点検・改善 (臨界防止に係る設備)	次回定期検査の 手順書等	第 1 回定期検査の 手順書等
b. 臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検	(a) 分解点検等による健全性確認	制御棒，制御棒駆動機構，水圧制御ユニット設備	
	(b) 燃料の外観点検による健全性確認	引き抜けた制御棒の周囲の燃料 12 体	

(2) 安全対策の総点検方法

a . 作業管理上の総点検 (1号機・2号機共通項目)

(a) 品質管理要領の点検・改善

「志賀原子力発電所 1号機の臨界に係る事故についての報告」より抽出された「6 . 根本原因の究明」および「7 . 技術的再発防止策」の中の作業の運用管理面に係る対策について，全ての点検・試験への展開を図るため，調達段階から保守作業の実施，試験・検査に係る基本的ルールを定めた保守業務管理要領や保守作業手続要領などだけでなく，具体的な操作手順や運用管理方法を定めた設備別運転操作要領や原子炉停止時運用管理要領などの関連する全ての品質管理要領に反映し，反映後の品質管理要領に照らして作業管理の改善を実施する。

別紙 2 参照 (発電所保安活動に関する文書体系)

(b) 手順書等の点検・改善

改善された品質管理要領と，手順書等との照合を以下の方法により行い，不備が発見された場合は速やかに手順書等の改善を実施する。

別紙 3 参照 (作業管理上の総点検フロー)

ア . 手順書等の点検

工事主管課は，確認項目と調査方法を定めた「安全確認チェックシート (別紙 4)」により手順書等の点検を行い，改善の要否を評価する。

イ . 安全確認チェックシートの作成・確認

工事主管課は，手順書等が品質管理要領の記載事項が満足するかを確認し，安全確認チェックシートに改善の要否その根拠並びに改善内容について記載し，発電課長の承認を得るとともに，担当主任技術者 (原子炉主任技術者，ボイラー・タービン主任技術者および電気主任技術者) の確認を得る。

ウ．手順書等の改善

工事主管課は、点検結果から改善が必要と評価された手順書等について改訂の措置を行う。なお、改善が必要と評価された手順書等について、機器の機能・性能に影響を及ぼす可能性が否定出来ない場合は、不適合処理の手続きを実施するとともに再度検査を実施すること等により設備の確認を実施する。

エ．臨界防止に係る手順書等の更なるチェック

臨界防止に係る設備の手順書等については、安全確認チェックシートでの確認に加え、原子力発電保安運営委員会で審議のうえ制定する。

b．臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検

(a) 分解点検等による健全性確認

今回の臨界事故により直接影響を受けた設備について、分解点検等により健全性が確保されているか確認する。

対象設備：制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備

(b) 燃料の外観点検による健全性確認

引き抜けた制御棒の周囲の燃料 12 体について、外観点検を実施し健全性を確認する。

5．安全対策の総点検の実施状況

a．作業管理上の総点検

(a) 品質管理要領の点検・改善

志賀原子力発電所の文書体系の中で調達段階から保守作業の実施、試験・検査に係る品質管理要領を全て抽出し、「志賀原子力発電所 1 号機の臨界に係る事故についての報告」で明らかになった 臨界防止措置の考慮、作業手順や役割分担の明確化、監視に必要な計器並びに警報の確認の問題について操作手順および運用管理面の改善（11 要領）を実施した。

別紙 5 参照（臨界事故に対する要領類の改訂について）

(b) 手順書等の点検・改善

臨界防止に係る設備のうち、制御棒駆動系に係る工事要領書 15 件について、安全確認チェックシートにより確認を実施した結果、現状で臨界事故の発生防止が十分図られていることを確認した。

引き続き、制御棒駆動系以外の臨界防止に係る設備について手順書等の点検・改善を実施していく。

b．臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検

(a) 分解点検等による健全性確認

今回の臨界事故により直接影響を受けた可能性のある制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備について、今後分解検査等により健全性が確保されているこ

とを確認する。

(b) 燃料の外観点検による健全性確認

引き抜けた制御棒の周囲の燃料 1 2 体のうち 9 体について、外観点検を実施し健全であることを確認した。残り 3 体については、今後、外観点検を実施する。

別紙 6 参照 (臨界事故で直接影響をうけた可能性のある設備の健全性点検)

6 . 安全対策の総点検の結果を踏まえた設備点検

安全対策の総点検の結果を踏まえ、臨界防止に係らないその他の安全機能を有する設備²の手順書等についても確認を行うとともに、それらの改善された手順書等に従い設備の点検を実施し健全性を確認する。

なお、現在、第 1 回定期検査中の 2 号機については、今回の 1 号機臨界事故に鑑み、安全機能を有する設備のうち臨界防止に係る設備を含む安全上重要な設備の点検・試験についての作業を中断している。安全対策の総点検を実施後、改善された手順書等に従い点検作業を再開し、設備の健全性を確認する。

2 : P S - 1 , 2 , 3 および M S - 1 , 2 , 3 クラスに係る全ての設備

(1) 対象範囲

点検項目		1 号機	2 号機
a. 作業管理上の総点検	手順書等の点検・改善 (臨界防止に係らないその他の安全機能を有する設備)	次回定期検査 手順書等	第 1 回定期検査 手順書等
b. 設備の点検	改善された手順書等による 設備の健全性点検	次回定期検査 設備	第 1 回定期検査 設備

(2) 点検方法

a . 作業管理上の総点検

作業管理上の総点検は、上記の 4 . (2) a (b) に同じ。

b . 設備の点検

1 号機については第 1 1 回定期検査、2 号機については第 1 回定期検査にて今後実施する作業を対象に改善した手順書等により、設備の点検を行い健全性を確認する。

また、改善された手順書等により明確化された手順や役割分担、監視項目に従って作業管理が適切に実施されていることを工事監理や立会検査において作業チェックシートにて確認するとともに、各種パトロールで随時確認する。

なお、設備の手順書等で不適合が確認された場合は、再度検査を実施すること等により設備の健全性を確認する。

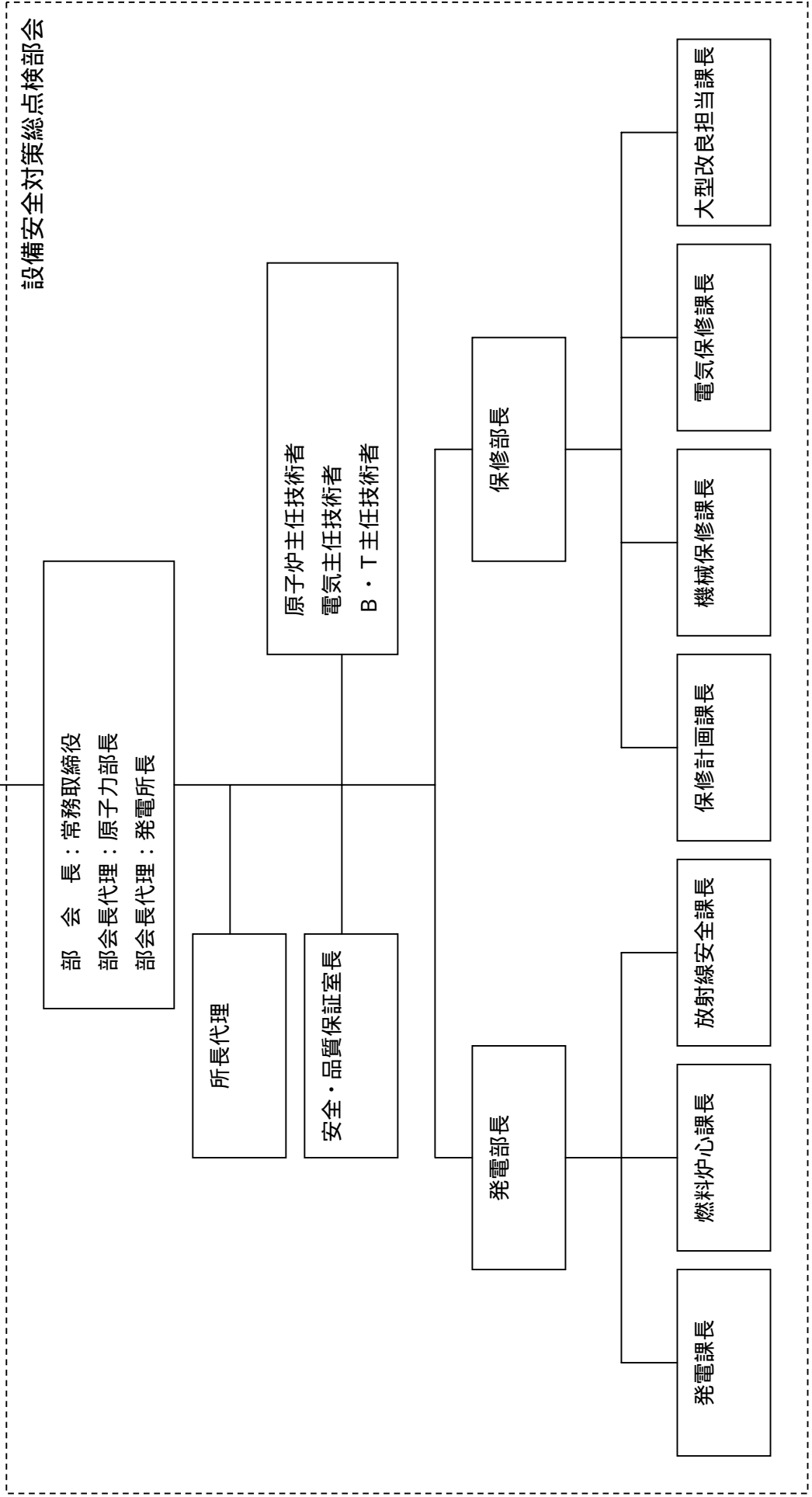
7. 実施工程 (予定)

	平成18年度		平成19年度	
	下期	上期	下期	下期
安全対策の総点検 a. 作業管理上の総点検 (a) 品質管理要領の点検・改善 (b) 手順書等の点検・改善 (臨界防止に係る設備) b. 臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検 (a) 分解点検等による健全性確認(制御棒, 制御棒駆動機構, 水圧制御ユニット設備) (b) 燃料の外観点検による健全性確認	1, 2号機 共通 1, 2号機			
	1号機 1号機			
	1号機 2号機			
	1号機 2号機			
安全対策の総点検を踏まえた設備点検 a. 作業管理上の総点検 手順書等の点検・改善 (臨界防止に係らないその他の安全機能を有する設備) b. 設備の点検 (改善された手順書等による設備の健全性点検)	1号機 2号機			
	1号機 2号機			

: 予定
 : 実績

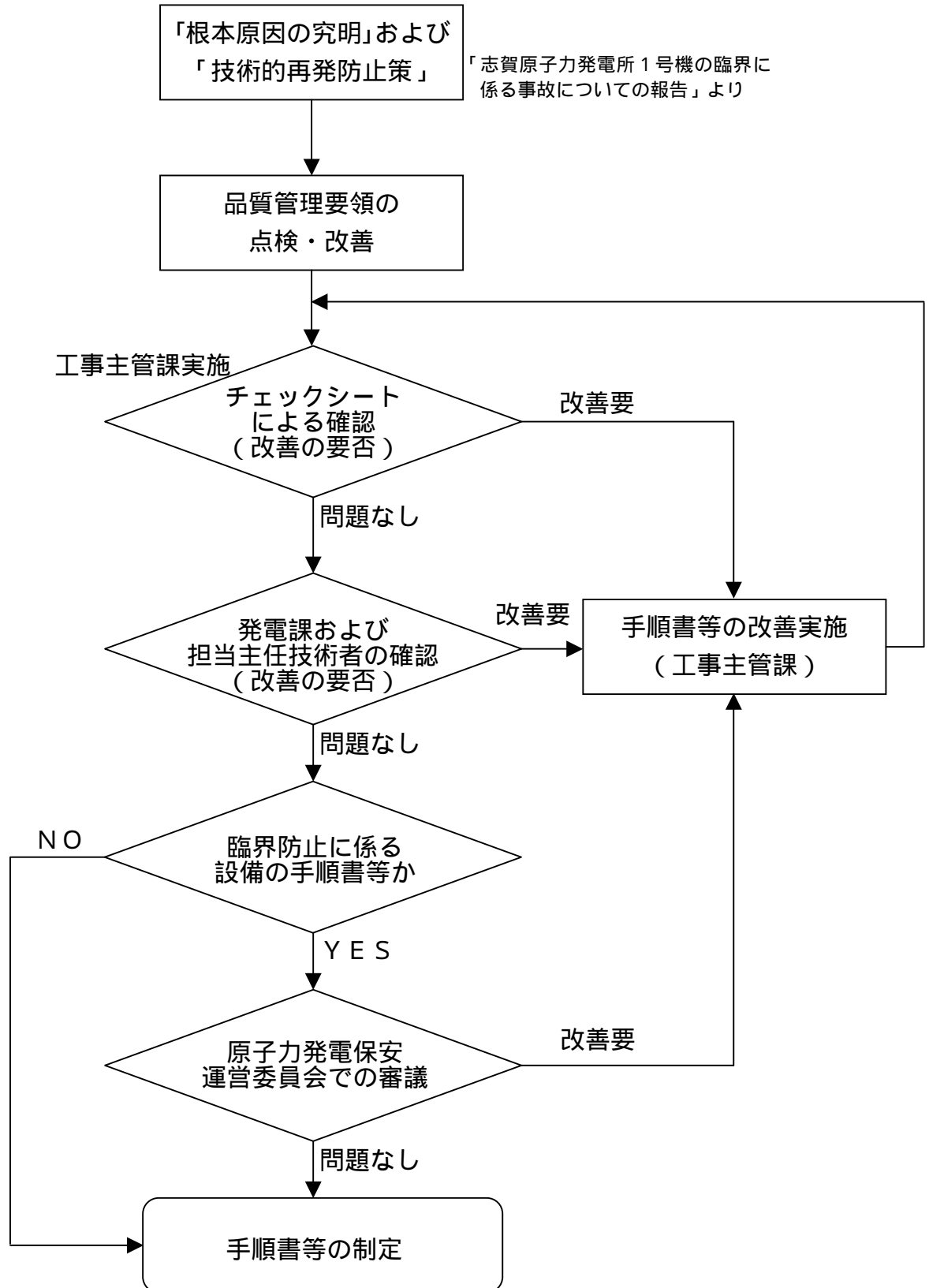
別紙 1 ; 設備安全対策総点検部会 体制図

志賀 1 号機事故調査対策委員会



設備安全対策総点検部会

別紙 3 ; 作業管理上の総点検フロー



別紙 4 ; 安全確認チェックシート (号機)

平成 年 月 日

確認	確認	確認	工事担当課			発電課		
原子炉主任 技師	ボイラータービン 主任技術者	電気主任 技術者	承認 課長	審査 副課長	作成 担当者	承認 課長	審査 副課長	作成 担当者

作業件名		PTW	
作業期間		工事担当 課	
作業内容			

項目	調査方法	チェック	
		工事担当課	発電課
手順の確認	・手順書, 工事要領書の内容を保安規定や関係所内要領の関連記載事項と照合し, 具体的な作業方法, 操作手順, 確認項目及び, 実施時期が, それらの要求事項を満足しているか確認する。		
	・臨界防止設備に関する手順書, 工事要領書は, 保安運営委員会で審議を経て制定・改訂を行っているか確認する。		
手順書が適切に承認されているか確認	・「保守業務管理要領」に従って承認されていない手順の変更がないか確認する。		
複数課作業の調整確認	・複数課にまたがった作業において, 役割が明確となっているか確認する。		
電力の役割・関与確認	・安全に係る機器の操作や動作状況の確認が電力所掌となっているか確認する。		
隔離中の監視不足に関する確認	・監視に必要な計器及び警報が供用状態であることを確認することが記載されているか確認する。		
臨界防止に関する確認 (作業)	・手順書, 工事要領書に臨界防止に関する事項が記載されているか確認する。		
	・臨界防止に関する教育が実施されているか確認する。		

別紙5 ; 臨界事故に対する要領類の改訂について

改訂事項		作業手順や役割分担の明確化		監視に必要な計器並びに警報の確認			
工程	臨界防止措置の考慮	反映する要領	問題	対策	反映する要領		
工事仕様作成	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCUを1本型隔離することの重要性を認識していなかったこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> 臨界防止に係る要求事項を明確化 仕様書にて臨界防止に係る措置を講じることを要求 事前に発電課と協議 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子や停止時運用管理要領 構造管理要領 構造文書作成要領 保守運轉委員会運用要領 保守運轉委員会検査要領 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 承認されたARI試験要領書の通り、メーカー作業員に試験を実施させるべきであったが、実際はメーカー作業員は手順を守らなかったこと。(系統流量を0とした後、CRD開弁を閉とす6) 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> 試験については役割分担を協議し明確にする。 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 保守運轉委員会検査要領 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>監視に必要な計器並びに警報の確認</p>
工事要領書審査/承認	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 承認された試験要領書を変更する場合は、その程度試験等内容を改訂し、承認を受けるべきであったこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会にて審議を経て制定 臨界に関する改訂は再度保守運轉委員会で審議を経て制定 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 保守運轉委員会検査要領 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 作業にARI試験の手順を添付すべきであったが、実際は添付していなかったこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> 必要に応じて作業票に添付し、臨界防止に係るものについては必ず添付する 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 保守運轉委員会検査要領 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>監視に必要な計器並びに警報の確認</p>
作業票発行	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 臨界防止に関する検討が十分でなかったため、HCUを1本型隔離することの重要性を認識していなかったこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> HCU隔離手順について、臨界防止措置を考慮する HCU隔離手順を規定 HCU隔離毎に中央に連絡 HCU隔離手順にリターン運転、ノンリターン運転と、HCU隔離の関連性を明記 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 (原子炉関係) 保守運轉委員会検査要領 (原子炉関係) 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 当直長は、電気保守課員を指し、CRDの開弁(101、102)を閉操作させるべきであったが、実際は指揮していなかったこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> フィカは発電課が実施する物理的、技術的に困難な場合は工事担当課に依頼し実施 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 (原子炉関係) 保守運轉委員会検査要領 (原子炉関係) 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>監視に必要な計器並びに警報の確認</p>
アインシレ実施	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧が警報値に達する可能性がある操作であり、リターン運転の方が好ましかったが、実際はノンリターン運転としたこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきであったこと。 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 (原子炉関係) 保守運轉委員会検査要領 (原子炉関係) 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>問題</p> <ul style="list-style-type: none"> ARI試験の実施前に、原子炉・CRD冷却水ヘッダ間差圧高/低警報のリフトを解除し、差圧を監視できるようにすべきであったこと。 	<p>対策</p> <ul style="list-style-type: none"> 発電責任者が監視に必要な計器や警報が供用状態であることを確認 HCU隔離中の監視項目の明確化 	<p>反映する要領</p> <ul style="list-style-type: none"> 保守運轉委員会運用要領 (原子炉関係) 保守運轉委員会検査要領 (原子炉関係) 構造管理要領 (機械品、電気・計装品類) 環境試験・検査管理要領 (機械品、電気・計装品類) 	<p>監視に必要な計器並びに警報の確認</p>
点検	<p align="center">点検、試運転の実施 (工事要領書、手順書と齟齬が生じた場合は、一時中断し不適合処理、再審査実施)</p>						
試運転							

別紙 6 ; 臨界事故で直接影響をうけた可能性のある設備の健全性点検

項 目	具体的確認事項	備 考
燃料の健全性確認	燃料集合体外観検査	<ul style="list-style-type: none"> 今回の停止期間中に実施。 残り 3 体について今後実施
制御棒の健全性確認	外観検査	<ul style="list-style-type: none"> 第 10 回定期点検工事報告書 (制御棒点検工事)
制御棒駆動機構の健全性確認	分解点検	<ul style="list-style-type: none"> 第 9 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構本格点検)
	フリクション試験	<ul style="list-style-type: none"> 第 6 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構フリクション試験)
	単体スクラム試験	<ul style="list-style-type: none"> 第 5 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構スクラム試験)
	常駆動試験	<ul style="list-style-type: none"> 第 5 回定期点検工事報告書 (第 5 回 AM 工事の内 原子炉停止機能強化工事) 第 5 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構常駆動試験)
	ストールフロー試験	<ul style="list-style-type: none"> 第 5 回定期点検工事報告書 (第 5 回 AM 工事の内 原子炉停止機能強化工事) 第 5 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構常駆動試験)
水圧制御ユニット設備の健全性確認	分解点検	<ul style="list-style-type: none"> 第 9 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動系点検工事()のうち水圧制御ユニット点検)
	機能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 第 5 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構常駆動試験) 第 5 回定期点検工事報告書 (制御棒駆動機構スクラム試験)

志賀原子力発電所 1 号機

事故に関する調査報告書

平成 19 年 3 月 27 日

北陸電力社外調査団

弁護士（団長）

杉原弘泰



弁護士

辻嶋 彰



弁護士

八木 宏



第1 調査目的

北陸電力株式会社（以下「北陸電力」という）は、経済産業大臣から、平成11年6月の志賀原子力発電所1号機の原子炉における事故（以下「本件事故」という）が発生していたにもかかわらず、直ちに報告がなされなかったこと（以下「本件事案」という）に関し、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（以下「原子炉等規制法」という）及び電気事業法に基づき、報告徴収命令（平成19年3月15日付、原第1号）を受けているところ、本件事案の事実関係のうち、事故後直ちに所要の報告がなされなかった原因・背景事情等の解明については、社内調査に加えて社外の専門家である弁護士にもその調査を依頼することが相当であると判断し、これを弁護士杉原弘泰を調査団長とする合計3名の弁護士からなる社外調査団（以下「当調査団」という）に依頼した。

当調査団は、上記依頼を受けて調査を実施したものであり、本報告書は、その調査結果を取りまとめたものである。したがって、この調査は事故の発生原因等に関する科学的観点からの解明については直接の対象としておらず、事故に関する所要の報告が直ちになされなかったことの原因・背景事情の解明に必要な限度で事故の概要を調査するにとどめている。

第2 調査体制及び調査方法

1 調査体制

当調査団は、北陸電力の担当者から、北陸電力において既に確認済みの本件事案の概要について説明を受けるとともに、本件事案に関係する社内資料の提供を受けたほか、本件事案に関与した可能性がある者について聞き取り調査を実施した。

下記第3記載の調査結果は、上記調査の内容を踏まえた当調査団の弁護士3名の合議によるものである。

2 調査方法

当調査団では、以下の方法により、本件事案の調査を実施した。

(1) 提供を受けた社内資料の精査、検討

当調査団が精査、検討した社内資料は、以下のとおりである。

- ・「引継日誌」(当直長)(平成11年6月18日)
- ・「引継日誌」(運転員)(平成11年6月18日)
- ・警報等の印字記録(平成11年6月17日及び18日分)(原本が見当たらない同月18日午前1時35分ころから午前6時3分ころまでの分を除く)
- ・警報等の印字記録の写し(平成11年6月18日午前2時11分ころから同日午前2時33分ころまでの分と推認されるもの)
- ・中間領域モニターチャート(平成11年6月18日分の写し)
- ・メモ(本件事故後における志賀原子力発電所緊急対策室の協議時においてホワイトボードに記載された内容をプリントアウトしたもののコピーと推認されるもの)
- ・テレビ会議回線の接続記録(平成11年6月13日ころから同月28日ころまでの分の写し)
- ・原子力関係主要組織(抜粋)(平成11年6月1日)
- ・発電課課員構成表(平成11年6月8日)及び勤務表
- ・「志賀原子力発電所原子炉施設保安規定」(平成11年5月)
- ・「志賀原子力発電所連絡当番細則」(平成12年3月)

- ・「志賀原子力発電所第1号機平成11年度（第5回）定期検査報告書」
- ・社内聞き取り調査の結果メモ（60名分）

(2) 聞き取り調査

実施日時 平成19年3月23日から同月25日

聞き取り対象者 24名

聞き取り回数 25回

聞き取り場所 北陸電力本社

聞き取り調査実施に当たっては、社内聞き取り調査の結果メモを踏まえて対象者を選定し、弁護士が対象者から直接聞き取りを行った。

第3 事実関係にかかる調査結果

上記の調査方法による調査を実施した結果、本件事案の事実関係及びその原因・背景事情についてほぼ明らかであると認められる事実は、以下のとおりである。

1 本件事案の概要

平成11年6月18日、志賀原子力発電所1号機において、定期検査のため原子炉の停止中、原子炉停止機能強化工事の機能確認試験の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、制御棒3本が想定外に下降したために原子炉の出力が上昇し、原子炉自動停止信号が発生したが、制御棒が直ちに入らず、制御棒が全挿入の状態になるまでに約15分を要した。

このような場合には、原子炉等規制法、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則並びに石川県、志賀町及び富来町との安全協定（以下「法令等」という）に基づいて、国及び地方自治体に対して連絡・報告をし、事故記録等を

作成しなければならないところ、本件事故は誤信号であるとして、法令等に基づく連絡・報告（以下「法令等に基づく連絡等」という）を行わないこととし、したがって、本件事故に関して法令等に基づいて記載されるべき事項の記録（以下「法令等に基づく記録」という）も行わなかったものである。

2 本件事案に関する事実関係

(1) 本件事故の発生

志賀原子力発電所1号機は、第5回定期検査中であったところ、平成11年6月18日午前2時ころから、制御棒1本の急速挿入試験を行うため、他の制御棒が動作しないよう、残り88本の制御棒駆動機構の弁を順次閉止する作業を開始したが、誤った手順により、開けておくべき原子炉戻りラインの弁を開けずに挿入ラインの弁を閉としたことから、制御棒駆動水系の圧力が過大となり、同日午前2時17分ころから制御棒3本が想定外の下降を始めた。そのため、同18分、原子炉の出力が上昇し、原子炉自動停止信号が発生したが、上記試験のために挿入ラインの弁が閉となっていたこと及び緊急挿入用圧力タンクに圧力充填がなかったことから、制御棒が緊急挿入されなかった。

当直長は、上記事態を踏まえて、上記作業を行っていた担当者に対し、上記作業のために閉めた弁を戻すように指示した。弁が戻されると、制御棒が全挿入となり、原子炉自動停止信号の発生から約15分後の同日午前2時33分ころに事態が収束した。

(2) 本件事故発生後の経緯

① 当直長は、制御棒が全挿入となり本件事故が収束した後直ちに、発電課長に連絡し、発電課長が発電所連絡当番などと分担して、発電所長、所長代理及び関連部署の担当者を発電所緊急対策室に招集するとともに、本店連絡当番等にも連絡し、本店原子力部緊急対策室、石川支店緊急対策室、東京支社緊急対策室への招集の手配を行った。

② 発電所緊急対策室においては、発電所長、所長代理2名、次長（原子炉主任技術者）、発電課長、技術課長、発電所連絡当番などの担当者が本件事故の原因について協議を行い、本件事故において複数の制御棒が想定外の下降をしており、国などへの報告等が必要な事象であると認識するに至ったが、善後策を模索する中で、発電所長が数値の異常などは放射線量を測定する計測機器の誤作動による表示の誤り（以下「誤信号」という）によるものであるとの判断を示し（誤信号であれば、法令等に基づく報告等や法令等に基づく記録が必要な事象に該当しないことが判断の前提にはあったと考えられる）、その判断にあえて異論を述べる者もいなかった。そのため、本件事故は、なかったものとして、測定数値の異常などは誤信号により生じたものに過ぎず、実際には出力が上がっていないと結論付けられた。

なお、発電所緊急対策室の協議に際しては、警報等の印字記録や中間領域モニターチャートなどが検討されていたが、検討されたと思われる時間帯を含む警報等の印字記録の原本が保存されておらず、現時点においてその所在が明らかにはなっていない。

③ その後、発電所緊急対策室、本店原子力部緊急対策室（原子力部副部長、

原子力技術課長その他数名の担当者が参加)、石川支店緊急対策室、東京支社緊急対策室との間でのテレビ会議において、発電所緊急対策室から誤信号であったとの結論が簡潔に説明された。なお、発電所緊急対策室以外の場所でテレビ会議に参加した者の中には、上記結論に対する疑念を持った者もいたが、異論が特に出されることはなく、テレビ会議は終了し、散会するに至った。

- ④ 発電課長は、テレビ会議終了後、発電所中央制御室に行き、当直長らに対し、本件事故については誤信号との結論になったことを伝えるとともに、当直長及び運転員の引継日誌に本件事故に関する記述をしないように指示した。その結果、当直長及び担当運転員は、引継日誌に本件事故に関する事項を記載しなかった。

また、中間領域モニターチャートには「点検」との記載がなされ、あたかも点検により生じた異常数値であるかのように偽装された形跡があるが、そのような偽装工作がなされた時期、関与者は、現時点で明らかではない。

(3) その後の経緯

- ① 発電所緊急対策室での協議の参加者には、本件事案が問題であるとの認識を持ち続けていた者もいたが、発電所長の判断によって誤信号であるとの結論が出されたこともあり、これらの者がその後本件事故に関して本店等の上位の役職者に報告した事実は認められない。
- ② また、発電所緊急対策室以外の場所でテレビ会議に参加した者も、発電所緊急対策室から説明された結論が誤信号であるとのことであったため、

これらの者がその後これを上司等に報告した事実は認められず、テレビ会議に参加していなかったその他の本店役職員の中に本件を認知するに至った者がいたことを窺わせる事情も認められない。なお、上記結論に疑念を持った者についても、発電所の対応を付度し上司等に報告しなかったとしており、これに反する事情も認められない。

③ 中央制御室にいた当日の当直長その他運転員は、発電課長から本件事故について引継日誌に記載しないようになどの指示がなされていたことから、本件事故に関して本店等に報告した者がいたとは認められない。

④ なお、本件事故については、誤信号であるとの結論になったことから、法令等に基づく報告等及び法令等に基づく記録がなされていないが、本件事故後の緊急対策会議に参加した担当者の中には、個人的に、本件事故により原子炉が局所的に臨界状態となっていたかどうかを検討して、臨界状態に至っていたと判断できることを確認し、本件事故が燃料棒の健全性等に影響を与えるものであったかを検討し、健全性等に影響を及ぼさないことなどを確認したり、再発防止のための対策を検討していた者もいた。

3 本件事案の原因・背景事情

本件事案は、直前に発生したディーゼル発電機のクランクシャフトのひび割れへの対応に追われていたこと、本件事故の調査に時間がかかることにより定期検査の期間が延長すること、当時建設準備中であった2号機の工程に支障が生じることなどの本件事故が公になった場合の影響を危惧したこと、複数の制御棒が下降して原子炉自動停止信号が発生しても直ちに全挿入にならないという重大な事態ではあるが約15分程度で収束したことから、発電所長の判断により、本件は、計測機器の誤作動による表示の誤りによるものであり、法令

等に基づく報告等及び法令等に基づく記録の対象ではないものと結論付けられたものと認められる。

以 上