

別添 2

添付書類二

川内原子力発電所 1 号炉

劣化状況評価書

2022年10月

(2023年9月一部変更)

九州電力株式会社

目 次

	頁
第1章 はじめに	1
第2章 発電所の概要	5
2.1 発電所の設備概要	5
2.2 発電所の経緯	7
2.3 技術基準規則への適合に向けた取組及びそのスケジュール	7
2.4 発電所の保全概要	13
第3章 技術評価の実施体制	21
3.1 評価の実施に係る組織	21
3.2 評価の方法	21
3.3 工程管理	21
3.4 協力先の管理	22
3.5 評価記録の管理	22
3.6 評価に係る教育	22
3.7 評価年月日	22
3.8 評価を実施した者の氏名	22
第4章 技術評価方法	25
4.1 技術評価対象機器	25
4.2 技術評価手順	25
4.3 耐震安全性評価	31
4.4 耐津波安全性評価	32
4.5 冷温停止状態維持時の技術評価	33
第5章 技術評価結果	38
5.1 運転を断続的に行うことを前提とした機器・構造物の 技術評価結果	38
5.2 運転を断続的に行うことを前提とした 耐震安全性評価結果	39
5.3 運転を断続的に行うことを前提とした 耐津波安全性評価結果	40
5.4 冷温停止状態が維持されることを前提とした機器・構造物の 技術評価結果	40

5. 5	冷温停止状態が維持されることを前提とした 耐震安全性評価結果	41
5. 6	冷温停止状態が維持されることを前提とした 耐津波安全性評価結果	41
5. 7	評価の結果に基づいた補修等の措置	41
第6章	劣化状況評価で追加する項目	42
第7章	今後の高経年化対策	43
7. 1	施設管理方針及び長期施設管理方針の策定	43
7. 2	長期施設管理方針の実施	43
7. 3	技術開発課題	44
第8章	まとめ	46

第1章 はじめに

川内原子力発電所1号炉（以下、「川内1号炉」という。）においては、2024年7月に運転開始後40年を迎えようとしている。

原子力発電所ではこれまでプラントの安全・安定運転を確保するために、「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。）に基づく定期事業者検査により、技術基準への適合を確認するとともに^注施設管理における機器等の保全活動として、点検や予防保全活動等に取り組んでいる。加えて、最新の技術的知見の反映や国内外で経験された事故・故障等の再発防止対策等についても、必要に応じ実施している。

また、一般的には、機器・材料は使用時間の経過とともに、経年劣化することが知られているが、これまでのところ30年の運転期間を超え40年目以降においても劣化の傾向が大きく変化することを示す技術的知見は得られていないことや、運転年数の増加に伴ってトラブルの発生件数が増加しているという傾向は認められておらず、現時点で高経年化による原子力発電所設備の信頼性が低下している状況にはない。

しかしながら、より長期の運転を仮定した場合、高経年化に伴い進展する事象は、運転年数の長いものから顕在化してくる恐れがあることから、運転年数の長い原子力発電所に対して、高経年化の観点から技術的評価を行い、そこで得られた知見を保全に反映していくことは原子力発電所の安全・安定運転を継続していく上で重要である。

注：2020年3月31日以前は、原子炉等規制法に基づき、原子力規制委員会が施設定期検査を実施。また、2020年4月1日以降は、同法に基づき、原子力規制委員会が原子力規制検査を実施。

このような認識のもと、1996年4月に通商産業省（現：経済産業省）資源エネルギー庁は「高経年化に関する基本的な考え方」をとりまとめ、原子力発電所の高経年化対策の基本方針を示した。さらに、2003年9月及び2005年12月に「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（以下、「実用炉規則」という。）を改正するとともに、原子力安全・保安院（現：原子力規制委員会。以下同じ）は「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイドライン」及び「実用発電用原子炉施設における高経年化対策標準審査要領（内規）」（以下、「高経年化対策実施ガイドライン等」という。）を発出し、原子炉の運転を開始した日以降29年を経過する日までに、また、以降10年を超えない期間ごとに、耐震安全性評価を含めた経年劣化に関する

る技術的な評価（以下、「高経年化技術評価」という。）を行い、これに基づき「保全のために実施すべき措置に関する10年間の計画」（以下、「長期保全計画」という。）を策定することを電気事業者に求めている。

その後、2008年8月に実用炉規則が改正され、高経年化対策を通常の保全の中に位置づけ一体化することで、原子力発電所の運転当初からの経年劣化管理を義務付けるとともに、長期保全計画を、新たに「保全のために実施すべき措置に関する10年間の方針」（以下、「長期施設管理方針」という。）として原子炉施設保安規定（以下、「保安規定」という。）に位置づけ、認可の対象とされた。また、実用炉規則の改正に伴い、原子力安全・保安院は「高経年化対策実施ガイドライン等」を改正し、2008年10月に発出後、2010年4月及び2011年5月に改正した。

また、2011年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震とこれにより生じた津波に起因する東京電力株式会社福島第一原子力発電所で発生した事故に鑑み、2012年9月19日に原子力規制委員会設置法が施行され、原子力安全・保安院に代わる機関として、原子力規制委員会が環境省の外局として設立された。

さらに、2013年7月には、原子炉等規制法により、発電用原子炉の運転することができる期間について、最初の使用前検査に合格した日から起算して40年と規定され、当該期間満了に際しては、原子力規制委員会の認可を受けて、20年を超えない期間を限度として一回に限り延長できることとなった。

それらを踏まえ、原子力規制委員会は2013年6月に実用炉規則を改正するとともに、「実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイド」（以下、「運転延長ガイド」という。）にて、運転期間延長認可申請書の記載内容等を定め、2013年11月に「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」（以下、「運転延長審査基準」という。）を制定し、運転の期間の延長の審査にあたって確認すべき事項を定めている。また、運転延長ガイドについては、2020年3月に、運転延長審査基準については、2020年3月に改正されている。

その後、原子力規制委員会は2013年6月に「実用炉規則」を改正するとともに、「高経年化対策実施ガイドライン等」に代わるものとして、2013年6月に「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド」、2013年7月に「実用発電用原子炉施設における高経年化対策審査ガイド」（以下、「高経年化対策実施ガイド等」という。）を制定し、2020年3月に最終改正している。

さらに、運転段階の原子力発電所の安全確保・強化を図るため、原子力規

制委員会は原子炉等規制法を改正し、2020年4月から原子力規制委員会
が事業者の保安活動を常時チェックし、かつ事業者が主体的に安全確保の水
準の維持・向上に取り組む仕組み（原子力規制検査）が施行された。

一方、日本原子力学会は2007年3月に「原子力発電所の高経年化対策
実施基準：2007」を制定、「原子力発電所の高経年化対策実施基準：20
08」として改定のうえ、2009年2月に発行、2010年4月にエンド
ースされた。その後、2016年3月に「原子力発電所の高経年化対策実施
基準：2015」を発行し、2021年9月に「原子力発電所の高経年化対策
実施基準：2021」を発行した。

さらに、原子力安全基盤機構（現：原子力規制委員会。以下同じ）は「高
経年化対策実施ガイド等」及び「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2
008」に対応して、「高経年化技術評価審査マニュアル」を作成し、公表し
ている。

本評価書は、運転開始後40年を迎える川内1号炉のプラントを構成する
機器・構造物に対し、「運転延長ガイド」、「高経年化対策実施ガイド等」、「原
子力発電所の高経年化対策実施基準：2008」等に基づき、60年間の運
転及び冷温停止を仮定し、想定される経年劣化事象に関する技術評価を「延
長しようとする期間における運転に伴い生ずる原子炉その他の設備の劣化の
状況に関する技術的な評価（以下、「劣化状況評価」という。）として実施する
とともに、運転を開始した日から40年以降の20年間に、高経年化の観点
から現状保全を充実する新たな保全項目等を抽出し、「延長しようとする期
間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針」（以下、「施設管理方針」
という。）としてとりまとめたものである。

さらに、運転開始後30年目の高経年化技術評価の検証として、劣化傾向
の評価、保全実績の評価及び長期施設管理方針の有効性についてもとりまと
めている。

なお、劣化状況評価に対する機器・構造物及び評価手法は、40年目の高
経年化技術評価におけるものと同様である。

この結果、現状の保全の継続及び点検・検査の充実等により、今後、長期
間の運転を仮定しても安全に運転を継続することが可能であることを確認し
た。

また、抽出した施設管理方針については、長期施設管理方針として策定す
るとともに、保安規定に記載し、変更認可申請する。

今後は、認可された長期施設管理方針に基づき保全活動を実施していくと
ともに、実用炉規則82条にて定める時期に高経年化技術評価の再評価等
を実施していくことにより、機器・構造物を健全に維持・管理していく。

なお、本評価書は各機器・構造物の劣化状況評価内容の概要等を示すものであり、各機器・構造物の詳細な劣化状況評価、耐震安全性評価及び耐津波安全性評価結果については、別冊にまとめている。

また、特定重大事故等対処施設に属する機器・構造物の情報は機密情報のため、これらの評価結果は非公開情報として個別の別冊としてまとめている。

第2章 発電所の概要

2. 1 発電所の設備概要

川内1号炉は、加圧水型の原子力発電所である。

原子炉容器内部ではウラン燃料が核分裂を起こし多量の熱が発生する。この熱は、1次系の水に伝えられ1次冷却材ポンプによって蒸気発生器へ送られる。

蒸気発生器へ送られた1次系の水は、伝熱管の内側を流れ、外側を流れる2次系の水に熱を伝えた後、再び原子炉容器へ送られる。

一方、蒸気発生器で熱を受けた2次系の水は蒸気となりタービンへ送られ、タービン・発電機を回し電気を起こす。

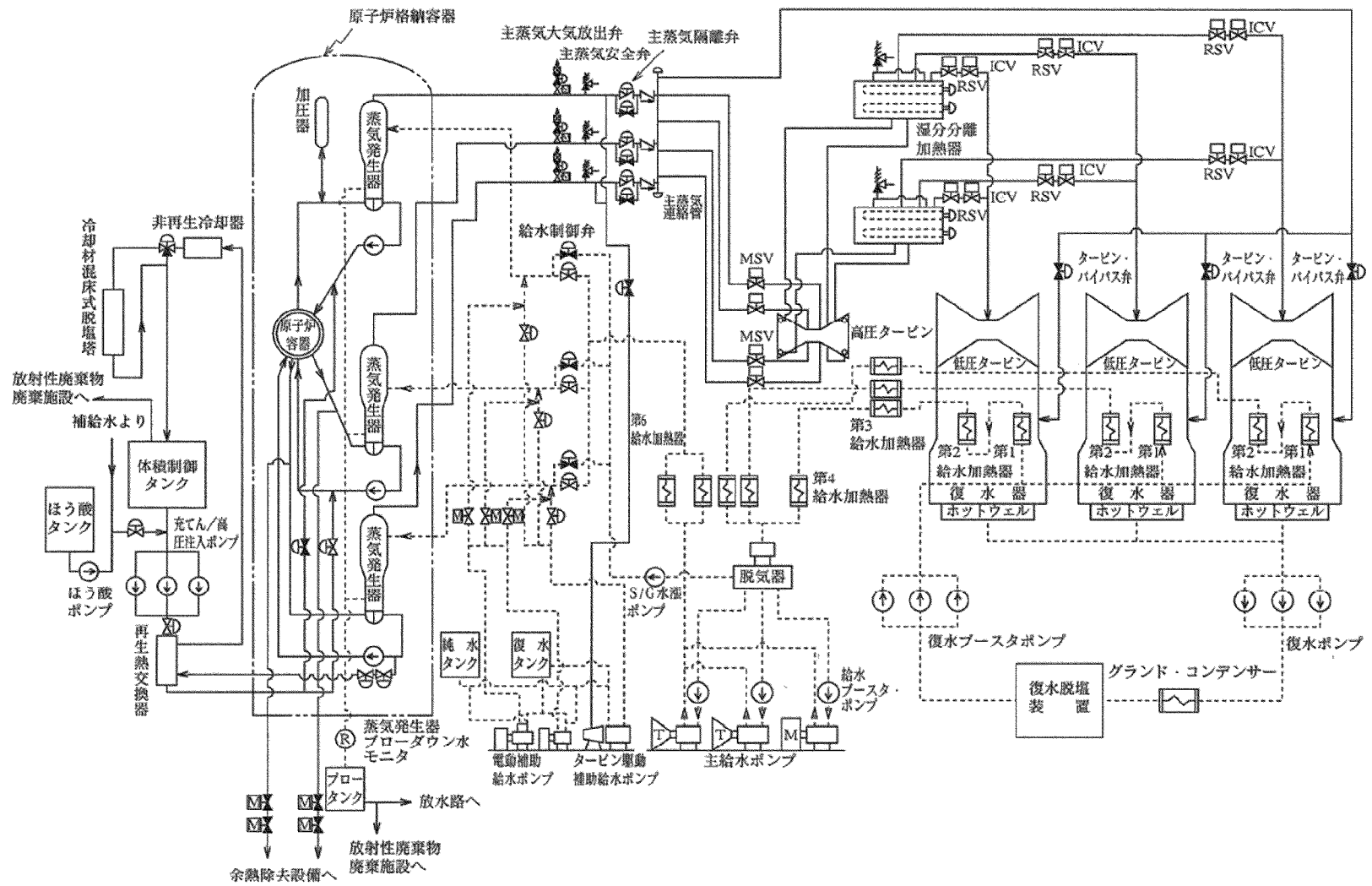
タービン・発電機で仕事を終えた蒸気は、復水器の伝熱管を介して海水により冷却され、再び水に戻り蒸気発生器へ送られる。

(1) 発電所の主要仕様

電気出力	約 8 9 0 MW
原子炉型式	加圧水型軽水炉
原子炉熱出力	約 2, 6 6 0 MW
燃料	低濃縮ウラン (燃料集合体 1 5 7 体)
減速材	軽水
タービン	串型 4 車室 6 分流排気再熱再生式

(2) 発電所の主要系統

発電所の系統図を資料 2 - 1 に示す。



資料 2 - 1 川内 1 号炉系統図

2. 2 発電所の経緯

1954年、我が国が原子力平和利用として原子力発電開発の方針を打ち出して以来、当社においても1957年に原子力部門を発足させ、原子力発電への取組みが本格化した。

1964年12月に、川内市議会で原子力発電所の誘致決議が行われ、当社は1967年7月に、建設予定地点の地質調査等の現地調査を開始し、1970年4月に、これらの調査結果を基に発電所建設立地条件等を考慮して、鹿児島県及び川内市（現：薩摩川内市）に対し建設計画の説明を行った。

1976年3月に、川内1号炉の電源開発計画への組入れが第68回電源開発調整審議会で承認され、1977年12月に正式許可、1978年11月に工事計画の認可を受け、1979年1月に建設工事に着工した。その後、1983年8月に初臨界を迎え、1984年7月に、我が国27番目の商業用発電炉で、PWRとしては我が国12番目、当社3番目の原子力プラントとして営業運転を開始した。

また、原子力発電設備の有効利用によりCO₂排出量を削減でき、地球温暖化の防止にも貢献することができる定格熱出力一定運転実施に向け、2001年12月の経済産業省通達「定格熱出力一定運転を実施する原子力発電設備に関する保安上の取扱いについて」の手続きに基づき、設備の健全性評価を実施し、2002年3月より定格熱出力一定運転を開始している。

川内1号炉における発電電力量・設備利用率の年度推移を資料2-2、計画外停止回数の年度推移を資料2-3、事故・故障等一覧を資料2-4に示す。過去約40年を遡った時点までの計画外停止（手動停止及び自動停止）件数の推移を見ると、供用期間の長期化に伴い、計画外停止件数が増加する明確な傾向は認められない。

2. 3 技術基準規則への適合に向けた取組及びそのスケジュール

本申請の時点において、技術基準規則（40年を経過する日において適用されているものに限る。）に定める基準に適合していないものはない。

なお、技術基準規則への適合に向けた主な取組については以下のとおり。

<新規制基準>

川内1号炉については、新規制基準へ適合させるため、平成25年7月8日付け発本原第88号をもって工事計画認可申請書（平成26年9月30日付け発本原第95号、平成26年10月8日付け発本原第99号、平成27年2月27日付け発本原第175号、平成27年3月10日付け発本原第179号及び平成27年3月16日付け発本原第181号をもって一部補正）を申請し、平成27年3月18日付け原規規発第1503181号にて認可を受けている。

<特定重大事故等対処施設>

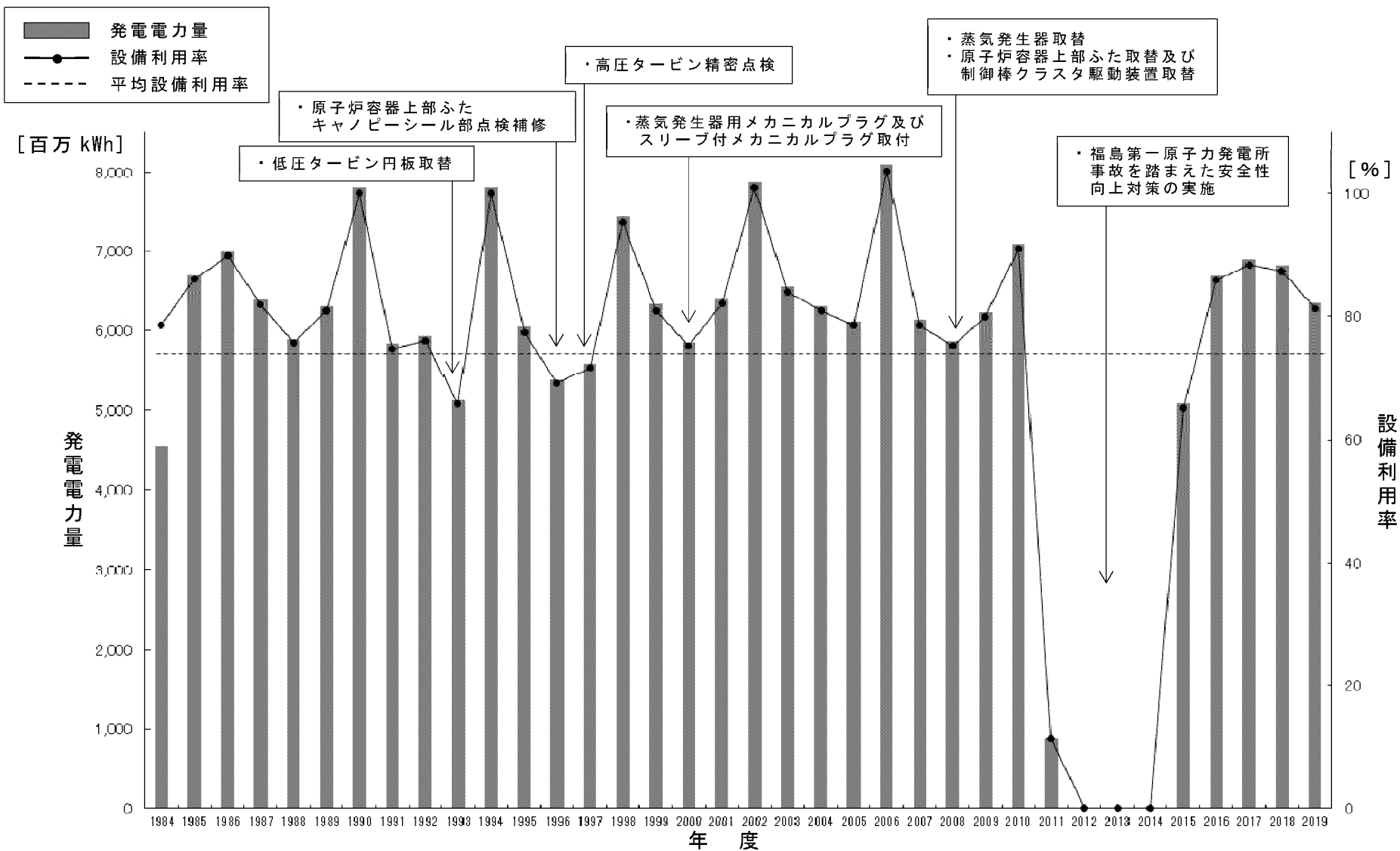
平成29年5月24日付け原発本第52号をもって工事計画認可申請書（平成29年12月25日付け原発本第257号、平成30年1月31日付け原発本第300号、平成30年2月28日付け原発本第327号及び平成30年4月3日付け原発本第3号をもって一部補正）を申請し、平成30年5月15日付け原規規発第1805152号にて認可を受けている。

さらに平成29年8月8日付け原発本第123号をもって工事計画認可申請書（平成30年2月20日付け原発本第312号、平成30年4月3日付け原発本第2号、平成30年5月28日付け原発本第61号及び平成30年6月6日付け原発本第78号をもって一部補正）を申請し、平成30年7月26日付け原規規発第1807262号にて認可を受けている。

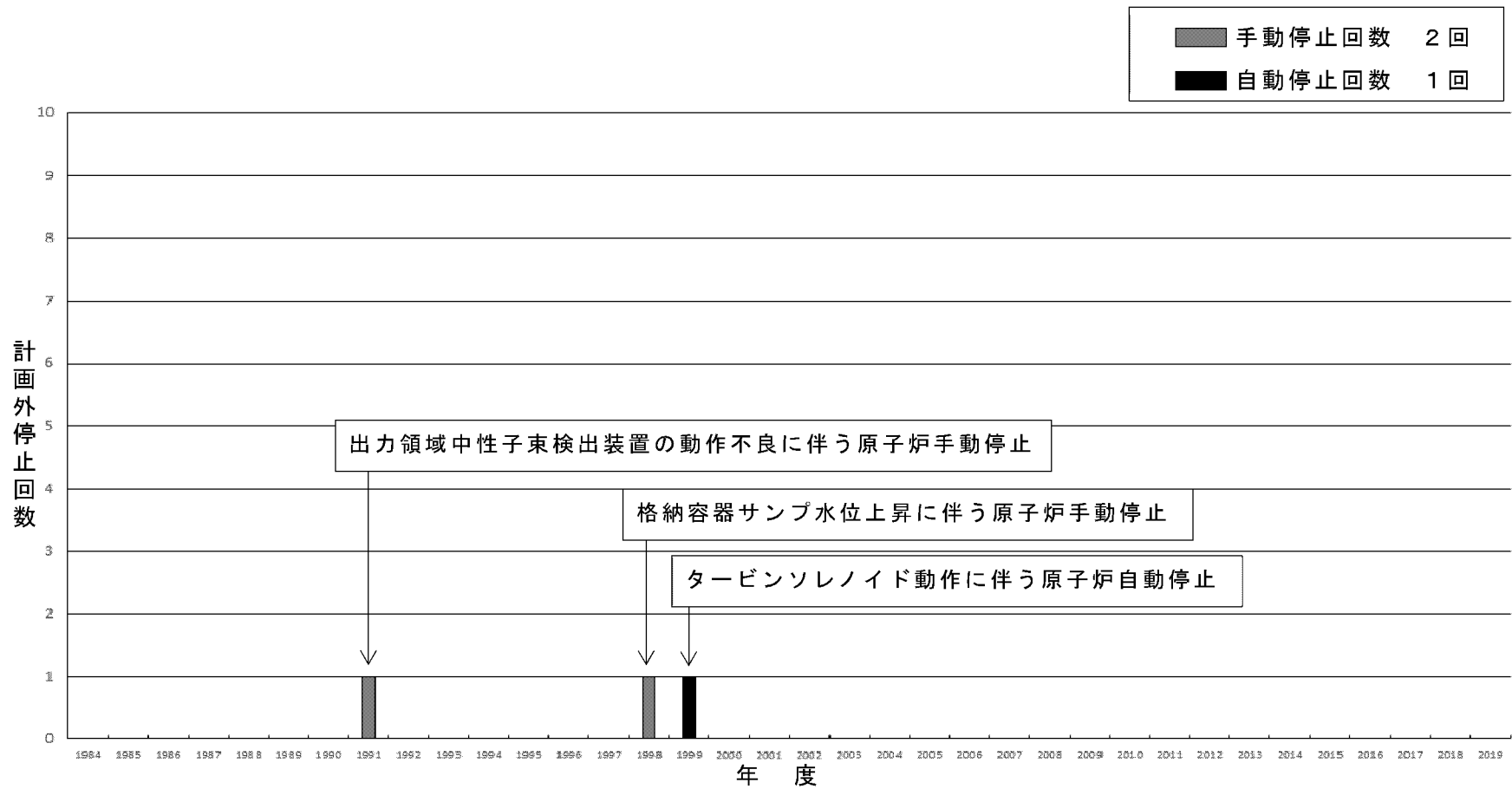
さらに平成30年3月9日付け原発本第332号をもって工事計画認可申請書（平成30年10月23日付け原発本第215号、平成30年11月19日付け原発本第232号及び平成30年12月20日付け原発本第245号をもって一部補正）を申請し、平成31年2月18日付け原規規発第1902181号にて認可を受けている。

<火災感知器追設工事（特定重大事故等対処施設）>

令和5年1月24日付け原発本第156号をもって設計及び工事計画認可申請書（令和5年7月20日付け原発本第65号をもって一部補正）を申請し、令和5年7月28日付け原規規発第2307283号にて認可を受けている。



資料 2 - 2 発電電力量・設備利用率の年度推移



資料 2 - 3 計画外停止回数の年度推移

資料 2 - 4 事故・故障等一覧

年 度	事 象 内 容	発 生 年 月 日	法 律 通 達	被 害 電 気 工 作 物 の 系 統 設 備
1985	燃料集合体の漏えい (第 2 回定期検査中)	1986. 3. 19	通 達	原子炉本体
1988	1 次冷却材ポンプ変流翼 取付ボルトの損傷 (第 4 回定期検査中)	1988. 10. 17	通 達	原子炉冷却系統 設備
1991	蒸気発生器伝熱管損傷 (第 6 回定期検査中)	1991. 5. 14	法 律	原子炉冷却系統 設備
1991	出力領域中性子束検出 装置動作不良 (第 6 回定期検査中)	1991. 7. 17	法 律	計測制御系統 設備
1996	制御棒駆動装置ハウジン グ部からの漏えい (第 10 回定期検査中)	1996. 10. 27	通 達	原子炉本体
1998	格納容器サンプ水位上昇 に伴う原子炉手動停止	1998. 11. 10	法 律	廃棄設備
1999	タービンソレノイド動作 に伴う原子炉自動停止	1999. 8. 25	法 律	タービン設備
2000	蒸気発生器伝熱管損傷 (第 13 回定期検査中)	2000. 9. 14	法 律	原子炉冷却系統 設備
2003	蒸気発生器伝熱管の損傷 (第 15 回定期検査中)	2003. 5. 15	法 律	原子炉冷却系統 設備

年 度	事 象 内 容	発 生 年 月 日	法 律 通 達	被 害 電 気 工 作 物 の 系 統 設 備
2004	蒸気発生器伝熱管の損傷 (第16回定期検査中)	2004. 9. 10	法 律	原子炉冷却系 統設備
2005	蒸気発生器伝熱管損傷 (第17回定期検査中)	2006. 1. 13	法 律	原子炉冷却系 統設備
2007	蒸気発生器伝熱管損傷 (第18回定期検査中)	2007. 5. 10	法 律	原子炉冷却系 統設備
2008	A充てん／高圧注入 ポンプ主軸折損 (第19回定期検査中)	2008. 4. 18	法 律	非常用炉心冷 却設備
2009	所内電源設備点検作業中 の人身事故 (第20回定期検査中)	2010. 1. 29	法 律	電気設備

注：平成15年10月1日付け原子炉等規制法の関連規則の改正に伴い、通達に基づく報告が廃止されたことにより、原子力施設のトラブルに関する国への報告は、法律に基づくものに一本化された。

2. 4 発電所の保全概要

川内1号炉での日常的な施設管理において時間経過に伴う特性変化に対応した劣化管理が的確に行われている経年劣化事象（以下、「日常劣化管理事象」という。）の劣化管理の考え方を以下に記す。

原子力発電所の保全においては、系統・機器・構造物の経年劣化が徐々に進行して最終的に故障に至ることのないよう、定期的な検査や点検等により経年劣化の兆候を早期に検知し、必要な処置を行い、事故・故障等を未然に防止することが最も重要である。

当社は、運転監視、巡視点検、定期的な検査及び点検により、設備の健全性を確認し、経年劣化等の兆候が認められた場合には、詳細な調査及び評価を行い、補修、取替等の保全を実施している。特に長期の使用によって発生する経年劣化事象については、点検により経年的な劣化の傾向を把握し、故障に至る前に計画的な保全を実施している。

また、原子炉等規制法に基づき、定期事業者検査を実施し技術上の基準に適合していることを確認している。

さらに、保安規定において、定期事業者検査等の対象機器に対する作業項目のうち、原子炉施設の点検及び工事にて実施する分解点検、開放点検等の機能回復を図るものについて、保全の結果の確認・評価について規定している。

具体的には、実用炉規則第81条に掲げる施設管理に係る要求事項を満たすよう、「日本電気協会 原子力発電所の保守管理規程(JEAC 4209-2007)」に基づき、規定文書を策定して施設管理を実施している。

まず初めに、社長は原子力施設の安全確保を最優先として、施設管理の継続的な改善を図るため、施設管理の現状を踏まえて施設管理の実施方針を定める。同方針は、施設管理の有効性評価の結果を踏まえて見直しされるとともに、高経年化技術評価の結果として長期施設管理方針を策定又は変更した場合には、長期施設管理方針に従い保全を実施することを同方針に反映している。

また、原子力部門は、施設管理の実施方針に基づき、年度ごとに施設管理目標を設定し、施設管理の有効性評価の結果を踏まえて同目標の見直しを実施している。

この施設管理目標を達成するため、当社の原子力発電所では、資料2-5に示すフローに基づき保全活動を実施している。

川内原子力発電所では、原子炉施設の中から号炉ごとに保全を行うべき対象範囲として機器・構造物を選定し、この保全対象範囲について系統ごとの範囲と機能を明確にした上で、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の

重要度分類に関する審査指針（1990年8月30日原子力安全委員会決定）」（以下、「安全重要度分類審査指針」という。）の重要度とPRAから得られるリスク情報を考慮するとともに重大事故等対処設備への該当有無を考慮して保全重要度を設定する。

また、保全の有効性を監視し評価するために、保全重要度を踏まえてプラントレベル及び系統レベルの保全活動管理指標を設定している。

そして、保全対象範囲に対し、保全重要度を勘案して次の事項を考慮して保全計画を策定している。

- a. 運転実績、事故及び故障事例等の運転経験
- b. 使用環境及び設置環境
- c. 劣化、故障モード
- d. 機器の構造等の設計的知見
- e. 科学的知見

さらに、予め保全方式（時間基準保全、状態基準保全、事後保全）を選定し、「点検方法」、その「実施頻度」及び「実施時期」を定めた点検計画を策定している。

なお、この保全方式は、劣化事象・偶発事象を勘案し、保全重要度を踏まえた上で保全実績、劣化、故障モード等を考慮し、効果的な保全方式を選定している。

上記のうち「点検方法」について、個別機器の保全内容はそれぞれ個々に検討しているが、具体的には劣化メカニズム整理表^註及びこれまでの施設管理の結果から得られた機器の部位別に想定される劣化事象に着目した保全項目の検討を行い、検討結果に基づく保全内容を担保するために必要な作業、検査項目等を選定している。

注：過去に国内で実施してきた高経年化技術評価の評価結果をもとに、原子炉施設の保全を最適化するための情報として劣化メカニズム（機器機能、部位、劣化事象・因子、保全項目（検知機能）等）を一覧表にまとめたもの。

同様に「実施頻度」についても、過去の点検実績等を参考にしながら機器・構築物に応じて適切に選定している。

また、「実施時期」については、機器・構造物の点検方法及び実施頻度に基づき、点検の実施時期を「点検計画表」として定めている。

設計及び工事を実施する場合は、予めその方法及び実施時期を定めた設計及び工事の計画を策定している。

以上のとおり、予め定められた保全計画に従い、点検・補修等の保全を実施し、記録している。

当社は、運転監視、巡視点検、定期的な検査及び点検により設備の健全性を確認し、経年劣化等の兆候が認められた場合には詳細な調査及び評価を行い、補修、取替等の保全を実施している。特に長期の使用によって発生する経年劣化事象については、点検により経年的な変化の傾向を把握し、故障に至る前に計画的な保全を実施することで機能回復を行い、長期的な健全性・信頼性を確保している。

そのため、劣化傾向監視による管理として状態監視、点検及び取替結果の評価のための点検手入れ前データ（As-Found データ）を活用している。

一方、当社の原子力発電所で発生した事故・故障等については、速やかに必要な処置を実施するとともに、国内外の原子力発電所で発生した事故・故障等についても検討を行い、必要に応じて設備及び運転・施設運用等の改善を行うことにより発電所のより一層の安全・安定運転に努めている。

（１）運転監視、巡視点検

運転状態を指示計、記録計、計算機出力等により常時運転員が監視するとともに、原子力発電所の多種多様な設備について運転員及び保修員等が計画的に巡視点検を行い、機器等の健全性確認、経年劣化等の兆候の早期発見に努めている。

（２）定期的な検査

プラントの運転中を主体に待機設備の動作確認等の定期的な検査を行い、設備の健全性確認及び経年劣化等の兆候の早期発見に努め、事故・故障等の未然防止を図っている。定期的な検査のうち工学的安全施設等の安全上重要な設備については、検査の内容を保安規定に定め、これに基づく運用を行っている。

（３）点検

原子炉等規制法に基づき実施する定期事業者検査に合わせ、定期的にプラントを停止し、プラント全般にわたる設備の点検を実施して、設備の機能維持及び経年劣化等の兆候の早期発見に努め、事故・故障等の未然防止を図るとともに、環境の維持、災害の未然防止を図っている。また、プラントを停止せずに点検を実施できる設備については、同様の点検をプラント運転中に実施している。点検の結果は記録としてまとめ、設備の経年的な傾向を管理し、以後の点検計画に反映している。

(4) 作業管理体制及び業務

原則として当社が計画を策定し、協力会社が行う分解点検等の実作業の作業管理及び品質管理を行っている。

(5) 予防保全

プラントの運転監視、巡視点検、定期的な検査及び点検により、設備に機能低下や経年劣化等の兆候が認められた場合には、故障に至る前に補修、取替を行い、事故・故障等の未然防止を図っている。

(6) 事故・故障等の処理及び再発防止

発生した事故・故障等については、速やかに原因調査及び再発防止を含めた対策の検討、評価を行い、的確な復旧により設備の機能の回復を図っている。また、国内外の原子力発電所で発生した事故・故障等についても、予防処置の必要性を検討し、必要に応じて設備及び運転・施設管理等の改善を行い、事故・故障等の未然防止を図っている。

(7) 改善活動

より一層の安全性、信頼性を確保するため、現行の保全活動のレベルを向上することが重要であるとの観点から、改善活動として、保全データの推移及び経年劣化の長期的な傾向監視の実績、高経年化技術評価及び安全性向上評価の結果、他プラントのトラブル及び経年劣化傾向に係るデータ等に基づいて保全の有効性評価を実施するとともに、その結果と施設管理目標の達成度から定期的に施設管理の有効性評価を実施し、施設管理が有効に機能していることを確認するとともに、継続的な改善に取り組んでいる。

以上のような日常的な施設管理の有効性評価の手法として、プラントレベル及び系統レベルの保全活動管理指標を設定し、監視しており、至近(第25保全サイクル)における実績は以下のとおりである。

a. プラントレベルの保全活動管理指標

プラント全体の保全の有効性が確保されていることを監視する観点から、プラントレベルの保全活動管理指標として設定した「7,000 臨界時間当たりの計画外自動・手動トリップ回数」、「7,000 臨界時間当たりの計画外出力変動回数」及び「工学的安全施設の計画外作動回数」について、全ての実績値が目標値を満足していることから、保全は有効に機能していると評価した。

b. 系統レベルの保全活動管理指標

より直接的に原子炉施設の安全性と保全活動とを関連付け監視する観点から、系統レベルの保全活動管理指標として、保全重要度の高い系統^{注1}のうち、安全重要度分類審査指針クラス1、クラス2及びリスク重要度の高い系統機能並びに重大事故等対処設備に対して設定した「予防可能故障（MPFF^{注2}）回数」及び「非待機（UA^{注3}）時間」について、全て実績値が目標値を満足していることから、保全は有効に機能していると評価した。

注1：原子炉施設の安全性を確保するため安全重要度分類審査指針の重要度に基づき、PRA（確率論的リスク評価）から得られるリスク情報を考慮して設定する。

注2：MPFF（Maintenance Preventable Functional Failure）。系統もしくはトレイン（冗長化されている系統において、その冗長性の1単位を構成する一連の機器群）に要求される機能の喪失を引き起こすような機器の故障のうち、適切な保全が行われていれば予防できていた可能性のある故障。

注3：UA時間（Unavailable Hours）。当該系統もしくはトレインに要求される機能が必要とされる期間内において、理由によらず、その機能を喪失した状態になっている時間。

これらの保全活動については、原子力発電所における機器の劣化兆候の把握及び点検の最適化につながるとともに、常にPDCAを回して改善が図られ、高経年プラントに対する的確な劣化管理に資するものであり、今後も日常点検を継続することで健全性を維持することが可能であると考えられる。

また、川内1号炉では、発電所の安全性・信頼性をより一層向上させるために実施した最近の主な工事としては次のものがある。

- ・原子炉容器出口管台溶接部保全工事

原子炉容器出口管台溶接部について、応力腐食割れ対策としてウォータージェットピーニングを実施している。第23回定期検査時（2017年度）に、更なる予防保全の観点から、原子炉容器出口管台及び出口管台セーフエンドのうち、600系ニッケル基合金を用いた溶接材の内面を一部切削し、応力腐食割れ対策材料として優れた690系ニッケル基合金にてクラッド溶接を実施した。

- ・主給水配管取替工事

第23回定期検査時（2017年度）に、主給水配管曲がり部等において、流れ加速型腐食による減肉が想定されることから、一部の配管について、炭素鋼に比べ耐腐食に優れた低合金鋼製の配管に取り替えた。

- ・発電機回転子更新工事

第23回定期検査時（2017年度）に、発電機回転子について、回転子コイルの絶縁の経年変化を考慮し、回転子を取り替えた。

- ・海水ポンプ取替工事

第23回定期検査時（2017年度）に、海水ポンプエリアの運転・保守スペースの確保及びポンプ起動時の信頼性向上のため、ポンプ起動時に軸受部への潤滑水供給が不要な無給水軸受を用いたポンプへ取り替えた。

- ・特定重大事故等対処施設設置工事

第25回定期検査時（2019年度～2020年度）に、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより、原子炉を冷却する機能が喪失し炉心が著しく損傷した場合に備えて、原子炉格納容器の破損を防止するための機能を有する施設を設置した。

- ・常設直流電源設備（3系統目）設置工事

第25回定期検査時（2019年度～2020年度）に、全ての交流電源が喪失した際に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する設備であり、既に設置済である2系統の直流電源設備に加え、もう1系統の特に高い信頼性を有する常設直流電源設備（3系統目）を設置した。

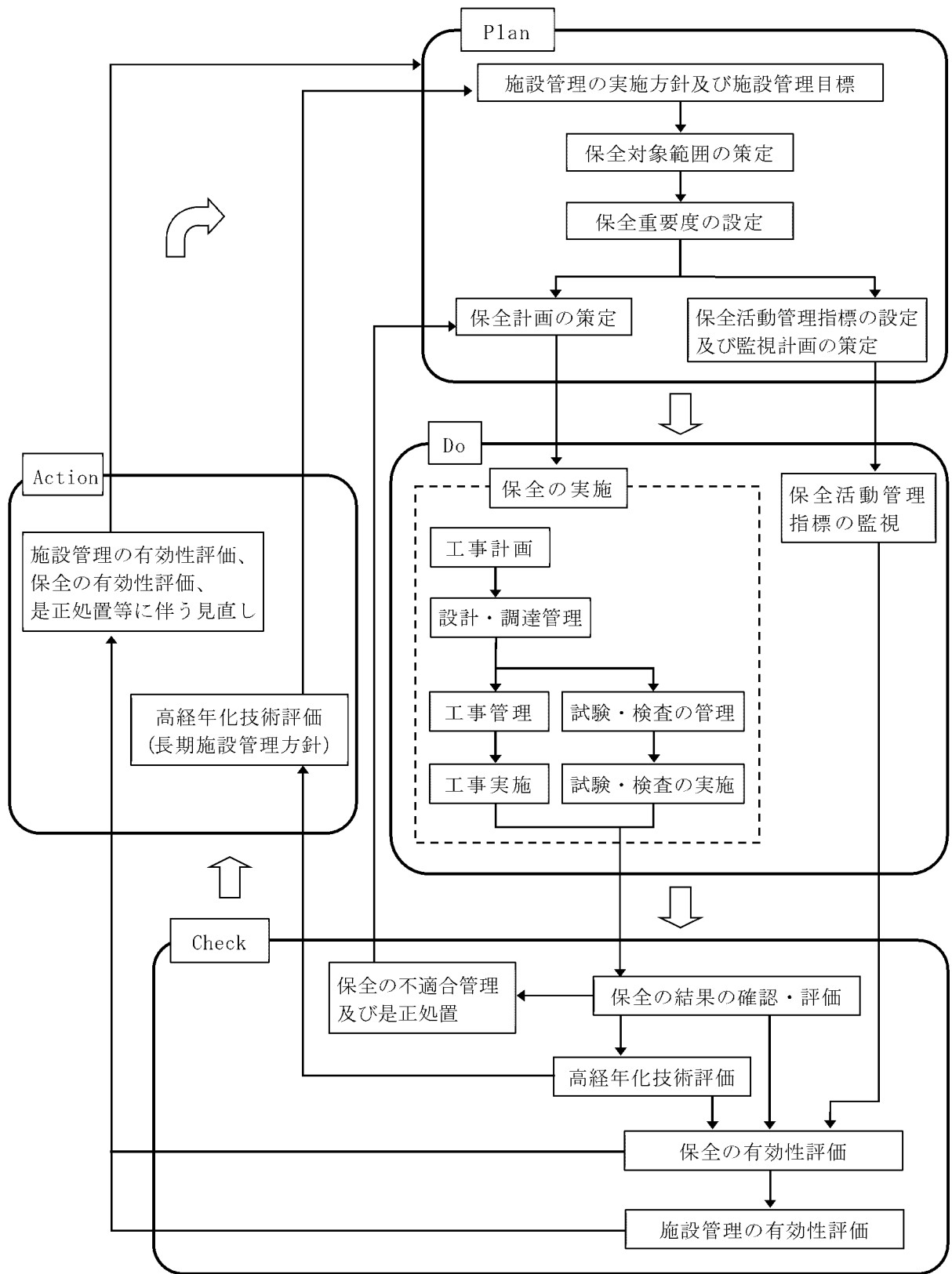
- ・原子炉安全保護盤取替工事

第25回定期検査時（2019年度～2020年度）に、原子炉圧力等のパラメータの異常を検知し、原子炉停止や原子炉を冷却するためのポンプを作動させるための信号を発信する設備であり、信頼性、保守性向上の観点から、デジタル制御装置を適用した制御盤に取り替えた。

- ・緊急時対策棟（指揮所）の設置工事と旧代替緊急時対策所の接続工事

川内原子力発電所では、重大事故等が発生した場合の指揮所として、新規基準に適合した代替緊急時対策所を設置し、運用してきた。原子力防災訓練で代替緊急時対策所を実際に活用し問題はないが、会議室や対策要員の休息スペースの拡充等、支援機能を充実させた緊急時対策棟を新たに設置し、2021年11月25日より運用を開始した。

その後、当初運用していた代替緊急時対策所を要員の休憩所として活用するため、緊急時対策棟（指揮所）と連絡通路により接続し、緊急時対策棟（指揮所）と旧代替緊急時対策所の一体的運用を2022年9月15日より開始した。



資料 2 - 5 川内原子力発電所の施設管理の概要

第3章 技術評価の実施体制

劣化状況評価の実施は保安規定第118条の6に規定している。実施にあたって、保安規定に基づく品質マネジメントシステム計画に従い、実施体制を構築し、実施手順を確立した。

3. 1 評価の実施に係る組織

保安規定に基づく品質マネジメントシステム計画に従い、「経年劣化の技術評価実施要領」を定め、これに従い策定した「高経年化技術評価実施計画書」により評価の実施体制を構築している。

川内1号炉における技術評価等にあたる体制を資料3-1に示す。

原子力発電本部原子力経年対策グループは、技術評価に係るとりまとめ等を行うとともに、コンクリート構造物及び鉄骨構造物を除く技術評価を行った。

土木建築本部調査・計画グループは、コンクリート構造物及び鉄骨構造物の技術評価を行った。

また、作成した本評価書は、川内原子力発電所及び本店の関係箇所でも内容確認する体制とした。

なお、プロセス確認のための内部監査は、独立した組織である原子力監査室とした。

3. 2 評価の方法

劣化状況評価は、運転延長ガイド、高経年化対策実施ガイド等及び原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008等に準拠して策定した「高経年化評価実施手順書」により実施手順を確立し、これに基づき実施した。

評価方法の詳細については、第4章 技術評価方法にまとめている。

3. 3 工程管理

実用炉規則及び運転延長ガイド等に基づき2023年7月4日までに運転期間延長認可申請等を行うべく工程管理を実施した。

具体的には、資料3-2に示すように、2020年10月29日に実施計画書及び実施手順書を策定し、技術評価を開始した。2022年9月16日には川内原子力発電所及び本店の関係箇所にて評価書の確認を完了した。

また、原子力監査室によるプロセス確認のための内部監査を2022年8月9日までに完了した。

なお、2022年10月12日に、社内の原子力発電安全委員会において本評価書の審議を実施し確認され、統括責任者が承認した。

さらに2023年7月に認可された設計及び工事計画を踏えた評価等を本評価書に反映し、2023年9月12日に同委員会において審議を実施し確認され、統括責任者が承認した。

3. 4 協力先の管理

経年劣化の技術評価を委託した三菱重工業株式会社及び三菱電機株式会社並びにシーメンスエナジーグローバル GmbH&Co. KG 委託業務にあたって品質保証監査や品質保証計画書により品質保証体制等に問題のないことを確認した

3. 5 評価記録の管理

管理すべき主な文書・記録の名称、保有主管箇所及び保存年限は、規定文書に定めている。高経年化技術評価に係る主なものは以下のとおりである。

名称	分類	主管箇所	保存年限
高経年化技術評価実施計画書	文書	原子力経年対策グループ	10年
高経年化技術評価実施手順書	文書	原子力経年対策グループ	10年
高経年化技術評価書	記録	原子力経年対策グループ	永久

3. 6 評価に係る教育

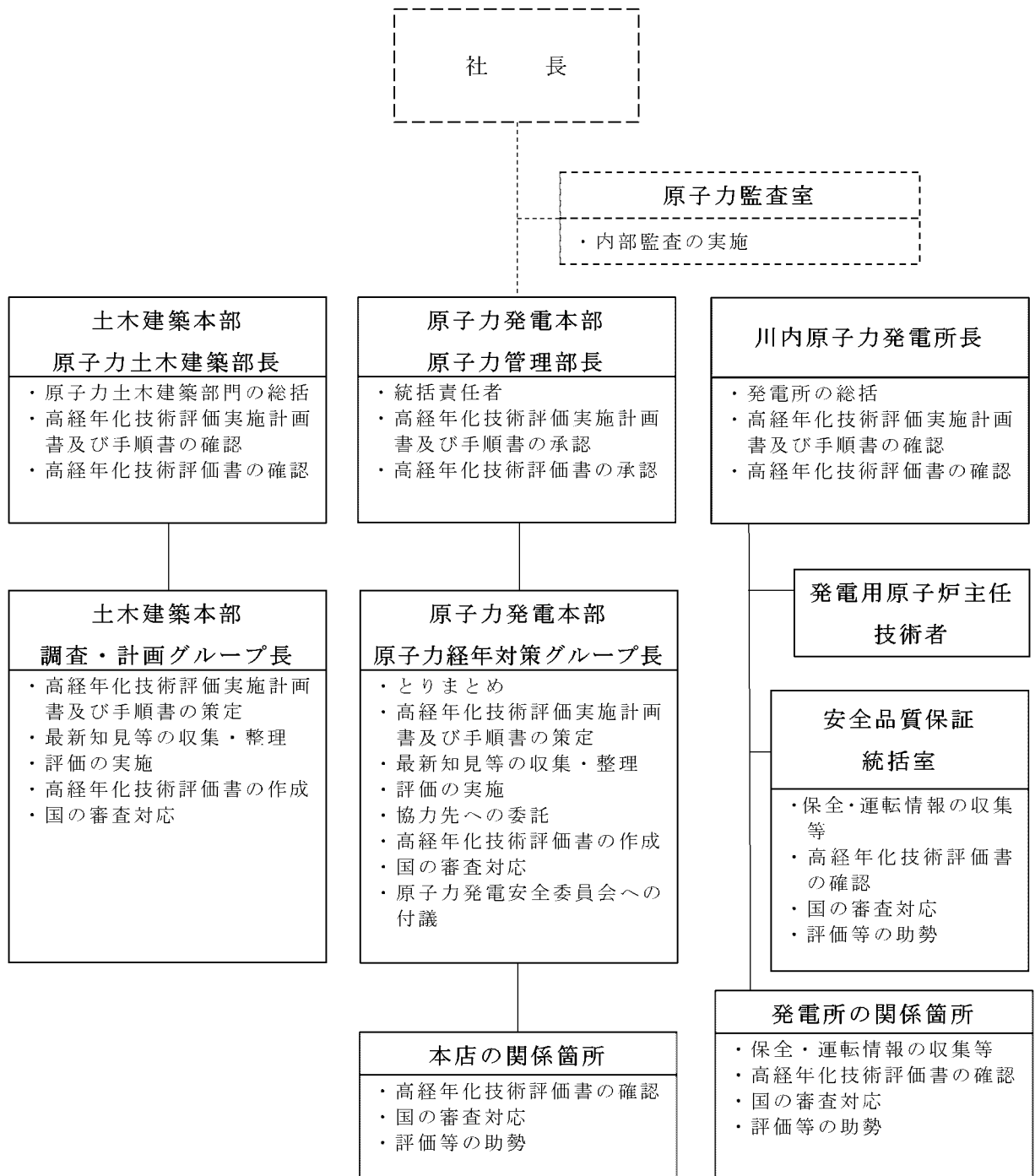
原子力発電本部原子力経年対策グループ及び土木建築本部調査・計画グループは、技術評価を実施する力量を設定し、力量管理を実施するとともに、技術評価時のOJT等により評価に関する知識の向上を図った。

3. 7 評価年月日

2023年9月12日

3. 8 評価を実施した者の氏名

原子力発電本部	原子力経年対策グループ長	石井 朝行
土木建築本部	調査・計画グループ長	生貞 幸治



○原子力発電安全委員会

原子力管理部長を委員長とし、各原子力発電所長、各発電用原子炉主任技術者に加え、各部門の課長職以上の者から構成され、保安規定の変更に関する事項等を審議し確認する。

注：必要により評価書作成助勢等の外部委託を実施するものとする

資料 3 - 1 評価の実施に係る体制

第4章 技術評価方法

本章では、評価対象機器・構造物に係る技術評価方法及び耐震・耐津波安全性評価方法の概要を記載している。

4. 1 技術評価対象機器

対象機器は、高経年化対策実施ガイド等に従い、川内1号炉の安全上重要な機器等（「実用炉規則 第82第1項」で定める機器・構造物）とした。

なお、川内1、2号炉で共用する機器・構造物についても本評価書の評価対象としている。

具体的には、安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2及び3の機能を有する機器・構造物並びに常設重大事故等対処設備に属する機器・構造物とし、工事計画認可申請書、系統図、ブロック図を基に抽出した。

なお、供用に伴う消耗が予め想定され、設計時に取替を前提とする部品又は機器分解点検時等に伴い必然的に取り替えている部品は、消耗品として対象から除外する。また、同様に設計時に耐用期間内に計画的に取り替えることを前提とする部品は、定期取替品として対象から除外する。

上記の消耗品、定期取替品については、発電所の規定文書に基づき整備している。

4. 2 技術評価手順

4. 2. 1 機器のグループ化及び代表機器の選定

評価にあたっては、ポンプ、熱交換器、ポンプ用電動機、容器、配管、弁、炉内構造物、ケーブル、電気設備、タービン設備、コンクリート構造物及び鉄骨構造物、計測制御設備、空調設備、機械設備、電源設備に分類し評価した。

また、選定された評価対象機器は合理的に評価するため、構造（型式）、使用環境（内部流体等）、材質等により、日本原子力学会標準「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008」附属書A（規定）に基づき、「経年劣化メカニズムまとめ表^注」を参考に、対象機器を分類しグループ化を行った。

次に、グループ化した対象機器から重要度、使用条件、運転状況等により各グループの代表機器（以下、「代表機器」という。）を選定し、代表機器で評価した結果をグループ内代表機器以外に水平展開するという手法で全ての機器について評価を実施した。ただし、代表機器の評価結果をそのまま水平展開できない経年劣化事象については、個別に評価を実施した。

注：「経年劣化メカニズムまとめ表」はこれまでの高経年化技術評価の知見を包括的にまとめ、高経年化技術評価対象機器個別の条件（型式、使用環境、材料等）を考慮し、安全機能達成のために要求される機能の維持に必要となる主要な部位に展開した上で、その部位と経年劣化事象の組合せを整理した表であることから、「経年劣化メカニズムまとめ表」を活用することで、これまでに確認されている使用材料及び環境に応じ発生しているか又は発生が否定できない経年劣化事象を抜け落ちなく抽出することができる。

なお、2.4に示す「劣化メカニズム整理表」は「経年劣化メカニズムまとめ表」に保全を最適化するために施設管理に活用する情報を集約してまとめたものであり、施設管理の結果により充実していくものである。この「劣化メカニズム整理表」に反映される施設管理の結果による情報は必要に応じて「経年劣化メカニズムまとめ表」にフィードバックされる。

4. 2. 2 国内外の新たな運転経験及び最新知見の反映

川内1号炉の技術評価を実施するにあたり、当社至近の川内原子力発電所1号炉及び2号炉の30年目の技術評価書を参考にするとともに、それ以降2015年4月～2020年3月までの国内外の運転経験及び最新知見を確認し、高経年化への影響を判断して反映を実施した。

なお、その期間以外においても、劣化状況評価上特に重要な知見、運転経験が得られた場合には、反映を実施する。

国内の運転経験としては、法令に基づき国への報告が必要なトラブル情報に加え、法令に基づく報告が必要のない軽微な事象であるが保安活動の向上の観点から情報共有することが有益な情報も含んでいる。具体的には、原子力安全推進協会が運営している原子力施設情報公開ライブラリーにおいて公開されている「トラブル情報」、「保全品質情報」を対象とした。

また、海外の運転経験としては、NRC（米国原子力規制委員会；Nuclear Regulatory Commission）のBulletin、Generic Letter及びInformation Notice並びにPWR海外情報検討会*で重要情報としてスクリーニングされた情報や、社外の組織（原子力安全システム研究所（INSS）、国内外のプラントメーカー等）から入手した情報を対象とした。

*：JANSIにおける会議体であり、国内PWR電力会社が構成委員となり、

プラントメーカーの技術支援も受けて NRC 情報以外 (WANO 情報、INPO 情報等) も含めた海外運転経験を収集、分析している。

川内 1 号炉の技術評価において、新たに考慮した主な運転経験を以下に示す。

- a. 仏国ベルビル 2 号炉 制御棒駆動機構のサーマルスリーブの摩耗 (2017 年 12 月)
- b. 大飯発電所 3 号炉 加圧器スプレイライン配管溶接部における有意な指示 (2020 年 8 月)

また、川内 1 号炉の技術評価において、検討対象とした主な原子力規制委員会からの指示文書等を以下に示す。

- a. 実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準の一部改正について
(平成 28 年 4 月 13 日、原規規発第 1604131 号)
- b. 実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイドの一部改正について
(平成 29 年 9 月 20 日、原規規発第 1709202 号)
- c. 実用発電用原子炉施設における高経年化対策審査ガイドの一部改正について
(平成 28 年 11 月 2 日、原規規発第 16110217 号)
- d. 実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイドの一部改正について
(平成 29 年 9 月 20 日、原規規発第 1709202 号)
- e. 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈等の一部改正について
(令和 2 年 3 月 31 日、原規規発第 20033110 号)

その他、川内 1 号炉の技術評価において、検討対象とした国の定める技術基準、日本機械学会、日本電気協会、日本原子力学会等の規格・基準類及び原子力規制委員会により公開されている安全研究のうち、新たに考慮した主な情報を以下に示す。

- a. 日本電気協会 原子炉構造材の監視試験方法 [2013 追補版]
(JEAC 4201-2007)
- b. 日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準:2021
(AESJ-SC-P005:2021)

- c. NRA技術報告 中性子照射がコンクリートの強度に及ぼす影響
(NTEC-2019-1001)

4. 2. 3 経年劣化事象の抽出

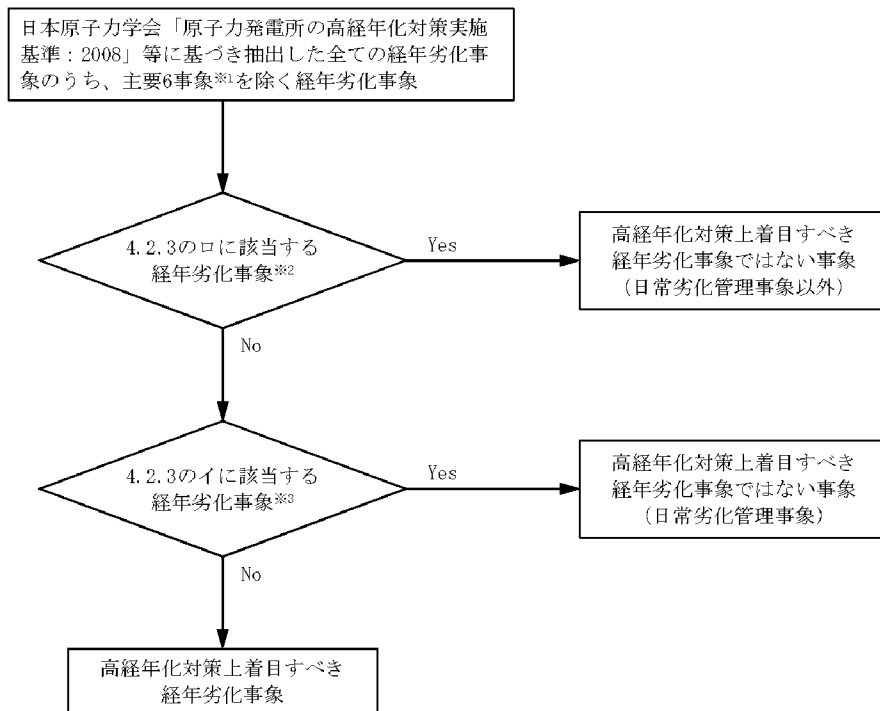
劣化状況評価を行うにあたっては、選定された評価対象機器の使用条件（構造（型式）、使用環境、材質等）を考慮し、日本原子力学会標準「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008」附属書A（規定）等に基づき、「経年劣化メカニズムまとめ表」を参考に、経年劣化事象と部位の組合せを抽出した。

なお、抽出された経年劣化事象と部位の組合せのうち、以下のイ又はロに該当する場合は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象として除外した。経年劣化事象の分類を資料4-1に示す。

このうち、下記分類の「イ」に該当する経年劣化事象は、「主要6事象^註」のいずれにも該当しないものであって、2. 4で記載した日常的な施設管理において時間経過に伴う特性変化に対応した劣化管理を的確に行うことによって健全性を担保にしているものである。結果としてこれらが日常劣化管理事象となる。

- イ. 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- ロ. 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

注：原子力規制委員会の「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド」に示された「低サイクル疲労」、「中性子照射脆化」、「照射誘起型応力腐食割れ」、「2相ステンレス鋼の熱時効」、「電気・計装品の絶縁低下」及び「コンクリートの強度低下及び遮蔽機能低下」



※1：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象に限る。

※2：保全活動によりその傾向が維持できていることを確認している経年劣化事象は「No」に進む。

※3：ロに該当するが保全活動によりその傾向が維持できていることを確認しているものを含む。

資料 4-1 経年劣化事象の分類

4. 2. 4 経年劣化事象に対する技術評価

4. 2. 1 で選定された代表機器について、「4. 2. 3 経年劣化事象の抽出」で抽出した高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と部位の組合せに対する技術評価を以下に示す手順で実施した。

なお、特別点検を実施した機器は、特別点検結果を踏まえた評価を実施する。

(1) 健全性評価

機器ごとに抽出した部位・経年劣化事象の組合せごとに、評価期間として運転を開始した日から60年間の期間について、傾向管理データによる評価及び解析等の定量評価、過去の点検実績、一般産業で得られている知見等により健全性の評価を実施する。また、工事計画を踏まえた健全性評価を実施する。

(2) 現状保全

評価対象部位に対して実施している点検内容、関連する機能試験内容、補修・取替え等の現状保全の内容について整理する。

(3) 総合評価

「(1) 健全性評価」、「(2) 現状保全」を合わせて、現状保全の内容の妥当性等を評価する。具体的には、健全性評価結果と整合の取れた点検等が、発電所における保全活動で実施されているか、当該の経年劣化事象の検知が可能か等を評価する。

(4) 高経年化への対応

60年間の使用を考慮した場合、現状保全の継続が必要となる項目、今後新たに必要となる点検・検査項目、技術開発課題等を抽出する。

4. 3 耐震安全性評価

4. 2. 3 で抽出した経年劣化事象及びその保全対策を考慮した上で、機器ごとに耐震安全性評価を実施した。

4. 3. 1 耐震安全性評価対象機器

「4. 1 技術評価対象機器」と同じとした。

4. 3. 2 耐震安全性評価手順

(1) 耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出

4. 2. 3 で抽出した安全上重要な機器等に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象を対象として、これらの事象が顕在化した場合、代表機器の振動応答特性又は構造・強度上、影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、「有意」なものを耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象とした。

(2) 耐震安全性評価

「(1) 耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出」で抽出した経年劣化事象ごとに、耐震安全性評価を実施した。評価の基本となる項目は、大別すると以下のとおり分類される。

- a. 機器の耐震クラス
- b. 機器に作用する地震力の算定
- c. 60年間の使用を仮定した経年劣化事象のモデル化
- d. 振動特性解析（地震応答解析）
- e. 地震荷重と内圧等他の荷重との組合せ
- f. 許容限界との比較

これらの項目のうちd及びfについては経年劣化の影響を考慮して評価を実施した。また、評価に際しては「日本電気協会 原子力発電所耐震設計技術指針(JEAG4601-1984)」等に準じて実施した。

(3) 保全対策へ反映すべき項目の抽出

以上の検討結果を基に、耐震安全性の観点から高経年化対策に反映すべき項目について検討した。

4. 4 耐津波安全性評価

4. 2. 3で抽出した経年劣化事象及びその保全対策を考慮した上で、施設ごとに耐津波安全性評価を実施した。

4. 4. 1 耐津波安全性評価対象機器

評価対象機器は、「技術評価」における評価対象機器のうち津波の影響を受ける浸水防護施設を耐津波安全性評価の対象とした。

4. 4. 2 耐津波安全性評価手順

(1) 耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出

耐津波安全性評価対象機器に対して4. 2. 3で抽出した高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象について、これらの事象が顕在化した場合、構造・強度上及び止水性上への影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、「有意」なものを耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象とした。

(2) 耐津波安全性評価

「(1) 耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出」で抽出した経年劣化事象ごとに、耐津波安全性評価を実施した。

(3) 保全対策へ反映すべき項目の抽出

以上の検討結果を基に、耐津波安全性の観点から高経年化対策に反映すべき項目について検討した。

4. 1～4. 4までの検討における評価フローを資料4-2 資料4-3に示す。

4. 5 冷温停止状態維持時の技術評価

冷温停止状態維持時の技術評価フローを資料4-4に示す。抽出された冷温停止状態維持評価の対象設備に対して、運転を断続的に行うことを前提とした場合に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象に対して冷温停止状態が維持されることを前提とした場合における劣化の発生・進展に関する整理を実施し、その結果を基に冷温停止状態が維持されることを前提とした評価（以下、「冷温停止状態維持評価」という。）を以下の手順で実施した。

4. 5. 1 代表機器の選定

冷温停止状態維持評価の対象設備を考慮して、運転を断続的に行うことを前提とした技術評価における代表機器を本検討の代表機器に選定した。

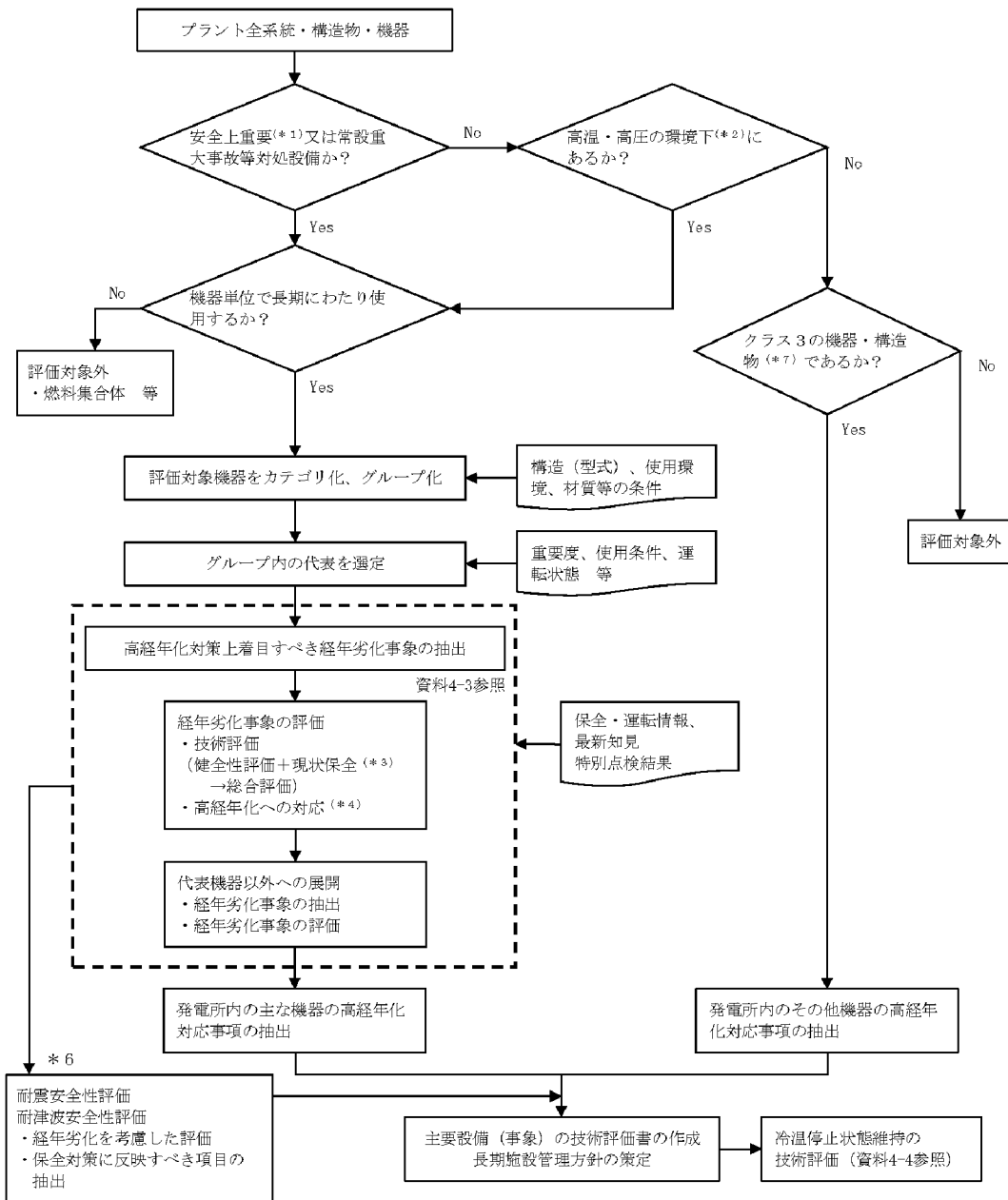
4. 5. 2 冷温停止状態維持評価を行う経年劣化事象の抽出

運転を断続的に行うことを前提とした場合に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象^注に対して、冷温停止状態が維持されることを前提とした場合における劣化の発生・進展に関する整理を実施し、冷温停止状態が維持されることを前提とした場合において、発生・進展が、運転を断続的に行うことを前提とした場合より厳しくなることが予想される経年劣化事象を抽出した。その結果、より厳しくなることが予想される経年劣化事象が抽出された場合には、冷温停止状態維持評価を実施した。なお、保全対策に反映すべき項目があるかもあわせて検討した。

注：運転を断続的に行うことを前提とした評価における高経年化対策上着目すべき経年劣化事象以外の事象が、冷温停止状態維持評価において着目すべき経年劣化事象となる場合はそれらもあわせて抽出した。なおプラント通常運転時に要求のある機能に対する経年劣化事象であるが、冷温停止状態維持を前提とした場合に要求がなくなるものは対象外とした。（資料4-5参照）

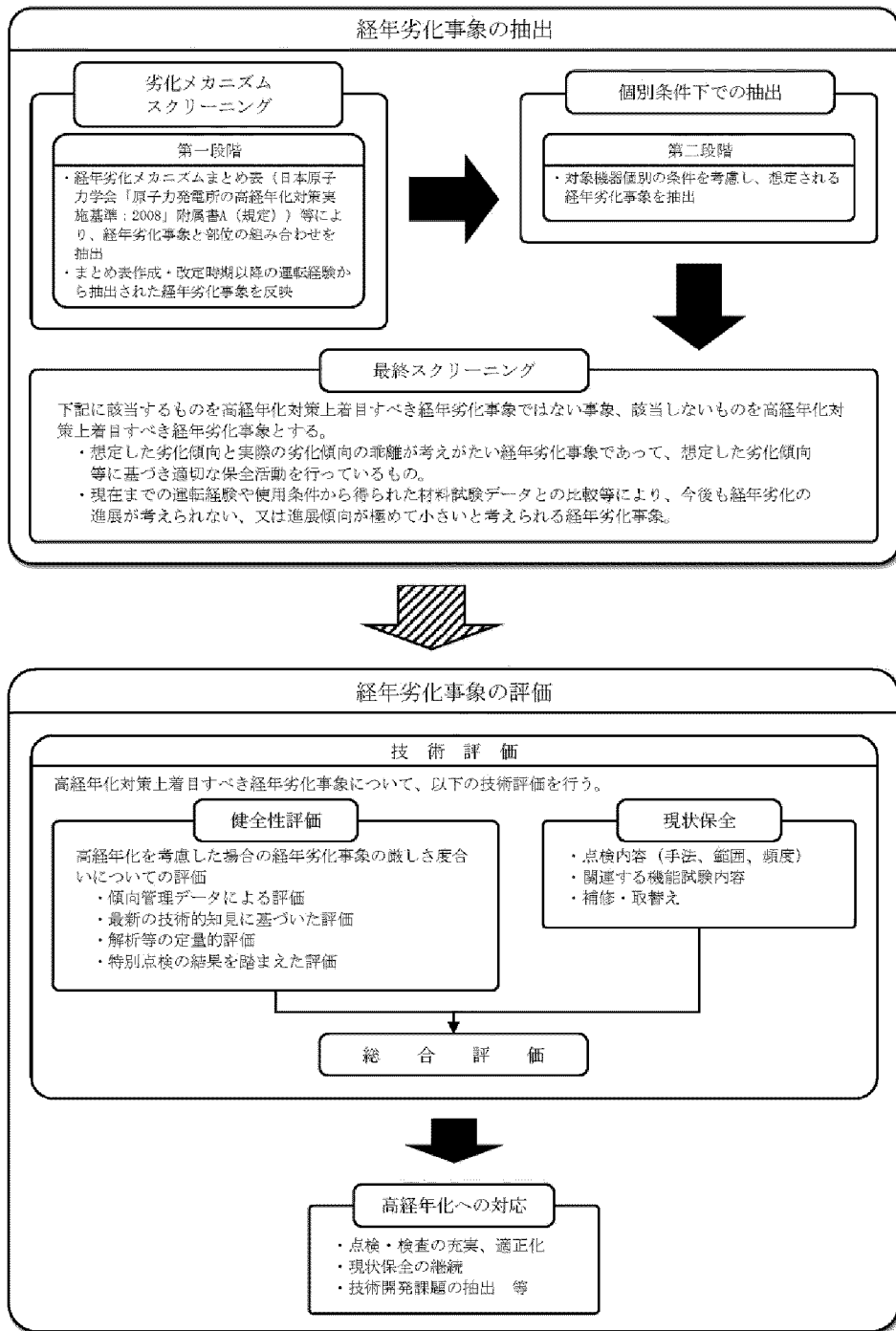
4. 5. 3 代表機器以外への展開

代表機器と同様に代表機器以外の機器に対し、冷温停止状態が維持されることを前提とした場合において、発生・進展が運転を断続的に行うことを前提とした場合より厳しくなることが想定される経年劣化事象を抽出した。その結果、より厳しくなることが想定される経年劣化事象が抽出された場合には、冷温停止状態維持評価を実施した。なお、保全対策に反映すべき項目があるかもあわせて検討した。

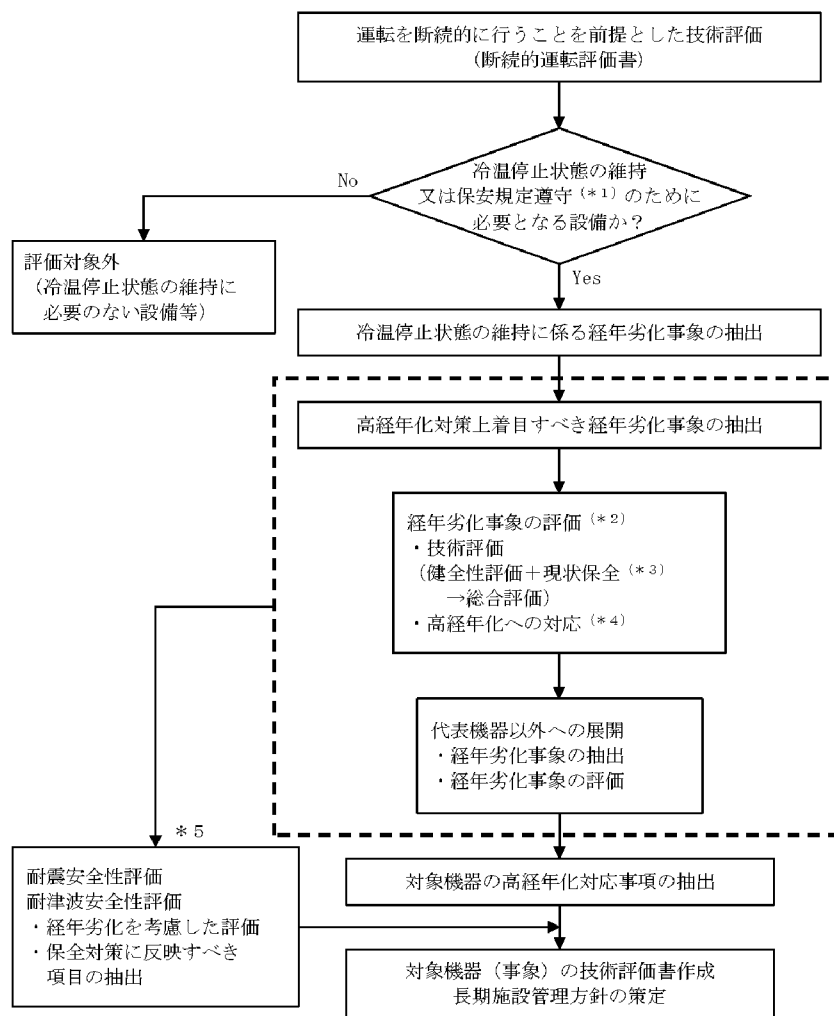


- * 1 : 重要度クラス1, 2 (*5) (耐津波安全性評価が必要な浸水防護施設に属する機器及び構造物を含む。)
- * 2 : 重要度クラス3 (*5)のうち、最高使用温度が95℃を超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境 (原子炉格納容器外にあるものに限る)
- * 3 : 系統レベルの機能確認を含む。
- * 4 : 高経年化対応としての保全のあり方を論じ、高経年化に関係のない一般的な保全は切り離す。
- * 5 : 「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針 (1990年8月30日原子力安全委員会決定)」の重要度分類
- * 6 : 経年劣化の発生・進展が否定できず、耐震安全性・耐津波安全性に影響を及ぼす可能性のある経年劣化事象
- * 7 : 浸水防護施設に属する機器及び構造物を含む。

資料4-2 技術評価フロー



資料 4 - 3 経年劣化事象の抽出及び技術評価フロー



- * 1 : 保安規定で定義されている原子炉の運転モード5、モード6、照射済燃料の移動に対して要求される設備及び運転モードに関係なく要求される機能を対象とする。
- * 2 : 断続的運転評価の代表機器として評価されている機器に関しては、冷温停止状態維持に必要な機器として抽出されていなくても、代表機器として評価を記載することとする。
- * 3 : 系統レベルの機能確認を含む。
- * 4 : 高経年化対応としての保全のあり方を論じ、高経年化に関係のない一般的な保全は切り離す。
- * 5 : 経年劣化の発生・進展が否定できず、耐震安全性・耐津波安全性に影響を及ぼす可能性のある経年劣化事象。

資料 4 - 4 冷温停止状態維持の技術評価フロー

資料 4 - 5 冷温停止状態維持に必要なとならない機能の例

機種	機能	想定不要の理由
炉内構造物	制御棒クラス タ案内構造信 頼性の維持	制御棒クラス タは燃料集合体内に挿入された 状態で冷温停止状態維持されてい るため。
	中性子遮蔽構 造信頼性の維 持	冷温停止状態では燃料からの中 性子照射はないため
1 次冷却材 ポンプ	ポンプの容量 ー揚程確保	冷温停止状態ではバウンダリの 維持機能のみ が要求されるため。
	作動信頼性の 維持	
加圧器ヒータ	昇温・昇圧制 御	冷温停止状態の維持において、 加圧器ヒータ による昇温・昇圧が必要ないため。
制御棒駆動 装置	制御棒作動信 頼性の維持	制御棒クラス タは燃料集合体内に挿入された 状態で冷温停止状態維持されてお り、バウン ダリの維持機能のみが要求される ため。

第5章 技術評価結果

本章では、安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機能を有する機器・構造物及びクラス3の機能を有する高温・高圧環境下にある機器（原子炉格納容器外に限る）並びに常設重大事故等対処設備に属する機器・構造物に係る技術評価結果及び耐震・耐津波安全性評価結果の概要を記載している。

各機器・構造物の詳細な高経年化技術評価及び耐震・耐津波安全性評価結果については、「断続的運転評価」、「冷温停止状態維持評価」を各々別冊にまとめている。

5.1 運転を断続的に行うことを前提とした機器・構造物の技術評価結果

運転を断続的に行うことを前提とした機器・構造物の詳細な技術評価については、別冊にまとめているが、大部分の機器・構造物については、現状の保全を継続していくことにより、長期間の運転及び冷温停止を仮定しても、プラントを健全に維持することは可能との評価結果が得られた。

なお、高経年化に関する技術評価結果から、現状の保全策に追加すべき項目として抽出された評価結果の概要について以下に示す。

5.1.1 容器*

原子炉容器冷却材出入口管台等の疲労割れについては、疲労評価の結果、疲労累積係数は許容値に対して余裕のある結果が得られた。高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしているが、疲労割れ評価結果は実績過渡回数に依存するため、継続的に実績過渡回数を把握する必要があることから、疲労割れ評価における実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

*：疲労累積係数による低サイクル疲労の評価を実施した全ての機器

5. 1. 2 容器

原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化については、破壊力学的手法を用いて、運転開始後60年間の中性子照射を考慮し、初期き裂を想定して評価を行っても脆性破壊は起こらないことを確認した。また、原子炉容器に対しては定期的に超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。また、監視試験片による試験で将来の破壊靱性の変化の傾向を把握している。

胴部材料の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、有意な欠陥のないことも超音波探傷検査により確認しているが、今後、「日本電気協会 原子炉構造材の監視試験方法」（以下、「JEAC4201」という。）に基づき計画的に監視試験を実施して健全性評価の妥当性を確認するとともに、定期的に超音波探傷検査を実施していく。また、監視試験結果から、「日本電気協会 原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法」（以下、「JEAC4206」という。）に基づき、運転管理上の制限として加熱・冷却運転時に許容し得る温度・圧力の範囲（加熱冷却制限曲線）及び耐圧漏えい試験温度を設けて運用していく。さらに、今後の原子炉の運転サイクル・照射量を勘案して第6回監視試験を実施する。

5. 2 運転を断続的に行うことを前提とした耐震安全性評価結果

運転を断続的に行うことを前提とした耐震安全性評価にあたっては、5.1における技術評価結果を取り入れ、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象を対象として耐震安全性を評価した。

対象とした経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、代表機器の振動応答特性又は構造・強度上、影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出を行い、抽出された経年劣化事象ごとに、耐震安全性に関する詳細評価を実施した結果、現状の保全策に追加すべき項目や評価結果は抽出されなかった。

5. 3 運転を断続的に行うことを前提とした耐津波安全性評価結果

運転を断続的に行うことを前提とした耐津波安全性評価にあたっては、5. 1における技術評価結果を取り入れ、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象を対象として耐津波安全性を評価した。

対象とした経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、構造・強度上及び止水性上への影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出を行い、抽出された経年劣化事象ごとに、耐津波安全性に関する詳細評価を実施した結果、現状の保全策に追加すべき項目や評価結果は抽出されなかった。

5. 4 冷温停止状態が維持されることを前提とした機器・構造物の技術評価結果

冷温停止状態が維持されることを前提とした機器・構造物の技術評価結果についてまとめた。

冷温停止状態が維持されることを前提とした場合に、運転を断続的に行うことを前提とした場合と比べ運転条件や環境が厳しくなる恐れがある機器と経年劣化事象の組み合わせを抽出し、経年劣化事象ごとにまとめたものを以下に示す。

- (1) 余熱除去ポンプ用電動機固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下
- (2) 充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ主軸のフレット疲労割れ
- (3) 余熱除去冷却器伝熱管の摩耗及び高サイクル疲労割れ
- (4) 中間開度で使用する制御弁の弁体、弁座等の腐食（エロージョン）

これらの経年劣化事象について評価した結果、現状保全に新たに加えるべき項目はなかった。

5. 5 冷温停止状態が維持されることを前提とした耐震安全性評価結果

冷温停止状態が維持されることを前提とした耐震安全性評価にあたっては、5. 2における耐震安全性評価結果及び5. 4における技術評価結果を取り入れることとし、耐震安全性を評価した。

具体的には、5. 4で抽出した運転を断続的に行うことを前提とした場合と比べ運転条件や環境が厳しくなる恐れがある経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、代表機器の振動応答特性又は構造・強度上、影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐震安全上考慮する必要がある経年劣化事象の抽出を行い、抽出された経年劣化事象ごとに、耐震安全性に関する詳細評価を実施した。

その結果、5. 2における耐震安全性評価結果に加え、耐震安全上考慮する必要がある経年劣化事象は抽出されなかった。

5. 6 冷温停止状態が維持されることを前提とした耐津波安全性評価結果

冷温停止状態が維持されることを前提とした耐津波安全性評価にあたっては、5. 3における耐津波安全性評価結果及び5. 4における技術評価結果を取り入れることとし、耐津波安全性を評価した。

具体的には、5. 4で抽出した運転を断続的に行うことを前提とした場合と比べ運転条件や環境が厳しくなる恐れがある経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、構造・強度上及び止水性上への影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐津波安全上考慮する必要がある経年劣化事象の抽出を行い、抽出された経年劣化事象ごとに、耐津波安全性に関する詳細評価を実施した。

その結果、5. 3における耐津波安全性評価結果に加え、耐津波安全上考慮する必要がある経年劣化事象は抽出されなかった。

5. 7 評価の結果に基づいた補修等の措置

本評価書を提出する以前に健全性評価結果に基づき実施した補修等はない。

第6章 劣化状況評価で追加する項目

運転開始後40年目に実施する劣化状況評価では、高経年化対策実施ガイド等により30年時点で実施した高経年化技術評価をその後の運転経験、安全基盤研究成果等技術的知見をもって検証するとともに、長期施設管理方針の意図した効果が現実に得られているか等の有効性評価を行い、これらの結果を適切に反映することとしており、「高経年化技術評価審査マニュアル」において以下の3項目を追加評価項目としている。

- ① 経年劣化傾向の評価
- ② 保全実績の評価
- ③ 長期施設管理方針の有効性評価

経年劣化傾向については、40年目の評価は30年目の評価から大きく予測が変わるものではないことが確認できた。保全実績の評価については、40年目の評価から抽出された課題はあったものの、現状保全の継続による健全性維持の観点から課題は無いことを確認した。さらに、30年目の高経年化技術評価に基づき策定した長期施設管理方針が有効であり、必要に応じて現状保全に反映されていることを確認した。

以上については、評価結果を「劣化状況評価で追加する評価に係る技術評価書」にまとめる。

第7章 今後の高経年化対策

高経年化に関する技術評価結果により、今後の高経年化対策として充実すべき課題等を抽出した。

7. 1 施設管理方針及び長期施設管理方針の策定

(1) 総合評価結果

高経年化に関する技術評価結果から、現状の保全策に追加すべき項目が抽出された。60年の運転及び冷温停止を仮定しても現状保全を継続するとともに、一部の機器・構造物において追加保全策を講じることで、プラント全体の機器・構造物の長期健全性が確保されることを確認した。

(2) 現状の保全策に追加すべき項目

総合評価結果を基に、高経年化対策上現状の保全項目に追加すべき保全策について、具体的な実施内容、実施方法及び実施時期をとりまとめ、策定した。

なお、疲労評価における運転開始後60年時点の推定過渡回数の確認については機器によらないため、まとめて長期施設管理方針とした。

劣化状況評価に基づく施設管理方針及び長期施設管理方針を資料7-1に示す。

7. 2 長期施設管理方針の実施

現状の保全策に追加すべき項目で抽出された長期施設管理方針については、今後、川内1号炉の具体的な保全計画に反映し、運転開始後40年を迎える2024年7月4日を始期として20年間の適用期間で計画的に実施していくこととしている。

長期施設管理方針の実施にあたっては、これらの新たな保全項目を直ちに実施しなければならないものでないことから、実施時期を以下のとおり3つに大別した。

a. 短期（2024年7月4日から5年間）

- ・健全性評価結果から実機プラントデータでの確認・評価が早急に必要なもの
- ・5年以内に実施計画のあるもの（取替等）等

b. 中長期（2024年7月4日から10年間）

- ・健全性評価において長期にわたる健全性は確保できると評価されるが、定期的（約10年ごと）に評価条件の妥当性の確認が必要であるもの等

c. 長期（2024年7月4日から20年間）

- ・健全性評価において長期にわたる健全性は確保できると評価されるが、さらなる信頼性向上のための取組みが必要であるもの等

策定した長期施設管理方針については、具体的な保全計画に反映され、長期施設管理方針に基づく保全の実績は、高経年化技術評価結果と同様に保全の有効性評価のインプットに位置づけられ、保全の有効性評価を通じてさらなる保全計画の改善に活用していくことになる。

7. 3 技術開発課題

高経年化に関する技術評価においては、現在までの知見と実績を基にしたものであるが、点検・検査技術の高度化、並びにさらなる知見の蓄積に努める観点から、今後さらに技術開発課題に取り組んでいく必要がある。現時点では緊急性を有する課題はないが、今後も、電力研究や国の研究プロジェクトの成果等を活用し、必要なものは保全計画に反映することとしている。

なお、2014年4月に閣議決定された「エネルギー基本計画」において示された方針を具体化するために必要な措置のあり方が、総合資源エネルギー調査会原子力小委員会において検討され、原子力小委員会から要請を受けた自主的安全性向上・技術・人材ワーキンググループは2015年6月に、軽水炉の安全技術・人材の維持発展に重きを置き、国、事業者、メーカー、研究機関、学会等関係者間の役割が明確化された軽水炉安全技術・人材に関するロードマップを策定した。同ロードマップでは、高経年化技術評価によって抽出された技術開発課題も検討対象とされており、これらの技術開発課題への取組みを実施していく。

資料 7-1 川内 1 号炉 劣化状況評価に基づく施設管理方針及び長期施設管理方針

機種名	機器名	経年劣化事象	健全性評価結果	現状保全	総合評価	施設管理方針（長期施設管理方針）		
						No.	施設管理の項目	実施時期
容器	原子炉容器	胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化	監視試験結果（関連温度実測値）は JEAC4201 の国内脆化予測法による予測の範囲内であった。関連温度の上昇については、JEAC4206 に定められた加圧熱衝撃（PTS）評価手法に基づき評価した結果、初期き裂を想定しても、運転開始後 60 年時点において、脆性破壊に対する抵抗値（材料自身の持つねばり強さ）を示す K_{Ic} 曲線は、負荷状態を応力拡大係数 K_I （脆性破壊を起こそうとする値）で示す PTS 状態遷移曲線を上回っていることから、脆性破壊は起こらないと評価される。 また、上部棚吸収エネルギーの低下については、予測式（国内 USE 予測式）を用いて評価した結果、運転開始後 60 年時点において、JEAC4206 の要求を満足しており、十分な上部棚吸収エネルギーがある。	原子炉容器に対しては、定期的に超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。 胴部（炉心領域部）材料の中性子照射による機械的性質の変化については、JEAC4201 に基づいて、計画的に監視試験を実施し、将来の破壊靱性の変化の傾向を把握している。 運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉容器炉心領域部の母材及び溶接部に対して超音波探傷検査を実施した結果、中性子照射脆化による脆性破壊の起点となるような欠陥は認められなかった。	胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化が機器の健全性に影響を与える可能性はないと考える。ただし、胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対しては、今後も計画的に監視試験を実施して健全性評価の妥当性を確認する必要がある。 胴部（炉心領域部）材料の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、また有意な欠陥のないことも超音波探傷検査により確認していることから、保全内容として適切である。	1	原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化については、今後の原子炉の運転サイクル・照射量を勘案して第 6 回監視試験を実施する。	中長期
容器等※	原子炉容器等※	疲労割れ	運転実績に基づき推定した運転開始後 60 年時点における推定過渡回数を用いて疲労累積係数による評価を実施した結果、許容値に対し余裕のある結果が得られている。	高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。	疲労割れ評価結果は実績過渡回数に依存するため、継続的に実績過渡回数を把握する必要がある。	2	原子炉容器等の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後 60 年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。	長期

※：疲労累積係数による低サイクル疲労の評価を実施した全ての機器

短期：2024年7月4日からの5年間、中長期：2024年7月4日からの10年間、長期：2024年7月4日からの20年間

第8章 まとめ

(1) 総合評価

運転開始以来、40年を経過する川内1号炉のプラントを構成する機器・構造物について、高経年化対策に関する評価を実施した結果、大部分の機器・構造物については、現状の保全を継続していくことにより、長期間の運転及び冷温停止を仮定してもプラントを健全に維持することは可能であるとの見通しを得た。

また、一部の機器・構造物については、高経年化への対応として講じる必要がある保全項目が抽出されたが、これらについては長期施設管理方針としてとりまとめ、必要に応じ具体的な保全計画に反映し、計画的に実施していくことにより、安全に運転を継続することは可能との見通しを得た。

(2) 今後の取組み

今回実施した劣化状況評価は、現在の最新知見に基づき実施したものであるが、今後以下に示すような運転経験や最新知見等を踏まえ、適切な時期に高経年化技術評価として再評価及び変更を実施していく。

- a. 材料劣化に係る安全基盤研究の成果
- b. これまで想定していなかった部位等における経年劣化事象が原因と考えられる国内外の事故・トラブル
- c. 関係法令の制定及び改廃
- d. 原子力規制委員会からの指示
- e. 材料劣化に係る規格・基準類の制定及び改廃
- f. 発電用原子炉の運転期間の変更
- g. 発電用原子炉の定格熱出力の変更
- h. 発電用原子炉の設備利用率（実績）から算出した原子炉容器の中性子照射量
- i. 点検・補修・取替えの実績

当社は、高経年化対策に関するこれらの活動を通じて、今後とも原子力プラントの安全・安定運転に努めるとともに、安全性・信頼性のなお一層の向上に取り組んでいく所存である。

以上

川内原子力発電所 1 号炉

ポンプの技術評価書

[運転を断続的に行うことを前提とした評価]

九州電力株式会社

川内1号炉のポンプのうち、評価対象機器である安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機器、高温・高圧の環境下にあるクラス3の機器及び常設重大事故等対処設備に属する機器を型式、内部流体、材料等でグループ化し、同一グループ内の複数の機器の存在を考慮して、重要度、温度等の観点から代表機器を選定した。

これらの一覧を表1に、機能を表2に示す。

本評価書においては、これら代表機器について技術評価を行うとともに、代表機器以外の機器についても技術評価を展開している。本評価書における技術評価結果で現状保全を継続すべき項目としたものについては、現状保全の点検手法の適切性を確認しており、現状保全を継続することで健全性の維持は可能であると考ええる。

なお、点検等で確認した結果、異常が認められた場合、速やかに対策を施すこととしており、異常が認められた場合に、対策を実施する旨の記載は省略している。

本評価書ではポンプの型式等を基に、以下の2つに分類している。

- 1 ターボポンプ
- 2 1次冷却材ポンプ

なお、1次冷却材ポンプは斜流ポンプであり、ターボポンプに属することになるが、安全上重要な機器であり、かつ補修・取替が容易でないことを考慮し、ターボポンプと分けて単独で評価している。

また、タービン動補助給水ポンプ及びタービン動主給水ポンプにおけるタービンは「タービン設備の技術評価書」にて、ポンプ用電動機は「ポンプ用電動機の技術評価書」にて、1次冷却材ポンプの基礎部は「機械設備の技術評価書」にて、ポンプに含まれる配管及び弁は「配管の技術評価書」及び「弁の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含まれていない。

表1 川内1号炉 主要なポンプ

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準				選定	選定理由
型式	内部流体	材料		重要度 ^{*5}	使用条件				
					運転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
ターボポンプ たて置斜流形	海水	ステンレス鋼鋳鋼	海水ポンプ (4)	MS-1、重 ^{*7}	連続	約 0.7	約 50	◎	
ターボポンプ よこ置うず巻形	1次冷却材	低合金鋼 ^{*1}	充てん/高圧注入ポンプ (3)	MS-1、重 ^{*8}	連続 (充てん時) 一時 (高圧注入時)	約18.8	約150	◎	重要度 温度、圧力
		ステンレス鋼鋳鋼	余熱除去ポンプ (2)	MS-1、重 ^{*8}	連続 (余熱除去時) 一時 (低圧注入時)	約 4.1	約200	◎	
	格納容器スプレイポンプ (2)		MS-1、重 ^{*8}	一時	約 2.7	約150			
	燃料取替用水ポンプ (2)		MS-2	連続	約 1.4	約 95			
		ほう酸ポンプ (2)	MS-1、重 ^{*8}	連続	約0.98	約 95			
	ヒドラジン水	炭素鋼鋳鋼 ^{*2}	原子炉補機冷却水ポンプ (4)	MS-1、重 ^{*7}	連続	約0.98	約 95	◎	
	給水 純水	炭素鋼鋳鋼 ^{*2}	1次系補助蒸気復水ポンプ (4)	高 ^{*6}	一時	約0.49	約100	◎	重要度 ケーシング カバーの材料
			補助蒸気復水回収ポンプ (2)	高 ^{*6}	一時	約0.64	約100		
		ステンレス鋼鋳鋼	タービン動補助給水ポンプ (1)	MS-1、重 ^{*8}	一時	約12.3	約 40		
			電動補助給水ポンプ (2)	MS-1、重 ^{*8}	一時	約12.3	約 40		
			電動主給水ポンプ (1)	高 ^{*6}	一時	約11.0	約200		
			タービン動主給水ポンプ (2)	高 ^{*6}	連続	約11.0	約200		
			復水ブースタポンプ (3)	高 ^{*6}	連続	約 4.0	約 80		
湿分分離器ドレンポンプ (2)			高 ^{*6}	連続	約 1.9	約200			
湿分分離加熱器ドレンポンプ (4)			高 ^{*6}	連続	約 3.1	約235			
常設電動注入ポンプ (1)			重 ^{*8}	一時	約 2.1	約 40			
燃料油	ステンレス鋼鋳鋼	緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ (2)	重 ^{*8}	一時	約0.38	約 40	◎		
ターボポンプ たて置うず巻形	給水	炭素鋼 ^{*4}	給水ブースタポンプ (3)	高 ^{*6}	連続	約 3.9	約200	◎	温度、圧力
			低圧給水加熱器ドレンポンプ (3)	高 ^{*6}	連続	約 2.7	約 85		
ターボポンプ たて置斜流形	1次冷却材	ステンレス鋼鋳鋼	1次冷却材ポンプ (3)	PS-1、重 ^{*8}	連続	約17.2	約343	◎	

*1：ケーシングは低合金鋼（内面ステンレス鋼内張り）、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼
 *2：ケーシングは炭素鋼鋳鋼、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼
 *3：ケーシングは鋳鉄、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼
 *4：ケーシングは炭素鋼、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼
 *5：機能は最上位の機能を示す
 *6：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器
 *7：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す（A号機、B号機）
 *8：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表2 川内1号炉 主要なポンプの機能

ポンプ	機能
海水ポンプ	1、2次系熱交換器等へ冷却水として海水を送る。
充てん/高圧注入ポンプ	1次冷却材系統より取り出された1次冷却材を、体積制御タンクより再び1次冷却材系統に送る。また、事故時の炉心冷却のため、燃料取替用水タンクのほう酸水を炉心に注入する。
余熱除去ポンプ	炉を停止した後の1次冷却材系統顕熱、炉心の崩壊熱及び1次冷却材系統を均一に冷却する目的で運転する1次冷却材ポンプの発生熱を除去し、1次冷却材系統を降温させる。 また、冷却材喪失事故時には安全注入系統の作動と平行して燃料取替用水タンクのほう酸水を炉心に注入する。
格納容器スプレイポンプ	事故時の格納容器内圧上昇緩和、抑制のためほう酸水を格納容器内にスプレイする。
燃料取替用水ポンプ	燃料取替用水タンクのほう酸の浄化・温度維持のため、ほう酸水を循環させる。
ほう酸ポンプ	1次冷却材中のほう酸濃度を調整することを目的として、ほう酸水を充てん/高圧注入ポンプ吸込側へ供給する。
原子炉補機冷却水ポンプ	1次冷却材系、非常用炉心冷却系、余熱除去系等で発生した熱を除去するため、冷却水としてヒドラジン水を循環させる。
1次系補助蒸気復水ポンプ	1次系で使用された補助蒸気の復水を復水回収タンク又はスチームコンバータへ送水する。
補助蒸気復水回収ポンプ	2次系で使用された補助蒸気の復水をスチームコンバータへ送水する。
タービン動補助給水ポンプ	事故時等の炉心停止後初期の炉心崩壊熱を除去するため、補助給水を蒸気発生器2次側へ供給する。
電動補助給水ポンプ	事故時等の炉心停止後初期の炉心崩壊熱を除去するため、補助給水を蒸気発生器2次側へ供給する。
電動主給水ポンプ	脱気器タンクの給水を蒸気発生器へ送水する。
タービン動主給水ポンプ	脱気器タンクの給水を蒸気発生器へ送水する。
復水ブースタポンプ	復水フィルタからの復水を復水系統へ送水する。
湿分分離器ドレンポンプ	湿分分離器ドレンを脱気器へ送水する。
湿分分離加熱器ドレンポンプ	湿分分離加熱器ドレンを高圧第6給水加熱器へ送水する。
常設電動注入ポンプ	重大事故等時に原子炉容器内に送水又は原子炉格納容器内へのスプレイ水を送水する。
緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ	燃料油を緊急時対策所用発電機車へ送油する。
給水ブースタポンプ	給水ポンプの有効吸込ヘッドを確保する。
低圧給水加熱器ドレンポンプ	低圧給水加熱器ドレンを復水系統へ送水する。
1次冷却材ポンプ	原子炉で発生した熱エネルギーを蒸気発生器へ運ぶために、1次冷却材を強制循環させる。

1 ターボポンプ

[対象機器]

- ① 海水ポンプ
- ② 充てん／高圧注入ポンプ
- ③ 余熱除去ポンプ
- ④ 格納容器スプレイポンプ
- ⑤ 燃料取替用水ポンプ
- ⑥ ほう酸ポンプ
- ⑦ 原子炉補機冷却水ポンプ
- ⑧ 1次系補助蒸気復水ポンプ
- ⑨ 補助蒸気復水回収ポンプ
- ⑩ タービン動補助給水ポンプ
- ⑪ 電動補助給水ポンプ
- ⑫ 電動主給水ポンプ
- ⑬ タービン動主給水ポンプ
- ⑭ 復水ブースタポンプ
- ⑮ 湿分分離器ドレンポンプ
- ⑯ 湿分分離加熱器ドレンポンプ
- ⑰ 常設電動注入ポンプ
- ⑱ 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ
- ⑲ 給水ブースタポンプ
- ⑳ 低圧給水加熱器ドレンポンプ

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	4
2.1 構造、材料及び使用条件	4
2.2 経年劣化事象の抽出	29
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	47
3. 代表機器以外への展開	50
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	50
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	51

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要なターボポンプ（1次冷却材ポンプを除く）の主な仕様を表1-1に示す。

これらのポンプを型式、内部流体及び材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示すターボポンプについて、型式、内部流体及び材料を分離基準として考えると、合計7つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

- (1) 型式：たて置斜流形、内部流体：海水、材料：ステンレス鋼鋳鋼

このグループには海水ポンプのみが属するため、代表機器は海水ポンプとする。

- (2) 型式：よこ置うず巻形、内部流体：1次冷却材、材料：低合金鋼

このグループには充てん／高圧注入ポンプのみが属するため、代表機器は充てん／高圧注入ポンプとする。

- (3) 型式：よこ置うず巻形、内部流体：1次冷却材及びほう酸水、材料：ステンレス鋼鋳鋼

このグループには余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ポンプ及びほう酸ポンプが属するが、重要度、温度及び圧力の高い余熱除去ポンプを代表機器とする。

- (4) 型式：よこ置うず巻形、内部流体：ヒドラジン水、材料：炭素鋼鋳鋼

このグループには原子炉補機冷却水ポンプのみが属するため、代表機器は原子炉補機冷却水ポンプとする。

- (5) 型式：よこ置うず巻形、内部流体：給水及び純水、材料：炭素鋼鋳鋼、鋳鉄及びステンレス鋼鋳鋼

このグループには1次系補助蒸気復水ポンプ、補助蒸気復水回収ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ、湿分分離器ドレンポンプ、湿分分離加熱器ドレンポンプ及び常設電動注入ポンプが属するが、重要度が高く、ケーシングカバーの材料が炭素鋼鋳鋼であるタービン動補助給水ポンプを代表機器とする。

- (6) 型式：よこ置うず巻形、内部流体：燃料油、材料：ステンレス鋼鋳鋼

このグループには緊急時対策所用発電機用給油ポンプのみが属するため、代表機器は緊急時対策所用発電機用給油ポンプとする。

- (7) 型式：たて置うず巻形、内部流体：給水、材料：炭素鋼

このグループには給水ブースタポンプ及び低圧給水加熱器ドレンポンプが属するが、温度、圧力が高い給水ブースタポンプを代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 ターボポンプの主な仕様

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準			選定	選定理由	
型式	内部流体	材 料		重要度 ^{*5}	使用条件				
			運 転		最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)			
たて置 斜流形	海 水	ステンレス鋼鋳鋼	海水ポンプ (4)	MS-1、重 ^{*7}	連 続	約 0.7	約 50	◎	
よこ置 うず巻形	1次冷却材	低合金鋼 ^{*1}	充てん/高圧注入ポンプ (3)	MS-1、重 ^{*3}	連続 (充てん時) 一時 (高圧注入時)	約18.8	約150	◎	重要度 温度、圧力
					1次冷却材 ほう酸水	ステンレス鋼鋳鋼	余熱除去ポンプ (2)	MS-1、重 ^{*3}	
	格納容器スプレイポンプ (2)	MS-1、重 ^{*3}	一 時	約 2.7			約150		
	燃料取替用水ポンプ (2)	MS-2	連 続	約 1.4			約 95		
	ほう酸ポンプ (2)	MS-1、重 ^{*3}	連 続	約0.98	約 95				
	ヒドラジン水	炭素鋼鋳鋼 ^{*2}	原子炉補機冷却水ポンプ (4)	MS-1、重 ^{*7}	連 続	約0.98	約 95	◎	
	給 水 純 水	炭素鋼鋳鋼 ^{*2}	1次系補助蒸気復水ポンプ (4)	高 ^{*6}	一 時	約0.49	約100	◎	重要度 ケーシング カバーの材 料
			鋳 鉄 ^{*3}	補助蒸気復水回収ポンプ (2)	高 ^{*6}	一 時	約0.64		
		ステンレス鋼鋳鋼	タービン動補助給水ポンプ (1)	MS-1、重 ^{*3}	一 時	約12.3	約 40		
			電動補助給水ポンプ (2)	MS-1、重 ^{*3}	一 時	約12.3	約 40		
			電動主給水ポンプ (1)	高 ^{*6}	一 時	約11.0	約200		
			タービン動主給水ポンプ (2)	高 ^{*6}	連 続	約11.0	約200		
			復水プースタポンプ (3)	高 ^{*6}	連 続	約 4.0	約 80		
湿分離器ドレンポンプ (2)			高 ^{*6}	連 続	約 1.9	約200			
湿分離加熱器ドレンポンプ (4)			高 ^{*6}	連 続	約 3.1	約235			
常設電動注入ポンプ (1)			重 ^{*3}	一 時	約 2.1	約 40			
燃 料 油	ステンレス鋼鋳鋼	緊急時対策所用発電機車用給油 ポンプ (2)	重 ^{*3}	一 時	約0.38	約 40	◎		
たて置 うず巻形	給 水	炭 素 鋼 ^{*4}	給水プースタポンプ (3)	高 ^{*6}	連 続	約 3.9	約200	◎	温度、圧力
			低圧給水加熱器ドレンポンプ (3)	高 ^{*6}	連 続	約 2.7	約 85		

*1：ケーシングは低合金鋼（内面ステンレス鋼内張り）、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼

*2：ケーシングは炭素鋼鋳鋼、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼

*3：ケーシングは鋳鉄、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼

*4：ケーシングは炭素鋼、主軸はステンレス鋼、羽根車はステンレス鋼鋳鋼

*5：機能は最上位の機能を示す

*6：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*7：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す（A号機、B号機）

*8：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の7種類のポンプについて技術評価を実施する。

- ① 海水ポンプ
- ② 充てん／高圧注入ポンプ
- ③ 余熱除去ポンプ
- ④ 原子炉補機冷却水ポンプ
- ⑤ タービン動補助給水ポンプ
- ⑥ 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ
- ⑦ 給水ブースタポンプ

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 海水ポンプ

(1) 構造

川内1号炉の海水ポンプは、たて置単段の斜流形である。

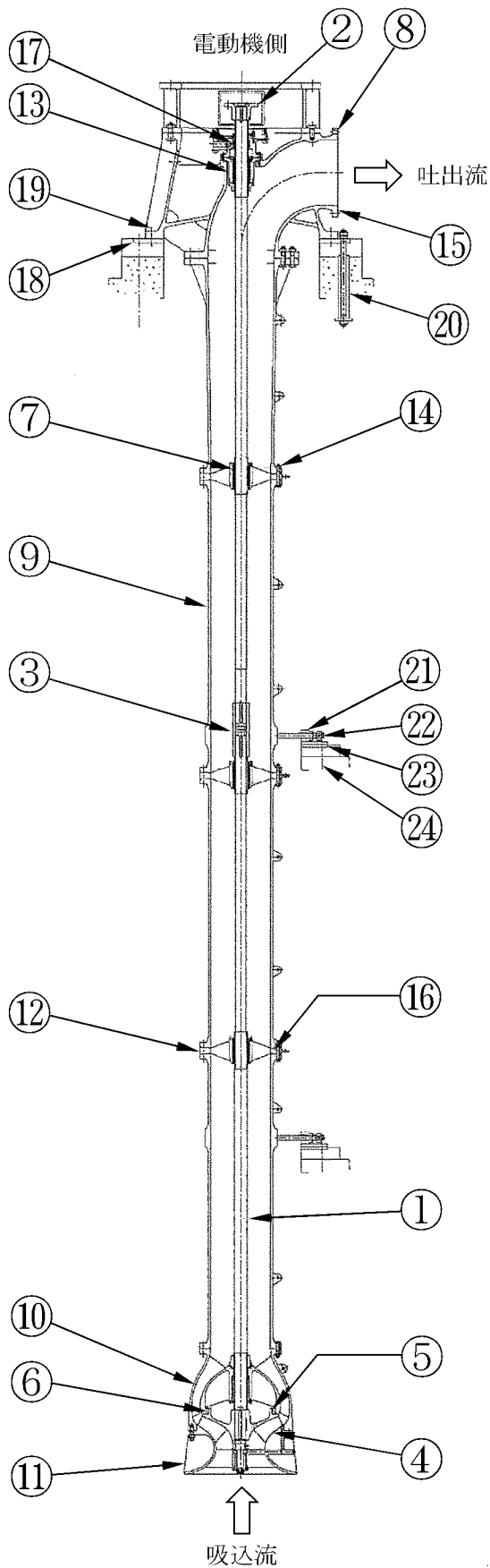
主軸、羽根車、吐出管及び案内羽根には耐食ステンレス鋼又は耐食ステンレス鋼鋳鋼を使用しており、それぞれ海水に接液している。

軸封部には、海水の漏れを防止するため、グランドパッキンを使用している。

川内1号炉の海水ポンプの構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の海水ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	軸 継 手
③	中間軸継手
④	羽 根 車
⑤	羽根車リング
⑥	ケーシングリング
⑦	水中軸受 (すべり)
⑧	吐出曲管
⑨	吐 出 管
⑩	案内羽根
⑪	吸 込 口
⑫	中間軸受箱
⑬	軸 受 箱
⑭	ケーシングボルト
⑮	ガスケット
⑯	Ｏリング
⑰	グランドパッキン
⑱	上部据付板
⑲	取付ボルト
⑳	基礎ボルト
㉑	振れ止め台
㉒	振れ止めボルト
㉓	下部据付板
㉔	振れ止め台用基礎ボルト

*
*
*
*
*
*

* : ケーシング組立品の構成品

図2.1-1 川内1号炉 海水ポンプ構造図

表2.1-1 川内1号炉 海水ポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	耐食ステンレス鋼
軸 継 手	炭 素 鋼
中間軸継手	耐食ステンレス鋼
羽 根 車	耐食ステンレス鋼鑄鋼
羽根車リング	消耗品・定期取替品
ケーシングリング	消耗品・定期取替品
水中軸受（すべり）	消耗品・定期取替品
吐出曲管	耐食ステンレス鋼鑄鋼
吐 出 管	耐食ステンレス鋼鑄鋼
案内羽根	耐食ステンレス鋼鑄鋼
吸 込 口	耐食ステンレス鋼鑄鋼
中間軸受箱	耐食ステンレス鋼鑄鋼
軸 受 箱	耐食ステンレス鋼鑄鋼
ケーシングボルト	ステンレス鋼 耐食ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
Ｏリング	消耗品・定期取替品
グラントパッキン	消耗品・定期取替品
上部据付板	炭 素 鋼
取付ボルト	ステンレス鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼
振れ止め台	ステンレス鋼
振れ止めボルト	ステンレス鋼
下部据付板	ステンレス鋼
振れ止め台用基礎ボルト	ステンレス鋼

表2.1-2 川内1号炉 海水ポンプの使用条件

最高使用圧力	約0.7MPa[gage]
最高使用温度	約50℃
内 部 流 体	海 水

2.1.2 充てん／高圧注入ポンプ

(1) 構造

川内1号炉の充てん／高圧注入ポンプは、よこ置多段のうず巻形である。

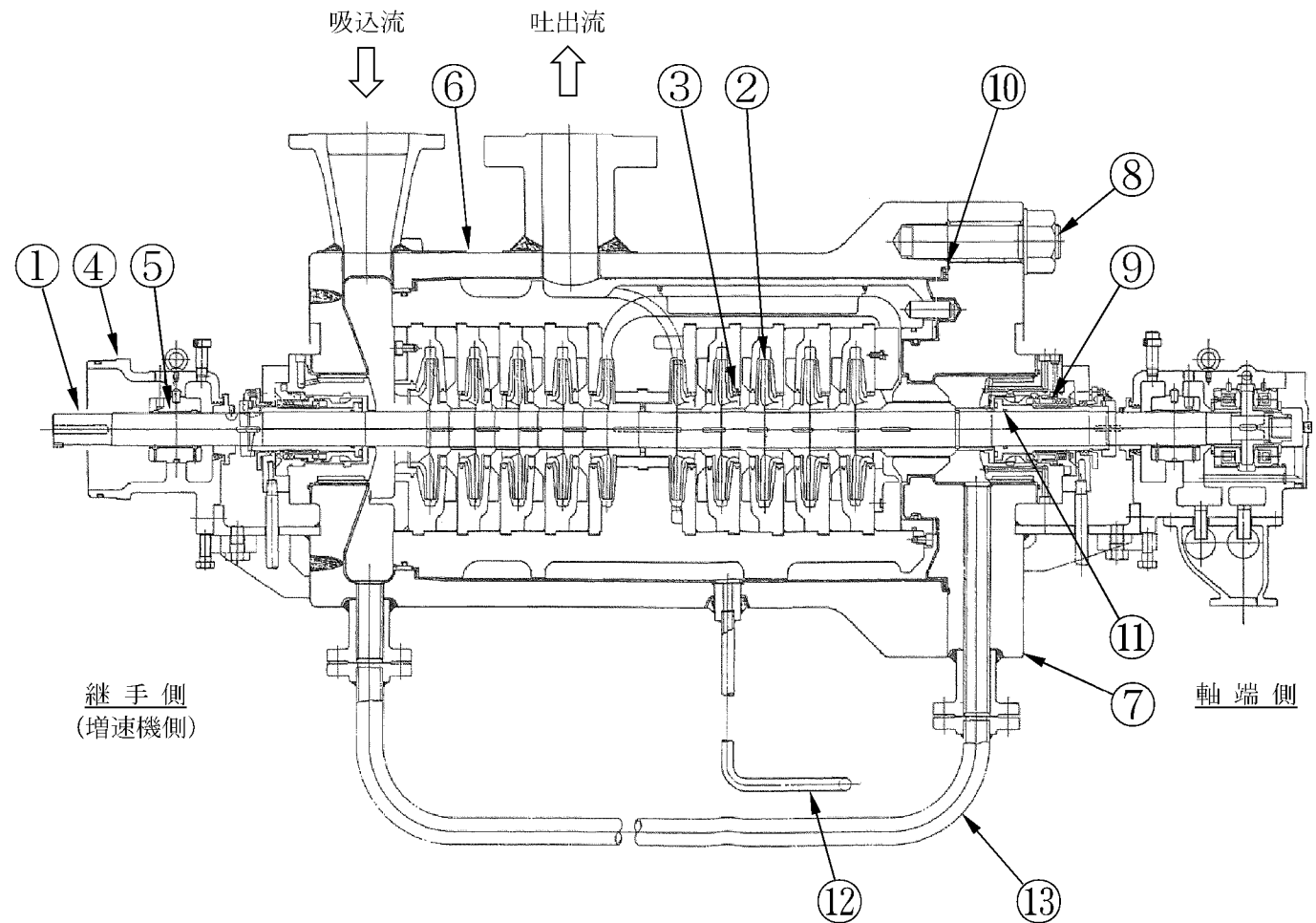
主軸にはステンレス鋼、羽根車にはステンレス鋼鋳鋼、ケーシング等には低合金鋼を使用しており、それぞれ1次冷却材に接液している。

軸封部には、1次冷却材の漏れを防止するため、メカニカルシールを使用している。

川内1号炉の充てん／高圧注入ポンプの構造図を図2.1-2に示す。

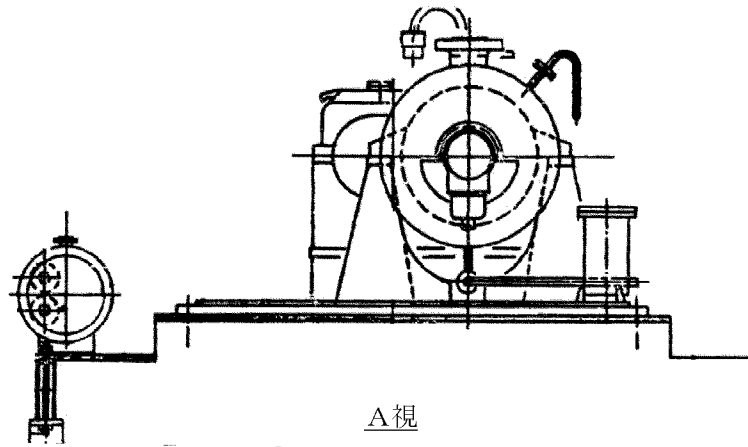
(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の充てん／高圧注入ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	羽 根 車
③	ケーシングリング
④	軸 受 箱
⑤	軸受 (すべり)
⑥	ケーシング
⑦	ケーシングカバー
⑧	ケーシングボルト
⑨	メカニカルシール
⑩	ガスケット
⑪	Oリング
⑫	ケーシングドレン管
⑬	バランス管

図2.1-2(1/3) 川内1号炉 充てん／高圧注入ポンプ構造図



No.	部 位
⑭	軸継手 (ポンプ側)
⑮	軸継手 (電動機側)
⑯	メカニカルシールクーラ
⑰	潤滑油ユニット
⑱	台 板
⑲	取付ボルト
⑳	基礎ボルト

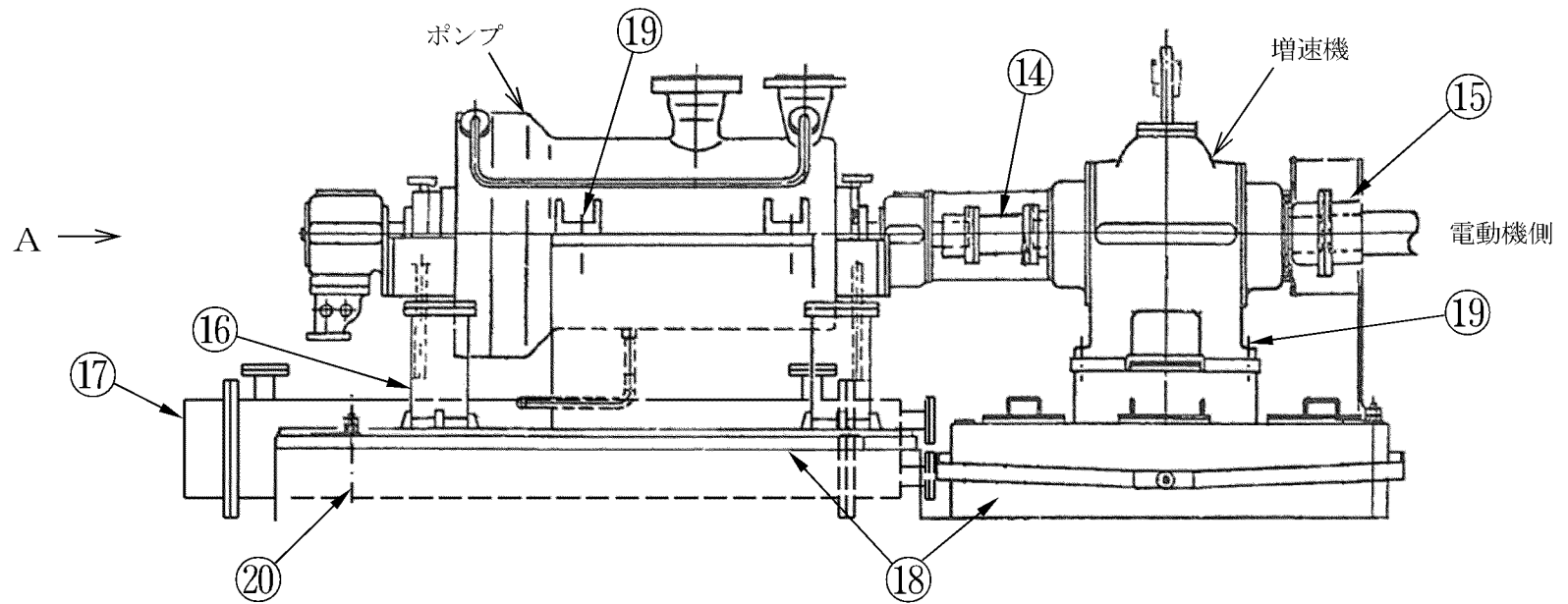
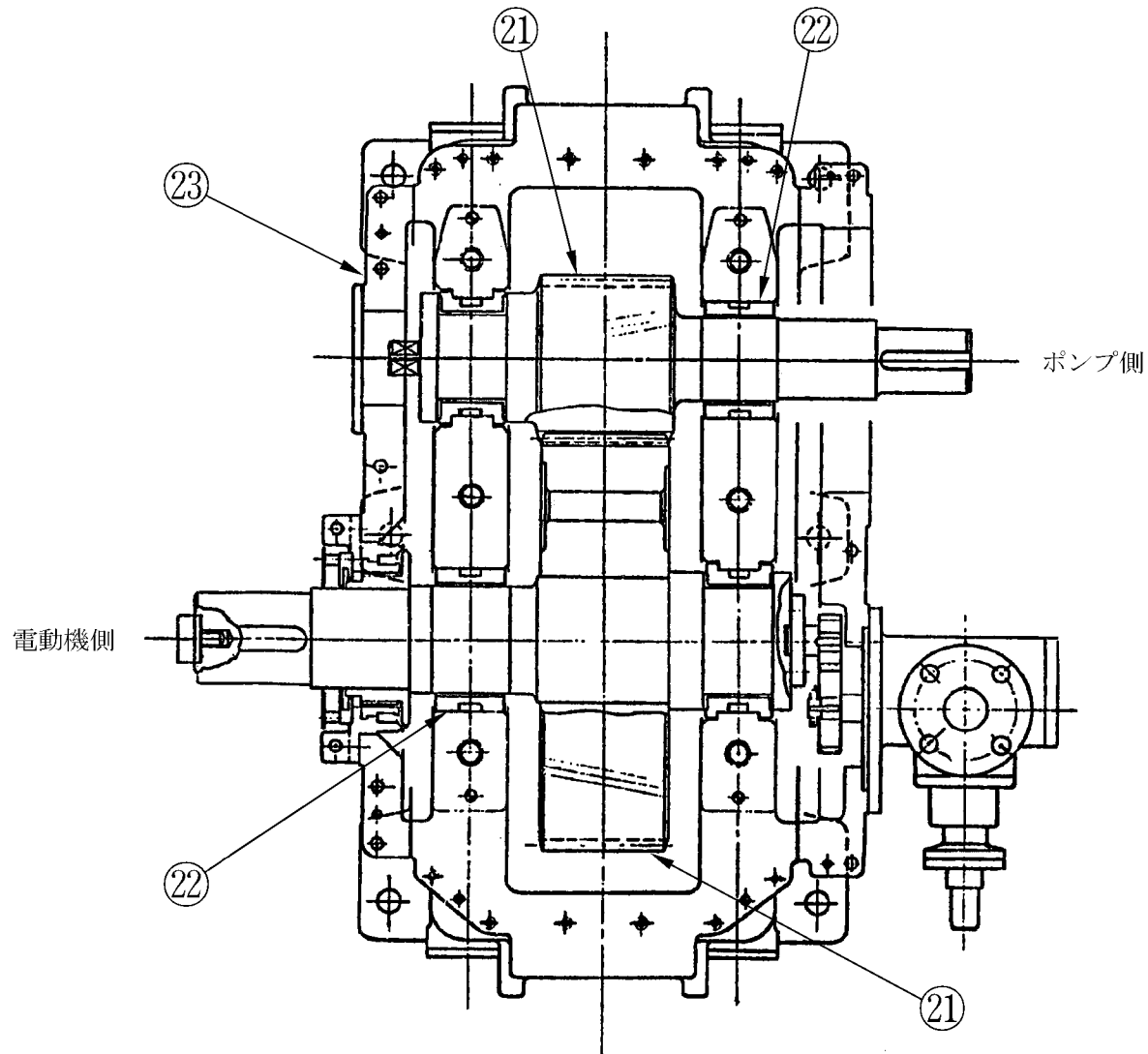


図2.1-2(2/3) 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプ構造図



No.	部 位
②①	増速機歯車
②②	増速機軸受 (すべり)
②③	増速機ケーシング

図2.1-2(3/3) 川内1号炉 充てん／高圧注入ポンプ増速機構造図

表2.1-3 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプ主要部位の使用材料

	部 位	材 料
ポンプ組立品	主 軸	ステンレス鋼
	羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
	ケーシングリング	消耗品・定期取替品
	軸 受 箱	鋳 鉄
	軸受 (すべり)	消耗品・定期取替品
	ケーシング	低合金鋼 (内面ステンレス鋼内張り)
	ケーシングカバー	低合金鋼 (内面ステンレス鋼内張り)
	ケーシングボルト	低合金鋼
	メカニカルシール	消耗品・定期取替品
	ガスケット	消耗品・定期取替品
	Oリング	消耗品・定期取替品
	ケーシングドレン管	ステンレス鋼
	バランス管	ステンレス鋼
	軸継手 (ポンプ側)	低合金鋼
	軸継手 (電動機側)	炭 素 鋼
	メカニカルシールクーラ	ステンレス鋼
	潤滑油ユニット	炭 素 鋼 鋳 鉄
	台 板	炭 素 鋼
	取付ボルト	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼	
増速機組立品	増速機歯車	低合金鋼
	増速機軸受 (すべり)	消耗品・定期取替品
	増速機ケーシング	鋳 鉄

表2.1-4 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプの使用条件

最高使用圧力	約18.8MPa[gage]
最高使用温度	約150℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.1.3 余熱除去ポンプ

(1) 構造

川内1号炉の余熱除去ポンプは、よこ置単段のうず巻形である。

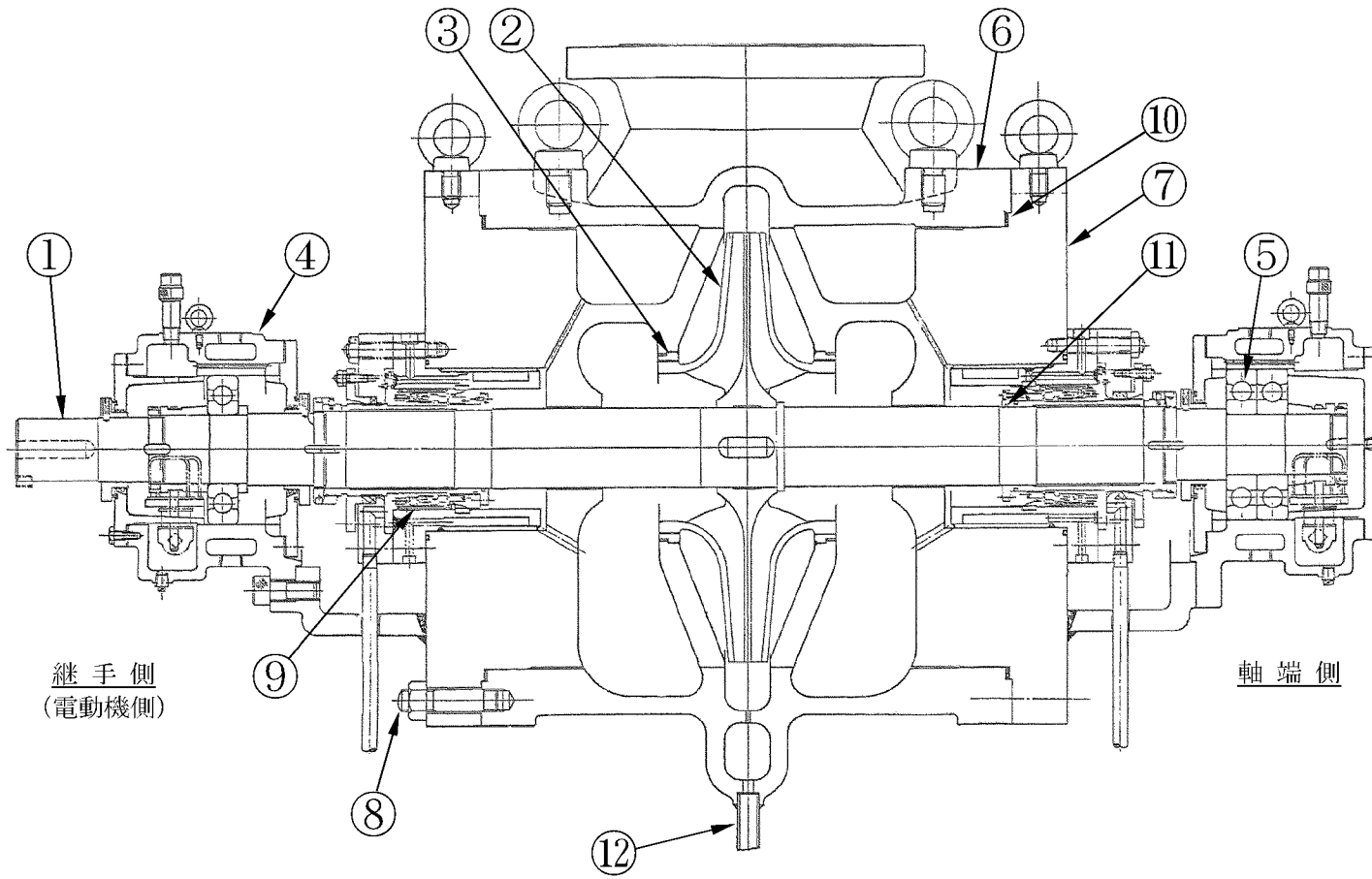
主軸、羽根車、ケーシング等にはステンレス鋼又はステンレス鋼鋳鋼を使用しており、それぞれ1次冷却材に接液している。

軸封部には、1次冷却材の漏れを防止するため、メカニカルシールを使用している。

川内1号炉の余熱除去ポンプの構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の余熱除去ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	羽 根 車
③	ケーシングリング
④	軸 受 箱
⑤	軸受 (ころがり)
⑥	ケーシング
⑦	ケーシングカバー
⑧	ケーシングボルト
⑨	メカニカルシール
⑩	ガスケット
⑪	Oリング
⑫	ケーシングドレン管

図2.1-3(1/2) 川内1号炉 余熱除去ポンプ構造図

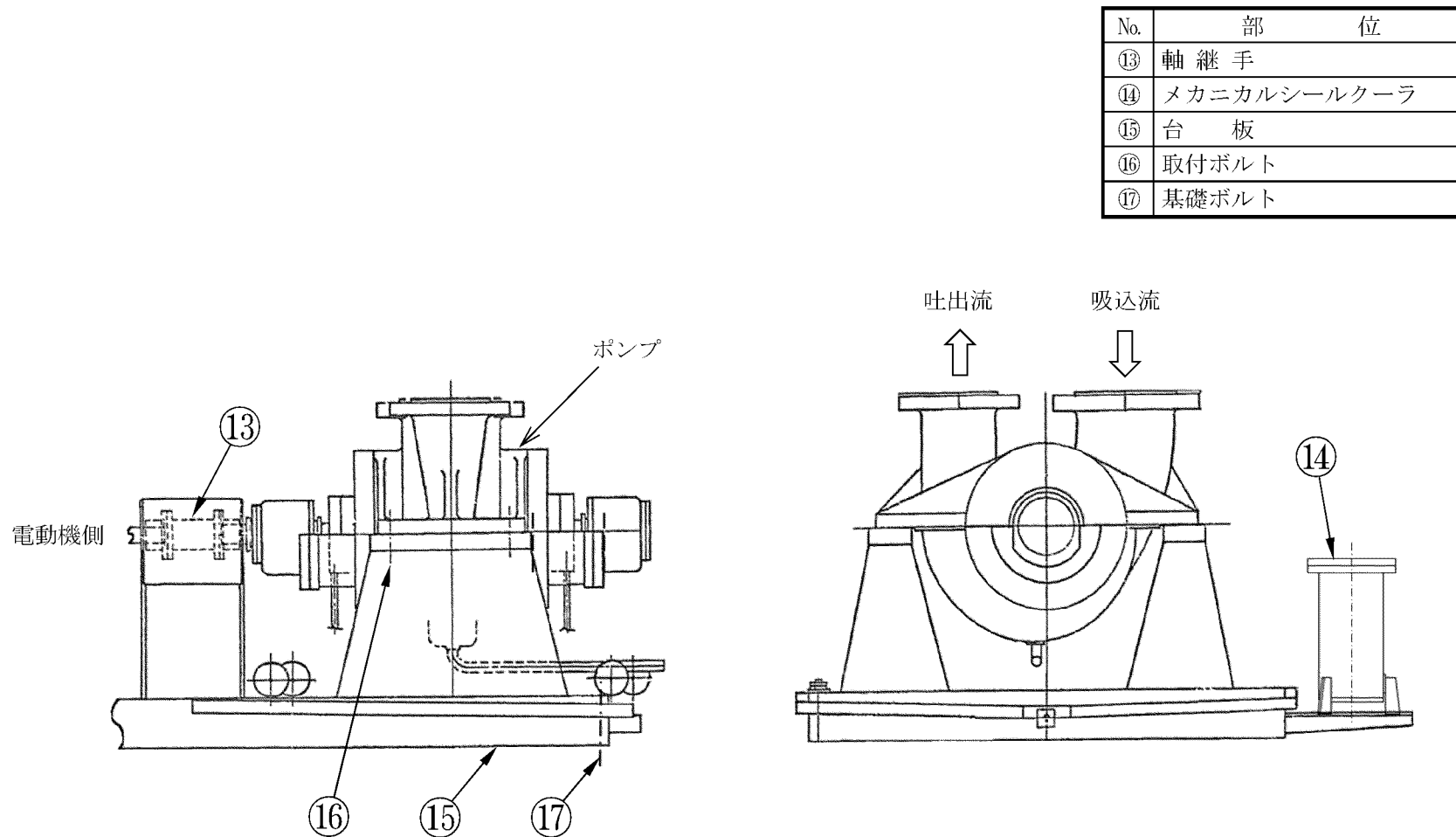


図2.1-3(2/2) 川内1号炉 余熱除去ポンプ構造図

表2.1-5 川内1号炉 余熱除去ポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	ステンレス鋼
羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングリング	消耗品・定期取替品
軸 受 箱	鋳 鉄
軸受（ころがり）	消耗品・定期取替品
ケーシング	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングカバー	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングボルト	低合金鋼
メカニカルシール	消耗品・定期取替品
ガスケット	消耗品・定期取替品
Oリング	消耗品・定期取替品
ケーシングドレン管	ステンレス鋼
軸 継 手	炭 素 鋼
メカニカルシールクーラ	ステンレス鋼
台 板	炭 素 鋼
取付ボルト	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-6 川内1号炉 余熱除去ポンプの使用条件

最高使用圧力	約4.1MPa[gage]
最高使用温度	約200℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.1.4 原子炉補機冷却水ポンプ

(1) 構造

川内1号炉の原子炉補機冷却水ポンプは、よこ置単段のうず巻形である。

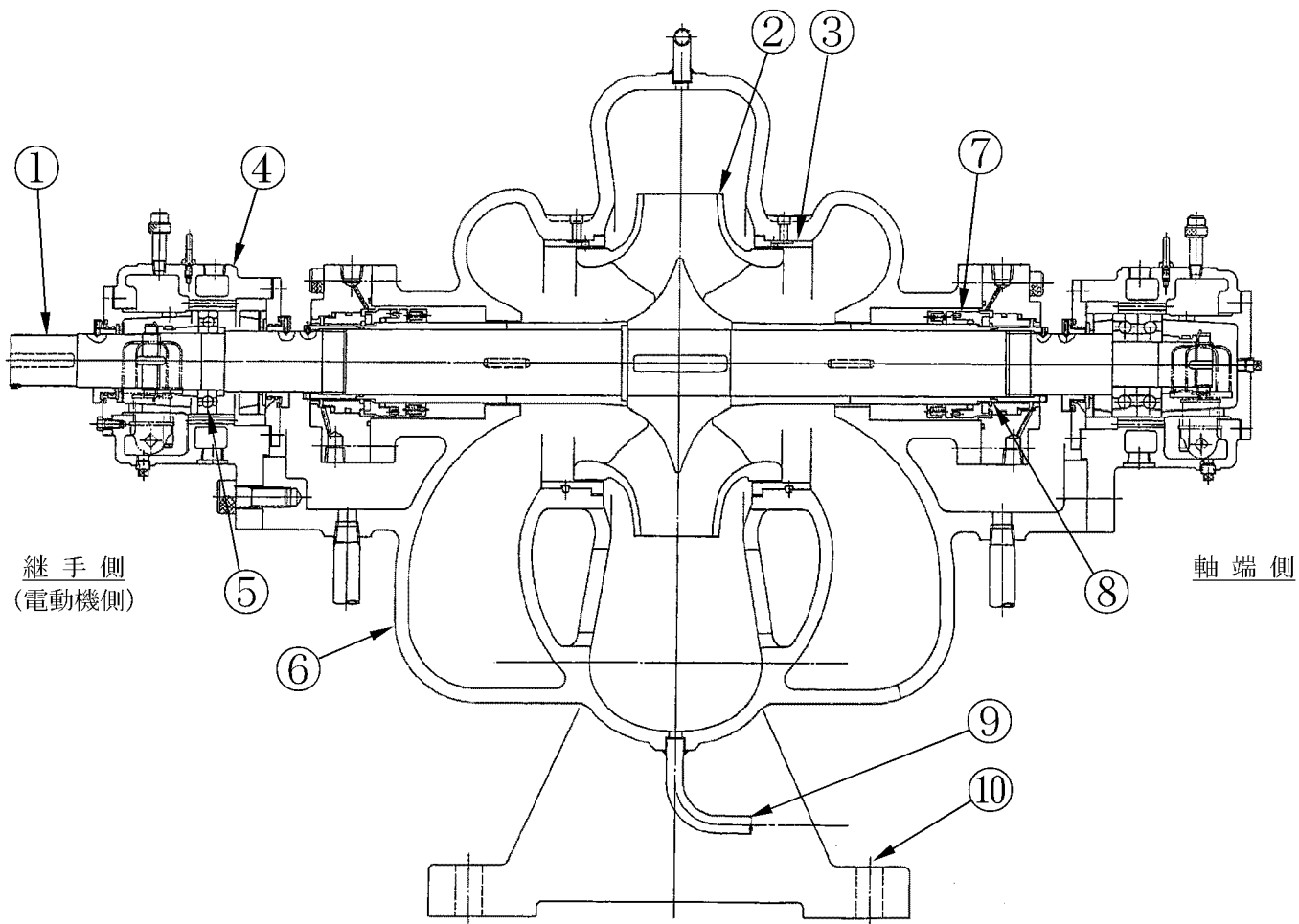
主軸にはステンレス鋼、羽根車にはステンレス鋼鋳鋼、ケーシングには炭素鋼鋳鋼を使用しており、それぞれヒドラジン水に接液している。

軸封部には、ヒドラジン水の漏れを防止するため、メカニカルシールを使用している。

川内1号炉の原子炉補機冷却水ポンプの構造図を図2.1-4に示す。

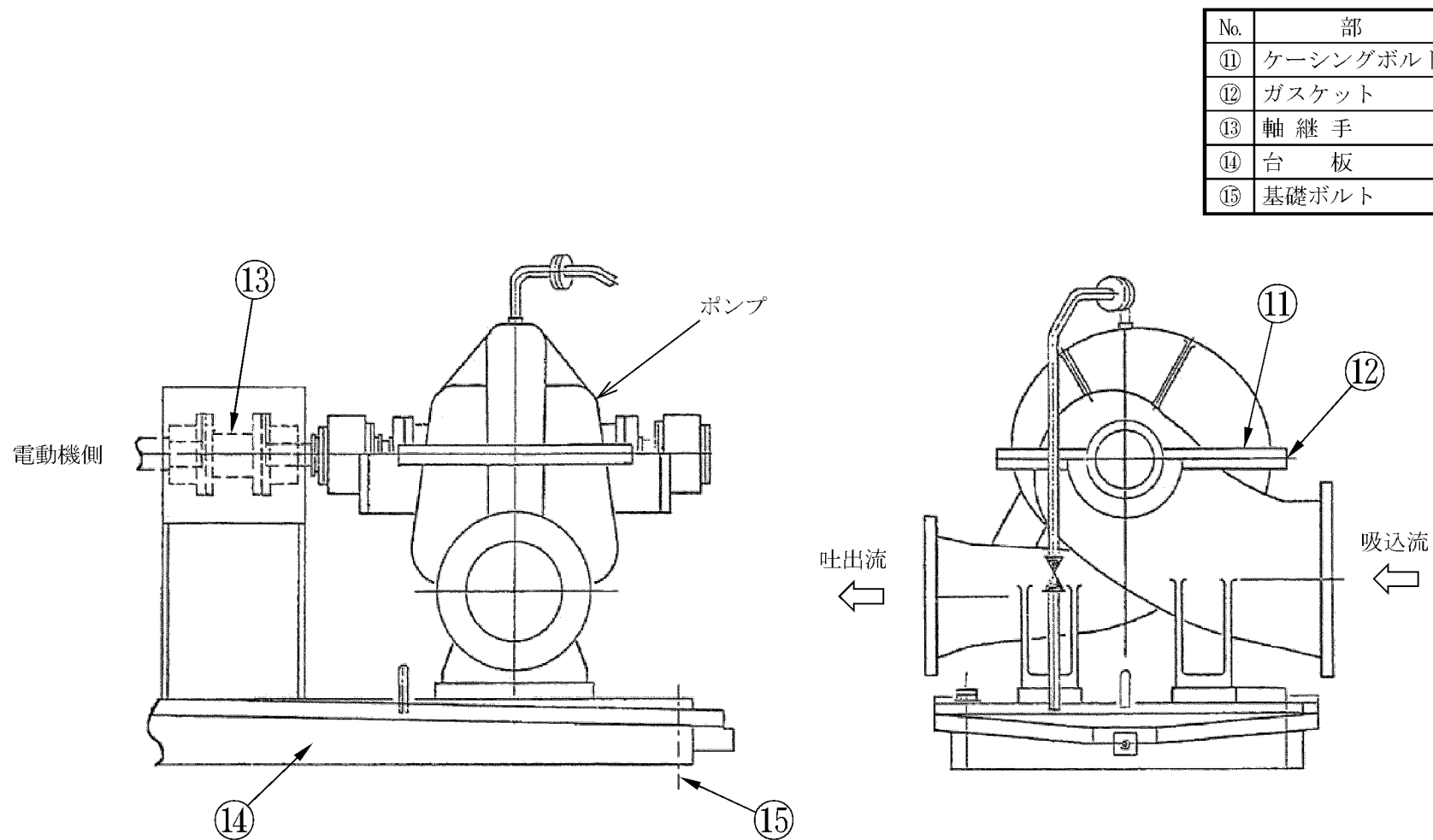
(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉補機冷却水ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	羽 根 車
③	ケーシングリング
④	軸 受 箱
⑤	軸受 (ころがり)
⑥	ケーシング
⑦	メカニカルシール
⑧	Ｏリング
⑨	ケーシングドレン管
⑩	取付ボルト

図2.1-4(1/2) 川内1号炉 原子炉補機冷却水ポンプ構造図



No.	部 位
⑪	ケーシングボルト
⑫	ガスケット
⑬	軸 継 手
⑭	台 板
⑮	基礎ボルト

図2.1-4(2/2) 川内1号炉 原子炉補機冷却水ポンプ構造図

表2.1-7 川内1号炉 原子炉補機冷却水ポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	ステンレス鋼
羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングリング	消耗品・定期取替品
軸 受 箱	鋳 鉄
軸受（ころがり）	消耗品・定期取替品
ケーシング	炭素鋼鋳鋼
メカニカルシール	消耗品・定期取替品
Oリング	消耗品・定期取替品
ケーシングドレン管	炭 素 鋼
取付ボルト	炭 素 鋼
ケーシングボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
軸 継 手	炭 素 鋼
台 板	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-8 川内1号炉 原子炉補機冷却水ポンプの使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約95℃
内 部 流 体	ヒドラジン水

2.1.5 タービン動補助給水ポンプ

(1) 構造

川内1号炉のタービン動補助給水ポンプは、よこ置多段のうず巻形である。

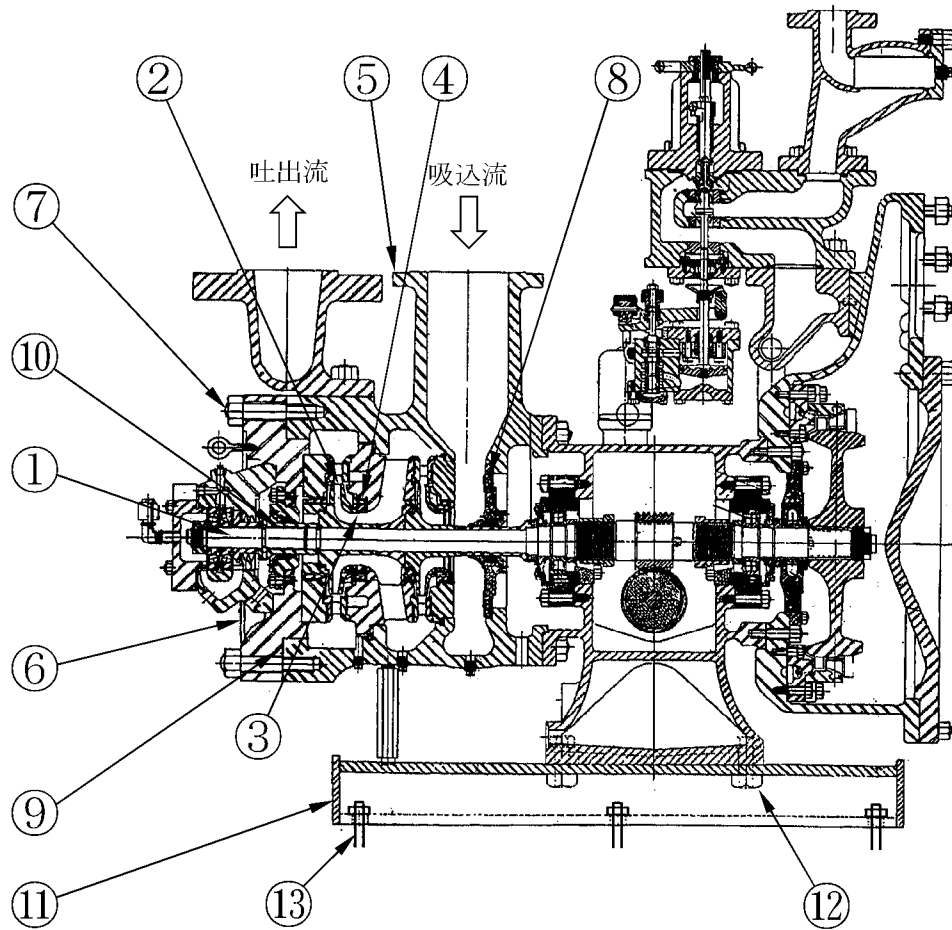
主軸には低合金鋼、羽根車にはステンレス鋼鋳鋼、ケーシング等にはステンレス鋼鋳鋼又は炭素鋼鋳鋼を使用しており、それぞれ給水に接液している。

軸封部には、給水の漏れを防止するため、グランドパッキンを使用している。

川内1号炉のタービン動補助給水ポンプの構造図を図2.1-5に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のタービン動補助給水ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	羽 根 車
③	羽根車リング
④	ケーシングリング
⑤	ケーシング
⑥	ケーシングカバー
⑦	ケーシングボルト
⑧	ガスケット
⑨	Oリング
⑩	グランドパッキン
⑪	台 板
⑫	取付ボルト
⑬	基礎ボルト

図2.1-5 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプ構造図

表2.1-9 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	低合金鋼
羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
羽根車リング	消耗品・定期取替品
ケーシングリング	消耗品・定期取替品
ケーシング	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングカバー	炭素鋼鋳鋼
ケーシングボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
Oリング	消耗品・定期取替品
グラントパッキン	消耗品・定期取替品
台 板	炭 素 鋼
取付ボルト	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-10 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプの使用条件

最高使用圧力	約12.3MPa[gage]
最高使用温度	約40℃
内 部 流 体	給 水

2.1.6 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ

(1) 構造

川内1号炉の緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、よこ置単段のうず巻形である。

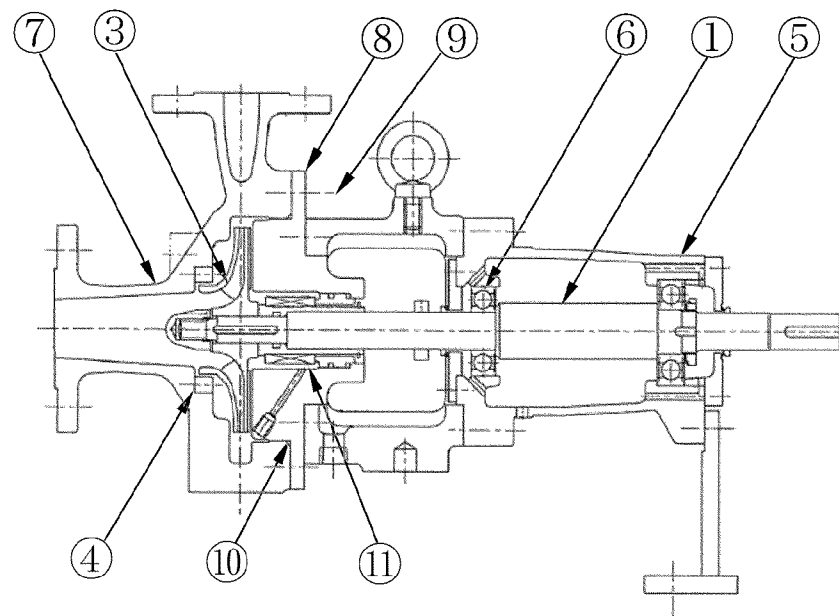
主軸、羽根車、ケーシング等にはステンレス鋼又はステンレス鋼鋳鋼を使用しており、それぞれ燃料油に接液している。

軸封部には、燃料油の漏れを防止するため、メカニカルシールを使用している。

川内1号炉の緊急時対策所用発電機車用給油ポンプの構造図を図2.1-6に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の緊急時対策所用発電機車用給油ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	軸 継 手
③	羽 根 車
④	ケーシングリング
⑤	軸 受 箱
⑥	軸受 (ころがり)
⑦	ケーシング
⑧	ケーシングカバー
⑨	ケーシングボルト
⑩	Oリング
⑪	メカニカルシール
⑫	台 板
⑬	取付ボルト
⑭	基礎ボルト

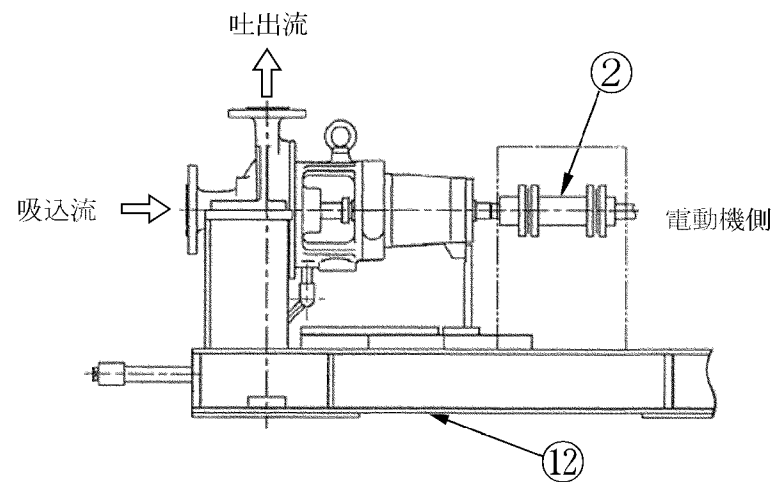
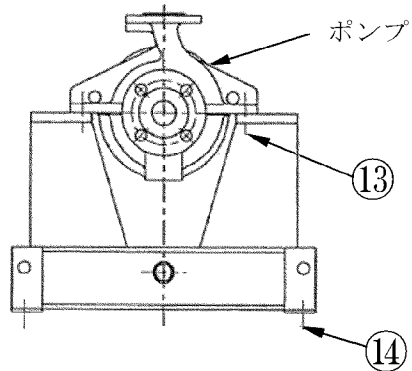


図2.1-6 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ構造図

表2.1-11 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	ステンレス鋼
軸 継 手	炭 素 鋼
羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングリング	消耗品・定期取替品
軸 受 箱	鋳 鉄
軸受（ころがり）	消耗品・定期取替品
ケーシング	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングカバー	ステンレス鋼
ケーシングボルト	ステンレス鋼
Oリング	消耗品・定期取替品
メカニカルシール	消耗品・定期取替品
台 板	炭 素 鋼
取付ボルト	ステンレス鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-12 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプの使用条件

最高使用圧力	約0.38MPa[gage]
最高使用温度	約40℃
内 部 流 体	燃 料 油

2.1.7 給水ブースタポンプ

(1) 構造

川内1号炉の給水ブースタポンプは、たて置多段のうず巻形である。

主軸にはステンレス鋼、羽根車にはステンレス鋼鋳鋼、上部ケーシング等には炭素鋼又はステンレス鋼を使用しており、それぞれ給水に接液している。

軸封部には、給水の漏れを防止するため、グランドパッキンを使用している。

川内1号炉の給水ブースタポンプの構造図を図2.1-7に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の給水ブースタポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-13及び表2.1-14に示す。

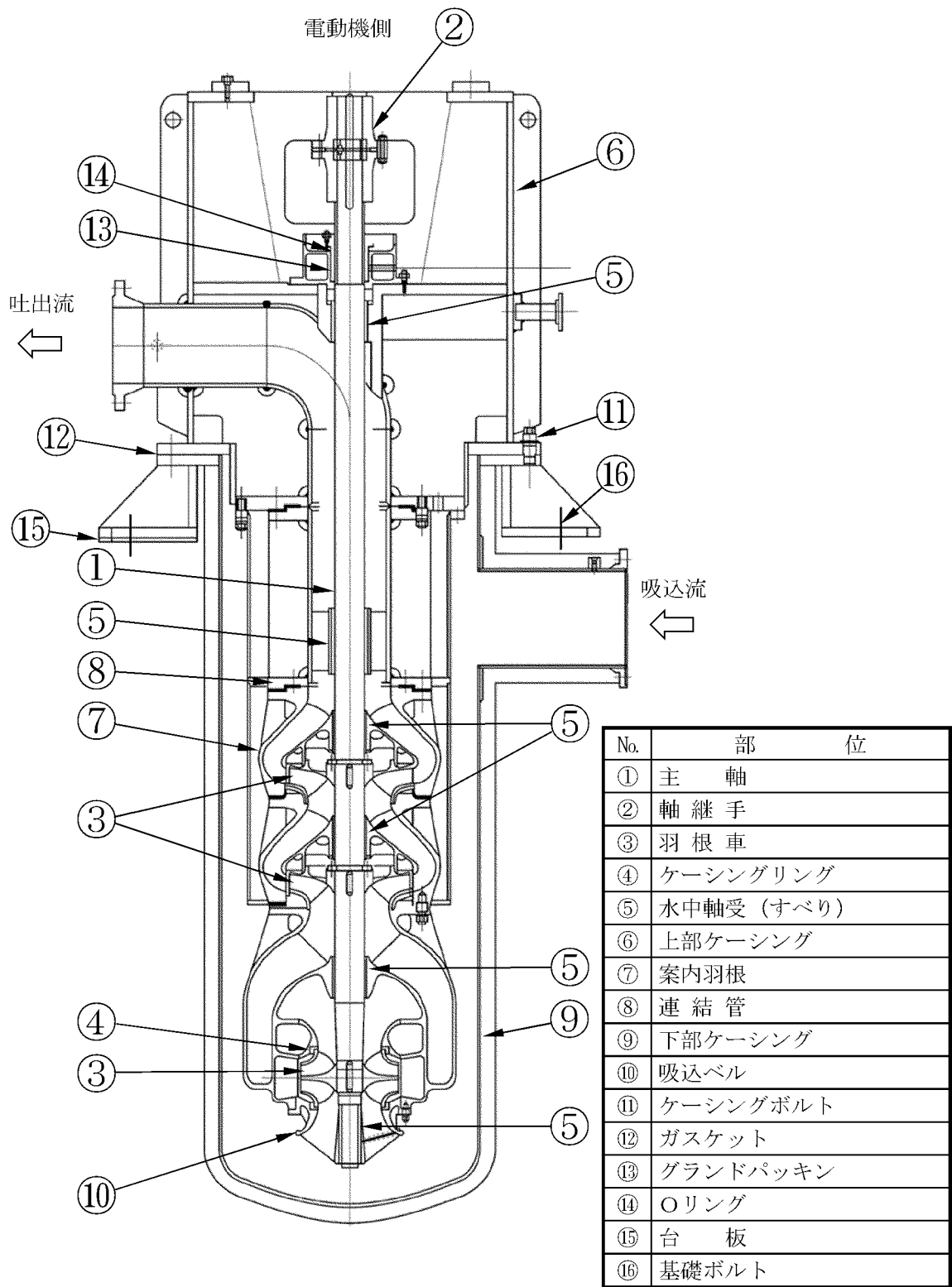


図2.1-7 川内1号炉 給水ブースタポンプ構造図

表2.1-13 川内1号炉 給水ブースタポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	ステンレス鋼
軸 継 手	炭 素 鋼
羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングリング	消耗品・定期取替品
水中軸受（すべり）	消耗品・定期取替品
上部ケーシング	炭 素 鋼
案内羽根	ステンレス鋼鋳鋼
連 結 管	ステンレス鋼
下部ケーシング	炭 素 鋼
吸込ベル	ステンレス鋼鋳鋼
ケーシングボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
グランドパッキン	消耗品・定期取替品
Oリング	消耗品・定期取替品
台 板	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-14 川内1号炉 給水ブースタポンプの使用条件

最高使用圧力	約3.9MPa[gage]
最高使用温度	約200℃
内 部 流 体	給 水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

ターボポンプの機能である送水機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① ポンプの容量－揚程確保
- ② バウンダリの維持
- ③ 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

ターボポンプ個々について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-7に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-7で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) ケーシング（ケーシングカバーを含む）の疲労割れ [余熱除去ポンプ]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体のステップ状の大きな温度変化により、特に肉厚が大きく拘束されているケーシング及びケーシングカバーにおいては、材料に疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-7で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 主軸の摩耗 [共通]

ころがり軸受を使用しているポンプについては、軸受と主軸の接触面で摩耗が想定される。

軸受の定期取替時の軸受引き抜き時に主軸表面にわずかな線形模様が生じることもあり、主軸表面をサンドペーパーで仕上げる方策も考えられる。この場合は、主軸表面がわずかに摩耗し、主軸と軸受間で微小隙間が生じ運転中にフレットイングにより摩耗する可能性がある。

しかしながら、分解点検時の寸法管理によりフレットイングが発生しないようにしており、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認や寸法計測により、機器の健全性を確認している。

すべり軸受を使用しているポンプについては、軸受と主軸の接触面で摺動摩耗が想定される。

しかしながら、設計段階において、主軸と軸受間に潤滑剤を供給し、膜を形成させて流体潤滑状態となるように考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認や寸法計測により、機器の健全性を確認している。

(2) 主軸、吐出管等接液部の腐食（孔食及び隙間腐食） [海水ポンプ]

主軸、吐出管等は、耐食ステンレス鋼又は耐食ステンレス鋼鋳鋼であり、海水接液部においては孔食及び隙間腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により各部の腐食の有無又は塗装の劣化の有無を確認し、腐食が発生している部位は、手入れや充てん材等による補修を行い、腐食が著しく発生している部位については、取替えを実施している。また、塗装のはく離が認められた場合には必要に応じて補修を行うことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

- (3) 主軸のフレット疲労割れ [充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ]
ポンプ運転時の主軸に外部荷重に起因する繰返し曲げ応力が作用したとき、その応力の働いている方向や大きさによっては、主軸等に疲労割れが生じる可能性があり、焼きばめにより羽根車が固定されている主軸においてフレット疲労割れが想定される。

1986年10月、玄海1号炉の余熱除去ポンプの主軸と羽根車の焼きばめ部において、フレット疲労による主軸の疲労割れが発生している。

しかしながら、「金属材料疲れ強さの設計資料（(社)日本機械学会）」から最も厳しい下限線を 10^7 回まで外挿し設定した疲労限と曲げ応力振幅との比較により評価した結果、曲げ応力振幅は疲労限を下回っており、フレット疲労割れが問題となる可能性はないと判断している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、巡視点検時の振動確認（通常運転時の振動状態と差異のないことの触診や目視による確認）及び定期的な振動確認（変位、速度、加速度の測定等）並びに分解点検時の超音波探傷検査により、機器の健全性を確認している。

(4) 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

ポンプ運転時には主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下において繰返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、ポンプ設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

川内1号炉及び玄海3号炉を始めとする国内PWRプラントで発生したターボポンプ主軸折損に係る事例は、製作施工段階での主軸の段付き溝部コーナーの曲率半径不足と主軸の振動を拡大させる運用が重畳したものであり、川内1号炉の充てん/高圧注入ポンプについては、応力集中を緩和した主軸への取替え及び運用の改善を図るとともに、充てん/高圧注入ポンプ以外のポンプについては、同様の事例が発生しないことを確認している。また、主軸の取替えを行った充てん/高圧注入ポンプについては、分解点検時に浸透探傷検査により段付き溝部に異常のないことを確認している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、巡視点検時の振動確認（通常運転時の振動状態と差異のないことの触診や目視による確認）、定期的な振動確認（変位、速度、加速度の測定等）並びに分解点検時の応力集中部に対する目視確認や浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

(5) 羽根車の腐食（キャビテーション） [共通]

ポンプの内部では流速と圧力が場所により大きく変化するが、ある点の圧力がその液温における飽和蒸気圧まで低下すると、その部分の液体が沸騰し、蒸気泡の発生と崩壊が起こることが想定される。

しかしながら、ポンプ及び機器配置の設計時にはキャビテーションを考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(6) 軸受箱の腐食（全面腐食）

[充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ]

軸受箱は鋳鉄であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体が油で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(7) 軸継手の摩耗

[充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ]

歯車型軸継手は、歯面によりトルクを伝達するため、摩耗が想定される。

しかしながら、歯面はグリス封入により潤滑し、摩耗が発生し難い環境であり、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(8) 潤滑油ユニットの腐食（全面腐食）〔充てん／高圧注入ポンプ〕

潤滑油ユニットは炭素鋼又は鋳鉄を使用しており、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体が油又はヒドラジン水（防錆剤注入水）で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(9) 増速機歯車の摩耗〔充てん／高圧注入ポンプ〕

増速機の歯車は潤滑油により摩耗を防止しているが、直径の異なる歯車を組み合わせ使用しており、歯車の歯面は接触により動力が伝達されるため、面圧条件により摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認及び寸法計測により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(10) 増速機ケーシングの腐食（全面腐食）〔充てん／高圧注入ポンプ〕

増速機ケーシングは鋳鉄であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については歯車及び軸受を潤滑するため、潤滑油がケーシング内面にはねかけられる油霧閉気下で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(11) ステンレス鋼使用部位の応力腐食割れ〔余熱除去ポンプ〕

余熱除去ポンプのケーシング等はステンレス鋼であり、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、余熱除去ポンプは、定期検査時に飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体が流入する際は流体温度が低い（最高80℃程度）ため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。また、定期検査後のプラント起動時には1次冷却材中の溶存酸素濃度低減のための運転操作を実施し、高温（100℃以上）で使用する場合は溶存酸素濃度が0.1ppm以下に低減された流体となっているため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(12) ケーシング等の腐食（全面腐食）

[原子炉補機冷却水ポンプ、給水ブースタポンプ]

ケーシング等は炭素鋼又は炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体がヒドラジン水（防錆剤注入水）又はpH等を管理した脱気水（給水）で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(13) ケーシングカバーの腐食（全面腐食） [タービン動補助給水ポンプ]

ケーシングカバーは炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体が飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体であるため、長期使用により腐食が想定されるが、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(14) ケーシングボルトの腐食（全面腐食）

[充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、給水ブースタポンプ]

ケーシングボルトは低合金鋼であり、ガスケット又はOリングからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(15) 台板等の腐食（全面腐食）[共通]

台板等は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(16) 取付ボルトの腐食（全面腐食）

[充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ]

取付ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(17) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

軸シール（メカニカルシール及びグランドパッキン）、Oリング、軸受（ころがり）及びガスケットは分解点検時に取り替えている消耗品であり、軸受（すべり）、羽根車リング及びケーシングリングは分解点検時の目視確認や寸法計測の結果に基づき取り替えている消耗品である。長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 海水ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		耐食ステンレス鋼	△	△ ^{*1}	△ ^{*2}				*1：孔食及び隙間腐食 *2：高サイクル疲労割れ *3：キャビテーション	
	軸 継 手		炭 素 鋼								
	中間軸継手		耐食ステンレス鋼		△ ^{*1}						
	羽 根 車		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1} △ ^{*3}						
	羽根車リング	◎	—								
	ケーシングリング	◎	—								
	水中軸受（すべり）	◎	—								
バウンダリの維持	吐出曲管		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1}						
	吐 出 管		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1}						
	案内羽根		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1}						
	吸 込 口		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1}						
	中間軸受箱		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1}						
	軸 受 箱		耐食ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*1}						
	ケーシングボルト		ステンレス鋼 耐食ステンレス鋼		△ ^{*1}						
	ガスケット	◎	—								
	Oリング	◎	—								
グランドパッキン	◎	—									
機器の支持	上部据付板		炭 素 鋼		△						
	取付ボルト		ステンレス鋼								
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						
	振れ止め台		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
	振れ止めボルト		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
	下部据付板		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
	振れ止め台用基礎ボルト		ステンレス鋼		△ ^{*1}						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-2 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		ステンレス鋼	△		△ ^{*1} △ ^{*2}					*1：フレッキング、疲労割れ *2：高サイクル疲労割れ *3：キャビテーション
	羽 根 車		ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*3}						
	ケーシングリング	◎	—								
	軸 受 箱		鋳 鉄		△						
	軸受（すべり）	◎	—								
	軸継手（ポンプ側）		低合金鋼								
	軸継手（電動機側）		炭 素 鋼	△							
	潤滑油ユニット		炭 素 鋼 鋳 鉄		△						
	増速機歯車		低合金鋼	△							
	増速機軸受（すべり）	◎	—								
増速機ケーシング		鋳 鉄		△							
バウンダリの維持	ケーシング		低合金鋼 (内面ステンレス鋼内張り)								
	ケーシングカバー		低合金鋼 (内面ステンレス鋼内張り)								
	ケーシングボルト		低合金鋼		△						
	メカニカルシール	◎	—								
	ガスケット	◎	—								
	Oリング	◎	—								
	ケーシングドレン管		ステンレス鋼								
	バランス管		ステンレス鋼								
メカニカルシールケーシング		ステンレス鋼									
機器の支持	台 板		炭 素 鋼		△						
	取付ボルト		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-3 川内1号炉 余熱除去ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		ステンレス鋼	△		△ ^{*1} △ ^{*2}					*1：フレットインク 疲労割れ *2：高サイクル疲労割れ *3：キャビテーション
	軸継手		炭素鋼	△							
	羽根車		ステンレス鋼鋳鋼		△ ^{*3}						
	ケーシングリング	◎	—								
	軸受箱		鋳 鉄		△						
	軸受（ころがり）	◎	—								
バウンダリの維持	ケーシング		ステンレス鋼鋳鋼			○	△				
	ケーシングカバー		ステンレス鋼鋳鋼			○	△				
	ケーシングボルト		低合金鋼		△						
	メカニカルシール	◎	—								
	ガスケット	◎	—								
	Oリング	◎	—								
	ケーシングドレン管		ステンレス鋼				△				
	メカニカルシールケーラ		ステンレス鋼								
機器の支持	台 板		炭素鋼		△						
	取付ボルト		炭素鋼		△						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-4 川内1号炉 原子炉補機冷却水ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程 確保	主 軸		ステンレス鋼	△		△*1				*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション	
	軸継手		炭素鋼	△							
	羽根車		ステンレス鋼鋳鋼		△*2						
	ケーシングリング	◎	—								
	軸受箱		鋳 鉄		△						
	軸受（ころがり）	◎	—								
バウンダリの維持	ケーシング		炭素鋼鋳鋼		△						
	ケーシングボルト		低合金鋼		△						
	メカニカルシール	◎	—								
	ガスケット	◎	—								
	Oリング	◎	—								
	ケーシングドレン管		炭素鋼		△						
機器の支持	台 板		炭素鋼		△						
	取付ボルト		炭素鋼		△						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-5 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		低合金鋼	△		△*1					*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション
	羽 根 車		ステンレス鋼鋳鋼		△*2						
	羽根車リング	◎	—								
	ケーシングリング	◎	—								
バウンダリの維持	ケーシング		ステンレス鋼鋳鋼								
	ケーシングカバー		炭素鋼鋳鋼		△						
	ケーシングボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	Oリング	◎	—								
	グランドパッキン	◎	—								
機器の支持	台 板		炭 素 鋼		△						
	取付ボルト		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-6 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		ステンレス鋼	△		△*1					*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション
	軸継手		炭素鋼								
	羽根車		ステンレス鋼鋳鋼		△*2						
	ケーシングリング	◎	—								
	軸受箱		鋳 鉄		△						
	軸受（ころがり）	◎	—								
バウンダリの維持	ケーシング		ステンレス鋼鋳鋼								
	ケーシングカバー		ステンレス鋼								
	ケーシングボルト		ステンレス鋼								
	Oリング	◎	—								
	メカニカルシール	◎	—								
機器の支持	台 板		炭素鋼		△						
	取付ボルト		ステンレス鋼								
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-7 川内1号炉 給水ブースタポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		ステンレス鋼	△		△*1					*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション
	軸継手		炭素鋼								
	羽根車		ステンレス鋼鋳鋼		△*2						
	ケーシングリング	◎	—								
	水中軸受（すべり）	◎	—								
バウダリの維持	上部ケーシング		炭素鋼		△						
	案内羽根		ステンレス鋼鋳鋼								
	連結管		ステンレス鋼								
	下部ケーシング		炭素鋼		△						
	吸込ベル		ステンレス鋼鋳鋼								
	ケーシングボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	グラントパッキン	◎	—								
	Oリング	◎	—								
機器の支持	台 板		炭素鋼		△						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 ケーシング（ケーシングカバーを含む）の疲労割れ [余熱除去ポンプ]

a. 事象の説明

ケーシングは、プラントの起動・停止時等に熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

ケーシングの健全性評価にあたっては、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価を行った。

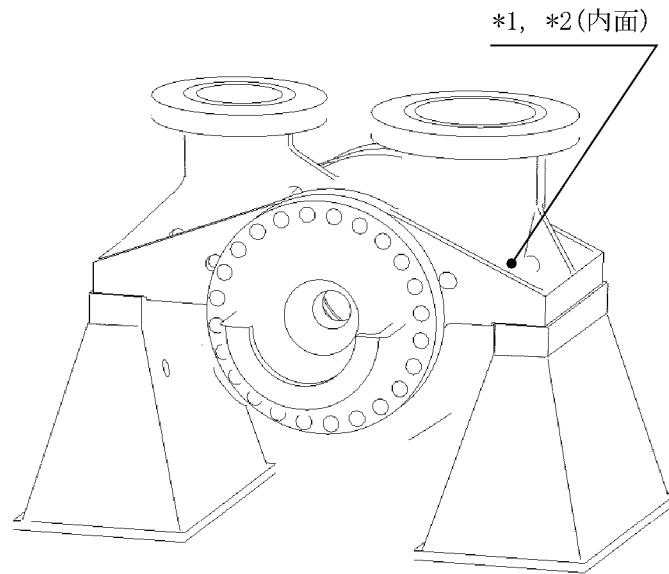
評価対象部位を図2.3-1に示す。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。

なお、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。



*1 : 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

*2 : 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図2.3-1 川内1号炉 余熱除去ポンプ ケーシング疲労評価対象部位

表2.3-1 川内1号炉 余熱除去ポンプ ケーシングの疲労評価に用いた過渡回数

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起 動	38	69
停 止	36	69
1次系漏えい試験	31	61

表2.3-2 川内1号炉 余熱除去ポンプ ケーシングの疲労評価結果

評価部位	疲 勞 累 積 係 数 (許容値 : 1 以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
吸込ノズル (図2.3-1参照)	0.090	0.410

② 現状保全

ケーシングの疲労割れに対しては、定期的な目視確認により、有意な割れがないことを確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れは目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

ケーシングの疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に、水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 格納容器スプレイポンプ
- ② 燃料取替用水ポンプ
- ③ ほう酸ポンプ
- ④ 1次系補助蒸気復水ポンプ
- ⑤ 補助蒸気復水回収ポンプ
- ⑥ 電動補助給水ポンプ
- ⑦ 電動主給水ポンプ
- ⑧ タービン動主給水ポンプ
- ⑨ 復水ブースタポンプ
- ⑩ 湿分分離器ドレンポンプ
- ⑪ 湿分分離加熱器ドレンポンプ
- ⑫ 常設電動注入ポンプ
- ⑬ 低圧給水加熱器ドレンポンプ

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 ケーシング（ケーシングカバー含む）の疲労割れ

代表機器では、起動・停止及び負荷変化時に発生する熱応力により、材料に疲労が蓄積することが考えられる。

一方、代表機器以外のターボポンプについては、疲労割れが問題となるような温度変化を受けないことから、代表機器以外への展開は不要である。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 主軸の摩耗 [共通]

ころがり軸受を使用しているポンプについては、軸受と主軸の接触面で摩耗が想定される。

軸受の定期取替時の軸受引き抜き時に主軸表面にわずかな線形模様が生じることもあり、主軸表面をサンドペーパーで仕上げる方策も考えられる。この場合は、主軸表面がわずかに摩耗し、主軸と軸受間で微小隙間が生じ運転中にフレットニングにより摩耗する可能性がある。

しかしながら、分解点検時の寸法管理によりフレットニングが発生しないようにしており、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認や寸法計測により、機器の健全性を確認している。

すべり軸受を使用しているポンプについては、軸受と主軸の接触面で摺動摩耗が想定される。

しかしながら、設計段階において、主軸と軸受間に潤滑剤を供給し、膜を形成させて流体潤滑状態となるように考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認や寸法計測により、機器の健全性を確認している。

3.2.2 主軸のフレット疲労割れ

[格納容器スプレイポンプ、電動補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ、湿分分離器ドレンポンプ、湿分分離加熱器ドレンポンプ]

ポンプ運転時の主軸に外部荷重に起因する繰返し曲げ応力が作用したとき、その応力の働いている方向や大きさによっては、主軸等に疲労割れが生じる可能性があり、焼きばめにより羽根車が固定されている主軸においてフレット疲労割れが想定される。

1986年10月、玄海1号炉の余熱除去ポンプの主軸と羽根車の焼きばめ部においてフレット疲労による主軸の疲労割れが発生している。

しかしながら、「金属材料疲れ強さの設計資料（(社)日本機械学会）」から最も厳しい下限線を 10^{11} 回まで外挿し設定した疲労限と曲げ応力振幅との比較により評価した結果、曲げ応力振幅は疲労限を下回っている、あるいは60年運転の繰返し回数が曲げ応力振幅での許容繰返し回数を下回っていることから、フレット疲労割れが問題となる可能性はないと判断している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、巡視点検時の振動確認（通常運転時の振動状態と差異のないことの触診や目視による確認）及び定期的な振動確認（変位、速度、加速度の測定等）により機器の健全性を確認している。

3.2.3 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

ポンプ運転時には主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下において繰返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、ポンプ設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

川内1号炉及び玄海3号炉を始めとする国内PWRプラントで発生したターボポンプ主軸折損に係る事例は、製作施工段階での主軸の段付き溝部コーナーの曲率半径不足と主軸の振動を拡大させる運用が重畳したものであり、川内1号炉の充てん/高圧注入ポンプ以外のポンプについては、同様の事例が発生しないことを確認している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、巡視点検時の振動確認（通常運転時の振動状態と差異のないことの触診や目視による確認）、定期的な振動確認（変位、速度、加速度の測定等）並びに分解点検時の応力集中部に対する目視確認や浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 羽根車の腐食（キャビテーション） [共通]

ポンプの内部では流速と圧力が場所により大きく変化するが、ある点の圧力がその液温における飽和蒸気圧まで降下すると、その部分の液体が沸騰し、蒸気泡の発生と崩壊が起こることが想定される。

しかしながら、ポンプ及び機器配置の設計時にはキャビテーションを考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.5 軸受箱の腐食（全面腐食）

[格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ポンプ、ほう酸ポンプ、1次系補助蒸気復水ポンプ、補助蒸気復水回収ポンプ、電動補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ、湿分分離器ドレンポンプ、湿分分離加熱器ドレンポンプ、常設電動注入ポンプ]

軸受箱は鋳鉄であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体が油で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.6 軸継手の摩耗

[格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ポンプ、1次系補助蒸気復水ポンプ、電動補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ]

歯車型軸継手は、歯面によりトルクを伝達するため、摩耗が想定される。

しかしながら、歯面はグリス封入により潤滑し、摩耗が発生し難い環境であり、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.7 潤滑油ユニットの腐食（全面腐食）

[電動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ]

潤滑油ユニットは炭素鋼を使用しており、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体が油又はヒドラジン水（防錆剤注入水）で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.8 増速機歯車の摩耗 [電動主給水ポンプ]

増速機の歯車は潤滑油により摩耗を防止しているが、直径の異なる歯車を組み合わせ使用しており、歯車の歯面は接触により動力が伝達されるため、面圧条件により摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認及び寸法計測により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.9 増速機ケーシングの腐食（全面腐食）〔電動主給水ポンプ〕

増速機ケーシングは鋳鉄であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については歯車及び軸受を潤滑するため、潤滑油がケーシング内面にはねかけられる油雰囲気下で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.10 ケーシング等の腐食（全面腐食）〔低圧給水加熱器ドレンポンプ〕

ケーシング等は炭素鋼又は炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体がpH等を管理した脱気水（給水）で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.11 ケーシング等の腐食（全面腐食）

[1次系補助蒸気復水ポンプ、補助蒸気復水回収ポンプ]

ケーシング等は、炭素鋼、炭素鋼鋳鋼又は鋳鉄であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体が飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体であるため、長期使用により腐食が想定されるが、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.12 ケーシングボルトの腐食（全面腐食）[常設電動注入ポンプを除くポンプ共通]

ケーシングボルトは低合金鋼又は炭素鋼であり、ガスケット又はOリングからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.13 メカニカルシールクーラの腐食（全面腐食）

[湿分分離加熱器ドレンポンプ]

メカニカルシールクーラのシェルは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

一方、内面については内部流体がヒドラジン水（防錆剤注入水）で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.14 台板の腐食（全面腐食）[共通]

台板は炭素鋼又は鋳鉄であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.15 取付ボルトの腐食（全面腐食）

[格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ポンプ、ほう酸ポンプ、1次系補助蒸気復水ポンプ、補助蒸気復水回収ポンプ、電動補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ、湿水分離器ドレンポンプ、湿水分離加熱器ドレンポンプ]

取付ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.16 基礎ボルトの腐食（全面腐食）及び樹脂の劣化

[格納容器スプレイポンプ、1次系補助蒸気復水ポンプ、補助蒸気復水回収ポンプ、電動補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、タービン動主給水ポンプ、復水ブースタポンプ、湿水分離器ドレンポンプ、湿水分離加熱器ドレンポンプ、常設電動注入ポンプ、低圧給水加熱器ドレンポンプ]

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。また、ケミカルアンカには樹脂を使用しており、劣化が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2 1次冷却材ポンプ

[対象機器]

- ① 1次冷却材ポンプ

目 次

1. 対象機器	1
2. 1次冷却材ポンプの技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	5
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	11

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている1次冷却材ポンプの主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 1次冷却材ポンプの主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件		
		運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)
1次冷却材ポンプ (3)	PS-1、重*2	連 続	約17.2	約343

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 1次冷却材ポンプの技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 1次冷却材ポンプ

(1) 構造

川内1号炉の1次冷却材ポンプは、斜流形である。

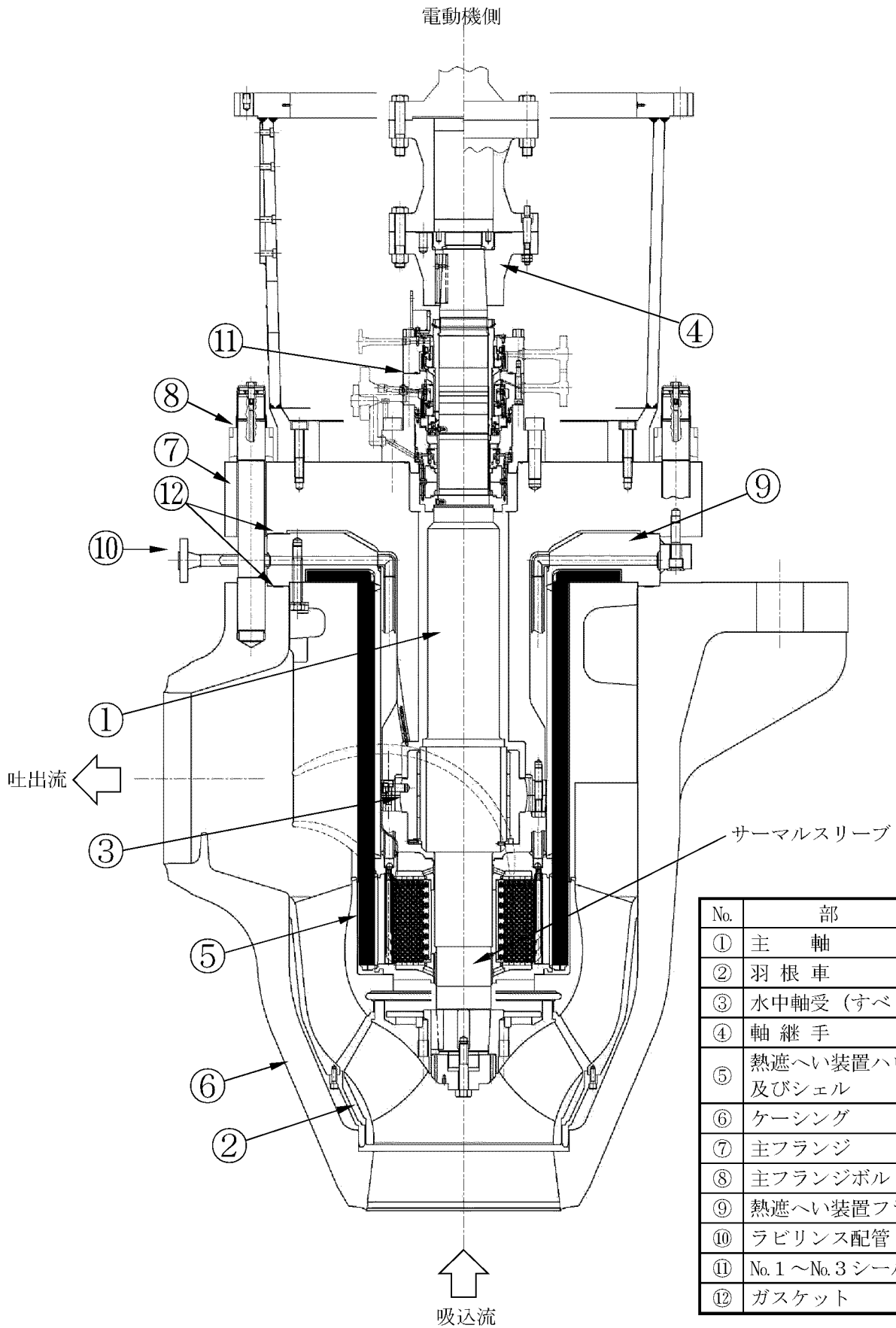
主軸、羽根車、ケーシング等にはステンレス鋼又はステンレス鋼鋳鋼を使用しており、1次冷却材に接液している。

軸封部には、1次冷却材の漏れを防止するため、No.1～No.3の3つのシールを使用している。

川内1号炉の1次冷却材ポンプの構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の1次冷却材ポンプの使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	主 軸
②	羽 根 車
③	水中軸受 (すべり)
④	軸 継 手
⑤	熱遮へい装置ハウジング 及びシェル
⑥	ケーシング
⑦	主フランジ
⑧	主フランジボルト
⑨	熱遮へい装置フランジ
⑩	ラビリンス配管
⑪	No. 1 ~ No. 3 シール
⑫	ガスケット

図2.1-1 川内1号炉 1次冷却材ポンプ構造図

表2.1-1 川内1号炉 1次冷却材ポンプ主要部位の使用材料

部 位	材 料
主 軸	ステンレス鋼
羽 根 車	ステンレス鋼鋳鋼
水中軸受 (すべり)	消耗品・定期取替品
軸 継 手	炭 素 鋼
熱遮へい装置ハウジング 及びシエル	ステンレス鋼
ケーシング	ステンレス鋼鋳鋼
主フランジ	ステンレス鋼鋳鋼
主フランジボルト	低合金鋼
熱遮へい装置フランジ	ステンレス鋼
ラビリンス配管	ステンレス鋼
No. 1 ~No. 3 シール	消耗品・定期取替品
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 1次冷却材ポンプの使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約343℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

1次冷却材ポンプの機能である送水機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① ポンプの容量－揚程確保
- ② 作動信頼性の維持
- ③ バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

1次冷却材ポンプについて機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) ケーシングの疲労割れ

プラントの起動・停止時等に発生する1次冷却材の温度、圧力及び流量変化により、疲労が蓄積することから、経年劣化に対する評価が必要である。

(2) ケーシングの熱時効

ケーシングに使用しているステンレス鋼（2相ステンレス鋼）は、高温での長時間の使用に伴い靱性の低下等、材料特性変化を起こすことから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 主軸の摩耗

主軸は回転中に熱遮へい装置と接触する可能性があり、摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の主軸の振れ計測や主軸当該部の直径計測により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 主軸の高サイクル疲労割れ

ポンプ運転時には、主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下で繰り返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、ポンプ設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時及び機能確認時における振動確認並びに分解点検時の応力集中部に対する目視確認や浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

(3) 主軸の疲労割れ

主軸上部は低温の軸封水、主軸下部は高温の1次冷却材に接液しており、両者の混合部に温度変動が発生して主軸表面の疲労割れが想定される。

BWRプラントの原子炉再循環ポンプ主軸で損傷事例がある。

しかしながら、1次冷却材ポンプは、この熱的に厳しい混合部の主軸表面に温度変動を吸収するためのサーマルスリーブを設置し、1次冷却材ポンプの機能を損なうことのないよう主軸を保護する構造となっている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時及び機能確認時における振動確認並びに分解点検時の応力集中部に対する目視確認や浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

(4) 羽根車の摩耗

羽根車は回転中に静止部と接触する可能性があり、摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の羽根車当該部の直径計測により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(5) 羽根車の腐食（キャビテーション）

ポンプの内部では流速と圧力が場所により大きく変化するが、ある点の圧力がその液温における飽和蒸気圧まで低下すると、その部分の液体が沸騰し、蒸気泡の発生と崩壊が起こることが想定される。

しかしながら、キャビテーションを起こさない条件はポンプ及び機器配置設計段階において考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(6) 羽根車の熱時効

羽根車はステンレス鋼(2相ステンレス鋼)であり、使用温度が約284℃と高いため、熱時効による材料の特性変化が想定される。

しかしながら、羽根車は耐圧部ではなく運転中に発生する応力は小さく、き裂の原因となる経年劣化事象の発生が想定されない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(7) 熱遮へい装置のハウジング、シェル及びフランジの疲労割れ

熱遮へい装置のハウジング、シェル及びフランジの高温水接液部において疲労割れが想定される。

1990年、仏国のフェッセンハイム(Fessenheim)発電所2号炉において、ポンプの供用期間中検査を行った際、1次冷却材ポンプ(93D型)の熱遮へい装置ハウジング内側側面及びフランジ下面(ハウジング付根部内側)に欠陥があることが目視にて確認された。その後の点検においても、仏国国内の類似プラントにおいて同様の損傷が認められている。

この型式の1次冷却材ポンプは、通常運転時、熱遮へい装置ハウジング内部は軸封水で満たされているので低温となり、熱遮へい装置ハウジング外部は1次冷却材に接しているため高温となる。

一方、川内1号炉の1次冷却材ポンプ(93A型)の熱遮へい装置は、熱遮へい装置ハウジングが直接高温水に接しない構造となっている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(8) 主フランジボルトの腐食（全面腐食）

主フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(9) ラビリンス配管の高サイクル疲労割れ

1次冷却材ポンプの熱遮へい装置に接続しているラビリンス配管が、運転中の振動により共振し、配管付根部に繰り返し応力が生じることにより、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、発生応力は疲労限に対して余裕があり、また、配管設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時及び機能確認時における振動確認並びに分解点検時の応力集中部に対する浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは分解点検時に取り替えている消耗品であり、水中軸受（すべり）及びNo.1～No.3 シールは分解点検時の目視確認や寸法計測の結果に基づき取り替える消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 1次冷却材ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
ポンプの容量一揚程確保	主 軸		ステンレス鋼	△		△ ^{*1} △ ^{*2}				*1：高サイクル疲労割れ *2：疲労割れ *3：キャビテーション	
	羽 根 車		ステンレス鋼鋳鋼	△	△ ^{*3}			△			
	水中軸受（すべり）	◎	—								
	軸 継 手		炭 素 鋼								
作動信頼性の維持	熱遮へい装置ハウジング及びシェル		ステンレス鋼			△					
バウンダリの維持	ケーシング		ステンレス鋼鋳鋼			○		○			
	主フランジ		ステンレス鋼鋳鋼								
	主フランジボルト		低合金鋼		△						
	熱遮へい装置フランジ		ステンレス鋼			△					
	ラビリンス配管		ステンレス鋼			△ ^{*1}					
	No.1～No.3 シール	◎	—								
	ガスケット	◎	—								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 ケーシングの疲労割れ

a. 事象の説明

ケーシングは、プラントの起動・停止時等に熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

ケーシングに発生する応力については、構造が不連続で、かつ肉厚が大きいため比較的大きな熱応力の発生する吸込ノズル、吐出ノズル及び脚部を対象として「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価を行った。

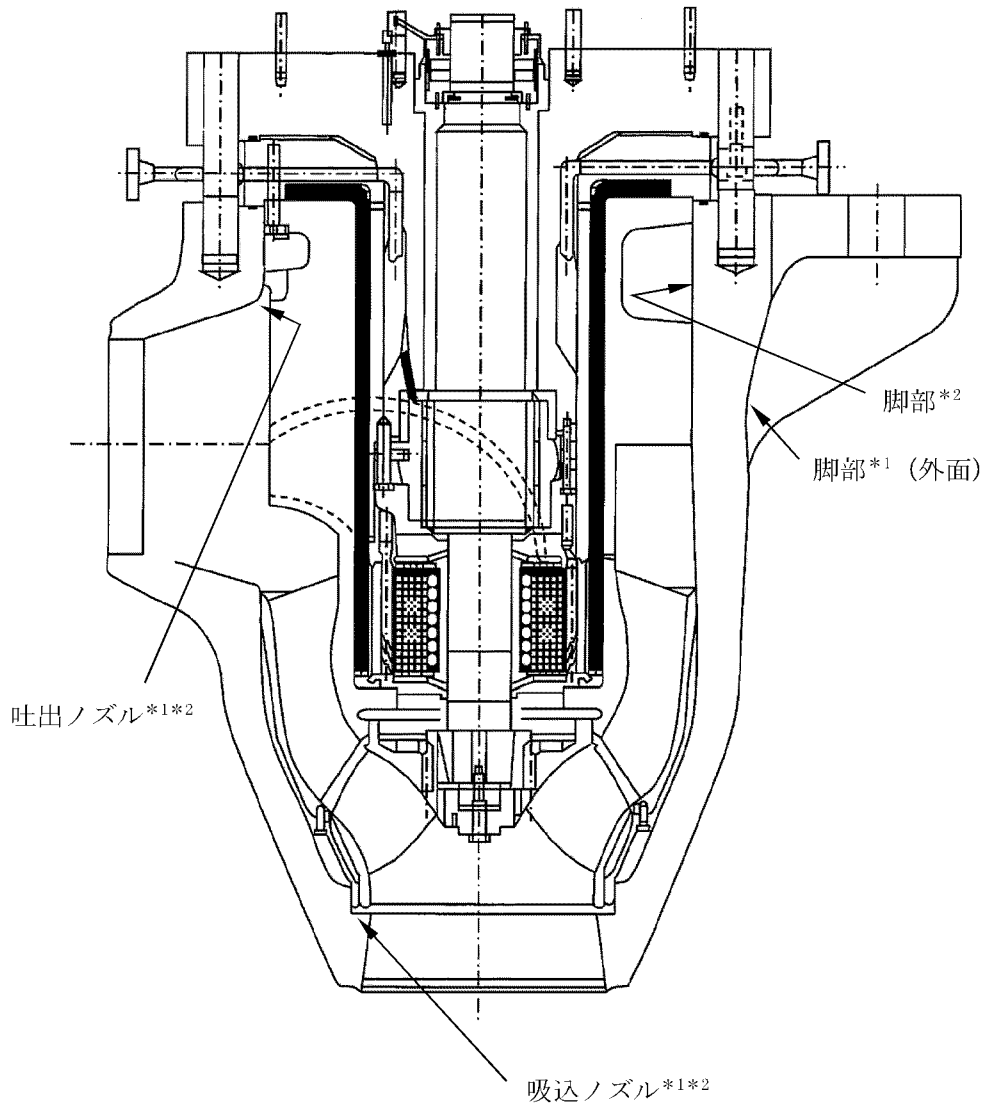
評価対象部位を図2.3-1に示す。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。

なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。



*1: 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

(非接液部の場合は () 内に理由を記載)

*2: 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図2.3-1 川内1号炉 1次冷却材ポンプ ケーシングの疲労評価対象部位

表2.3-1 川内1号炉 1次冷却材ポンプ ケーシングの疲労評価に用いた過渡回数
 運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値
起動（温度上昇率55.6℃/h）	38	69
停止（温度下降率55.6℃/h）	36	69
負荷上昇（負荷上昇率5%/min）	335	809
負荷減少（負荷減少率5%/min）	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
Ⅰ) 停 止	0	2
Ⅱ) 起 動	0	2

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
Ⅰ) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
Ⅱ) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
Ⅲ) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
1次系漏えい試験	31	61

*1：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-2 川内1号炉 1次冷却材ポンプ ケーシングの疲労評価結果

評価対象部位 (使用材料)	疲労累積係数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
ケーシング吸込ノズル (ステンレス鋼鋳鋼)	0.001	0.001
ケーシング吐出ノズル (ステンレス鋼鋳鋼)	0.049	0.513
ケーシング脚部 (ステンレス鋼鋳鋼)	0.080	0.467*1

*1：炉水環境にあり、かつ疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格に基づく疲労評価対象箇所と異なる

② 現状保全

ケーシングの疲労割れに対しては、定期的にケーシング内面の目視確認や漏えい検査により健全性を確認している。

さらに、高経年化技術評価にあわせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れは目視確認又は漏えい検査により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

ケーシングの疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

2.3.2 ケーシングの熱時効

a. 事象の説明

ケーシングに使用しているステンレス鋼は、オーステナイト相中に一部フェライト相を含む2相組織であるため、高温で加熱されると時間とともにフェライト相内でより安定な組織形態へ移行しようとし、相分離が起こることにより、靱性の低下等、材料特性変化を起こす。

b. 技術評価

① 健全性評価

熱時効による靱性低下は、フェライト量が多く、使用温度が高いほど大きくなる。

また、構造健全性評価は応力が大きいほど厳しくなる。

ステンレス鋼は1次冷却材管に多く用いられているが、1次冷却材管の熱時効に関しては、「配管の技術評価書」の1次冷却材管の章に示すとおり、フェライト量^{*3}が多く、使用温度及び荷重条件が厳しいと評価できる1次冷却材管（ホットレグ直管等）の健全性評価を実施し、問題のないことを確認している。

具体的には、き裂の存在を仮定し、弾塑性破壊力学的解析手法を用いて、ステンレス鋼の熱時効後の構造上の安全性を評価している。初期き裂については、「(社)日本電気協会 原子力発電所配管破損防護設計技術指針 (JEAG4613-1998)」に準拠し、超音波探傷検査の検出能力を基に余裕を見込んで設定している。

その結果、運転開始後60年時点までの疲労き裂進展長さを考慮した評価用き裂^{*1}を想定しても、材料のき裂進展抵抗はき裂進展力を上回ることから^{*2}、配管は不安定破壊することはなく、健全性評価上問題とならないと判断している。

ここで1次冷却材ポンプケーシングと1次冷却材管を比較すると、表2.3-3に示すとおり、ポンプケーシングの方がフェライト量^{*3}が少なく、また、ホットレグ直管と比較した場合の使用温度は低く、応力も小さい。

したがって、より条件の厳しい1次冷却材管で熱時効による不安定破壊を起こさないことが確認されていることから、1次冷却材ポンプケーシングについても同様に不安定破壊を起こさないと判断する。

また、重大事故等時（原子炉停止機能喪失）におけるプラント条件（ピーク温度360℃、ピーク圧力18.5MPa）を考慮しても、1次冷却材管の方がより条件が厳しいことを確認している。

- *1：運転開始後60年時点までの疲労き裂の進展を考慮しても、当該き裂は配管を貫通しない評価結果となったが、その後の弾塑性破壊力学解析においては、解析の簡便性のため、保守的に貫通き裂を想定した
- *2：初期き裂の想定、き裂進展、貫通き裂の想定及びき裂進展力は「(社)日本電気協会 原子力発電所配管破損防護設計技術指針（JEAG4613-1998）」の評価手法に準拠した。そのため、き裂進展力の評価についても内圧、自重、熱応力に加えて地震を考慮した
- *3：フェライト量は、製造時記録の材料成分を用いて「Standard Practice for Estimating Ferrite Content of Stainless Steel Castings Containing Both Ferrite and Austenite (ASTM A800/A800M-20)」に示される線図により決定した

表2.3-3 川内1号炉 1次冷却材ポンプケーシングと1次冷却材管の評価条件の比較

評価部位	フェライト量 [%]	使用温度 [°C]	応力 [MPa]
1次冷却材ポンプ ケーシング (吸込ノズル)	約10.9	約283.6	約68
1次冷却材ポンプ ケーシング (吐出ノズル)	約10.9	約283.6	約104
1次冷却材管 (ホットレグ直管)	約17.8	約321.1	約152
1次冷却材管 (コールドレグ直管)	約22.3	約283.6	約104

② 現状保全

ケーシングの熱時効に対しては、熱時効による経年劣化程度を直接的に確認するような検査は実施していないが、ケーシング内面全体の目視確認及び漏えい検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、ケーシングの熱時効が高経年化対策上問題となる可能性はないと考える。

点検として熱時効による経年劣化程度を直接的に確認するような検査は実施していないが、目視確認や漏えい検査により有意な欠陥のないことを確認している。

不安定破壊の起点となる有意な欠陥がなければ、熱時効による有意な靱性低下が仮に生じていたとしても、ケーシングの健全性に影響を及ぼすことはないことから、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

ケーシングの熱時効については、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

川内原子力発電所 1 号炉

熱交換器の技術評価書

[運転を断続的に行うことを前提とした評価]

九州電力株式会社

川内1号炉の熱交換器のうち、評価対象機器である安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機器、高温・高圧の環境下にあるクラス3の機器及び常設重大事故等対処設備に属する機器を型式、内部流体及び材料でグループ化し、同一グループ内の複数の機器の存在を考慮して、重要度、温度等の観点から代表機器を選定した。

これらの一覧を表1に、機能を表2に示す。

本評価書においては、これら代表機器について技術評価を行うとともに、代表機器以外の機器についても技術評価を展開している。本評価書における技術評価結果で現状保全を継続すべき項目としたものについては、現状保全の点検手法の適切性を確認しており、現状保全を継続することで健全性の維持は可能であると考ええる。

なお、点検等で確認した結果、異常が認められた場合、速やかに対策を施すこととしており、異常が認められた場合に、対策を実施する旨の記載は省略している。

本評価書では熱交換器の型式等を基に、以下の4つに分類している。

- 1 多管円筒形熱交換器
- 2 蒸気発生器
- 3 直接接触式熱交換器
- 4 2重管式熱交換器

なお、蒸気発生器は多管円筒形熱交換器に属することになるが、構造の複雑さと安全上重要な機器であり、かつ補修・取替が容易でないことを考慮し、多管円筒形熱交換器と分けて単独で評価している。

蒸気発生器の基礎部は「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含まれていない。

また、川内1、2号炉の共用設備のうち2号炉で設置されている熱交換器については、「川内原子力発電所1号炉 共用設備（他号炉設備）の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含まれていない。

表1 川内1号炉 主要な熱交換器

分離基準					機器名称 (台数)	選定基準				選定	選定理由
型式	内部流体 (管側/胴側)	材 料				重要度*1	使用条件(管側/胴側)				
		胴 板	水 室	伝 熱 管			運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
多管円筒形 U字管式	1次冷却材/ 1次冷却材	ステンレス鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	再生熱交換器(1)	MS-1、重*6	連続	約18.8 / 約 17.2	約343 / 約343	◎	
	1次冷却材、 ほう酸水/ ヒドラジン水	炭素鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	非再生冷却器(1)	PS-2	連続	約 4.1 / 約 0.98	約200 / 約 95	◎	重要度 温度、圧力
					格納容器スプレイ冷却器(2)	MS-1、重*6	一時	約 2.7 / 約 0.98	約150 / 約 95		
					封水冷却器(1)	PS-2	連続	約0.98 / 約 0.98	約 95 / 約 95		
					余熱除去冷却器(2)	MS-1、重*6	一時	約 4.1 / 約 0.98	約200 / 約 95		
					余剰抽出冷却器(1)	PS-2	一時	約17.2 / 約 0.98	約343 / 約 95		
	ほう酸水/蒸気	炭素鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	燃料取替用水タンク加熱器(1)	高*2	連続	約0.98 / 約 0.93	約 95 / 約185	◎	
	蒸気/蒸気	炭素鋼	炭素鋼	ステンレス鋼	湿分離加熱器(2)	高*2	連続	約 7.5*5/ 約 1.4	約291*5/ 約291	◎	
	給水/ 蒸気・給水	炭素鋼	炭素鋼	ステンレス鋼	高圧第6給水加熱器(2)	高*2	連続	約11.0 / 約 2.8	約235 / 約235	◎	温度、圧力
					低圧第1給水加熱器(3)	高*2	連続	約 4.0 / 約-0.10	約 85 / 約 85		
低圧第2給水加熱器(3)					高*2	連続	約 4.0 / 約-0.10	約100 / 約100			
低圧第3給水加熱器(3)					高*2	連続	約 4.0 / 約 0.20	約135 / 約135			
多管円筒形 直管式	海水/ ヒドラジン水	炭素鋼	炭素鋼	銅合金	原子炉補機冷却水冷却器(4)	MS-1、重*7	連続	約0.69 / 約 0.98	約 50 / 約 95	◎	
	給水/蒸気	炭素鋼	炭素鋼	ステンレス鋼	グラウンド蒸気復水器(1)	高*2	連続	約 1.2 / 約 0	約 80 / 約180	◎	
多管円筒形 U字管式	1次冷却材/ 給水	低合金鋼	低合金鋼	ニッケル 基合金	蒸気発生器本体(3)	PS-1、重*6	連続	約17.2 / 約 7.5	約343 / 約291	◎	
直接接触式	給水・蒸気	炭素鋼	—	—	脱気器(1)	高*2	連続	約1.4*3,4	約200*3,4	◎	
2重管式	1次冷却材/ ヒドラジン水	ステンレス鋼	—	ステンレス鋼	試料採取設備サンプル冷却器(3)	高*2	連続	約17.2 / 約 0.98	約360 / 約 95	◎	温度、圧力
	給水/ ヒドラジン水				ブローダウンサンプル冷却器(3)	高*2	連続	約 7.5 / 約 0.98	約291 / 約 95		

*1: 機能は最上位の機能を示す

*2: 最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3: 加熱器側

*4: タンク側

*5: 2段側加熱器の使用条件を示す

*6: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*7: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物(A号機、B号機)であることを示す

表2 川内1号炉 主要な熱交換器の機能

熱 交 換 器	機 能
再生熱交換器	1次冷却材系統の抽出水と充てん水の間で熱交換を行い系統からの熱損失を低減させるための熱交換器である。
非再生冷却器	再生熱交換器を通過した抽出水を下流に設置されている脱塩塔が使用できる温度まで冷却するための熱交換器である。
格納容器スプレイ冷却器	事故時再循環時の再循環スプレイ水を冷却するための熱交換器である。
封水冷却器	1次冷却材ポンプからの封水戻り、余剰抽出冷却器からの抽出水を体積制御タンクの通常温度まで冷却するための熱交換器である。
余熱除去冷却器	事故時には再循環水の冷却用熱交換器として、起動停止時には原子炉の崩壊熱除去用熱交換器として用いられる。
余剰抽出冷却器	通常の抽出系統が使用できない場合、余剰抽出系統により抽出する1次冷却材ポンプ封水を確保するための熱交換器である。
燃料取替用水タンク加熱器	燃料取替用水タンク内のほう酸水を所定の温度に維持するための熱交換器である。
湿分分離加熱器	高圧タービンから出た蒸気の湿分を除去し、さらに加熱させるための熱交換器である。
高圧第6給水加熱器	脱気器から送水される給水を高圧タービン抽気により加熱するための熱交換器である。
低圧第1給水加熱器	復水器から送水される給水を低圧タービン抽気により加熱するための熱交換器である。
低圧第2給水加熱器	低圧第1給水加熱器から送水される給水を低圧タービン抽気により加熱するための熱交換器である。
低圧第3給水加熱器	低圧第2給水加熱器から送水される給水を低圧タービン抽気により加熱するための熱交換器である。
低圧第4給水加熱器	低圧第3給水加熱器から送水される給水を低圧タービン抽気により加熱するための熱交換器である。
原子炉補機冷却水冷却器	1次系の各機器を冷却して温度が上昇した冷却水(ヒドラジン水)を、海水によって冷却するための熱交換器である。
グランド蒸気復水器	タービンのグランド部をシールするために使用されている蒸気を給水により凝縮するための熱交換器である。
蒸気発生器本体	原子炉内で発生した熱エネルギーを蒸気に変えてタービン系へ送る役目を持った熱交換器である。
脱 気 器	高圧タービン抽気により給水を直接加熱し、給水中の非凝縮ガス(酸素等)を分離除去する熱交換器である。
試料採取設備サンプル冷却器	1次冷却材系統、加圧器気相又は加圧器液相から抽出した高温の試料を冷却するための熱交換器である。
ブローダウンサンプル冷却器	蒸気発生器2次側器内水から抽出した高温の試料を冷却するための熱交換器である。

1 多管円筒形熱交換器

[対象機器]

- ① 再生熱交換器
- ② 非再生冷却器
- ③ 格納容器スプレイ冷却器
- ④ 封水冷却器
- ⑤ 余熱除去冷却器
- ⑥ 余剰抽出冷却器
- ⑦ 燃料取替用水タンク加熱器
- ⑧ 湿分分離加熱器
- ⑨ 高圧第 6 給水加熱器
- ⑩ 低圧第 1 給水加熱器
- ⑪ 低圧第 2 給水加熱器
- ⑫ 低圧第 3 給水加熱器
- ⑬ 低圧第 4 給水加熱器
- ⑭ 原子炉補機冷却水冷却器
- ⑮ グランド蒸気復水器

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	4
2.1 構造、材料及び使用条件	4
2.2 経年劣化事象の抽出	25
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	42
3. 代表機器以外への展開	46
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	46
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	47

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な多管円筒形熱交換器（蒸気発生器を除く）の主な仕様を表1-1に示す。

これらの熱交換器を、型式、内部流体及び材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す熱交換器は、伝熱管の形状からU字管式と直管式に分類されるが、さらに内部流体・材料を分離基準として考えると、表1-1に示すとおり、合計7つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

- (1) 型式：U字管式、内部流体：（管側）1次冷却材（胴側）1次冷却材

このグループには再生熱交換器のみが属するため、代表機器は再生熱交換器とする。

- (2) 型式：U字管式、内部流体：（管側）1次冷却材、ほう酸水（胴側）ヒドラジン水

このグループには非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、余熱除去冷却器及び余剰抽出冷却器が属するが、重要度、温度及び圧力の高い余熱除去冷却器を代表機器とする。

- (3) 型式：U字管式、内部流体：（管側）ほう酸水（胴側）蒸気

このグループには燃料取替用水タンク加熱器のみが属するため、代表機器は燃料取替用水タンク加熱器とする。

- (4) 型式：U字管式、内部流体：（管側）蒸気（胴側）蒸気

このグループには湿分分離加熱器のみが属するため、代表機器は湿分分離加熱器とする。

- (5) 型式：U字管式、内部流体：（管側）給水（胴側）蒸気・給水

このグループには高圧第6給水加熱器、低圧第1給水加熱器、低圧第2給水加熱器、低圧第3給水加熱器及び低圧第4給水加熱器が属するが、高温、高圧となる高圧第6給水加熱器を代表機器とする。

(6) 型式：直管式、内部流体：(管側) 海水 (胴側) ヒドラジン水

このグループには原子炉補機冷却水冷却器のみが属するため、代表機器は原子炉補機冷却水冷却器とする。

(7) 型式：直管式、内部流体：(管側) 給水 (胴側) 蒸気

このグループにはグラント蒸気復水器のみが属するため、代表機器はグラント蒸気復水器とする。

表 1-1 川内 1 号炉 多管円筒形熱交換器の主な仕様

分離基準					機器名称 (台数)	選定基準				選定	選定理由
型式	内部流体 (管側/胴側)	材 料				重要度*1	使用条件(管側/胴側)				
		胴板	水室	伝熱管			運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
U字管式	1次冷却材/ 1次冷却材	ステンレス鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	再生熱交換器 (1)	MS-1、重*1	連 続	約18.8 / 約 17.2	約343 / 約343	◎	
	1次冷却材、 ほう酸水/ ヒドラジン水	炭素鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	非再生冷却器 (1)	PS-2	連 続	約 4.1 / 約 0.98	約200 / 約 95	◎	重要度 温度、圧力
					格納容器スプレイ冷却器 (2)	MS-1、重*4	一 時	約 2.7 / 約 0.98	約150 / 約 95		
					封水冷却器 (1)	PS-2	連 続	約0.98 / 約 0.98	約 95 / 約 95		
					余熱除去冷却器 (2)	MS-1、重*1	一 時	約 4.1 / 約 0.98	約200 / 約 95		
					余剰抽出冷却器 (1)	PS-2	一 時	約17.2 / 約 0.98	約343 / 約 95		
	ほう酸水/ 蒸 気	炭素鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	燃料取替用水タンク加熱器 (1)	高*2	連 続	約0.98 / 約 0.93	約 95 / 約185	◎	
	蒸気/蒸気	炭素鋼	炭素鋼	ステンレス鋼	湿分分離加熱器 (2)	高*2	連 続	約 7.5*3 / 約 1.4	約291*3 / 約291	◎	
	給 水/ 蒸気・給水	炭素鋼	炭素鋼	ステンレス鋼	高圧第6給水加熱器 (2)	高*2	連 続	約11.0 / 約 2.8	約235 / 約235	◎	温度、圧力
					低圧第1給水加熱器 (3)	高*2	連 続	約 4.0 / 約-0.10	約 85 / 約 85		
低圧第2給水加熱器 (3)					高*2	連 続	約 4.0 / 約-0.10	約100 / 約100			
低圧第3給水加熱器 (3)					高*2	連 続	約 4.0 / 約 0.20	約135 / 約135			
低圧第4給水加熱器 (3)					高*2	連 続	約 4.0 / 約 0.54	約165 / 約220			
直管式	海 水/ ヒドラジン水	炭素鋼	炭素鋼	銅合金	原子炉補機冷却水冷却器 (4)	MS-1、重*5	連 続	約0.69 / 約 0.98	約 50 / 約 95	◎	
	給水/蒸気	炭素鋼	炭素鋼	ステンレス鋼	グラウンド蒸気復水器 (1)	高*2	連 続	約 1.2 / 約 0	約 80 / 約180	◎	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：2段階加熱器の使用条件を示す

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*5：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物（A号機、B号機）であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の7種類の熱交換器について技術評価を実施する。

- ① 再生熱交換器
- ② 余熱除去冷却器
- ③ 燃料取替用水タンク加熱器
- ④ 湿分分離加熱器
- ⑤ 高圧第6給水加熱器
- ⑥ 原子炉補機冷却水冷却器
- ⑦ グランド蒸気復水器

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 再生熱交換器

(1) 構造

川内1号炉の再生熱交換器は、横置3胴U字管式の熱交換器であり、各胴は3個独立しており、互いに連絡管により結ばれている。

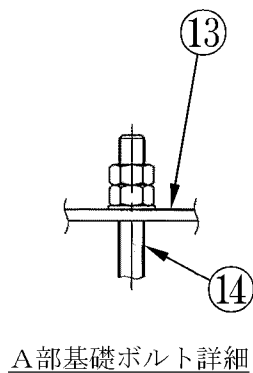
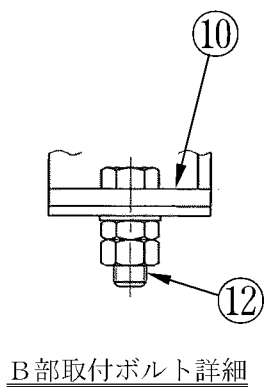
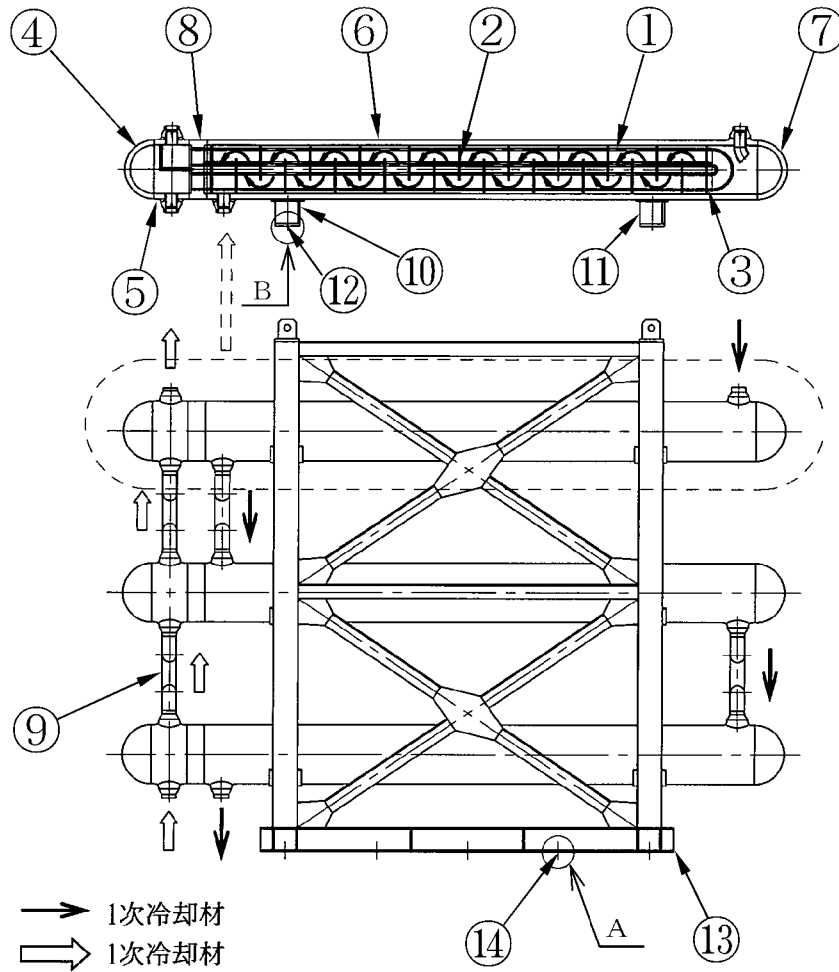
各胴及び連絡管は全て溶接構造である。

伝熱管、管側耐圧構成品及び胴側耐圧構成品にはステンレス鋼を使用しており、1次冷却材に接液している。

川内1号炉の再生熱交換器の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の再生熱交換器の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	伝熱管
②	邪魔板
③	支持板
④	管側鏡板
⑤	管側胴板
⑥	胴側胴板
⑦	胴側鏡板
⑧	管 板
⑨	連絡管
⑩	支持脚
⑪	支持脚 (スライド脚)
⑫	取付ボルト
⑬	架 台
⑭	基礎ボルト

図 2.1-1 川内1号炉 再生熱交換器構造図

表 2.1-1 川内 1 号炉 再生熱交換器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	伝熱管	ステンレス鋼
流路構成品	邪魔板	ステンレス鋼
	支持板	ステンレス鋼
管側耐圧構成品	管側鏡板	ステンレス鋼
	管側胴板	ステンレス鋼
胴側耐圧構成品	胴側胴板	ステンレス鋼
	胴側鏡板	ステンレス鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	管 板	ステンレス鋼
管側/胴側 耐圧構成品	連絡管	ステンレス鋼
支持構造物組立品	支持脚 支持脚(スライド脚)	炭素鋼
	取付ボルト	炭素鋼
	架 台 基礎ボルト	炭素鋼

表 2.1-2 川内 1 号炉 再生熱交換器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約18.8MPa[gage]	(胴側) 約17.2MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約343℃	(胴側) 約343℃
内 部 流 体	(管側) 1次冷却材	(胴側) 1次冷却材

2.1.2 余熱除去冷却器

(1) 構造

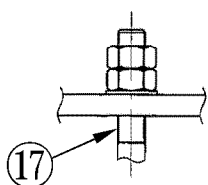
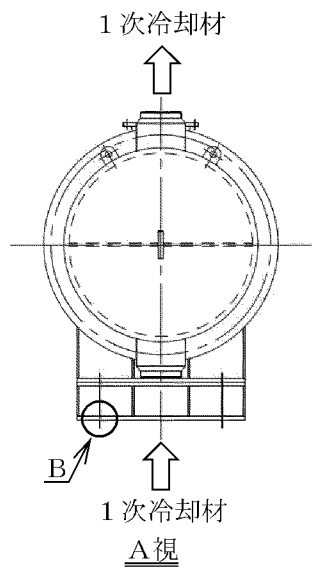
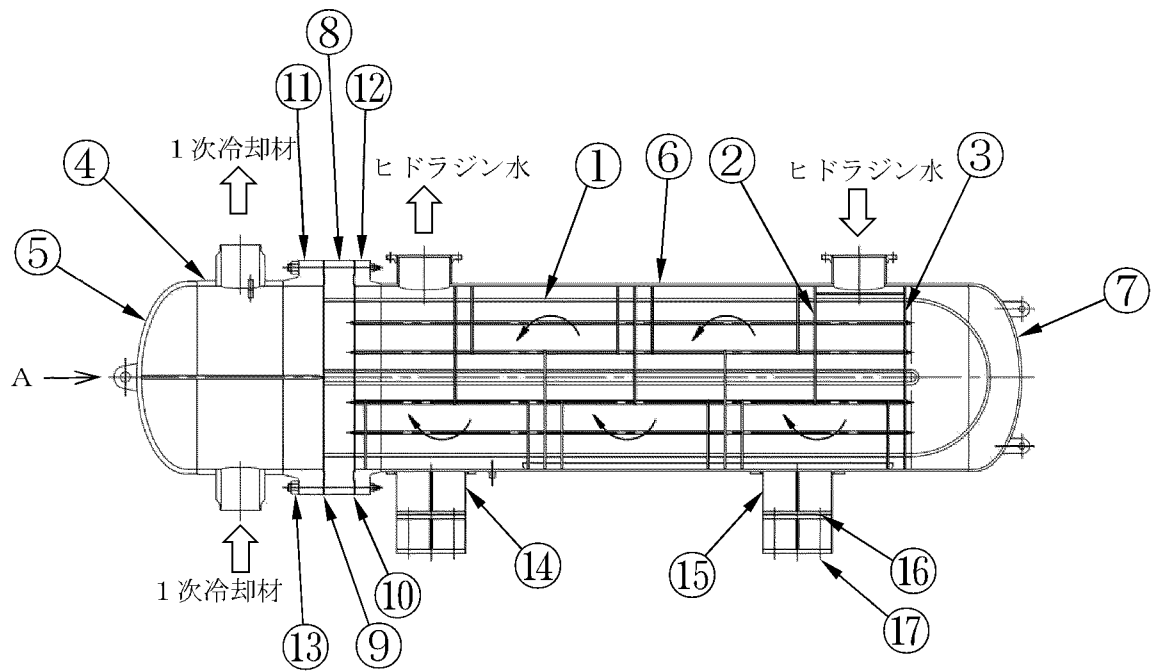
川内1号炉の余熱除去冷却器は、横置U字管式の熱交換器であり、伝熱管にはステンレス鋼を使用しており、1次冷却材、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

管側耐圧構成品にはステンレス鋼、胴側耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、それぞれ1次冷却材、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

川内1号炉の余熱除去冷却器の構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の余熱除去冷却器の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。



No.	部 位
①	伝熱管
②	邪魔板
③	支持板
④	管側胴板
⑤	管側鏡板
⑥	胴側胴板
⑦	胴側鏡板
⑧	管 板
⑨	管側ガスケット
⑩	胴側ガスケット
⑪	管側フランジ
⑫	胴側フランジ
⑬	フランジボルト
⑭	支持脚
⑮	支持脚 (スライド脚)
⑯	取付ボルト
⑰	基礎ボルト

図 2.1-2 川内 1 号炉 余熱除去冷却器構造図

表 2.1-3 川内 1 号炉 余熱除去冷却器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	伝 熱 管	ステンレス鋼
流路構成品	邪 魔 板	ステンレス鋼
	支 持 板	ステンレス鋼
管側耐圧構成品	管側胴板 管側鏡板	ステンレス鋼
胴側耐圧構成品	胴側胴板 胴側鏡板	炭 素 鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	管 板	ステンレス鋼
	管側ガスケット 胴側ガスケット	消耗品・定期取替品
胴フランジ構成品	管側フランジ	ステンレス鋼
	胴側フランジ	炭 素 鋼
	フランジボルト	低合金鋼
支持構造物組立品	支 持 脚 支持脚 (スライド脚)	炭 素 鋼
	取付ボルト	炭 素 鋼
	基礎ボルト	炭 素 鋼

表 2.1-4 川内 1 号炉 余熱除去冷却器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約4.1MPa[gage]	(胴側) 約0.98MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約200℃	(胴側) 約95℃
内 部 流 体	(管側) 1次冷却材	(胴側) ヒドラジン水

2.1.3 燃料取替用水タンク加熱器

(1) 構造

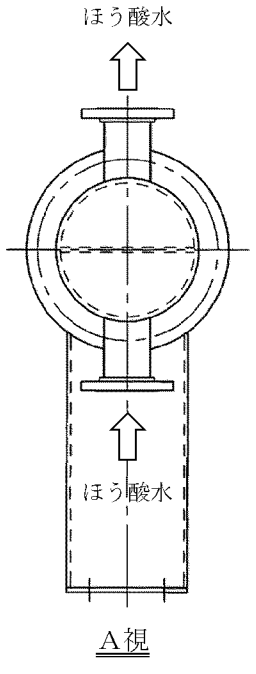
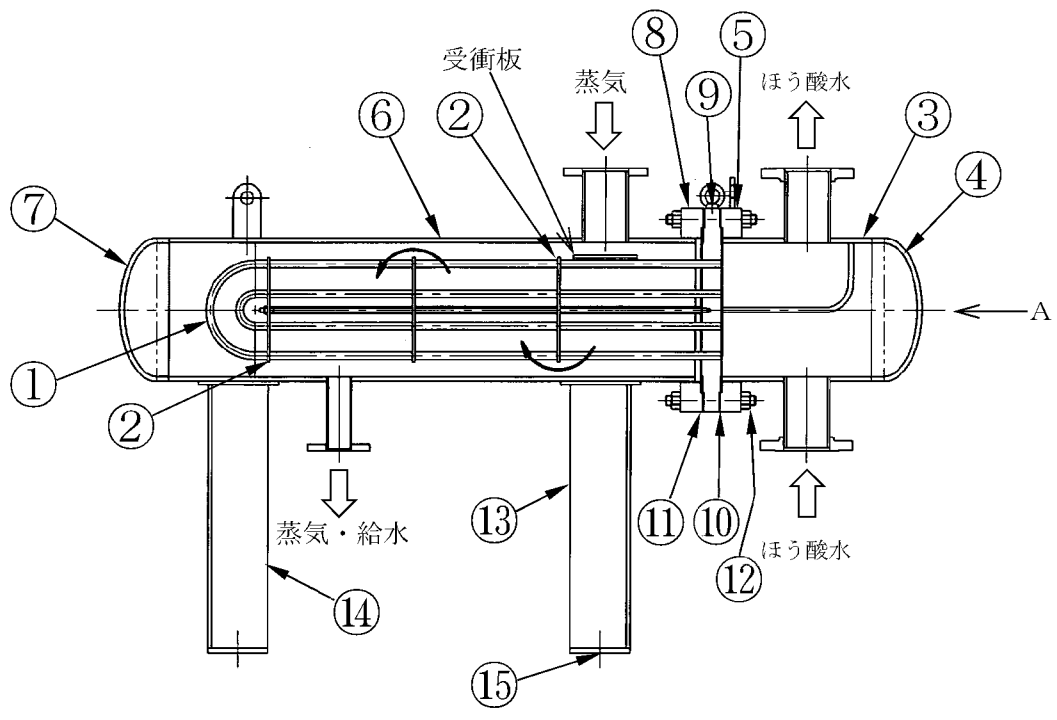
川内1号炉の燃料取替用水タンク加熱器は、横置U字管式の熱交換器であり、伝熱管にはステンレス鋼を使用しており、ほう酸水、蒸気に接液している。

管側耐圧構成品にはステンレス鋼、胴側耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、それぞれほう酸水、蒸気に接液している。

川内1号炉の燃料取替用水タンク加熱器の構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の燃料取替用水タンク加熱器の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。



No.	部 位
①	伝熱管
②	支持板
③	管側胴板
④	管側鏡板
⑤	管側フランジ
⑥	胴側胴板
⑦	胴側鏡板
⑧	胴側フランジ
⑨	管 板
⑩	管側ガスケット
⑪	胴側ガスケット
⑫	フランジボルト
⑬	支持脚
⑭	支持脚 (スライド脚)
⑮	取付ボルト

図 2.1-3 川内 1 号炉 燃料取替用水タンク加熱器構造図

表 2.1-5 川内1号炉 燃料取替用水タンク加熱器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	伝熱管	ステンレス鋼
流路構成品	支持板	ステンレス鋼
管側耐圧構成品	管側胴板 管側鏡板 管側フランジ	ステンレス鋼
胴側耐圧構成品	胴側胴板 胴側鏡板 胴側フランジ	炭素鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	管板	ステンレス鋼
	管側ガスケット 胴側ガスケット	消耗品・定期取替品
	フランジボルト	低合金鋼
支持構造物組立品	支持脚 支持脚(スライド脚)	炭素鋼
	取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-6 川内1号炉 燃料取替用水タンク加熱器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約0.98MPa[gage]	(胴側) 約0.93MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約95℃	(胴側) 約185℃
内部流体	(管側) ほう酸水	(胴側) 蒸気

2.1.4 湿水分離加熱器

(1) 構造

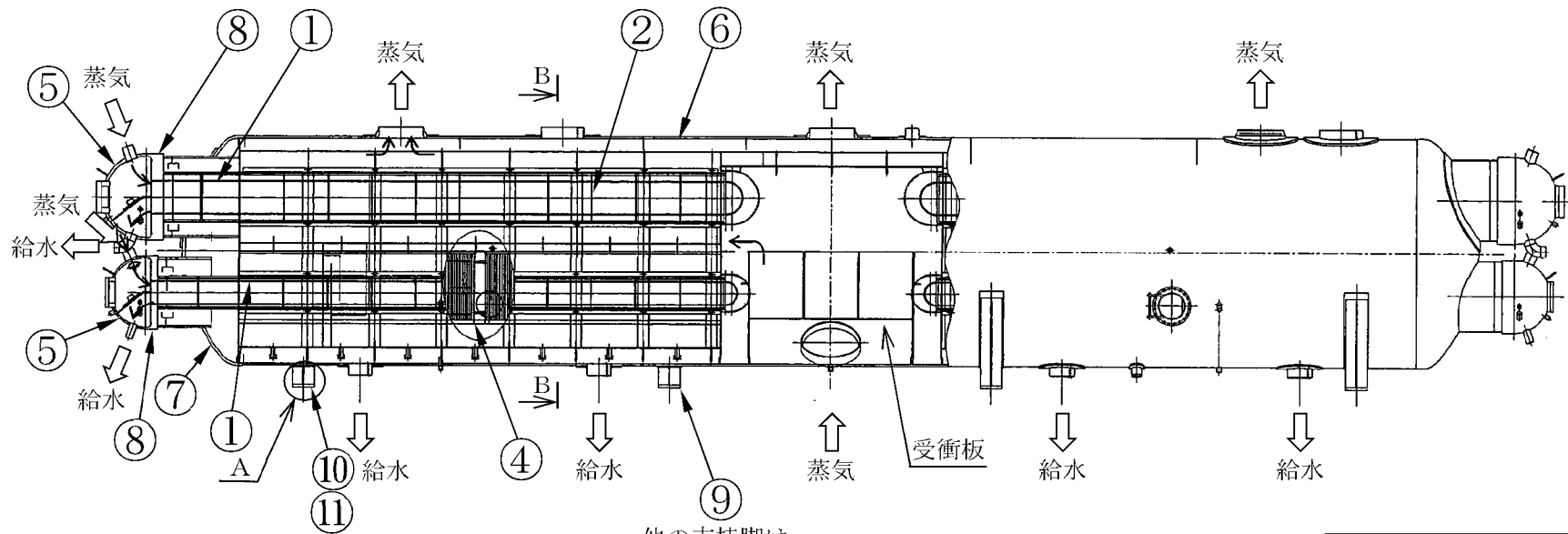
川内1号炉の湿水分離加熱器は、横置2段加熱U字管式の熱交換器であり、湿水分離加熱器は加熱管部、加熱蒸気室部、胴部及び湿水分離部により構成されている。

加熱管にはステンレス鋼を使用しており、蒸気に接している。管側耐圧構成品及び胴側耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、それぞれ蒸気に接している。また、高圧タービン排気の湿分を除去する湿水分離器にはステンレス鋼を使用している。

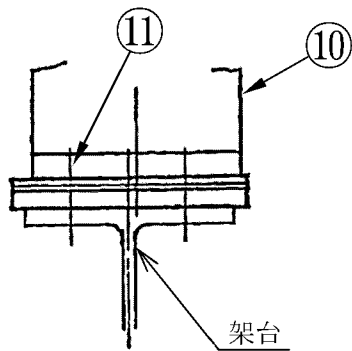
川内1号炉の湿水分離加熱器の構造図を図2.1-4に示す。

(2) 材料及び使用条件

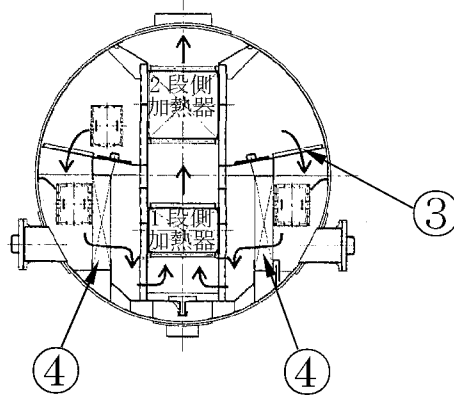
川内1号炉の湿水分離加熱器の使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。



他の支持脚は
全てスライド脚



A部 取付ボルト詳細



断面B B

No.	部 位
①	加熱管
②	支持板
③	マンホール
④	湿水分離器
⑤	蒸気室カバー
⑥	胴
⑦	胴鏡板
⑧	蒸気室管板
⑨	支持脚
⑩	支持脚 (スライド脚)
⑪	取付ボルト

図 2.1-4 川内1号炉 湿水分離加熱器構造図

表 2.1-7 川内 1 号炉 湿分分離加熱器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	加 熱 管	ステンレス鋼
流路構成品	支 持 板	炭 素 鋼
	マニホールド	炭 素 鋼
	湿分分離器	ステンレス鋼
管側耐圧構成品	蒸気室カバー	炭 素 鋼
胴側耐圧構成品	胴	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
	胴 鏡 板	炭 素 鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	蒸気室管板	炭素鋼（ニッケル基合金肉盛）
支持構造物組立品	支 持 脚 支持脚（スライド脚）	炭 素 鋼
	取付ボルト	低合金鋼

表 2.1-8 川内 1 号炉 湿分分離加熱器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約2.8MPa[gage] ^{*1} 約7.5MPa[gage] ^{*2}	(胴側) 約1.4MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約291℃ ^{*1} 約291℃ ^{*2}	(胴側) 約291℃
内 部 流 体	(管側) 蒸 気	(胴側) 蒸 気

*1：1 段側加熱器

*2：2 段側加熱器

2.1.5 高圧第6給水加熱器

(1) 構造

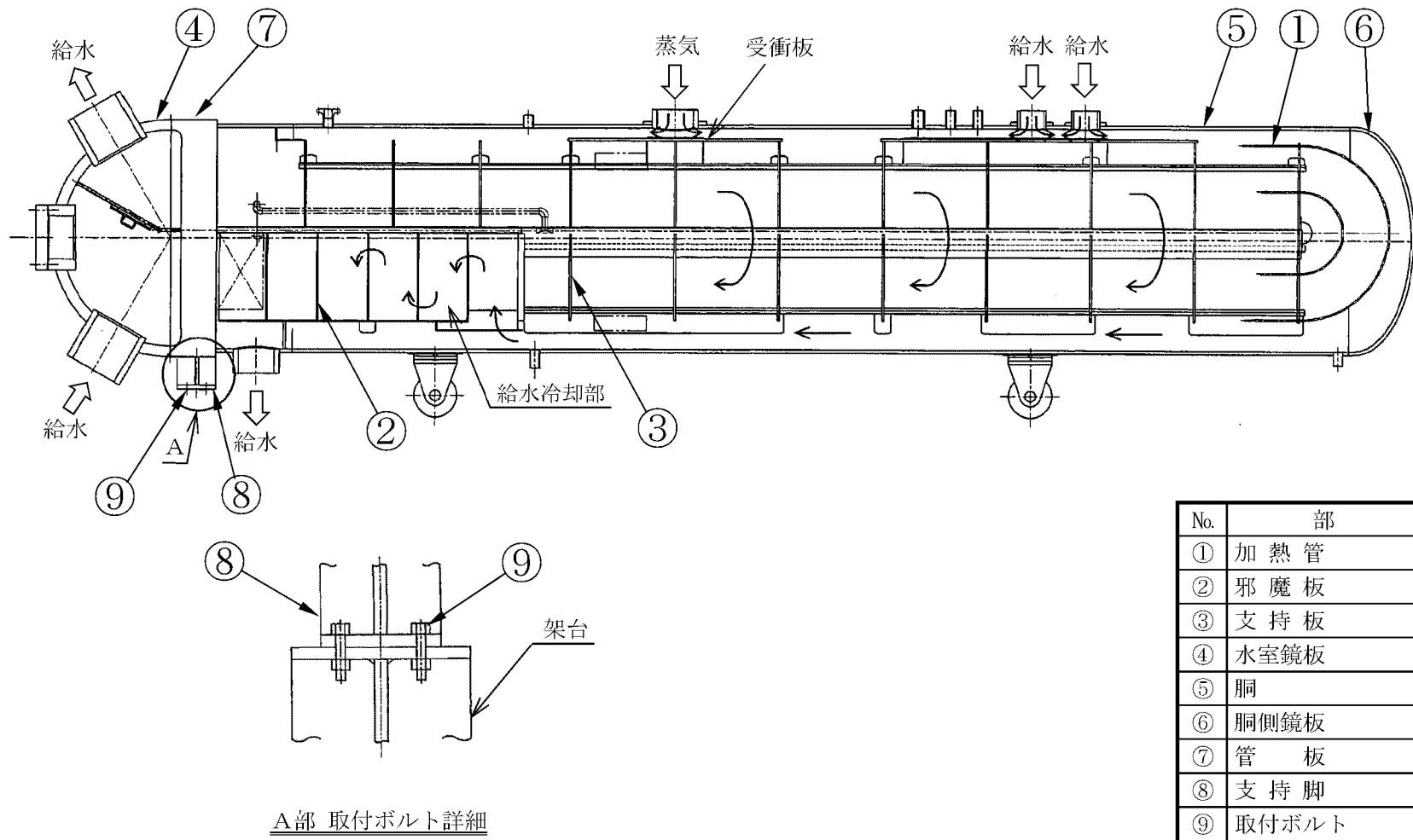
川内1号炉の高圧第6給水加熱器は、横置U字管式の熱交換器であり、加熱管にはステンレス鋼を使用し、給水、蒸気に接液している。

管側耐圧構成品及び胴側耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、それぞれ給水、蒸気に接液している。

川内1号炉の高圧第6給水加熱器の構造図を図2.1-5に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の高圧第6給水加熱器の使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。



No.	部 位
①	加 熱 管
②	邪 魔 板
③	支 持 板
④	水室鏡板
⑤	洞
⑥	洞側鏡板
⑦	管 板
⑧	支 持 脚
⑨	取 付 ボ ル ト

図 2.1-5 川内1号炉 高压第6給水加熱器構造図

表 2.1-9 川内 1 号炉 高圧第 6 給水加熱器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	加 熱 管	ステンレス鋼
流路構成品	邪 魔 板	炭 素 鋼
	支 持 板	炭 素 鋼
管側耐圧構成品	水室鏡板	炭 素 鋼
胴側耐圧構成品	胴 胴側鏡板	炭 素 鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	管 板	炭素鋼（ステンレス鋼肉盛）
支持構造物組立品	支 持 脚	炭 素 鋼
	取付ボルト	低合金鋼

表 2.1-10 川内 1 号炉 高圧第 6 給水加熱器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約11.0MPa[gage]	(胴側) 約2.8MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約235℃	(胴側) 約235℃
内 部 流 体	(管側) 給 水	(胴側) 蒸気・給水

2.1.6 原子炉補機冷却水冷却器

(1) 構造

川内1号炉の原子炉補機冷却水冷却器は、横置直管式の熱交換器であり、伝熱管には銅合金を使用しており、海水、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

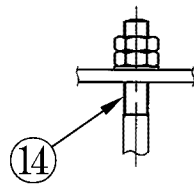
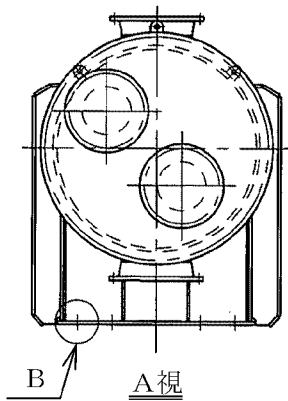
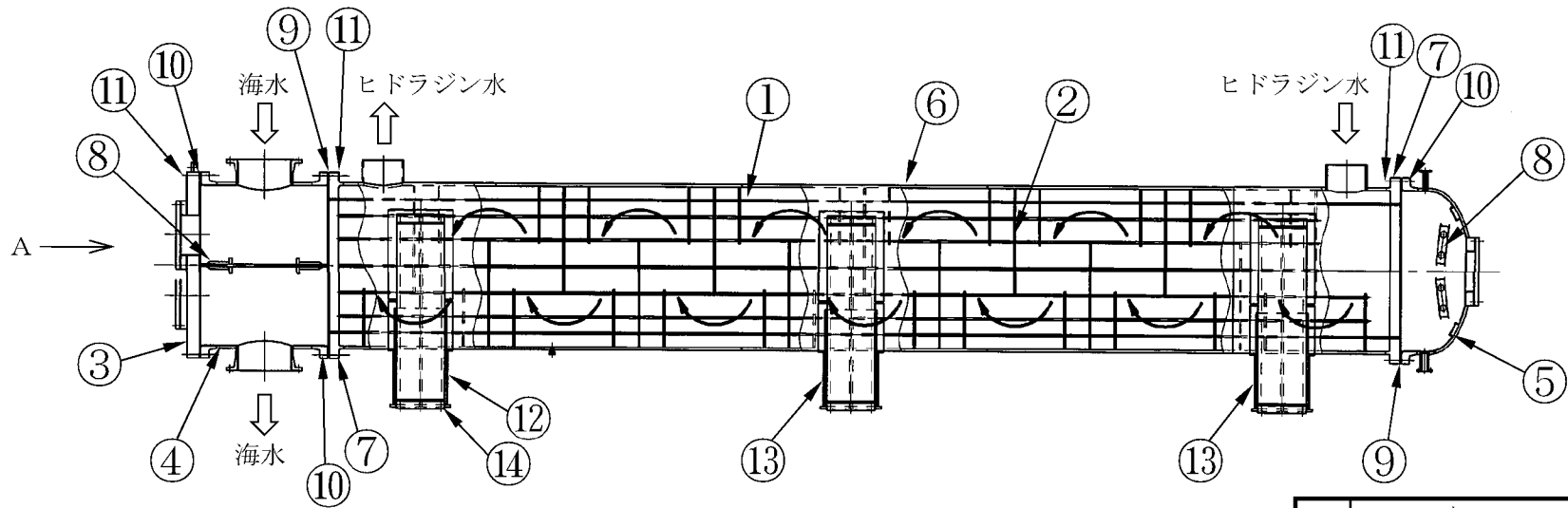
胴側耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

海水に接液する管側耐圧構成品には、ライニングされた炭素鋼を使用している。

川内1号炉の原子炉補機冷却水冷却器の構造図を図2.1-6に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉補機冷却水冷却器の使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。



B部基礎ボルト詳細

No.	部 位
①	伝熱管
②	邪魔板
③	管側端板
④	管側胴板
⑤	管側鏡板
⑥	胴側胴板
⑦	管 板
⑧	防食亜鉛板
⑨	ガスケット
⑩	管側フランジ
⑪	フランジボルト
⑫	支持脚
⑬	支持脚 (スライド脚)
⑭	基礎ボルト

図 2.1-6 川内 1 号炉 原子炉補機冷却水冷却器構造図

表 2.1-11 川内 1 号炉 原子炉補機冷却水冷却器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	伝熱管	銅合金
流路構成品	邪魔板	炭素鋼
管側耐圧構成品	管側端板 管側胴板 管側鏡板	炭素鋼（ライニング）
胴側耐圧構成品	胴側胴板	炭素鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	管板	炭素鋼（銅合金内張り）
	防食亜鉛板	消耗品・定期取替品
	ガスケット	消耗品・定期取替品
管側フランジ 構成品	管側フランジ	炭素鋼（ライニング）
	フランジボルト	低合金鋼
支持構造物組立品	支持脚 支持脚（スライド脚）	炭素鋼
	基礎ボルト	炭素鋼

表 2.1-12 川内 1 号炉 原子炉補機冷却水冷却器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約0.69MPa[gage]	(胴側) 約0.98MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約50℃	(胴側) 約95℃
内部流体	(管側) 海水	(胴側) ヒドラジン水

2.1.7 グランド蒸気復水器

(1) 構造

川内1号炉のグランド蒸気復水器は、横置直管式の熱交換器であり、冷却管にはステンレス鋼を使用しており、給水、蒸気に接液している。

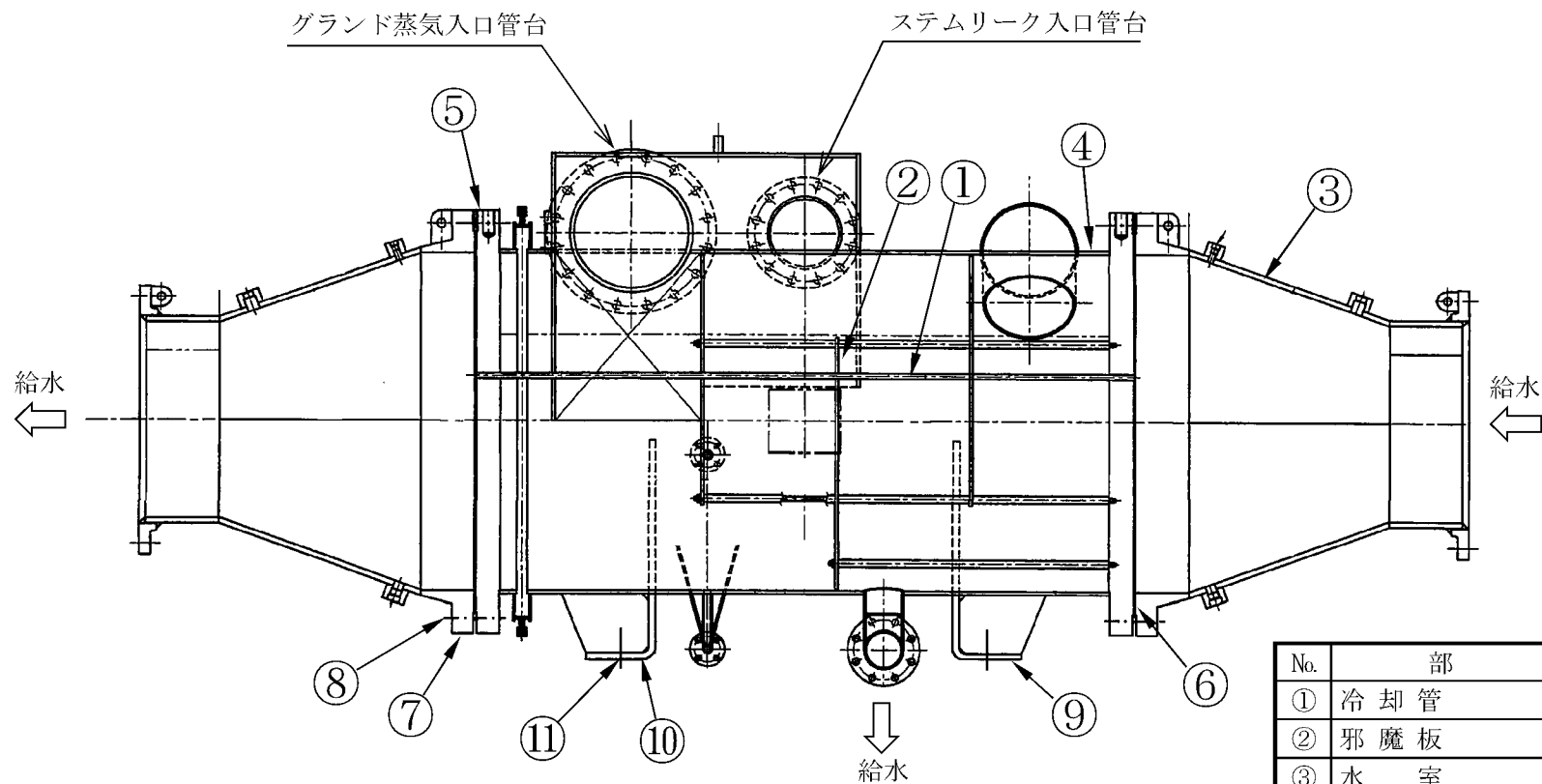
管側耐圧構成品及び胴側耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、それぞれ給水、蒸気に接液している。

給水の流れが単流であり、また水の流れを円滑にするため、水室は両側共円錐形となっている。

川内1号炉のグランド蒸気復水器の構造図を図2.1-7に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のグランド蒸気復水器の使用材料及び使用条件を表2.1-13及び表2.1-14に示す。



No.	部 位
①	冷 却 管
②	邪 魔 板
③	水 室
④	胴
⑤	管 板
⑥	ガ ス ケ ッ ト
⑦	水 室 フ ラ ン ジ
⑧	フ ラ ン ジ ボ ル ト
⑨	支 持 脚
⑩	支 持 脚 (ス ラ イ ド 脚)
⑪	取 付 ボ ル ト

図 2.1-7 川内 1 号 炉 グラウンド蒸気復水器構造図

表 2.1-13 川内 1 号炉 グランド蒸気復水器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	冷 却 管	ステンレス鋼
流路構成品	邪 魔 板	炭 素 鋼
管側耐圧構成品	水 室	炭 素 鋼
胴側耐圧構成品	胴	炭 素 鋼
管側/胴側 バウンダリ構成品	管 板	炭 素 鋼
	ガスケット	消耗品・定期取替品
フランジ構成品	水室フランジ	炭 素 鋼
	フランジボルト	低合金鋼
支持構造物組立品	支 持 脚 支持脚 (スライド脚)	炭 素 鋼
	取付ボルト	炭 素 鋼

表 2.1-14 川内 1 号炉 グランド蒸気復水器の使用条件

最高使用圧力	(管側) 約1.2MPa[gage]	(胴側) 約 0MPa[gage]
最高使用温度	(管側) 約80℃	(胴側) 約180℃
内 部 流 体	(管側) 給 水	(胴側) 蒸 気

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

多管円筒形熱交換器の機能である熱除去機能(冷却器の場合)及び加熱機能(加熱器の場合)を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① 伝熱性能の確保
- ② バウンダリの維持
- ③ 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

多管円筒形熱交換器個々について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件(水質、圧力、温度等)及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-7に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象(表2.2-1～表2.2-7で○となっているもの)としては以下の事象がある。

(1) 管板の疲労割れ [再生熱交換器、余熱除去冷却器]

再生熱交換器及び余熱除去冷却器はプラントの起動・停止時等に発生する内部流体のステップ状の大きな温度変化により、材料に疲労が蓄積することから、特に胴板等の他の構成部材に比べて肉厚が大きい管板部においては、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-7で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 伝熱管（加熱管、冷却管を含む）の摩耗及び高サイクル疲労割れ [共通]

管内流体及び胴側流体により伝熱管振動が発生した場合、支持板等で伝熱管に摩耗又は高サイクル疲労割れが想定される。

また、管外表面を流れる流体による振動で伝熱管の強度上想定される振動形態としては、カルマン渦による振動と流力弾性振動がある。

しかしながら、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 伝熱管（加熱管、冷却管を含む）の内面腐食（流れ加速型腐食）

[再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、
高圧第6給水加熱器、グラウンド蒸気復水器]

伝熱管は、内部流体により流れ加速型腐食の発生が想定される。

しかしながら、耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼の伝熱管を使用しており、流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を確認している。

(3) 伝熱管の内面腐食（流れ加速型腐食）[原子炉補機冷却水冷却器]

原子炉補機冷却水冷却器の伝熱管は銅合金であり、内部流体による流れ加速型腐食により減肉が想定される。

銅合金は腐食電位の高い貴な金属であり、耐食性が良いが、高速の流水中で使用すると、流れ加速型腐食が発生することがある。

原子炉補機冷却水冷却器は管側流体が海水であるため、貝等の異物の付着により局所的に流速が増大し、流れ加速型腐食が発生する可能性があるが、貝等の混入物の大きさ、形態、付着状態は不確定であることから、流速と腐食量について、一律で定量的な評価は困難である。

しかしながら、開放点検時の渦流探傷検査により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 伝熱管（加熱管、冷却管を含む）の外面腐食（流れ加速型腐食）〔共通〕

伝熱管は、管外流体により流れ加速型腐食の発生が想定される。

しかしながら、再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿水分離加熱器、高圧第6給水加熱器及びグラウンド蒸気復水器の伝熱管については、耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼であることから、外面からの流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

原子炉補機冷却水冷却器については、管外流体の流速が十分に遅いことから、外面からの流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を確認している。

(5) 伝熱管等ステンレス鋼使用部位の応力腐食割れ

〔再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿水分離加熱器、高圧第6給水加熱器、グラウンド蒸気復水器〕

ステンレス鋼の伝熱管等は、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、水質を適切に管理しているため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

余熱除去冷却器については、定期検査時は飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体が流入するが、その際は流体温度が低い（最高80℃程度）ため、この場合も応力腐食割れが発生する可能性は小さい。また、定期検査後のプラント起動時には1次冷却材中の溶存酸素濃度低減のための運転操作を実施し、高温（100℃以上）で使用する場合は溶存酸素濃度が0.1ppm以下に低減された流体となっているため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を確認している。

(6) 伝熱管（加熱管、冷却管を含む）のスケール付着

[再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、
高圧第6給水加熱器、グラウンド蒸気復水器]

管側・胴側流体の不純物持ち込みによるスケール付着が発生し、伝熱性能に影響を及ぼすことが想定される。

しかしながら、内部流体は、1次冷却材、ほう酸水、給水、蒸気及びヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、適切な水質管理により不純物の流入は抑制されていることから、スケール付着の可能性は小さい。また、渦流探傷検査実施前の洗浄や運転中の流体温度及び流量等のパラメータの監視により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(7) 伝熱管のスケール付着 [原子炉補機冷却水冷却器]

管側・胴側流体の不純物持ち込みによるスケール付着が発生し、伝熱性能に影響を及ぼすことが想定される。

しかしながら、開放点検時の洗浄により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(8) 胴側耐圧構成品等の腐食（流れ加速型腐食）

[燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、高圧第6給水加熱器、グラウンド蒸気復水器]

2相流体を内包する胴板等の炭素鋼使用部位には、流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、開放点検時の目視確認又は肉厚測定により、有意な減肉がないことを確認し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(9) 管側耐圧構成品等の腐食（流れ加速型腐食）〔湿分分離加熱器〕

湿分を含む蒸気が管側内部を流れる場合、蒸気室カバー等の炭素鋼使用部位には、流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(10) 管側耐圧構成品等の腐食（流れ加速型腐食）

〔高圧第6給水加熱器、グラウンド蒸気復水器〕

管側耐圧構成品等は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、高圧第6給水加熱器及びグラウンド蒸気復水器の内部流体はpH等を管理した脱気水で内面の腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(11) 管側耐圧構成品等の海水による腐食（異種金属接触腐食を含む）

〔原子炉補機冷却水冷却器〕

原子炉補機冷却水冷却器は管側流体が海水であり、管板に使用している銅合金が長期使用により腐食が想定される。

また、原子炉補機冷却水冷却器の炭素鋼使用部位には、海水接液面にライニングを施工しているが、ライニングのはく離等により炭素鋼に海水が接した場合、管板が炭素鋼＋銅合金クラッドであるため、炭素鋼に異種金属接触腐食が想定される。

しかしながら、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(12) 胴側耐圧構成品等の腐食（全面腐食）〔余熱除去冷却器〕

胴側耐圧構成品等は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、余熱除去冷却器の内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、内面の腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(13) 胴板等の外面からの腐食（全面腐食）

〔余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、高圧第6給水加熱器、原子炉補機冷却水冷却器、グラウンド蒸気復水器〕

胴板、鏡板、管板、フランジ等は炭素鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(14) フランジボルトの腐食（全面腐食）

〔余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、原子炉補機冷却水冷却器、グラウンド蒸気復水器〕

フランジボルトはガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

(15) 連絡管の疲労割れ〔再生熱交換器〕

1999年7月に敦賀2号炉の再生熱交換器連絡管、2003年9月に泊2号炉の再生熱交換器胴側出口配管において、温度の異なる冷却材の合流による温度ゆらぎ（サーマルストライピング）が生じ、高サイクル熱疲労による疲労割れが発生している。

しかしながら、この事象は内筒付再生熱交換器特有のものであり、川内1号炉の再生熱交換器には内筒がなく、高温水と低温水の合流部が想定されないことから、疲労割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、連絡管溶接部については、超音波探傷検査及び漏えい検査により、機器の健全性を確認している。

(16) 支持脚等の腐食（全面腐食）〔共通〕

支持脚及び架台は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(17) 支持脚（スライド脚）の腐食（全面腐食）

〔再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、原子炉補機冷却水冷却器、グラウンド蒸気復水器〕

横置の熱交換器である再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、原子炉補機冷却水冷却器及びグラウンド蒸気復水器には、支持脚（スライド脚）が設置されているが、スライド部は炭素鋼であり、長期使用により、腐食による固着が想定される。

しかしながら、巡視点検等で目視によりスライド部に異常のないことを確認し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(18) 取付ボルトの腐食（全面腐食）

[再生熱交換器、余熱除去冷却器、燃料取替用水タンク加熱器、湿分分離加熱器、
高圧第6給水加熱器、グラウンド蒸気復水器]

取付ボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(19) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

[再生熱交換器、余熱除去冷却器、原子炉補機冷却水冷却器]

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(20) 胴側耐圧構成品等の腐食（全面腐食）〔原子炉補機冷却水冷却器〕

胴側耐圧構成品等は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、原子炉補機冷却水冷却器の内部流体は、ヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、内面の腐食が発生し難い環境であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

防食亜鉛板及びガスケットは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表 2.2-1 川内 1 号炉 再生熱交換器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定 期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	伝熱管		ステンレス鋼	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1	△			△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着 *4：スライド部の腐食
	邪魔板		ステンレス鋼				△				
	支持板		ステンレス鋼				△				
バウンダリの維持	管側鏡板		ステンレス鋼				△				
	管側胴板		ステンレス鋼				△				
	胴側胴板		ステンレス鋼				△				
	胴側鏡板		ステンレス鋼				△				
	管 板		ステンレス鋼			○	△				
	連絡管		ステンレス鋼			△	△				
機器の支持	支持脚		炭素鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭素鋼		△*1 △						
	取付ボルト		炭素鋼		△						
	架 台		炭素鋼		△						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-2 川内 1 号炉 余熱除去冷却器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定 期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	伝熱管		ステンレス鋼	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1	△			△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着 *4：スライド部の腐食
	邪魔板		ステンレス鋼				△				
	支持板		ステンレス鋼				△				
バウンダリの維持	管側胴板 管側鏡板		ステンレス鋼				△				
	胴側胴板		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	胴側鏡板		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	管 板		ステンレス鋼			○	△				
	管側ガスケット 胴側ガスケット	◎	—								
	管側フランジ		ステンレス鋼				△				
	胴側フランジ		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	フランジボルト		低合金鋼		△						
機器の支持	支持脚		炭素鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭素鋼		△*4 △						
	取付ボルト		炭素鋼		△						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-3 川内1号炉 燃料取替用水タンク加熱器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	伝熱管		ステンレス鋼	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1	△			△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着 *4：スライド部の腐食
	支持板		ステンレス鋼				△				
バウンダリの維持	管側胴板		ステンレス鋼				△				
	管側鏡板		ステンレス鋼				△				
	管側フランジ		ステンレス鋼				△				
	胴側胴板		炭素鋼		△*2(内面) △(外面)						
	胴側鏡板		炭素鋼		△*2(内面) △(外面)						
	胴側フランジ		炭素鋼		△(外面)						
	管 板		ステンレス鋼				△				
	管側ガスケット 胴側ガスケット	◎	—								
機器の支持	フランジボルト		低合金鋼		△						
	支持脚		炭素鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭素鋼		△*4 △						
	取付ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-4 川内 1 号炉 湿分分離加熱器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定 期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	加 熱 管		ステンレス鋼	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1	△			△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着 *4：スライド部の腐食
	支 持 板		炭 素 鋼		△*2						
	マニホールド		炭 素 鋼		△*2						
	湿分分離器		ステンレス鋼				△				
バウンダリの維持	蒸気室カバー		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	胴		炭 素 鋼 (ステンレス鋼内張り)		△*2(内面) △ (外面)		△ (ステンレス鋼 内張り)				
	胴 鏡 板		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	蒸気室管板		炭 素 鋼 (ニッケル基合金肉盛)		△*2(内面) △ (外面)						
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭 素 鋼		△*4 △						
	取付ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-5 川内1号炉 高圧第6給水加熱器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	加 熱 管		ステンレス鋼	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1	△			△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着
	邪 魔 板		炭 素 鋼		△*2						
	支 持 板		炭 素 鋼		△*2						
バウンダリの維持	水室鏡板		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	胴		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	胴側鏡板		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	管 板		炭素鋼 (ステンレス鋼肉盛)		△*2(内面) △ (外面)						
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	取付ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-6 川内1号炉 原子炉補機冷却水冷却器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	伝熱管		銅合金	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1				△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着 *4：異種金属接触腐食を含む *5：スライド部の腐食
	邪魔板		炭素鋼		▲						
バウンダリの維持	管側端板		炭素鋼 (ライニング)		△*4(内面) △ (外面)						
	管側胴板		炭素鋼 (ライニング)		△*4(内面) △ (外面)						
	管側鏡板		炭素鋼 (ライニング)		△*4(内面) △ (外面)						
	胴側胴板		炭素鋼		▲ (内面) △ (外面)						
	管 板		炭素鋼 (銅合金内張り)		△*4(内面) △ (外面)						
	防食亜鉛板	◎	—								
	ガスケット	◎	—								
	管側フランジ		炭素鋼 (ライニング)		△*4(内面) △ (外面)						
フランジボルト		低合金鋼		△							
機器の支持	支持脚		炭素鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭素鋼		△*5 △						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-7 川内 1 号炉 グランド蒸気復水器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	冷 却 管		ステンレス鋼	△*1	△*2(内面) △*2(外面)	△*1	△			△*3	*1：摩耗・高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：スケール付着 *4：スライド部の腐食
	邪 魔 板		炭 素 鋼		△*2						
バウンダリの維持	水 室		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	胴		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	管 板		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	ガスケット	◎	—								
	水室フランジ		炭 素 鋼		△*2(内面) △ (外面)						
	フランジボルト		低合金鋼		△						
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭 素 鋼		△*4 △						
	取付ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 管板の疲労割れ [再生熱交換器、余熱除去冷却器]

a. 事象の説明

管板は、プラントの起動・停止等に熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

管板の健全性評価にあたっては、「(社) 日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価を行った。

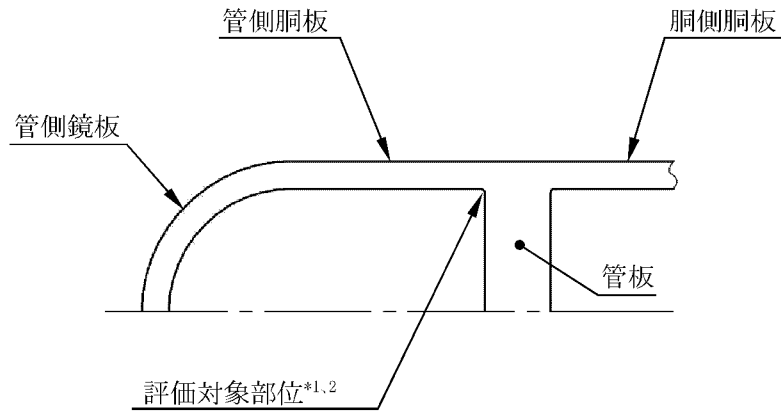
管板に発生する応力については、2次元FEMモデルを作成し評価することとし、「(社) 日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」及び「ASME Sec. III Appendix A-8000」に基づき疲労評価を行った。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社) 日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

評価対象部位を図2.3-1及び図2.3-2に、疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1及び表2.3-2に示す。

なお、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

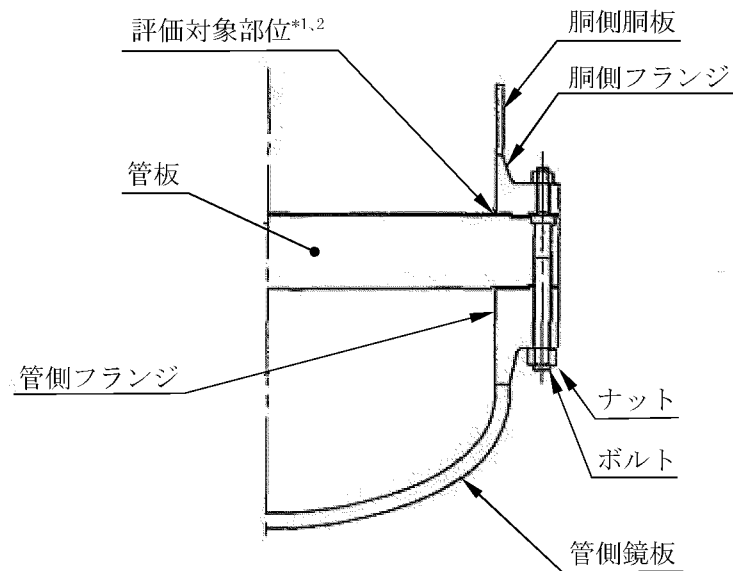
評価結果を表2.3-3に示すが、許容値を満足する結果が得られている。



*1 : 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

*2 : 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図2.3-1 川内1号炉 再生熱交換器 管板の疲労評価対象部位



*1 : 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

*2 : 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図2.3-2 川内1号炉 余熱除去冷却器 管板の疲労評価対象部位

表 2.3-1 川内1号炉 再生熱交換器 管板の疲労評価に用いた過渡回数

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2012年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値
起 動	34	69
停 止	32	69
抽出ラインの隔離及び復帰	0	6
充てんラインの隔離及び復帰 (保守)	0	2
充てんラインの隔離及び復帰 (安全注入時)	0	6
充てん流量50%の減少及び復帰	292	814
充てん流量50%の増加及び復帰	292	838
抽出流量50%の減少及び復帰	32	69
抽出流量100%の増加及び復帰	289	809

表 2.3-2 川内1号炉 余熱除去冷却器 管板の疲労評価に用いた過渡回数

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2012年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値
起 動	34	69
停 止	32	69
1次系漏えい試験	27	61

表 2.3-3 川内1号炉 再生熱交換器、余熱除去冷却器の疲労評価結果

評価対象	評価部位	疲 勞 累 積 係 数 (許容値：1以下)	
		設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
再生熱交換器	管 板 部	0.138	0.175
余熱除去冷却器	管 板 部	0.048	0.072

② 現状保全

管板の疲労割れに対しては、再生熱交換器は、定期的に漏えい検査を実施し、健全性を確認している。

余熱除去冷却器は、定期的に漏えい試験等や管板の目視確認により、有意な割れがないことを確認している。さらに、高経年化技術評価にあわせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、再生熱交換器の疲労割れについては、漏えい検査で健全性を確認可能であり、点検手法として適切である。余熱除去冷却器の疲労割れについては、漏えい試験等や目視確認で検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

再生熱交換器及び余熱除去冷却器の管板の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 非再生冷却器
- ② 格納容器スプレイ冷却器
- ③ 封水冷却器
- ④ 余剰抽出冷却器
- ⑤ 低圧第1給水加熱器
- ⑥ 低圧第2給水加熱器
- ⑦ 低圧第3給水加熱器
- ⑧ 低圧第4給水加熱器

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 管板の疲労割れ [共通]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体のステップ状の大きな温度変化を受ける再生熱交換器及び余熱除去冷却器の疲労評価結果では、表 2.3-3 に示すように許容値に対して十分余裕がある。

代表機器以外の多管円筒形熱交換器については、熱疲労割れが問題となるようなステップ状の大きな温度変化を受けないことから、高経年化対策上有意な事象ではなく、代表機器以外への展開は不要である。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 伝熱管（加熱管を含む）の摩耗及び高サイクル疲労割れ [共通]

管内流体及び胴側流体により伝熱管振動が発生した場合、支持板等で伝熱管に摩耗又は高サイクル疲労割れが想定される。

管外表面を流れる流体による振動で伝熱管の強度上想定される振動形態としては、カルマン渦による振動と流力弾性振動がある。

しかしながら、現状保全として、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 伝熱管（加熱管を含む）の内面腐食（流れ加速型腐食） [共通]

伝熱管は内部流体により、流れ加速型腐食の発生が想定される。

しかしながら、耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼の伝熱管を使用しているため、流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を確認している。

3.2.3 伝熱管（加熱管を含む）の外表面腐食（流れ加速型腐食）〔共通〕

伝熱管は管外流体により、流れ加速型腐食の発生が想定される。

しかしながら、耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼の伝熱管を使用しているため、外面からの流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

また、低圧第1給水加熱器、低圧第2給水加熱器、低圧第3給水加熱器及び低圧第4給水加熱器については、系外からの流体流入部で伝熱管の流れ加速型腐食の発生が懸念されるが、同部位には受衝板（ステンレス鋼）を設け系外からの流体が直接伝熱管に当たらない構造としている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 伝熱管等ステンレス鋼使用部位の応力腐食割れ〔共通〕

ステンレス鋼の伝熱管等は、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、水質を適切に管理しているため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査又は漏えい試験等により、機器の健全性を確認している。

3.2.5 伝熱管（加熱管を含む）のスケール付着〔共通〕

管側・胴側流体の不純物持ち込みによるスケール付着が発生し、伝熱性能に影響を及ぼすことが想定される。

しかしながら、内部流体は1次冷却材、ほう酸水、給水、蒸気及びヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、適切な水質管理により不純物の流入は抑制されていることから、スケール付着の可能性は小さい。また、渦流探傷検査実施前の洗浄や運転中の流体温度及び流量等のパラメータの監視により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.6 胴側耐圧構成品等の腐食（流れ加速型腐食）

[低圧第1給水加熱器、低圧第2給水加熱器、低圧第3給水加熱器、低圧第4給水加熱器]

2相流体を内包する胴板等の炭素鋼使用部位には、流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、開放点検時の肉厚測定により、減肉進行程度を把握し、必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.7 管側耐圧構成品等の腐食（流れ加速型腐食）

[低圧第1給水加熱器、低圧第2給水加熱器、低圧第3給水加熱器、低圧第4給水加熱器]

管側耐圧構成品等は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体はpH等を管理した脱気水であり、内面の腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.8 胴側耐圧構成品等の腐食（全面腐食）

[非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、余剰抽出冷却器]

胴側耐圧構成品等は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）で腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.9 胴板等の外面からの腐食（全面腐食）〔共通〕

胴板、鏡板、管板及びフランジは炭素鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.10 フランジボルトの腐食（全面腐食）

〔非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、余剰抽出冷却器〕

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

3.2.11 支持脚の腐食（全面腐食）〔共通〕

支持脚は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、余剰抽出冷却器、低圧第3給水加熱器及び低圧第4給水加熱器については、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

また、低圧第1給水加熱器及び低圧第2給水加熱器については、復水器内に支持脚があるが、復水器内はpH等を管理した脱気水（蒸気）であるため、腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的にも目視により塗装の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

3.2.12 支持脚（スライド脚）の腐食（全面腐食）

[非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、低圧第1給水加熱器、低圧第2給水加熱器、低圧第3給水加熱器、低圧第4給水加熱器]

いずれの熱交換器においても、支持脚（スライド脚）は炭素鋼であり、長期使用により、腐食による固着が想定される。

しかしながら、非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、低圧第3給水加熱器及び低圧第4給水加熱器については、巡視点検等で目視によりスライド部に異常のないことを確認し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

また、低圧第1給水加熱器及び低圧第2給水加熱器は復水器内に支持脚（スライド脚）があるが、復水器内はpH等を管理した脱気水（蒸気）であるため、腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、低圧第1給水加熱器及び低圧第2給水加熱器についても、定期的目視によりスライド部に異常のないことを確認し、機器の健全性を確認している。

3.2.13 取付ボルトの腐食（全面腐食）[共通]

取付ボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.14 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

[非再生冷却器、格納容器スプレイ冷却器、封水冷却器、余剰抽出冷却器]

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2 蒸気発生器

[対象機器]

① 蒸気発生器本体

目 次

1. 対象機器	1
2. 蒸気発生器本体の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	6
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	21

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている蒸気発生器本体の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 蒸気発生器本体の主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件(1次側/2次側)		
		運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)
蒸気発生器本体 (3)	PS-1、重*2	連 続	約17.2/約7.5	約343/約291

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 蒸気発生器本体の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 蒸気発生器本体

(1) 構造

川内1号炉の蒸気発生器本体は、たて置きU字管式熱交換器である。

蒸気発生器伝熱管には690系ニッケル基合金を使用しており、1次冷却材、給水に接液している。1次側耐圧構成品である1次側鏡板にはステンレス鋼、管板1次側面にはニッケル基合金を内張りしており、1次冷却材に接液している。2次側耐圧構成品である2次側胴板には低合金鋼を使用しており、給水に接液している。

川内1号炉の蒸気発生器本体の構造図を図2.1-1に示す。

なお、川内1号炉の蒸気発生器本体は、第19回定期検査時(2008年度)に取替えを実施しており、以降の評価は取替え後の蒸気発生器本体で実施している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の蒸気発生器本体の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

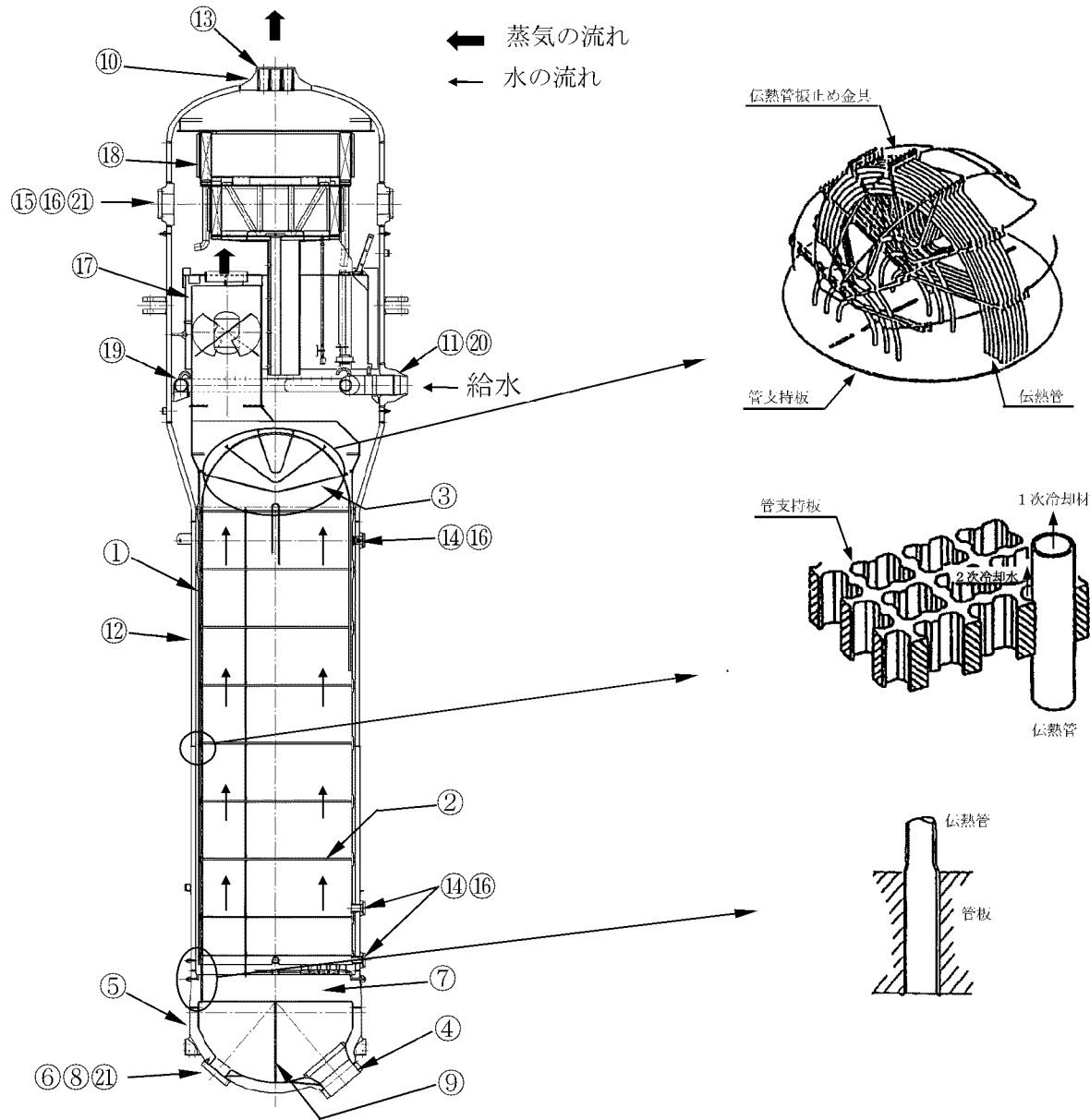


図 2.1-1 川内1号炉 蒸気発生器本体構造図

No.	部 位
①	蒸気発生器伝熱管
②	管支持板
③	伝熱管振止め金具
④	冷却材出入口管台セーフエンド
⑤	1次側鏡板
⑥	1次側マンホール
⑦	管 板
⑧	ガスケット (1次側マンホール)
⑨	仕 切 板
⑩	蒸気出口管台
⑪	給水入口管台
⑫	2次側銅板
⑬	フローリストリクタブンチュリー
⑭	検査用穴
⑮	2次側マンホール
⑯	ガスケット (2次側マンホール、検査用穴)
⑰	気水分離器
⑱	湿分分離器
⑲	給水リング (Jチューブ)
⑳	サーマルスリーブ
㉑	マンホール用ボルト

(注) 冷却材出入口管台セーフエンド④と1次側マンホール⑥及び仕切板⑨の位置関係は正確ではない(冷却材入口管台と出口管台を分ける位置に仕切板があるのが正しい)。ただし、断面図上で正確に記述すると④、⑥及び⑨のいずれかがない図となるので、ここでは便宜上左図のように記述している

表 2.1-1 川内 1 号炉 蒸気発生器本体主要部位の使用材料

部 位		材 料	
1 次側／2 次側 バウンダリ 構成品	熱交換伝熱 構成品	蒸気発生器伝熱管	690系ニッケル基合金（特殊熱処理材）
	1 次側／2 次側 バウンダリ 構成品	管 板	低合金鋼 690系ニッケル基合金（内張り）
1 次側構成品	1 次側耐圧 構成品	冷却材出入口管台 セーフエンド	ステンレス鋼 690系ニッケル基合金（溶接金属）
		1 次側鏡板	低合金鋼 ステンレス鋼（内張り）
		1 次側マンホール	低合金鋼 ステンレス鋼（インサートプレート）
		マンホール用ボルト	低合金鋼
	ガスケット （1 次側マンホール）	消耗品・定期取替品	
1 次側流路 構成品	仕 切 板	690系ニッケル基合金	
2 次側構成品	伝熱管支持 構成品	管支持板	ステンレス鋼
		伝熱管振止め金具 （A V B）	ステンレス鋼
	2 次側耐圧 構成品	蒸気出口管台	低合金鋼
		給水入口管台	低合金鋼
		2 次側胴板	低合金鋼
		フローリストリクタ ベンチュリー	690系ニッケル基合金
		検査用穴	低合金鋼
		2 次側マンホール	低合金鋼
		マンホール用ボルト	低合金鋼
	ガスケット（2 次側マ ンホール、検査用穴）	消耗品・定期取替品	
	気水分離構成品	気水分離器	炭 素 鋼 低合金鋼
		湿水分離器	炭 素 鋼
	給水内管構成品	給水リング （J チューブ）	低合金鋼
		サーマルスリーブ	低合金鋼

表2.1-2 川内1号炉 蒸気発生器本体の使用条件

	1次側	2次側
最高使用圧力	約17.2MPa[gage]	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約343℃	約291℃
内部流体	1次冷却材	給水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

蒸気発生器本体の機能である伝熱機能を維持するためには、次の2つの項目が必要である。

- ① 伝熱性能の確保
- ② バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

蒸気発生器本体について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 管板及び給水入口管台の疲労割れ

プラントの起動・停止時等に発生する1次冷却材又は給水の温度、圧力及び流量変化により、材料に疲労が蓄積することから、熱過渡が厳しい、あるいは構造不連続で応力が大きい管板廻り及び給水入口管台においては、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 蒸気発生器伝熱管の損傷

蒸気発生器伝熱管においては、これまでの国内外でのトラブル経験から、図2.2-1に示すような経年劣化事象が想定される。損傷モードごとに以下に事象の説明を行う。

① 伝熱管振止め金具（A V B : Anti Vibration Bar）部摩耗

伝熱管振止め金具による蒸気発生器伝熱管の支持が不十分な場合、蒸気発生器伝熱管の外側を流れる流体によって蒸気発生器伝熱管が振動し、伝熱管振止め金具と接触を繰り返すことにより生じる2次側表面からの摩耗減肉が発生する可能性がある。

しかしながら、従来の2本組伝熱管振止め金具に対し、川内1号炉の蒸気発生器本体では3本組伝熱管振止め金具を採用しており、蒸気発生器伝熱管の支持状態は向上している。

曲げ半径の大きい蒸気発生器伝熱管において、3本組伝熱管振止め金具の場合、2点以上の非接触部が存在すると、流力弾性振動が発生し、伝熱管振止め金具部に摩耗減肉が発生する可能性は否定できないが、伝熱管振止め金具の板厚を大きくし、挿入時隙間管理を行っていることから、摩耗減肉が発生する可能性は小さい。

② 粒界腐食割れ (IGA : Inter Granular Attack)

管支持板クレビス部等で2次冷却水中の遊離アルカリの濃縮と酸化銅等による酸化性雰囲気重畳し、2次側表面からの結晶粒界に沿った割れを伴う腐食が発生する可能性がある。

しかしながら、川内1号炉の蒸気発生器本体では、蒸気発生器伝熱管材料に耐粒界腐食割れ性に優れた690系ニッケル基合金(特殊熱処理材)を使用し、管支持板穴形状は管支持板クレビス部での不純物濃縮対策としてBEC穴(Broached Egg Crate)を採用していることから、粒界腐食割れが発生する可能性は小さい。

③ ピットイング(孔食)

管板上のスラッジ堆積部において、酸化銅等による酸化性雰囲気下で塩化物が濃縮し、2次側表面からの局所的な腐食が発生する可能性がある。

しかしながら、現状の水質環境下よりも塩化物イオン濃度を高くした厳しい条件下で、実機模擬スラッジによる腐食電位を測定したところ、腐食電位上昇はわずかであることから、ピットイングが発生する可能性は小さい。

④ 管板直上部腐食損傷

拡管による残留応力と管板2次側上面のスラッジ堆積部での腐食環境の重畳により、2次側表面から損傷する可能性があり、海外のキスロール^(注)、爆発拡管等の600系ニッケル基合金プラントにおいて、高温側管板直上部2次側表面に周方向損傷等が報告されている。

原因は、キスロールプラントについてはショットブラスト材の炭素鋼が管板上で堆積して腐食し、体積膨張を起こしたことに伴うデンティングにより高応力となり、応力腐食割れが発生したと推定されている。

また、爆発拡管等のプラントについては、拡管による残留応力及びスラッジ堆積部での腐食環境が重畳したことによるものと推定されている。

なお、国内の600系ニッケル基合金プラントでは、これまでの渦流探傷検査で同損傷は認められていない。

川内1号炉は、690系ニッケル基合金(特殊熱処理材)を使用しており、材料の耐食性向上、流動改善(水流の抵抗を減少させ低流速領域を減少させるとともに、低流速領域をSGブローダウン取出口に近づけてスラッジの排出を促す)によるスラッジ堆積防止を行っており、かつ液圧拡管により拡管

境界部の応力を低減させていることから、腐食が発生する可能性は小さい。

(注) キスロールはフラマトム製蒸気発生器で一時期使用されていた拡管手法であり、ローラで2段拡管を行い、1段目の拡管境界部を管板上面に、2段目の拡管境界部を管板内におくものである。

⑤ フレッシング疲労

伝熱管振止め金具の挿入不足により、蒸気発生器伝熱管の外表面を流れる流体によって蒸気発生器伝熱管が振動し、最上段管支持板部等で2次側表面からフレッシングによる疲労損傷が発生する可能性がある。

しかしながら、仮に流力弾性振動が発生し、伝熱管振止め金具部の摩耗減肉が発生した場合、現状減肉の補修基準である20%の減肉による隙間増加を考慮しても、伝熱管支持板部での発生応力は小さく、フレッシング疲労による破断が発生する可能性は小さい。

⑥ 管板拡管部及び拡管境界部応力腐食割れ (SCC : Stress Corrosion Cracking)

製作時の拡管による残留応力と運転中の作用応力が重畳することにより1次側表面からの応力腐食割れが発生する可能性がある。

しかしながら、応力腐食割れは、材料・応力・環境の3要因により発生し、運転時間の経過に伴い顕在化してくる時間依存型の損傷であるが、川内1号炉では690系ニッケル基合金(特殊熱処理材)採用による耐応力腐食割れ性の向上を図り、また液圧拡管を採用し、ローラ拡管と比較して残留応力低減を行っていることから、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

⑦ 小曲げUバンド部応力腐食割れ (SCC)

製作時の小半径Uバンド曲げ加工に伴う高残留応力と運転中の作用応力が重畳することにより1次側表面から応力腐食割れが発生する可能性がある。

しかしながら、応力腐食割れは、材料・応力・環境の3要因により発生し、運転時間の経過に伴い顕在化してくる時間依存型の損傷であるが、川内1号炉では、690系ニッケル基合金(特殊熱処理材)採用による耐応力腐食割れ性向上とともに応力除去焼鈍を実施して、残留応力をほぼゼロに抑えている。また、内圧及び熱伸び差による作用応力も小さく、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

⑧ デンティング

炭素鋼製管支持板の管支持板クレビス部において腐食が発生すると、その腐食生成物は元の炭素鋼より体積が増大する。この腐食生成物の成長により蒸気発生器伝熱管が徐々に圧迫され変形する可能性がある。

管支持板クレビス部の腐食生成物の成長については、管支持板材料、形状及び水質環境によって発生条件が異なる。また、腐食は水質環境中の塩化物イオン濃度に依存するが、A V T (All Volatile Treatment : 全揮発性薬品処理) 環境下では炭素鋼製管支持板のドリル穴の場合でも、運転開始後 6 0 年時点での予想される腐食量はわずかである。川内 1 号炉ではそれよりも腐食量の少ないステンレス鋼製管支持板の B E C 穴を採用していること、国内の取替え前蒸気発生器 (炭素鋼製管支持板とドリル穴の組合せ) でも発生していないことも勘案して、デンティングが発生する可能性は小さい。

⑨ 管支持板直下部摩耗

2020年11月、高浜 4 号炉において、管支持板直下部の伝熱管外面にスケールによる摩耗減肉が確認されている。本事象は、伝熱管下部の表面に生成された稠密層が主体のスケールが、プラント起動・停止に伴いはく離したものが運転中の上昇流で管支持板下面に留まり、伝熱管に繰り返し接触したことで摩耗減肉が発生したものと推定している。

しかしながら、川内 1 号炉については、2 次側水質は A V T (All Volatile Treatment : 全揮発性薬品処理) 及び高 p H 運転で管理しており、通常運転中の給水の水質を p H 9 . 8 以上と適切な管理により鉄持込量を抑制している。

また、川内 1 号炉の鉄持込量については、蒸気発生器内に採取可能な稠密なスケールがなかった高浜 2 号炉の鉄持込量と比較して十分小さいことを確認している。今後は適切な水質管理で鉄持込量を抑制し、スケールの稠密層が厚く成長するような鉄持込量に至っていないことを監視することとしているため、スケールによる摩耗減肉が発生する可能性は小さい。

また、蒸気発生器伝熱管に対しては、定期的に全数渦流探傷検査を実施し、健全性を維持している。さらに、定期的にスラッジランシングを実施し、管板上のスラッジ除去を行っている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

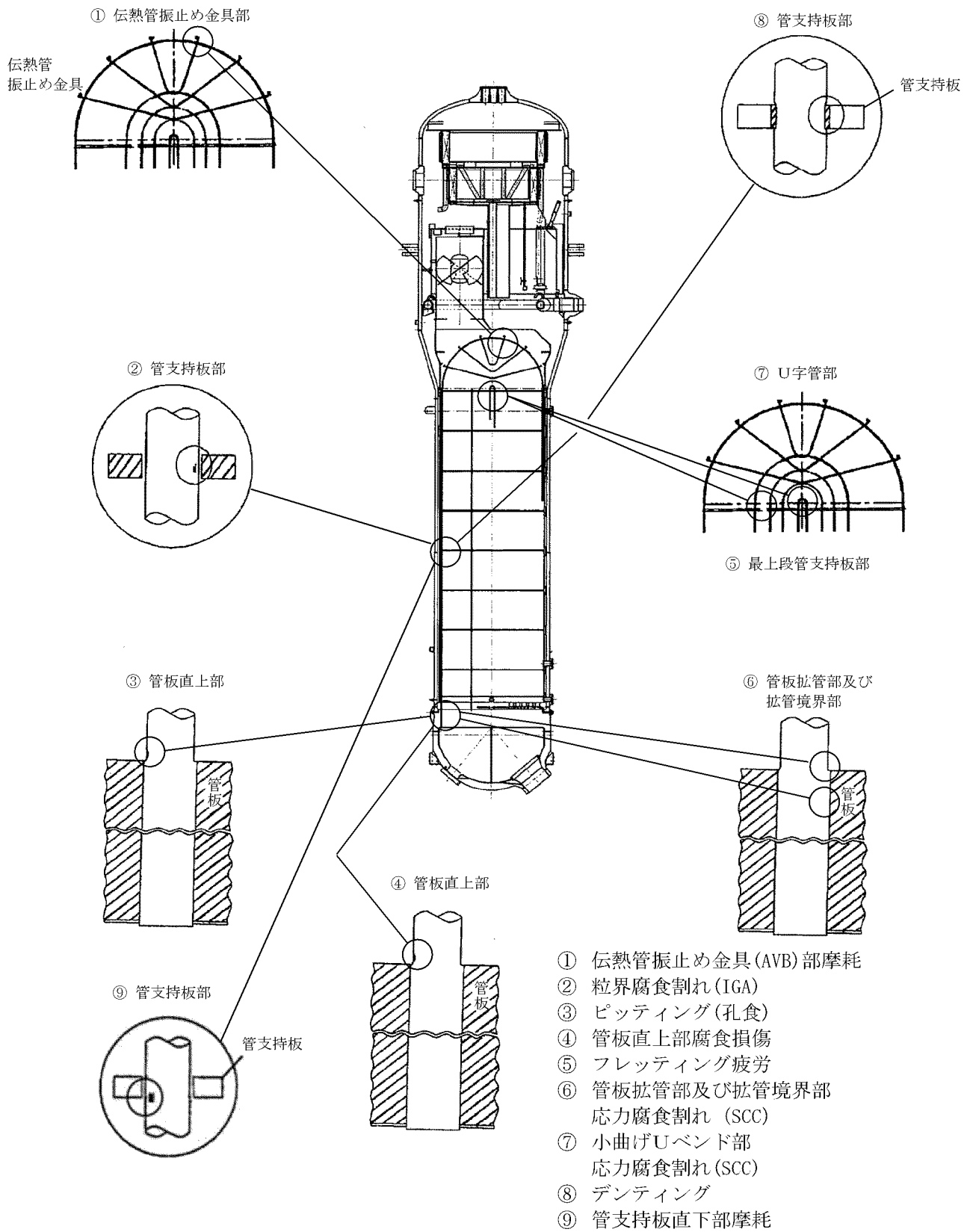


図 2.2-1 川内 1 号炉 蒸気発生器伝熱管の損傷が想定される部位

(2) 蒸気発生器伝熱管の管板クレビス部応力腐食割れ

蒸気発生器伝熱管は全厚液圧拡張管としており、管板クレビス部で応力腐食割れが発生する可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の渦流探傷検査により、機器の健全性を確認している。

(3) 蒸気発生器伝熱管のスケール付着

2次側の流体の不純物持ち込みによるスケール付着が発生し、伝熱性能に影響を及ぼすことが想定される。

しかしながら、プラント運転中の温度や圧力等のパラメータ監視により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 管支持板穴へのスケール付着

海外では、B E C (Broached Egg Crate)型管支持板を採用しているプラントにおいて、上部管支持板B E C穴の流路部分でスケール付着による閉塞によって蒸気発生器本体の2次側水位の上下動が発生し、これを抑制するために出力を低下させたと報告されており、川内1号炉においても同一構造の管支持板を採用していることから、スケール付着による閉塞が想定される。

しかしながら、プラント運転中の蒸気発生器広域水位の監視により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(5) 冷却材出入口管台セーフエンドの応力腐食割れ

2007年9月、美浜2号炉のA-蒸気発生器本体冷却材入口管台セーフエンド（ステンレス鋼製）内面において、非常に軽微な粒界割れが管台と溶接部境界近傍の機械加工部において確認されている。

割れの起点は確認できていないが、製作時入口管台とセーフエンド溶接近傍の内面の極表層部において高い残留応力が発生し、溶接部近傍において運転中に粒界割れが進展したものと推定されており、これまでの研究ではPWR環境中の冷間加工層で応力腐食割れ発生は確認されていないが、硬さの上昇とともに進展速度が増加することがわかっている。また、硬さの上昇とともに応力腐食割れ発生の感受性も高まることから、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、川内1号炉の冷却材出入口管台については、超音波ショットピーニング（応力緩和）を施工しており、応力腐食割れが発生する可能性はないと考える。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、冷却材出入口管台の応力腐食割れに対しては、機器点検時に溶接部の超音波探傷検査及び浸透探傷検査により有意な欠陥がないことを確認し、漏えい検査により耐圧部の健全性を確認している。

(6) 2次側構成品の腐食（流れ加速型腐食を含む）

2次側構成品のうち、炭素鋼又は低合金鋼を使用している蒸気出口管台、給水入口管台、2次側胴板、検査用穴、2次側マンホール、気水分離器、湿水分離器、給水リング（Jチューブ）、サーマルスリーブは腐食が想定される。また、蒸気あるいは水が衝突する部位や局所的に流速の速くなる部位では、腐食が加速されること（流れ加速型腐食）により、減肉が想定される。

しかしながら、2次側水質はAVT（All Volatile Treatment：全揮発性薬品処理）及び高pH運転で管理しており、通常運転中の溶存酸素濃度を5ppb以下、pH9.8以上と腐食防止の観点から適切に管理しており、AVT環境下における運転開始後60年時点での予想される腐食量は約73 μ m〔原子力発電所水質等環境管理技術信頼性実証試験に関する調査報告書〕（（財）発電設備技術検査協会）となり、腐食量としては無視できるものである。

また、運転時間10万時間を経過した他プラントの旧蒸気発生器において、腐食の可能性のある炭素鋼製の湿水分離器の調査を行った結果、断面のマクロ観察によっても腐食等は認められておらず、健全な状態を確認している。

一方、流れ加速型腐食については、温度や流速が大きく影響し、厳しいと考えられるのは蒸気出口管台、給水入口管台、気水分離器のJチューブからの給水が当たる部位、給水リング、給水リングのJチューブ及びサーマルスリーブである。

気水分離器及び湿水分離器については炭素鋼であり、流れ加速型腐食の発生の可能性は否定できないが、目視確認では有意な腐食は認められていないことから、急激な流れ加速型腐食により機器の健全性に影響を与える可能性は小さい。

また、給水リング等に用いている低合金鋼は、実機使用温度220℃程度では、耐流れ加速型腐食性に優れており、給水リング等の低合金鋼使用部位では流れ加速型腐食により機器の健全性に影響を与える可能性は小さい。

蒸気出口管台については、管台内部には耐流れ加速型腐食性に優れた690系ニッケル基合金のフローリストリクタベンチュリーが取り付けられており、流れ加速型腐食により機器の健全性に影響を与える可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、2次側構成品に対しては、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(7) マンホール用ボルトの腐食（全面腐食）

マンホール用ボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

(8) 冷却材出入口管台ニッケル基合金溶接部及び管板ニッケル基合金内張り部の応力腐食割れ

冷却材出入口管台とセーフエンドの溶接部及び管板内張り部には690系ニッケル基合金を使用しており、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、図2.2-2に示す民間研究による690系ニッケル基合金の温度加速定荷重応力腐食割れ試験の結果から、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、冷却材出入口管台については、超音波探傷検査、浸透探傷検査及び漏えい検査により、機器の健全性を確認している。管板内張り部については、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(9) 仕切板の応力腐食割れ

仕切板には690系ニッケル基合金を使用しており、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、差込式として作用応力を逃がす構造となっており、また、図2.2-2に示す民間研究による690系ニッケル基合金の温度加速定荷重応力腐食割れ試験の結果から、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

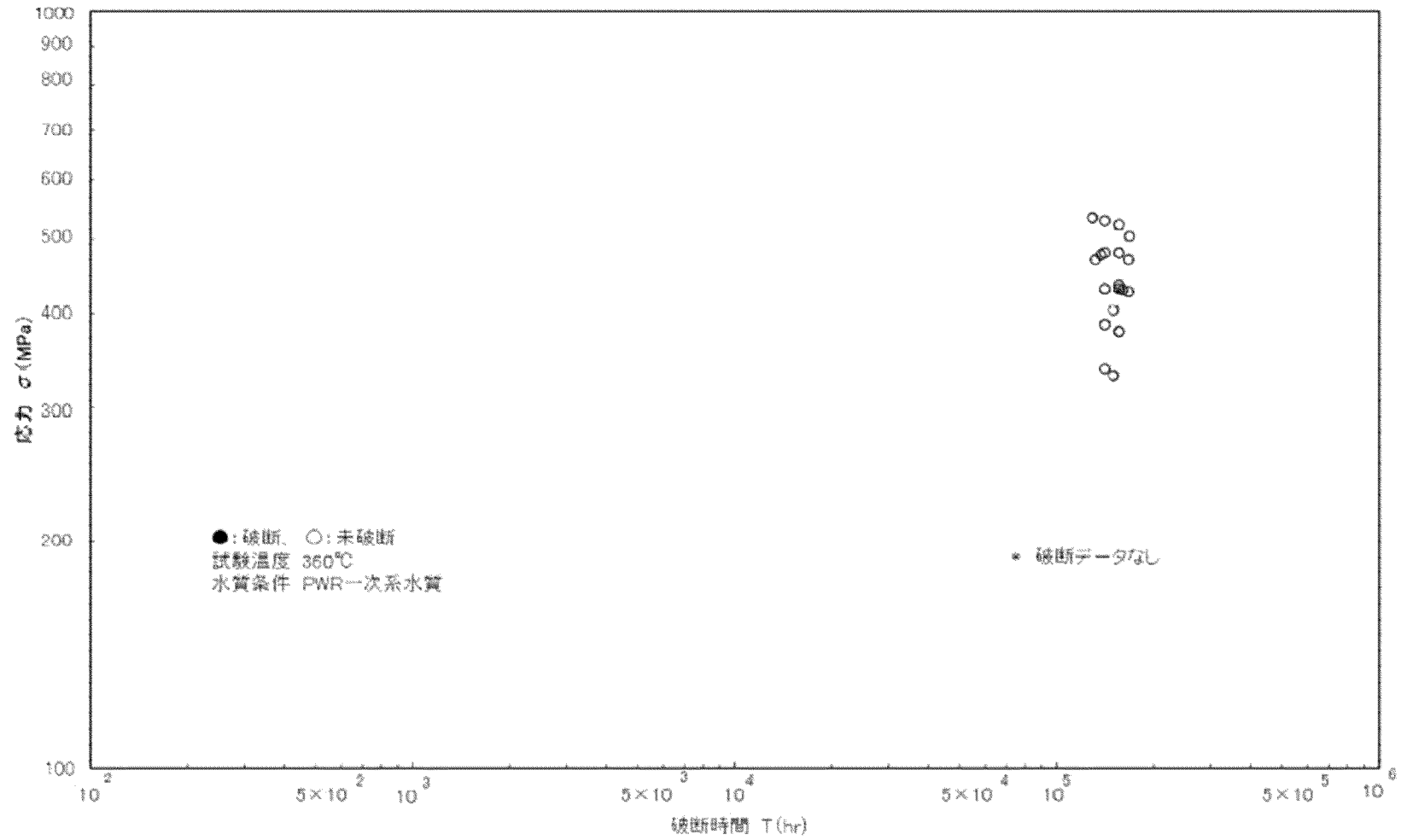


図2.2-2 690系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ（SCC）試験結果

[出典：電力共同研究「690合金のPWSCC長期信頼性確証試験（STEP5）」2020年度（最終報告書）]

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(10) 1次側低合金鋼部の内張り下層部のき裂

1次側鏡板及び管板には低合金鋼を用いており、ステンレス鋼及びニッケル基合金の内張りを施している。一部の低合金鋼（SA508 Cl.2）では大入熱溶接を用いた内張りで溶接後熱処理が行われると局部的にき裂が発生することが米国P V R C（Pressure Vessel Research Council）の研究により確認されている。これは内張り施工の際、6本の溶接ワイヤーで同時に溶接したために大入熱になったものである。

川内1号炉においては図2.2-3に示すように材料の化学成分（ ΔG 値）を踏まえ溶接入熱を管理し溶接を実施しており、き裂の発生する可能性は小さいことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

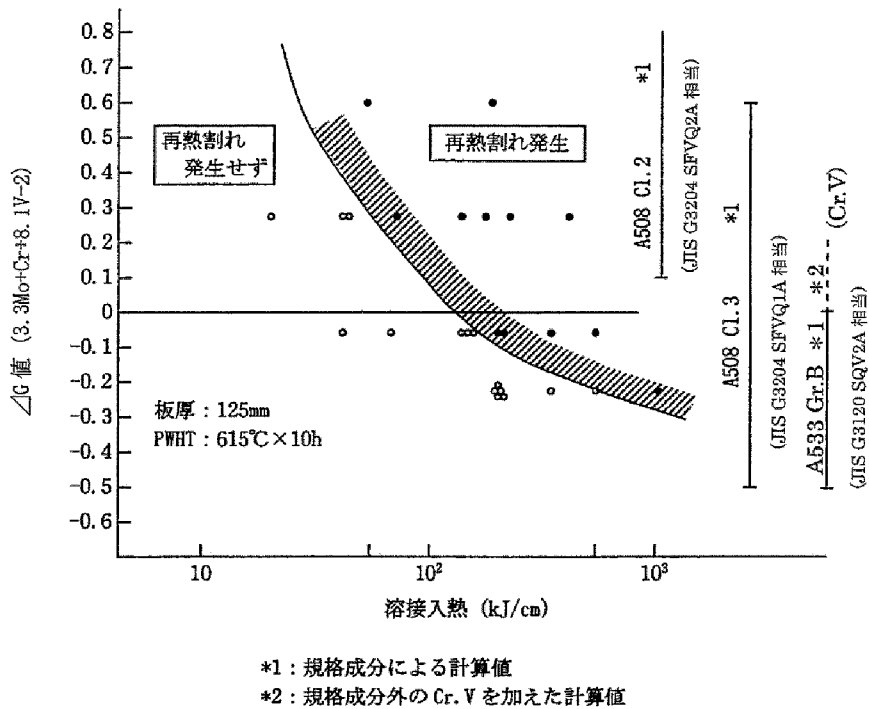


図 2.2-3 再熱割れ発生に及ぼす ΔG 値及び溶接入熱の影響

[出典：三菱重工技報 Vol.14 No.1 (1977-1)]

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表 2.2-1 川内 1 号炉 蒸気発生器本体に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	蒸気発生器伝熱管 ^{*A}		690系ニッケル基合金 (特殊熱処理材)	△ ^{*1,*2}	△ ^{*3}	△ ^{*4}	△ ^{*5,*11,*12}		△ ^{*6,*7}	*1:伝熱管振止め金具 (AVB) 部摩耗	
	管支持板 ^{*C}		ステンレス鋼						△ ^{*7}	*2:管支持板直下部摩耗	
	伝熱管振止め金具 ^{*C}		ステンレス鋼	△ ^{*1}						*3:粒界腐食割れ ピitting 管板直上部腐食損傷	
バウンダリの維持	冷却材出入口管台 セーフエンド ^{*B}		ステンレス鋼 (690系ニッケル基合金溶接金属)				△(ステンレス鋼) △(ニッケル基合金)			*4:フレETING [*] 疲労割れ *5:クリップ部応力腐食割れ	
	1次側鏡板 ^{*B}		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り)						▲ ^{*9}	*6:デンティング *7:スケール付着	
	1次側マンホール ^{*B}		低合金鋼 ステンレス鋼 (インサートプレート)							*8:内張り部応力腐食割れ	
	管 板 ^{*A}		低合金鋼 (690系ニッケル基合金内張り)			○	△ ^{*8}		▲ ^{*9}	*9:内張り下層部の割れ	
	マンホール用ホルルト ^{*B,*C}		低合金鋼		△					*10:流れ加速型腐食	
	ガスケット ^{*B,*C}	◎	—							*11:管板拡管部及び拡管 境界部応力腐食割れ	
	仕 切 板 ^{*B}		690系ニッケル基合金				△			*12:小曲げUベンダ 部応力腐食割れ	
	蒸気出口管台 ^{*C}		低合金鋼		△ ^{*10}						
	給水入口管台 ^{*C}		低合金鋼		△ ^{*10}	○					
	2次側胴板 ^{*C}		低合金鋼		△ ^{*10}						
	フローリストラクタベンチュリー ^{*C}		690系ニッケル基合金							*A: 1次側/2次側バウ ンダリ構成品	
	検査用穴 ^{*C}		低合金鋼		△					*B: 1次側構成品	
	2次側マンホール ^{*C}		低合金鋼		△					*C: 2次側構成品	
	気水分離器 ^{*C}		炭素鋼 低合金鋼		△ ^{*10}						
	湿水分離器 ^{*C}		炭素鋼		△ ^{*10}						
給水リング (Jチューブ) ^{*C}		低合金鋼		△ ^{*10}							
サーマルスリーブ ^{*C}		低合金鋼		△ ^{*10}							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 管板及び給水入口管台の疲労割れ

a. 事象の説明

プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

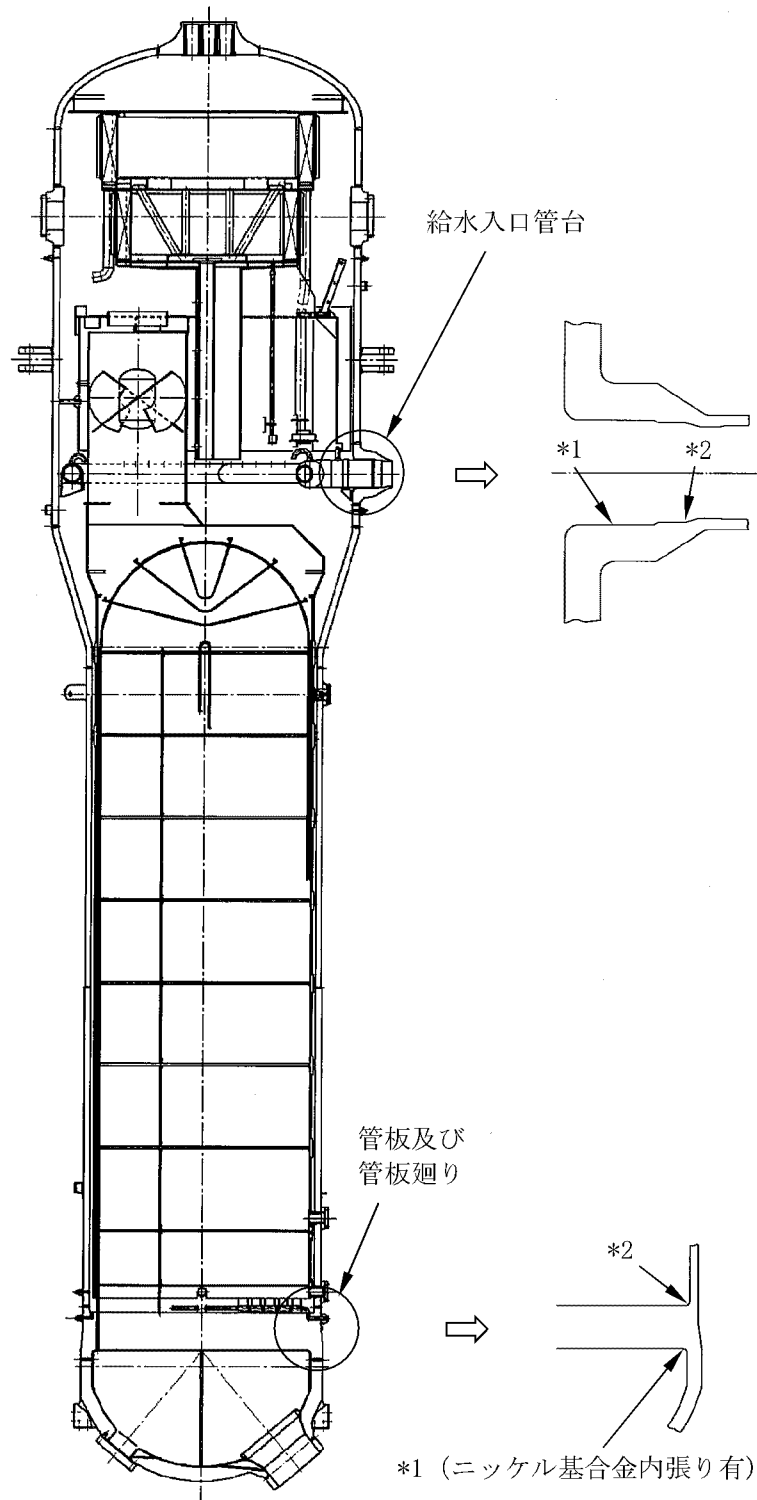
熱過渡が厳しい、あるいは構造不連続で応力が大きい管板廻り及び給水入口管台を対象として「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき疲労評価を行った。なお、管板穴部については、ASME Section. III Appendix A-8000と同様の手法で応力強さを補正しており、補正データはW. J. O' Donnellの論文から引用した。(参考文献：W. J. O' Donnell, "A Study of Perforated Plates with Square Penetration Patterns," Welding Research Council Bulletin 124, 1967)

なお、川内1号炉の蒸気発生器本体は、第19回定期検査時(2008年度)に取替えが実施されており、取替え後の蒸気発生器本体の各評価部位に対して、疲労評価を行った。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。さらに、給水入口管台では、熱成層の影響を考慮して評価した。

疲労評価対象部位を図2.3-1に、疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。



*1 : 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

(非接液部の場合は () 内に理由を記載)

*2 : 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図 2.3-1 川内 1 号炉 蒸気発生器本体管板及び給水入口管台の疲労評価対象部位

表2.3-1 川内1号炉 蒸気発生器本体管板及び給水入口管台の疲労評価に用いた過渡回数

運転状態 I

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値*1
起動(温度上昇率55.6°C/h)	8	39
停止(温度下降率55.6°C/h)	8	39
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	72	546
負荷減少(負荷減少率5%/min)	72	546
90%から100%へのステップ状負荷上昇	0	2
100%から90%へのステップ状負荷減少	0	2
100%からの大きいステップ状負荷減少	0	2
定常負荷運転時の変動*2	—	—
燃料交換	6	43
0%から15%への負荷上昇	7	40
15%から0%への負荷減少	7	38
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2
運転状態 I における冷水注入*4	—	943

運転状態 II

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値*1
負荷の喪失	0	2
外部電源喪失	0	3
1 次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	0	3
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1 次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1 次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	0	0
1 次系漏えい試験	7	37
2 次系漏えい試験	—	37*3
運転状態 II における冷水注入*4	—	55

*1: 運転開始後24年時点での蒸気発生器本体取替えに伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、蒸気発生器本体取替えからプラント運転開始後60年時点までの年数である36年間の過渡回数とした

*2: 設計評価においては、1次冷却材温度±1.7°C、1次冷却材圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

*3: 1次系漏えい試験と同じ回数とした

*4: 蒸気発生器給水入口管台固有の過渡である

表2.3-2 川内1号炉 蒸気発生器本体管板及び給水入口管台の疲労割れ疲労評価結果

評価対象部位 (使用材料)	疲労累積係数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
管板廻り (低合金鋼) (ニッケル基合金内張り)	0.097	0.117*1
給水入口管台 (低合金鋼)	0.096	0.307*2

*1：高温水環境にあり、かつ疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる

*2：熱成層による発生応力を含めた解析結果であり、3次元有限要素法を用いた評価である。また、熱成層を考慮した応力評価の結果、最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる

② 現状保全

管板の疲労割れに対しては、定期的に溶接部の超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥がないことを確認している。管板の内張りについては、定期的を目視確認により、有意な欠陥のないことを確認している。また、管板、給水入口管台については、定期的に漏えい検査を実施し、健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価にあわせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れが発生する可能性はないと考える。ただし、疲労評価は、実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れについては超音波探傷検査等により、管板の内張りの欠陥については有意な異常（はがれ、膨れ、変形、変色等）のないことを目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

管板及び給水入口管台の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3 直接接触式熱交換器

[対象機器]

① 脱気器

目 次

1. 対象機器	1
2. 脱気器の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	5

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている脱気器の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 脱気器の主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件		
		運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)
脱気器 (1)	高*2	連 続	約1.4	約200

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

2. 脱気器の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 脱気器

(1) 構造

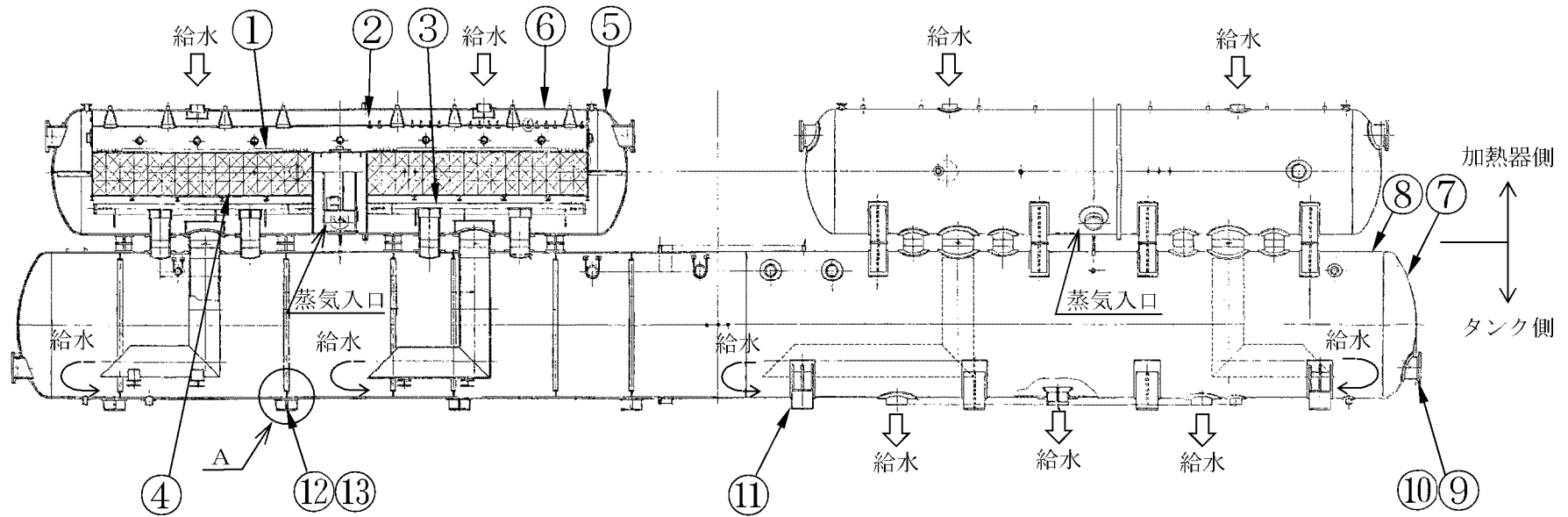
川内1号炉の脱気器は、給水と蒸気との直接接触式熱交換器とタンクがあり、直接接触式熱交換器をタンクの上に設置している。

トレイ及びスプレイ弁にはステンレス鋼を使用し、給水、蒸気に接液している。また、加熱器耐圧構成品、タンク耐圧構成品には炭素鋼を使用しており、給水、蒸気に接液している。

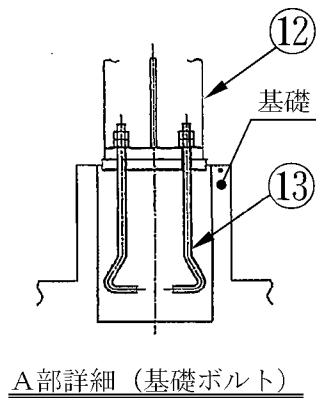
川内1号炉の脱気器の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の脱気器の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



他の支持脚は
全てスライド脚



No.	部 位
①	ト レ イ
②	ス プ レ イ 弁
③	蒸 気 噴 出 管
④	グ レ ー チ ン グ
⑤	鏡 板 (加 熱 器 側)
⑥	胴 板 (加 熱 器 側)
⑦	鏡 板 (タ ン ク 側)
⑧	胴 板 (タ ン ク 側)
⑨	マ ン ホ ー ル 蓋
⑩	ガ ス ケ ッ ト
⑪	支 持 脚
⑫	支 持 脚 (ス ラ イ ド 脚)
⑬	基 礎 ボ ル ト

図2. 1-1 川内1号炉 脱気器構造図

表2.1-1 川内1号炉 脱気器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	ト レ イ	ステンレス鋼
	スプレイ弁	ステンレス鋼
流路構成品	蒸気噴出管	炭 素 鋼 ステンレス鋼
	グレーチング	ステンレス鋼
加熱器耐圧構成品	鏡 板 胴 板	炭 素 鋼
タンク耐圧構成品	鏡 板 胴 板	炭 素 鋼
	マンホール蓋	炭 素 鋼
	ガスケット	消耗品・定期取替品
支持構造物組立品	支 持 脚 支持脚 (スライド脚) 基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 脱気器の使用条件

	加熱器側	タンク側
最高使用圧力	約1.4MPa[gage]	約1.4MPa[gage]
最高使用温度	約200℃	約200℃
内 部 流 体	給水・蒸気	給 水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

脱気器の機能である加熱・脱気機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① 伝熱性能の確保
- ② バウンダリの維持
- ③ 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

脱気器について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) スプレイ弁の摩耗

脱気器に流入した給水は、スプレイ弁により上部から脱気器内にスプレイされる。スプレイ弁は給水が流入することにより、弁前後の差圧が生じ作動する。この作動により、弁棒の摺動部に摩耗が想定される。

しかしながら、主にユニット起動・停止時のみの摺動であり、摩耗が生じる可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的に動作確認を行い機器の健全性を確認している。

(2) スプレイ弁の腐食（流れ加速型腐食）

スプレイ弁にて給水が連続的に脱気器内にスプレイされることにより、給水がスプレイされる弁部に流れ加速型腐食が想定される。

しかしながら、スプレイ弁は耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼を使用しており、腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(3) 耐圧構成品等の腐食（流れ加速型腐食）

蒸気噴出管及び胴板等耐圧構成品は炭素鋼であり、蒸気流動による流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 胴板等耐圧構成品の外表面からの腐食（全面腐食）

脱気器は屋外に設置しており、炭素鋼を使用している胴板等耐圧構成品は、外表面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装や防水措置（保温）により腐食を防止しており、塗装や防水措置（保温）が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装や防水措置（保温）の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(5) 支持脚の腐食（全面腐食）

支持脚は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(6) 支持脚（スライド脚）の腐食（全面腐食）

脱気器は横置きであり、支持脚（スライド脚）が設置されているが、スライド部は炭素鋼であり、長期使用により、腐食による固着が想定される。

しかしながら、プラント起動時に目視によりスライド部が正常に作動していることを確認し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(7) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 脱気器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	ト レ イ		ステンレス鋼								*1：流れ加速型腐食 *2：スライド部の腐食
	スプレイ弁		ステンレス鋼	△	△*1						
	蒸気噴出管		炭 素 鋼 ステンレス鋼		△*1						
	グレーチング		ステンレス鋼								
バウンダリの維持	加熱器鏡板・胴板		炭 素 鋼		△*1(内面) △ (外面)						
	タンク鏡板・胴板		炭 素 鋼		△*1(内面) △ (外面)						
	マンホール蓋		炭 素 鋼		△*1(内面) △ (外面)						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭 素 鋼		△*2 △						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

4 2重管式熱交換器

[対象機器]

- ① 試料採取設備サンプル冷却器
- ② ブローダウンサンプル冷却器

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	7
3. 代表機器以外への展開	11
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	11
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	11

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な2重管式熱交換器の主な仕様を表1-1に示す。

これらの熱交換器を型式及び材料の観点からグループ化し、以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す熱交換器について、型式及び材料の観点から1つのグループにまとめられる。

1.2 代表機器の選定

温度及び圧力の高い試料採取設備サンプル冷却器を代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 2重管式熱交換器の主な仕様

分離基準				機器名称 (台数)	選定基準				選定	選定理由
型式	内部流体 (管側/胴側)	材 料			重要度*1	使用条件(管側/胴側)				
		胴 管	伝 熱 管			運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
2重管式	1次冷却材/ ヒドラジン水	ステンレス鋼	ステンレス鋼	試料採取設備サンプル冷却器 (3)	高*2	連 続	約17.2/約0.98	約360/約95	◎	温 度 圧 力
	給 水/ ヒドラジン水			ブローダウンサンプル冷却器 (3)	高*2	連 続	約 7.5/約0.98	約291/約95		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の2重管式熱交換器について技術評価を実施する。

① 試料採取設備サンプル冷却器

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 試料採取設備サンプル冷却器

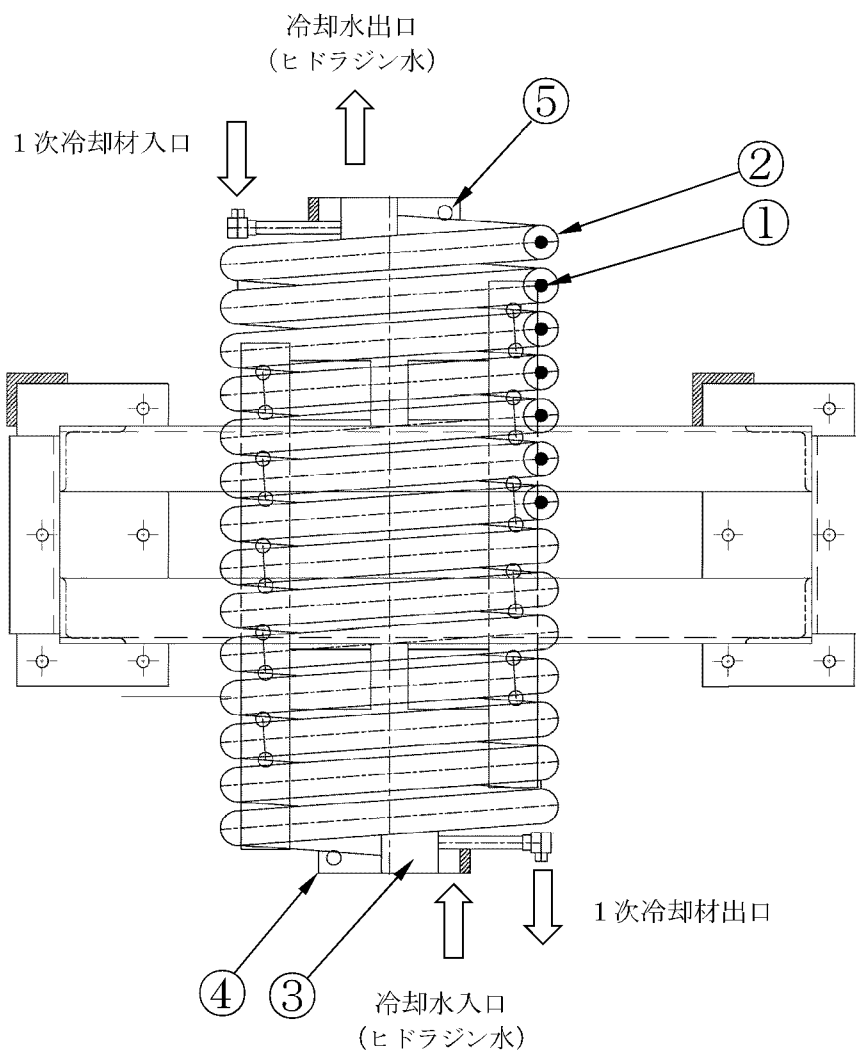
(1) 構造

川内1号炉の試料採取設備サンプル冷却器は、2重管式熱交換器であり、冷却水を保有する胴管（冷却水コイル）とその中へ浸漬される伝熱管（サンプルコイル）で構成しており、それぞれ、ステンレス鋼を使用している。

川内1号炉の試料採取設備サンプル冷却器の構造図を図2.1-1に示す。

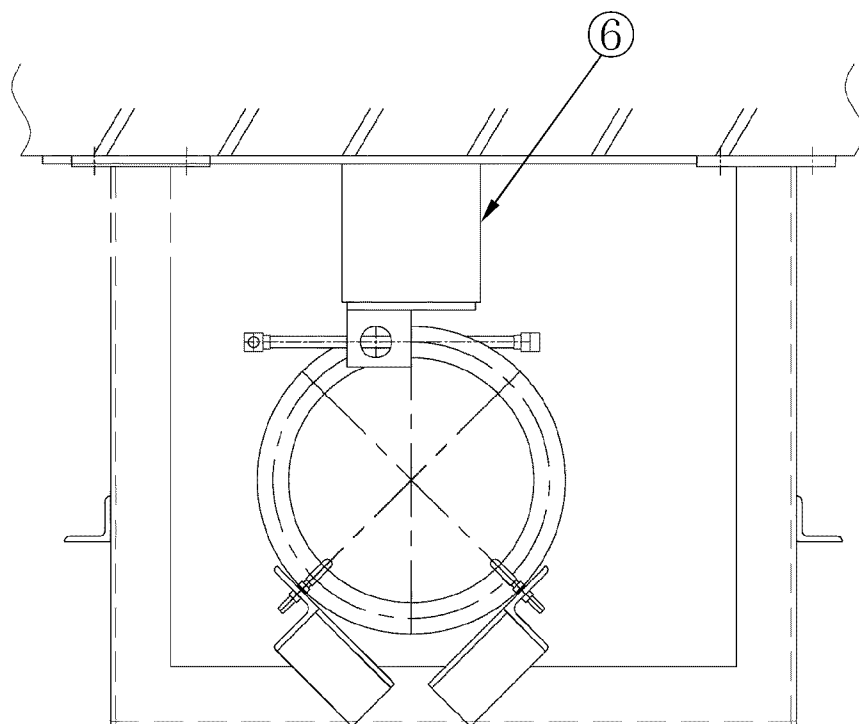
(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の試料採取設備サンプル冷却器の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	伝熱管 (サンプルコイル)
②	胴管 (冷却水コイル)
③	支持金物
④	台 座
⑤	取付ボルト

図2. 1-1 (1/2) 川内 1 号炉 試料採取設備サンプル冷却器構造図



No.	部 位
⑥	取付ベース

図2.1-1(2/2) 川内1号炉 試料採取設備サンプル冷却器構造図

表2.1-1 川内1号炉 試料採取設備サンプル冷却器主要部位の使用材料

部 位		材 料
熱交換伝熱構成品	伝熱管 (サンプルコイル)	ステンレス鋼
胴側耐圧構成品	胴 管 (冷却水コイル)	ステンレス鋼
支持構造物	支持金物	ステンレス鋼
	台 座	炭素鋼
	取付ボルト	炭素鋼
	取付ベース	炭素鋼

表2.1-2 川内1号炉 試料採取設備サンプル冷却器の使用条件

最高使用圧力	(伝熱管) 約17.2MPa[gage]	(胴管) 約0.98MPa[gage]
最高使用温度	(伝熱管) 約360℃	(胴管) 約95℃
内 部 流 体	(伝熱管) 1次冷却材	(胴管) ヒドラジン水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

試料採取設備サンプル冷却器の機能である熱除去機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① 伝熱性能の確保
- ② バウンダリの維持
- ③ 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

試料採取設備サンプル冷却器について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 台座等の腐食（全面腐食）

台座、取付ボルト及び取付ベースは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(2) 伝熱管及び胴管の腐食（流れ加速型腐食）

伝熱管及び胴管は内部流体により、流れ加速型腐食による減肉が想定される。

しかしながら、伝熱管及び胴管は耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼を使用しており、流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) 伝熱管の高サイクル疲労割れ

内部流体により振動が発生した場合、伝熱管に高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、構造上、伝熱管と接触する部位がなく、有意な振動が発生する可能性はない。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 伝熱管の応力腐食割れ

伝熱管はステンレス鋼であり、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、内部流体である1次冷却材の水質を溶存酸素濃度0.1ppm以下に管理しており、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(5) 伝熱管のスケール付着

流体の不純物持ち込みによるスケール付着が発生し、伝熱性能に影響を及ぼすことが想定される。

しかしながら、伝熱管の内部流体は1次冷却材、胴管の内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、適切な水質管理により不純物の流入は抑制されていることから、スケール付着の可能性は小さい。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

表 2.2-1 川内 1 号炉 試料採取設備サンプル冷却器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
伝熱性能の確保	伝熱管 (サンプルコイル)		ステンレス鋼		▲*1	▲*2	▲			▲*3	*1：流れ加速型腐食 *2：高サイクル疲労割れ *3：スケール付着
バウンダリの維持	胴 管 (冷却水コイル)		ステンレス鋼		▲*1						
機器の支持	支持金物		ステンレス鋼								
	台 座		炭素鋼		△						
	取付ボルト		炭素鋼		△						
	取付ベース		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

① ブローダウンサンプル冷却器

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

3.2.1 台座等の腐食（全面腐食）

台座、取付ボルト及び取付ベースは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.3の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

3.2.2 伝熱管及び胴管の腐食（流れ加速型腐食）

伝熱管及び胴管は内部流体により、流れ加速型腐食による減肉が想定される。

しかしながら、伝熱管及び胴管は耐流れ加速型腐食性に優れたステンレス鋼を使用しており、流れ加速型腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 伝熱管の高サイクル疲労割れ

内部流体により振動が発生した場合、伝熱管に高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、構造上、伝熱管と接触する部位がなく、有意な振動が発生する可能性はない。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.4 伝熱管の応力腐食割れ

伝熱管はステンレス鋼であり、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、内部流体である給水の水質を溶存酸素濃度0.1ppm以下に管理しており、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.5 伝熱管のスケール付着

流体の不純物持ち込みによるスケール付着が発生し、伝熱性能に影響を及ぼすことが想定される。

しかしながら、伝熱管の内部流体は給水、胴管の内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、適切な水質管理により不純物の流入は抑制されていることから、スケール付着の可能性は小さい。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

川内原子力発電所 1 号炉

ポンプ用電動機の技術評価書

[運転を断続的に行うことを前提とした評価]

九州電力株式会社

川内1号炉のポンプ用電動機のうち、評価対象機器である安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機器、高温・高圧の環境下にあるクラス3の機器及び常設重大事故等対処設備に属する機器を電圧区分、型式及び設置場所でグループ化し、同一グループ内の複数の機器の存在を考慮して、重要度、運転条件等の観点から代表機器を選定した。

これらの一覧を表1に示す。

本評価書においては、これら代表機器について技術評価を行うとともに、代表機器以外の機器についても技術評価を展開している。本評価書における技術評価結果で現状保全を継続すべき項目としたものについては、現状保全の点検手法の適切性を確認しており、現状保全を継続することで健全性の維持は可能であると考ええる。

なお、点検等で確認した結果、異常が認められた場合、速やかに対策を施すこととしており、異常が認められた場合に、対策を実施する旨の記載は省略している。

本評価書ではポンプ用電動機の使用電圧等を基に、以下の2つに分類している。

- 1 高圧ポンプ用電動機
- 2 低圧ポンプ用電動機

表 1 (1/2) 川内 1 号炉 主要なポンプ用電動機

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準					選定	選定理由
				仕様 (定格出力× 定格回転数) (kW×rpm)	重要度*1	使用条件				
電圧区分	型式	設置場所				運 転	定格電圧 (V)	周囲温度 (°C)		
高 圧	全閉	屋 外	海水ポンプ用電動機 (4)	380× 885	MS-1、重*3	連 続	6,600	約40	◎	
			屋 内	充てん／高圧注入ポンプ用電動機 (3)	780×1,770	MS-1、重*2	一時/連続	6,600	約40	◎
		格納容器スプレイポンプ用電動機 (2)		700×1,770	MS-1、重*2	一 時	6,600	約40		
		余熱除去ポンプ用電動機 (2)		250×1,780	MS-1、重*2	一時/連続	6,600	約40		
		原子炉補機冷却水ポンプ用電動機 (4)		300×1,180	MS-1、重*3	連 続	6,600	約40		
	開放	電動補助給水ポンプ用電動機 (2)	400×3,530	MS-1、重*2	一 時	6,600	約40	◎		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物（A号機、B号機）であることを示す

表 1 (2/2) 川内 1 号炉 主要なポンプ用電動機

分離基準			機器名称 (台数)	仕様 (定格出力× 定格回転数) (kW×rpm)	選定基準			選定	選定理由
電圧区分	型式	設置場所			重要度*1	使用条件			
						運転	定格電圧 (V)		
低 圧	全閉	屋 内	ほう酸ポンプ用電動機 (2)	1.5/11× 1,780/3,530	MS-1、重*2	連 続	440	約40	◎ 重要度
			燃料取替用水ポンプ用電動機 (2)	18.5×3,520	MS-2	連 続	440	約40	
			常設電動注入ポンプ用電動機 (1)	132×3,560	重*2	一 時	440	約40	
			緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ 用電動機 (2)	1.5×3,420	重*2	一 時	440	約40	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

1 高圧ポンプ用電動機

[対象機器]

- ① 海水ポンプ用電動機
- ② 充てん／高圧注入ポンプ用電動機
- ③ 格納容器スプレイポンプ用電動機
- ④ 余熱除去ポンプ用電動機
- ⑤ 原子炉補機冷却水ポンプ用電動機
- ⑥ 電動補助給水ポンプ用電動機

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	12
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	20
3. 代表機器以外への展開	28
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	28
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	29

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている高圧ポンプ用電動機的主要仕様を表1-1に示す。

これらの高圧ポンプ用電動機を、型式及び設置場所の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す高圧ポンプ用電動機を型式及び設置場所で分類すると3つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

(1) 型式：全閉形、設置場所：屋外

このグループには、海水ポンプ用電動機のみが属するため、海水ポンプ用電動機を代表機器とする。

(2) 型式：全閉形、設置場所：屋内

このグループには、充てん／高圧注入ポンプ用電動機、格納容器スプレイポンプ用電動機、余熱除去ポンプ用電動機及び原子炉補機冷却水ポンプ用電動機が属するが、定格出力及び運転条件の観点から充てん／高圧注入ポンプ用電動機を代表機器とする。

(3) 型式：開放形、設置場所：屋内

このグループには、電動補助給水ポンプ用電動機のみが属するため、電動補助給水ポンプ用電動機を代表機器とする。

表 1-1 川内 1 号炉 高圧ポンプ用電動機的主要仕様

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準					選定	選定理由
電圧区分	型式	設置場所		仕様 (定格出力× 定格回転数) (kW×rpm)	重要度*1	使用条件				
						運 転	定格電圧 (V)	周囲温度 (°C)		
高 圧	全閉	屋 外	海水ポンプ用電動機 (4)	380× 885	MS-1、重*3	連 続	6,600	約40	◎	
			屋 内	充てん/高圧注人ポンプ用電動機 (3)	780×1,770	MS-1、重*2	一時/連続	6,600	約40	◎
		格納容器スプレイポンプ用電動機 (2)		700×1,770	MS-1、重*2	一 時	6,600	約40		
		余熱除去ポンプ用電動機 (2)		250×1,780	MS-1、重*2	一時/連続	6,600	約40		
		原子炉補機冷却水ポンプ用電動機 (4)		300×1,180	MS-1、重*3	連 続	6,600	約40		
	開放	電動補助給水ポンプ用電動機 (2)	400×3,530	MS-1、重*2	一 時	6,600	約40	◎		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物（A号機、B号機）であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の3種類のポンプ用電動機について技術評価を実施する。

- ① 海水ポンプ用電動機
- ② 充てん／高圧注入ポンプ用電動機
- ③ 電動補助給水ポンプ用電動機

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 海水ポンプ用電動機

(1) 構造

川内1号炉の海水ポンプ用電動機は、定格出力380kW、定格回転数885rpmの全閉屋外形三相誘導電動機である。

ポンプに直結している主軸には炭素鋼を使用している。

電動機上部には、下向きのポンプスラスト荷重を支えるためのスラスト軸受を備えている。また、電動機上部及び下部にはラジアル方向の荷重を支えるためのガイド軸受を備えている。

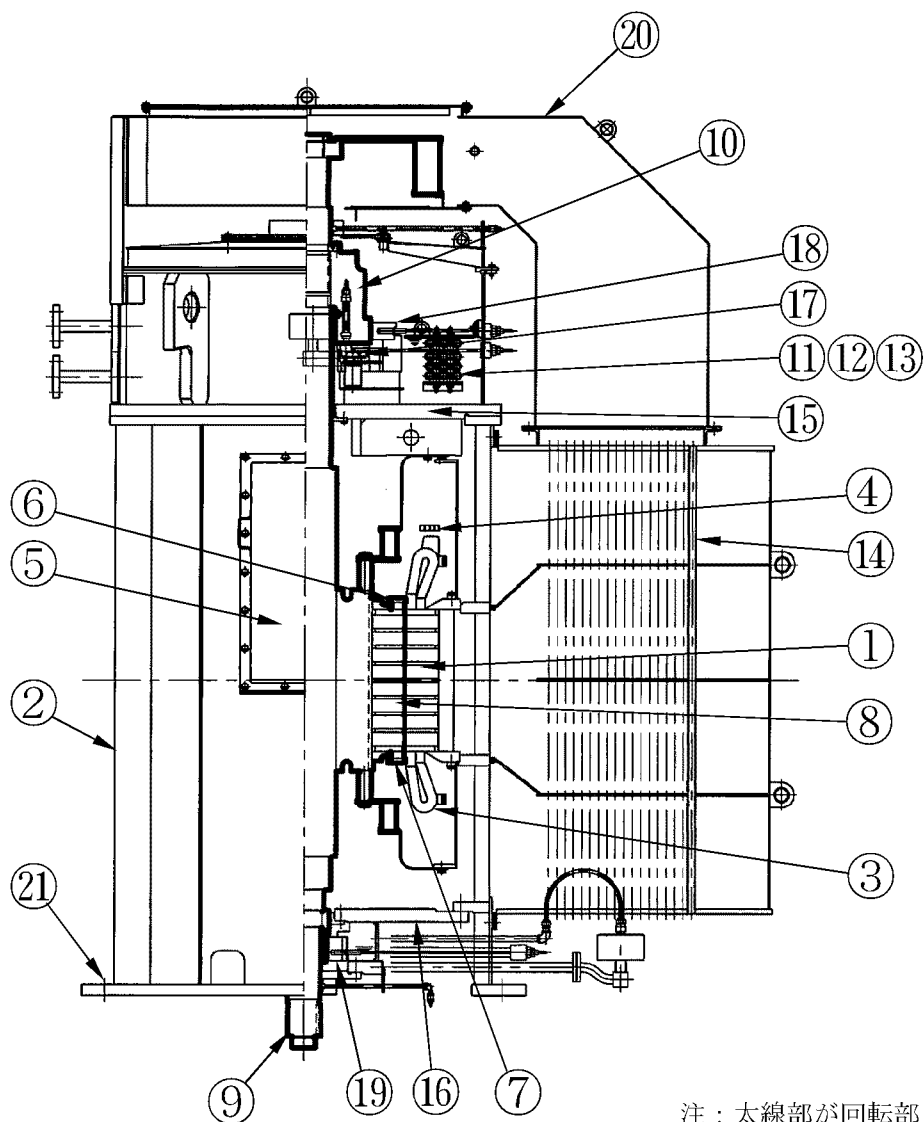
各軸受は、軸受表面に油膜を形成させ、軸受から発生する熱を取り除くために潤滑油が満たされており、上部潤滑油は水冷式油冷却器により冷却される。

また、固定子や回転子から発生する熱を取り除くため、フレーム内の空気は空冷式空気冷却器により冷却される。

川内1号炉の海水ポンプ用電動機の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の海水ポンプ用電動機の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



注：太線部が回転部を示す

No.	部 位	No.	部 位
①	固定子コア	⑫	油冷却器水室
②	フレーム	⑬	油冷却器管板
③	固定子コイル	⑭	空気冷却器伝熱管
④	口出線・接続部品	⑮	上部ブラケット
⑤	端子箱	⑯	下部ブラケット
⑥	回転子棒	⑰	スラスト軸受 (すべり)
⑦	エンドリング	⑱	上部ガイド軸受 (すべり)
⑧	回転子コア	⑲	下部ガイド軸受 (すべり)
⑨	主 軸	⑳	外扇カバー
⑩	ランナー	㉑	取付ボルト
⑪	油冷却器伝熱管		

図 2. 1-1 川内 1 号炉 海水ポンプ用電動機構造図

表 2.1-1 川内 1 号炉 海水ポンプ用電動機主要部位の使用材料

部 位		材 料
固定子組立品	固定子コア	珪素鋼板
	フレーム	炭 素 鋼
	固定子コイル	銅、マイカ、エポキシ樹脂（F種絶縁）
	口出線・接続部品	銅、シリコンゴム、マイカ、エポキシ樹脂（F種絶縁）
	端 子 箱	炭 素 鋼
回転子組立品	回転子棒・エンドリング	銅 合 金
	回転子コア	珪素鋼板
	主 軸	炭 素 鋼
	ランナー	鋳 鉄
冷却器組立品	油冷却器伝熱管	チタン合金
	油冷却器水室	チタン合金
	油冷却器管板	チタン合金
	空気冷却器伝熱管	銅 合 金
軸受組立品	上部・下部ブラケット	炭 素 鋼
	スラスト軸受（すべり）	消耗品・定期取替品
	上部・下部ガイド軸受（すべり）	消耗品・定期取替品
カバー組立品	外扇カバー	炭 素 鋼
支持組立品	取付ボルト	炭 素 鋼

表2.1-2 川内 1 号炉 海水ポンプ用電動機の使用条件

定 格 出 力	380kW
周 囲 温 度	約40℃*1
定 格 電 圧	6,600V
定 格 回 転 数	885rpm

*1：通年の屋外の最高温度を考慮した雰囲気温度

2.1.2 充てん／高圧注入ポンプ用電動機

(1) 構造

川内1号炉の充てん／高圧注入ポンプ用電動機は、定格出力780kW、定格回転数1,770rpmの全閉屋内形三相誘導電動機である。

ポンプに直結している主軸には炭素鋼を使用している。

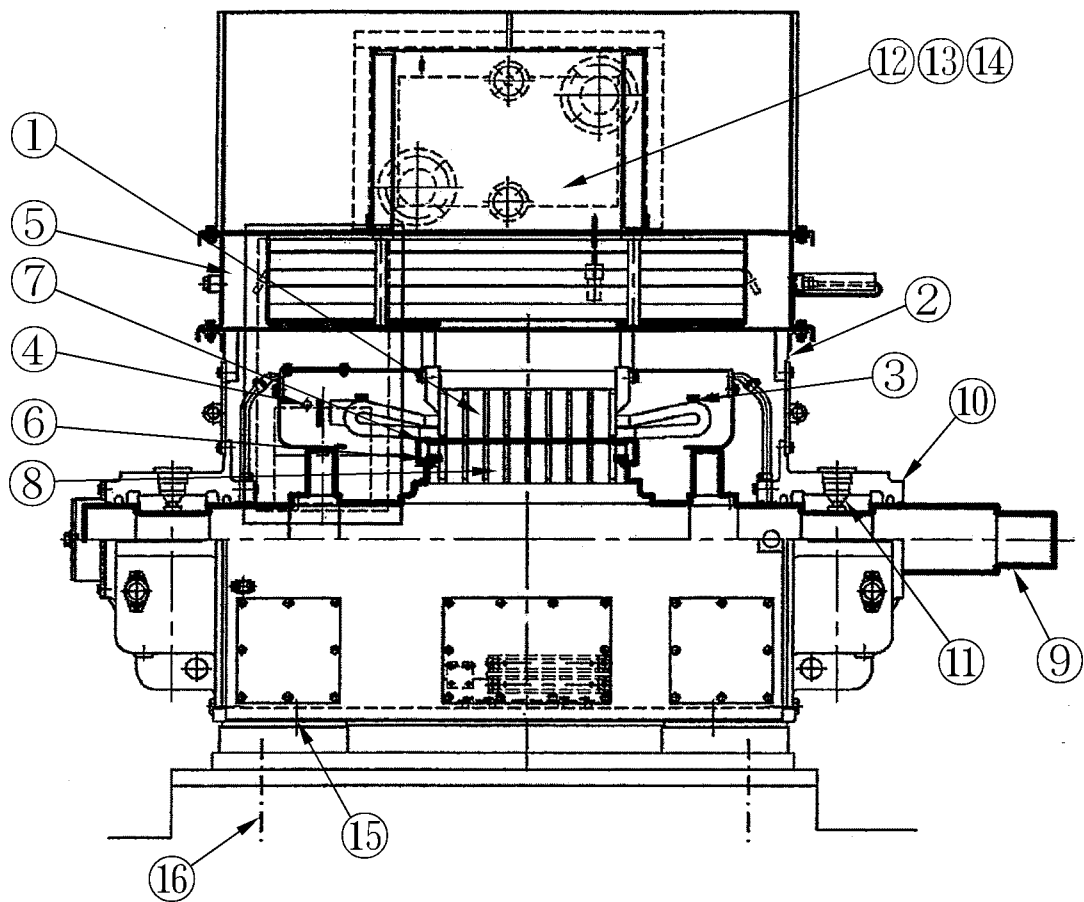
負荷側及び反負荷側軸受部には、回転体を支えるためのブラケットが取り付けられ、内側には電動機回転子重量を支えるための軸受を備えている。

また、固定子や回転子から発生する熱を取り除くため、フレーム内の空気は水冷式空気冷却器により冷却される。

川内1号炉の充てん／高圧注入ポンプ用電動機の構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の充てん／高圧注入ポンプ用電動機の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。



注：太線部が回転部を示す

No.	部 位	No.	部 位
①	固定子コア	⑨	主 軸
②	フレーム	⑩	ブラケット
③	固定子コイル	⑪	軸受 (すべり)
④	口出線・接続部品	⑫	空気冷却器伝熱管
⑤	端子箱	⑬	空気冷却器水室
⑥	回転子棒	⑭	空気冷却器管板
⑦	エンドリング	⑮	取付ボルト
⑧	回転子コア	⑯	基礎ボルト

図 2.1-2 川内 1 号炉 充てん／高圧注入ポンプ用電動機構造図

表2.1-3 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプ用電動機主要部位の使用材料

部 位		材 料
固定子組立品	固定子コア	珪素鋼板
	フレーム	炭素鋼
	固定子コイル	銅、マイカ、エポキシ樹脂（F種絶縁）
	口出線・接続部品	銅、シリコンゴム、マイカ、エポキシ樹脂（F種絶縁）
	端子箱	炭素鋼
回転子組立品	回転子棒・エンドリング	銅合金
	回転子コア	珪素鋼板
	主 軸	炭素鋼
軸受組立品	ブラケット	鋳 鉄
	軸受（すべり）	消耗品・定期取替品
冷却器組立品	空気冷却器伝熱管	銅合金
	空気冷却器水室	炭素鋼
	空気冷却器管板	銅合金
支持組立品	取付ボルト	炭素鋼
	基礎ボルト	炭素鋼

表2.1-4 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプ用電動機の使用条件

定 格 出 力	780kW
周 围 温 度	約40°C*1
放 射 線	$0.55 \times 10^{-3} \text{Gy/h}^{*2}$
定 格 電 圧	6,600V
定 格 回 転 数	1,770rpm

*1：原子炉格納容器外の設計平均温度

*2：通常時の原子炉格納容器外の最大実測値

2.1.3 電動補助給水ポンプ用電動機

(1) 構造

川内1号炉の電動補助給水ポンプ用電動機は、定格出力400kW、定格回転数3,530rpmの開放屋内形三相誘導電動機である。

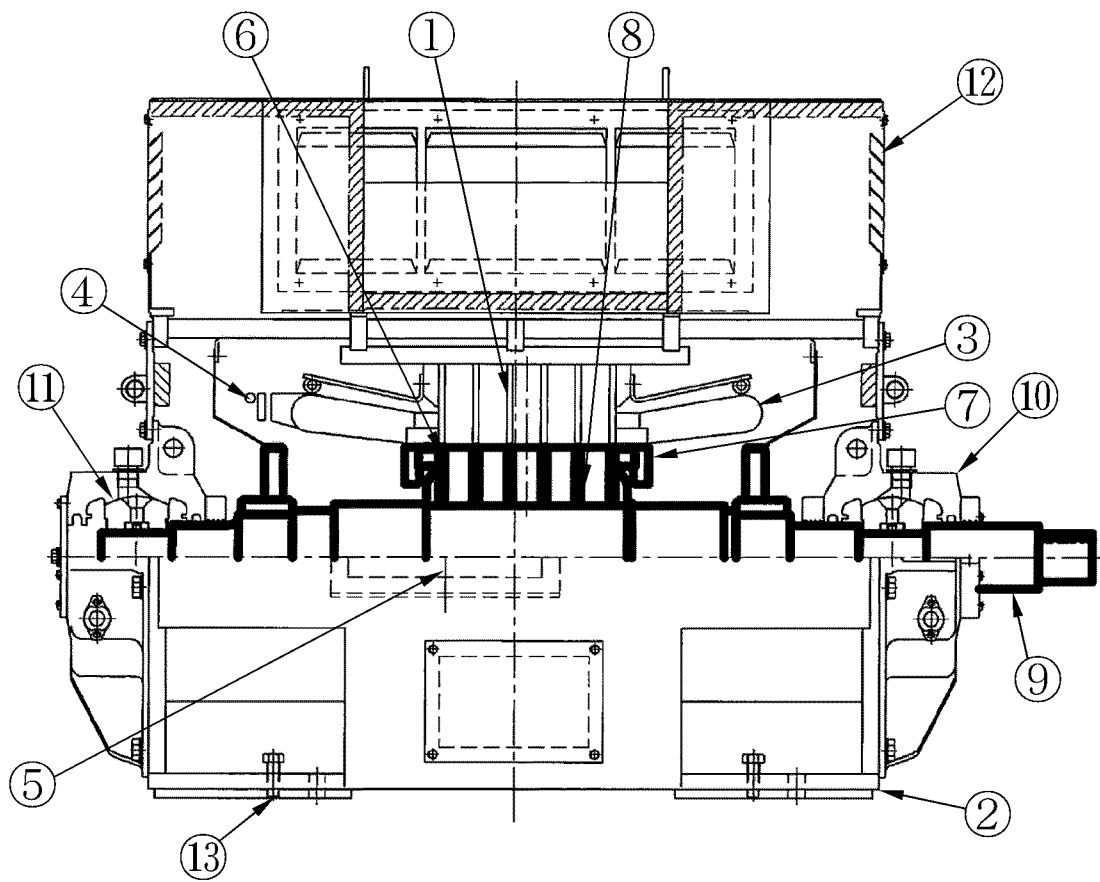
ポンプに直結している主軸には炭素鋼を使用している。

負荷側及び反負荷側軸受部には、回転体を支えるためのブラケットが取り付けられ、内側には電動機回転子重量を支えるための軸受を備えている。

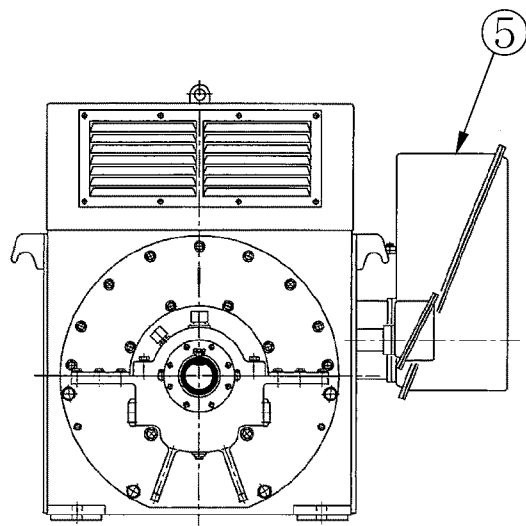
川内1号炉の電動補助給水ポンプ用電動機の構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の電動補助給水ポンプ用電動機の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。



注：太線部が回転部を示す



No.	部 位
①	固定子コア
②	フレーム
③	固定子コイル
④	口出線・接続部品
⑤	端子箱
⑥	回転子棒
⑦	エンドリング
⑧	回転子コア
⑨	主 軸
⑩	ブラケット
⑪	軸受 (すべり)
⑫	防音カバー
⑬	取付ボルト

図 2.1-3 川内 1 号炉 電動補助給水ポンプ用電動機構造図

表2.1-5 川内1号炉 電動補助給水ポンプ用電動機主要部位の使用材料

部 位		材 料
固定子組立品	固定子コア	珪素鋼板
	フレーム	炭素鋼
	固定子コイル	銅、マイカ、エポキシ樹脂（F種絶縁）
	口出線・接続部品	銅、シリコンゴム、マイカ、エポキシ樹脂（F種絶縁）
	端子箱	炭素鋼
回転子組立品	回転子棒・エンドリング	銅合金
	回転子コア	珪素鋼板
	主 軸	炭素鋼
軸受組立品	ブラケット	鋳 鉄
	軸受（すべり）	消耗品・定期取替品
カバー組立品	防音カバー	炭素鋼
支持組立品	取付ボルト	炭素鋼

表2.1-6 川内1号炉 電動補助給水ポンプ用電動機の使用条件

定 格 出 力	400kW
周 囲 温 度	約40℃*1
定 格 電 圧	6,600V
定 格 回 転 数	3,530rpm

*1：原子炉格納容器外の設計平均温度

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

高圧ポンプ用電動機の機能であるポンプ駆動機能を維持するためには、次の2つの項目が必要である。

- ① 駆動機能の確保
- ② 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

高圧ポンプ用電動機個々について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（電圧、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-3に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-3で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下 [共通]

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は有機物であり、機械的、熱的、電氣的及び環境的要因で経年劣化が進行し、絶縁性能の低下を起こす可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

なお、本評価書での評価対象機器における放射線の影響については軽微であると考え、健全性評価における劣化要因とはしていない。（電気学会絶縁材料研究会資料EIM-79-99、NB-79-21「エポキシ樹脂の放射線照射による物性変化」）

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-3で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）[共通]

固定子コア及び回転子コアは珪素鋼板であり腐食が想定される。

しかしながら、固定子コア及び回転子コアはワニス処理により腐食を防止しており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(2) フレーム、端子箱、ブラケット [共通]、外扇カバー [海水ポンプ用電動機] 及び防音カバー [電動補助給水ポンプ用電動機] の腐食（全面腐食）

フレーム、端子箱、ブラケット、外扇カバー及び防音カバーは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定される。

しかしながら、内外面とも塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。また、分解点検時の目視確認により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目す

べき経年劣化事象ではない。

(3) 回転子棒・エンドリングの疲労割れ [共通]

回転子棒・エンドリングは、電動機の起動時に発生する電磁力による繰返し応力を受けるため、疲労割れが想定される。

しかしながら、発生応力は疲労強度より小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(4) 主軸 [共通] 及びランナー [海水ポンプ用電動機] の摩耗

海水ポンプ用電動機の主軸については、ランナーとの間に摩耗が発生することが想定される。

しかしながら、分解点検時に主軸とランナーの分解を実施しないため摩耗が生じる可能性は小さい。また、油潤滑のすべり軸受を使用しており、ランナーと軸受間に潤滑油が供給され膜が形成されるため、摺動摩耗の生じる可能性も小さい。

さらに、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

充てん／高圧注入ポンプ用電動機及び電動補助給水ポンプ用電動機の主軸については、軸受（すべり）との摺動による摩耗が想定される。

しかしながら、充てん／高圧注入ポンプ用電動機及び電動補助給水ポンプ用電動機は油潤滑のすべり軸受を使用しており、主軸と軸受間に潤滑油が供給され膜が形成されるため、摺動摩耗の生じる可能性は小さい。

また、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(5) 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

電動機運転時には主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下において繰返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、電動機設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時等における振動確認及び分解点検時の応力集中部に対する目視確認により、機器の健全性を確認している。

(6) 空気冷却器伝熱管の腐食（全面腐食）

[海水ポンプ用電動機、充てん／高圧注入ポンプ用電動機]

海水ポンプ用電動機及び充てん／高圧注入ポンプ用電動機の空気冷却器伝熱管は銅合金であり腐食が想定される。

しかしながら、海水ポンプ用電動機は、内外面ともに流体が空気であり腐食し難い環境にある。また、充てん／高圧注入ポンプ用電動機の内面についてはヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、外面については空気であるため腐食し難い環境にある。

さらに、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(7) 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

取付ボルトは炭素鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食の進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修を実施することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(8) 空気冷却器水室及び空気冷却器管板の腐食（全面腐食）

〔充てん／高圧注入ポンプ用電動機〕

充てん／高圧注入ポンプ用電動機の空気冷却器水室及び空気冷却器管板は炭素鋼及び銅合金であり腐食が想定される。

しかしながら、接液流体がヒドラジン水（防錆剤注入水）及び空気であり、腐食し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(9) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔充てん／高圧注入ポンプ用電動機〕

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

スラスト軸受（すべり）、ガイド軸受（すべり）及び軸受（すべり）は分解点検時の目視確認や浸透探傷検査の結果に基づき取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表 2.2-1 川内 1 号炉 海水ポンプ用電動機に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考	
				減 肉		割 れ		絶 縁	導 通	特 性		その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	固定子コア		珪素鋼板		△							*1：高サイクル疲労割れ
	フレーム		炭素鋼		△							
	固定子コイル		銅 マカ、エポキシ樹脂 (F種絶縁)					○				
	口出線・接続部品		銅 シリコンゴム マカ、エポキシ樹脂 (F種絶縁)					○				
	端子箱		炭素鋼		△							
	回転子棒・エンドリング		銅合金			△						
	回転子コア		珪素鋼板		△							
	主 軸		炭素鋼	△		△*1						
	ランナー		鋳 鉄	△								
	油冷却器伝熱管		チタン合金									
	油冷却器水室		チタン合金									
	油冷却器管板		チタン合金									
	空気冷却器伝熱管		銅合金		△							
	上部・下部ブラケット		炭素鋼		△							
	スラスト軸受 (すべり) 上部・下部がイド軸受 (すべり)	◎	—									
外扇カバー		炭素鋼		△								
機器の支持	取付ボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-2 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプ用電動機に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考	
				減 肉		割 れ		絶 縁	導 通	特 性		その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	固定子コア		珪素鋼板		△							*1：高サイクル疲労割れ
	フレーム		炭素鋼		△							
	固定子コイル		銅 マレ、エポキシ樹脂 (F種絶縁)					○				
	口出線・接続部品		銅 シリコンゴム マレ、エポキシ樹脂 (F種絶縁)					○				
	端子箱		炭素鋼		△							
	回転子棒・エンドリング		銅合金			△						
	回転子コア		珪素鋼板		△							
	主 軸		炭素鋼	△		△*1						
	ブラケット		鋳 鉄		△							
	軸受（すべり）	◎	—									
	空気冷却器伝熱管		銅合金		△							
	空気冷却器水室		炭素鋼		△							
空気冷却器管板		銅合金		△								
機器の支持	取付ボルト		炭素鋼		△							
	基礎ボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-3 川内1号炉 電動補助給水ポンプ用電動機に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考	
				減 肉		割 れ		絶 縁	導 通	特 性		その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	固定子コア		珪素鋼板		△						*1：高サイクル疲労割れ	
	フレーム		炭素鋼		△							
	固定子コイル		銅 マイカ、エポキシ樹脂 (F種絶縁)					○				
	口出線・接続部品		銅 シリコンゴム マイカ、エポキシ樹脂 (F種絶縁)					○				
	端子箱		炭素鋼		△							
	回転子棒・エンドリング		銅合金			△						
	回転子コア		珪素鋼板		△							
	主 軸		炭素鋼	△		△*1						
	ブラケット		鋳 鉄		△							
	軸受（すべり）	◎	—									
防音カバー		炭素鋼		△								
機器の支持	取付ボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下 [共通]

a. 事象の説明

固定子コイルは、固定子コアのスロット内に納められており、各々の銅線に漏電防止のための絶縁が施されている。口出線は、ポンプ用電動機を駆動するための電力を受給するもので、固定子コイルと同様に絶縁を施している。

なお、接続部品は、固定子コイルと口出線を接続するものであり、固定子コイルと同様に銅線に絶縁を施している。

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は有機物であり、機械的、熱的、電氣的及び環境的要因で経年劣化が進行し、絶縁性能の低下を起こす可能性がある。

絶縁低下が生じる可能性のある部位を図2.3-1に示す。

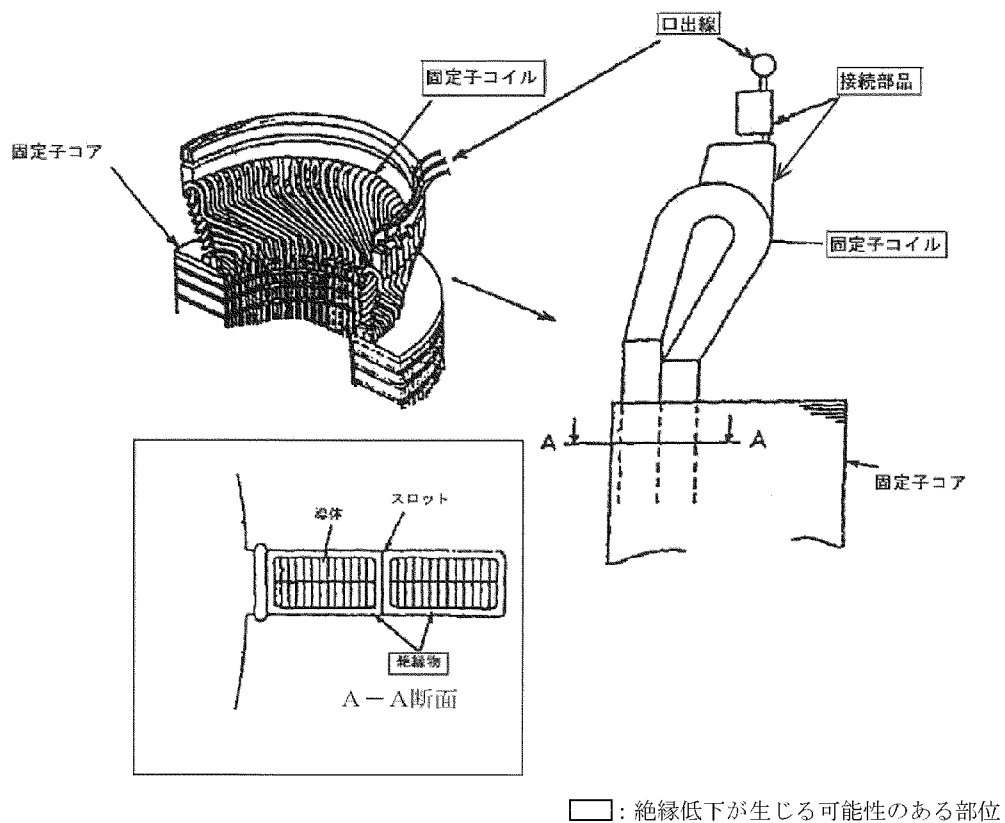
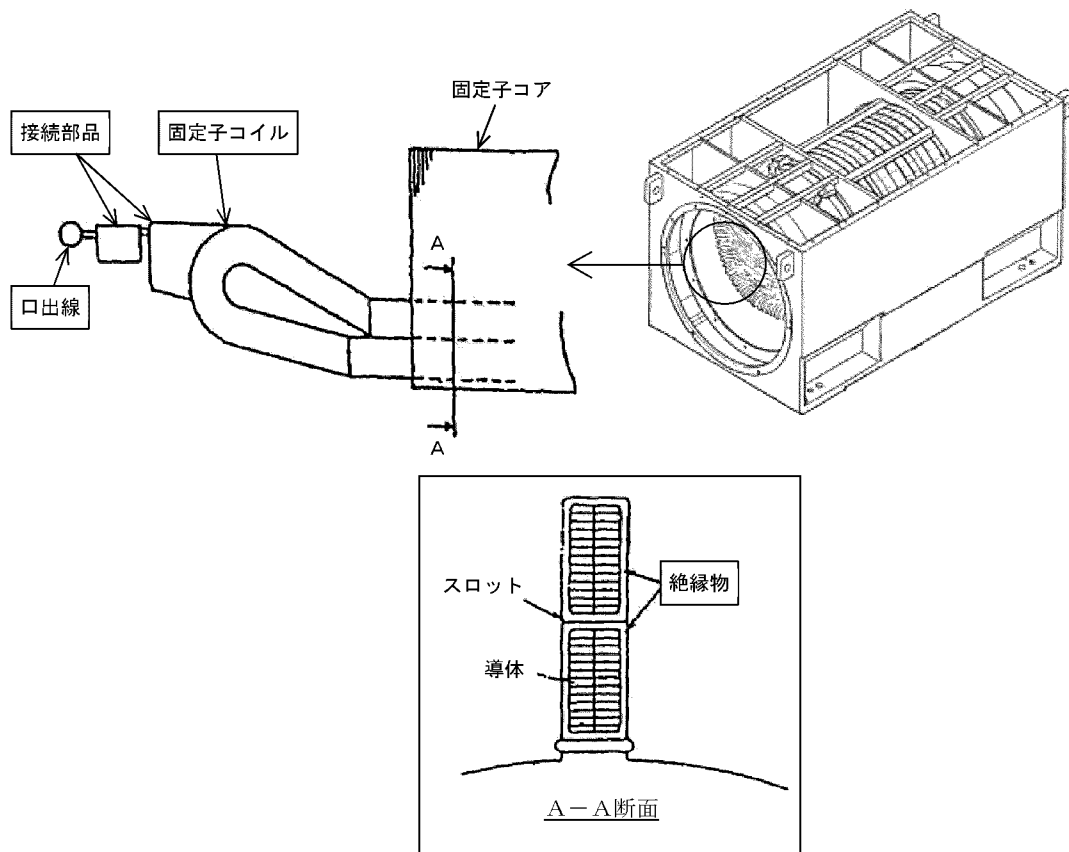


図2.3-1(1/2) 川内1号炉 海水ポンプ用電動機 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁部位



□: 絶縁低下が生じる可能性のある部位

図2.3-1(2/2) 川内1号炉 充てん/高圧注入ポンプ用電動機、電動補助給水ポンプ用電動機 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁部位

b. 技術評価

① 健全性評価

高圧ポンプ用電動機の固定子コイルの健全性評価は、同種の一般的な固定子コイルの絶縁低下に対する評価方法を用いる。ここでは、IEEE Std. 275-1966「IEEE Proposed Test Procedure for Evaluation of Systems of insulating Materials for A-C Electric Machinery Employing Form-Wound Pre-insulated Stator Coil for Machines Rated at 50 to 2000 horsepower 35 to 1500 Kilowatts mechanical output and below 6600 volts」(以下、「IEEE Std.275-1966」という。)の規格に準じて実施した評価試験結果より固定子コイルの長期健全性を評価した。

IEEE Std. 275-1966では、熱的、機械的、環境的及び電氣的な各劣化要因について個々に試験条件が述べられているが、電動機はこれらの劣化要因が複合するため、複合劣化の試験条件で固定子コイルの長期健全性を評価する。

評価手順を図2.3-2に、試験条件を表2.3-1に、ヒートサイクル方法例を図2.3-3に示す。

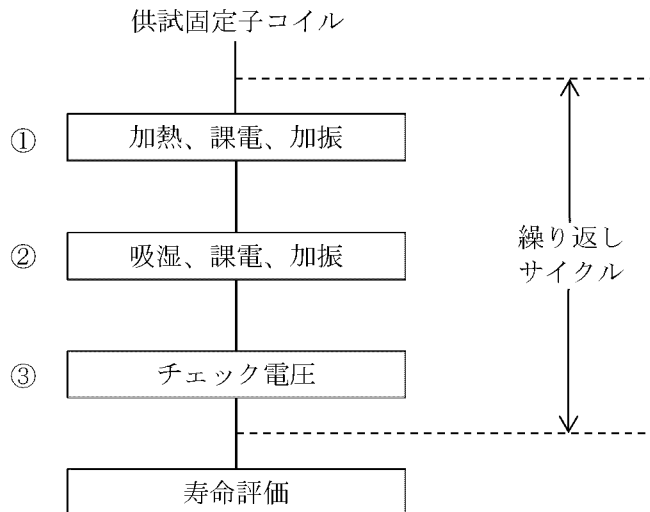


図2.3-2 固定子コイル長期健全性評価手順

図2.3-2の評価手順①(64回程度の繰り返し)、②、③を1サイクルとし、コイル絶縁がチェック電圧で破壊するまで繰り返し、170℃及び190℃での耐熱寿命を基にアレニウス則*1が成り立つと仮定して定数A、Bを求め、耐熱寿命曲線を得る。

* 1 : アレニウス則

$$\log Y = -A + \frac{B}{273 + t} \dots\dots\dots (1)$$

Y : 寿命時間 (h)
t : 運転温度 (°C)
A、B : 定数
log Y : 自然対数

この耐熱寿命曲線は、電動機に適用している絶縁固有の特性を表す。
この (1) 式に当該電動機の運転温度*2 t (°C) を代入して、寿命を求め
る。
この寿命で絶縁寿命が決定される。

* 2 : 運転温度

運転温度は、使用最高温度を用いる。
使用最高温度 = 周囲温度 + 固定子コイルの温度上昇
+ 測定ポイントとホットスポットとの差 (マージン)

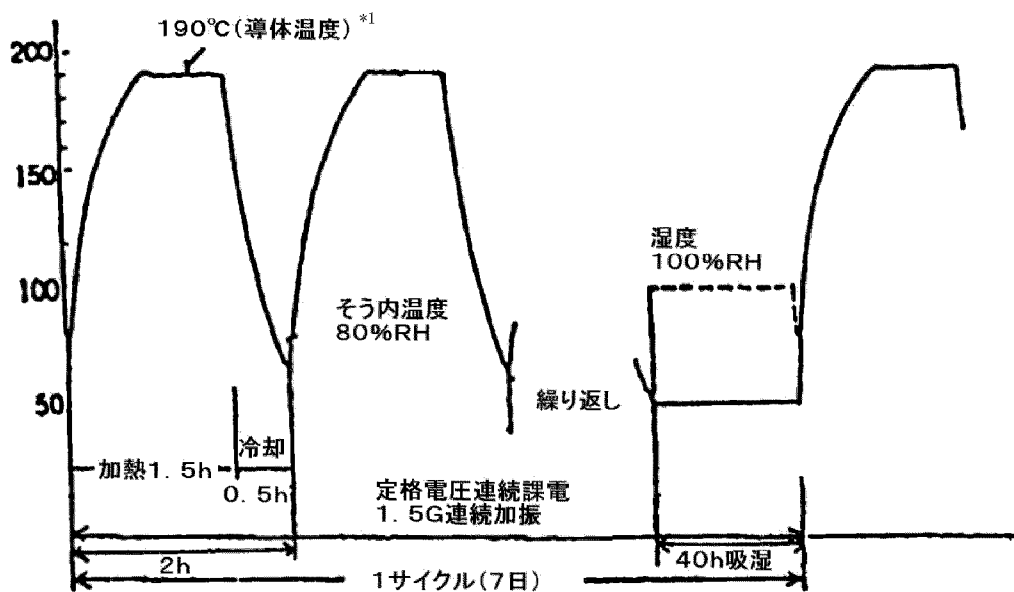
固定子コイルの絶縁寿命は、評価結果より稼働率 100% で、19.95
年と判断する。

表2.3-1 固定子コイル長期健全性評価における試験条件

手順	試験項目	試験条件1	試験条件2	実機設計条件
①	温 度	170°C×2 時間(加熱1.5h、 冷却0.5h、at80%RH)	190°C×2 時間(加熱1.5h、 冷却0.5h、at80%RH)	最大145°C
	電 圧	6.6kV-常時印加	6.6kV-常時印加	6.6kV
	振 動	1.5G-常時加振	1.5G-常時加振	1G以下
②	湿 度	100%RH-40時間 (at 50°C)	100%RH-40時間 (at 50°C)	最大100%RH (at 40°C)
	電 圧	6.6kV-常時印加	6.6kV-常時印加	6.6kV
	振 動	1.5G-常時加振	1.5G-常時加振	1G以下
③	チェック 電 圧	対地間 1.5×E=9.9kV-1分間 線間 150V-1分間	対地間 1.5×E=9.9kV-1分間 線間 150V-1分間	-

RH: relative humidity (相対湿度)

[出典: メーカーデータ]



*1: 絶縁体温度 170°C×2 時間相当

図2.3-3 ヒートサイクル方法例 (試験条件1)

また、6.6 kV級の経年機で、固定子コイルを更新した旧機のコイル破壊電圧の測定値を評価した結果が、運転年数*3と絶縁破壊値の関係として、図2.3-4に示すように求められる。

同図では、縦軸の絶縁破壊値は新品の値を100%として示している。

この評価からコイル破壊電圧の平均値と95%信頼下限が安全運転下限(「電気学会 電気規格調査会標準規格 回転電気機械一般 (JEC-2100-1993)」: $2E+1=2 \times 6.6[\text{kV}] + 1[\text{kV}] = 14.2[\text{kV}]$)に低下するのが18.5～24年となるため、固定子コイルの運転に必要な絶縁耐力を保有する期間は、18.5年と判断する。

以上の検討結果より、高圧ポンプ用電動機固定子コイルの運転に必要な絶縁耐力を保有する期間は、より厳しい評価結果である旧機のコイル破壊電圧の測定値を評価した結果を採用し、18.5年と判断する。

また、ヒートサイクル方法及び旧機のコイル破壊電圧による評価で用いた供試体にはともに口出線・接続部品が含まれていることから、口出線・接続

部品の運転に必要な絶縁耐力を保有する期間は、固定子コイルと同様、18.5年と判断する。

なお、海水ポンプ用電動機は屋外設置であるが、IEEE Std. 275-1966の規格に準じて実施した試験において吸湿は厳しい状況下にて実施していること及び絶縁破壊試験（図2.3-4）には屋外に設置されていた供試体も含まれていることから、屋内外の設置環境による評価年数に差はないと考える。

*3：稼働率等を考慮に入れた年数＝運転時間（年）＋休止時間（年）／
休止係数

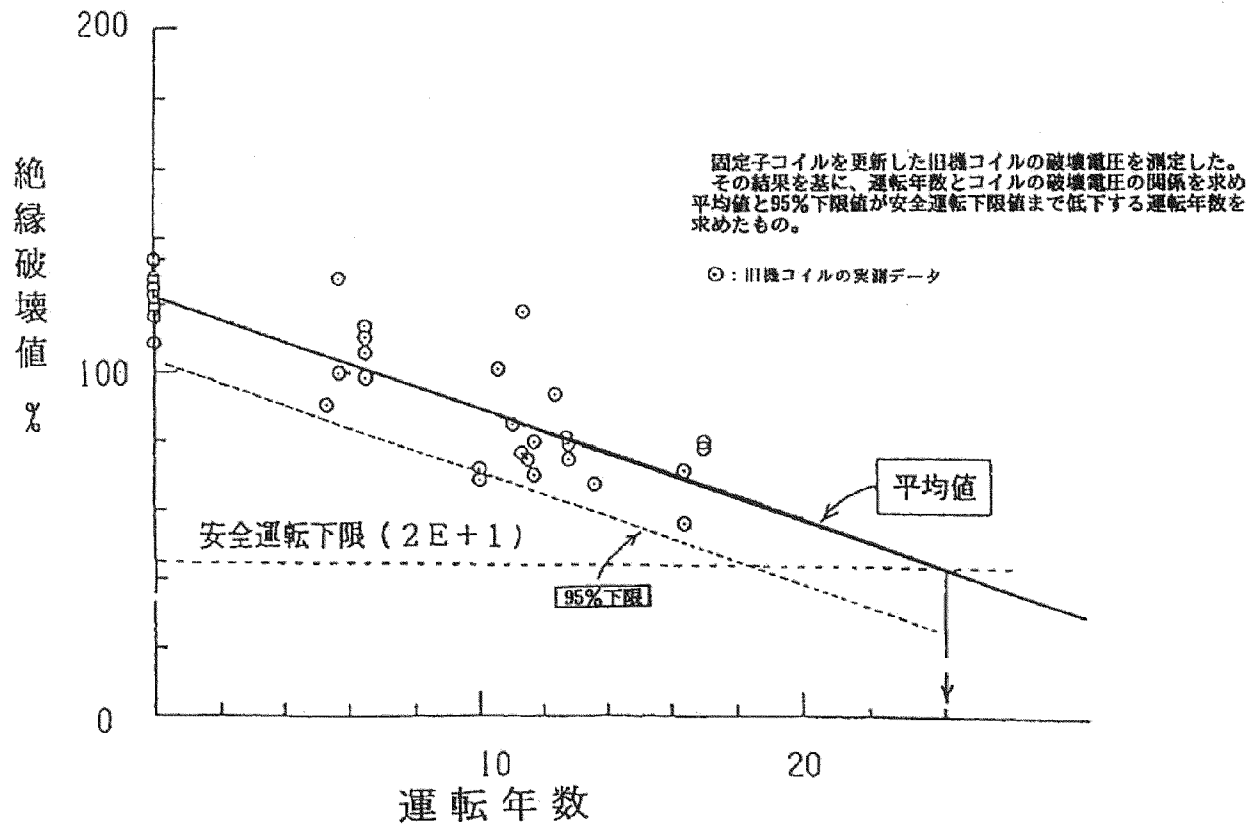


図2.3-4 運転年数と絶縁破壊値の関係

[出典：民間データ]

② 現状保全

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下に対しては、定期的な絶縁抵抗測定を行い、許容値以上であることを確認している。さらに、絶縁診断（直流吸収試験、 $\tan \delta$ 試験、部分放電試験）により、管理範囲に収まっていることの確認を行うとともに、傾向管理を行っている。また、絶縁抵抗測定及び絶縁診断結果に基づき、必要により洗浄、乾燥、絶縁補修処理もしくは取替えを実施していく。

なお、予防保全のため1D海水ポンプ用電動機及び1C充てん/高圧注入ポンプ用電動機については、第18回定期検査時（2007年度）に、1A、1B海水ポンプ用電動機及び1A、1B充てん/高圧注入ポンプ用電動機については、第19回定期検査時（2008年度）に、1C海水ポンプ用電動機については、第20回定期検査時（2009年度～2010年度）に、1A電動補助給水ポンプ用電動機については第26回定期検査時（2021年度）に絶縁更新を行っている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下については、18.5年以降において発生の可能性は否定できないが、絶縁低下は、絶縁抵抗測定及び絶縁診断で検知可能であり、点検手法として適切である。

よって、現状保全を継続することで、健全性を維持できると考える。

c. 高経年化への対応

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下については、引き続き定期的な絶縁抵抗測定及び絶縁診断を実施していくとともに、運転年数及び点検結果に基づき必要により洗浄、乾燥、絶縁補修処理もしくは取替えを実施していく。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない以下の機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に、水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 格納容器スプレイポンプ用電動機
- ② 余熱除去ポンプ用電動機
- ③ 原子炉補機冷却水ポンプ用電動機

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下 [共通]

格納容器スプレイポンプ用電動機、余熱除去ポンプ用電動機及び原子炉補機冷却水ポンプ用電動機は、絶縁仕様、使用環境等は代表機器と同様であることから、絶縁低下については、18.5年以降において発生の可能性は否定できない。

絶縁低下は、定期的な絶縁抵抗測定及び絶縁診断で検知可能であり、点検手法として適切である。

よって、現状保全を継続することで、健全性を維持できると考える。

したがって、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁低下については、引き続き定期的な絶縁抵抗測定及び絶縁診断を実施していくとともに、運転年数及び点検結果に基づき必要により洗浄、乾燥、絶縁補修処理もしくは取替えを実施していく。

なお、予防保全のため1C、1D原子炉補機冷却水ポンプ用電動機については、第19回定期検査時(2008年度)に、1A、1B原子炉補機冷却水ポンプ用電動機については、第20回定期検査時(2009年度～2010年度)に、1B余熱除去ポンプ用電動機については第25回定期検査時(2019年度～2020年度)に、1A余熱除去ポンプ用電動機及び1A格納容器スプレイポンプ用電動機については第26回定期検査時(2021年度)に絶縁更新を行っている。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）〔共通〕

固定子コア及び回転子コアは珪素鋼板であり腐食が想定される。

しかしながら、固定子コア及び回転子コアはワニス処理により腐食を防止しており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.2 フレーム、端子箱及びブラケットの腐食（全面腐食）〔共通〕

フレーム、端子箱及びブラケットは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定される。

しかしながら、内外面とも塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、分解点検時の目視確認により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 回転子棒・エンドリングの疲労割れ〔共通〕

回転子棒・エンドリングは、電動機の起動時に発生する電磁力による繰返し応力を受けるため、疲労割れが想定される。

しかしながら、発生応力は疲労強度より小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 主軸の摩耗 [共通]

主軸については、軸受（すべり）との摺動による摩耗が想定される。

しかしながら、油潤滑のすべり軸受を使用しており、主軸と軸受間に潤滑油が供給され膜が形成されるため、摺動摩耗の生じる可能性は小さい。

また、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.5 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

ポンプ用電動機運転時には主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下において繰返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、電動機設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時等における振動確認及び分解点検時の応力集中部に対する目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.6 空気冷却器伝熱管の腐食（全面腐食） [共通]

空気冷却器伝熱管は銅合金であり腐食が想定される。

しかしながら、内面については内部流体がヒドラジン水（防錆剤注入水）であり、外面については空気であるため腐食が発生し難い環境にある。

さらに、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時に渦流探傷検査及び外面の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.7 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

取付ボルトは炭素鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食の進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修を実施することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.8 空気冷却器水室及び空気冷却器管板の腐食（全面腐食）〔共通〕

空気冷却器水室及び空気冷却器管板は鋳鉄、炭素鋼及び銅合金であり腐食が想定される。

しかしながら、接液流体がヒドラジン水（防錆剤注入水）及び空気であり、腐食し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

2 低圧ポンプ用電動機

[対象機器]

- ① ほう酸ポンプ用電動機
- ② 燃料取替用水ポンプ用電動機
- ③ 常設電動注入ポンプ用電動機
- ④ 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ用電動機

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	6
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	11
3. 代表機器以外への展開	17
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	17
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	18

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている低圧ポンプ用電動機的主要仕様を表1-1に示す。

これらの低圧ポンプ用電動機を、型式及び設置場所の観点からグループ化し、以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す低圧ポンプ用電動機について、型式及び設置場所の観点から1つのグループにまとめられる。

1.2 代表機器の選定

重要度の高いほう酸ポンプ用電動機を代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 低圧ポンプ用電動機的主要仕様

分離基準			機器名称 (台数)	仕様 (定格出力× 定格回転数) (kW×rpm)	選定基準			選定	選定理由	
電圧区分	型式	設置場所			重要度*1	使用条件				
						運転	定格電圧 (V)			周囲温度 (°C)
低圧	全閉	屋内	ほう酸ポンプ用電動機 (2)	1.5/11× 1,780/3,530	MS-1、重*2	連続	440	約40	◎	重要度
			燃料取替用水ポンプ用電動機 (2)	18.5×3,520	MS-2	連続	440	約40		
			常設電動注入ポンプ用電動機 (1)	132×3,560	重*2	一時	440	約40		
			緊急時対策所用発電機車用給油ポン プ用電動機 (2)	1.5×3,420	重*2	一時	440	約40		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下のポンプ用電動機について技術評価を実施する。

① ほう酸ポンプ用電動機

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 ほう酸ポンプ用電動機

(1) 構造

川内1号炉のほう酸ポンプ用電動機は、定格出力1.5kW、定格回転数1,780rpm及び定格出力11kW、定格回転数3,530rpmの全閉屋内形三相誘導電動機である。

電動機の主軸には炭素鋼を使用している。

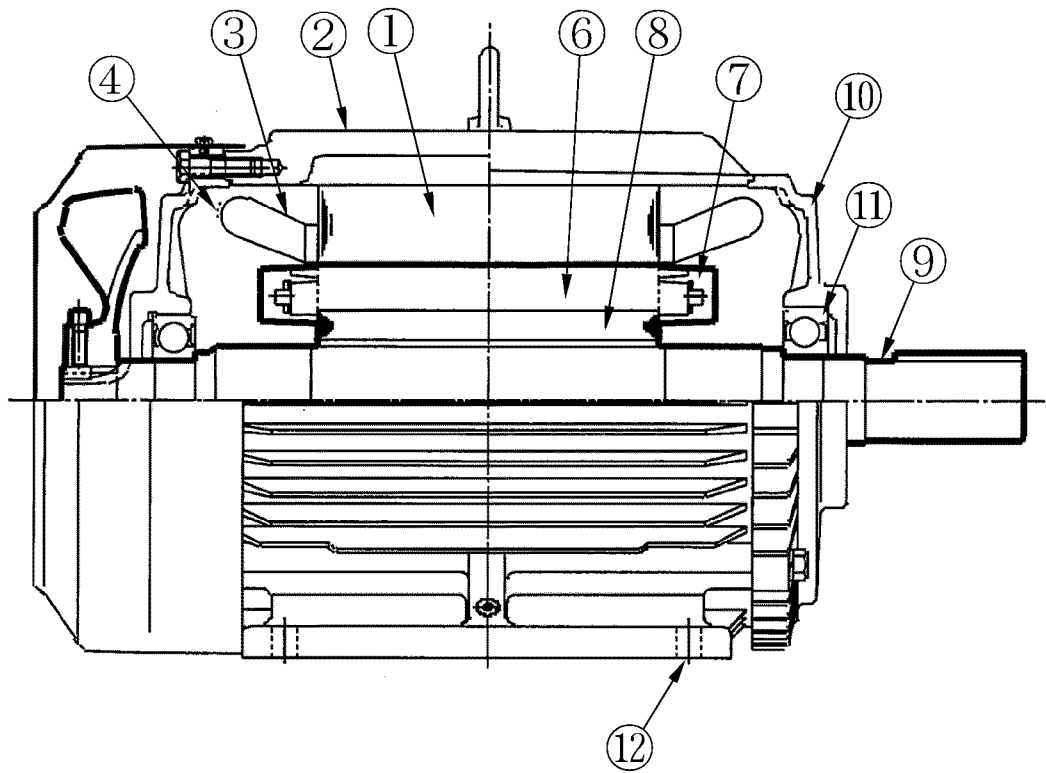
負荷側及び反負荷側軸受部には、回転体を支えるためのブラケットが取付けられ、内側には電動機回転子重量を支えるための軸受を備えている。

また、通常運転時、プラント停止時及び事故時に要求される流量が異なるため、ポンプ用電動機の出力及び回転数が切り替えられる構造となっている。

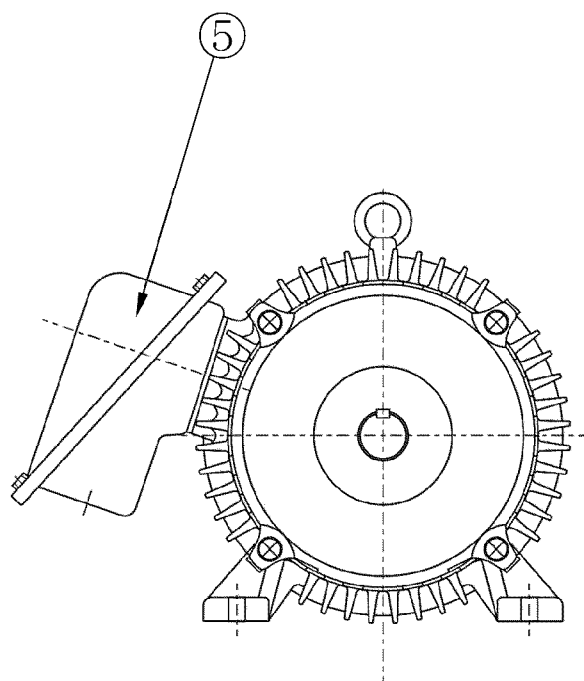
川内1号炉のほう酸ポンプ用電動機の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のほう酸ポンプ用電動機の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



注：太線部が回転部を示す



No.	部 位
①	固定子コア
②	フレーム
③	固定子コイル
④	口出線
⑤	端子箱
⑥	回転子棒
⑦	エンドリング
⑧	回転子コア
⑨	主 軸
⑩	ブラケット
⑪	軸受（ころがり）
⑫	取付ボルト

図2.1-1 川内1号炉 ほう酸ポンプ用電動機構造図

表2.1-1 川内1号炉 ほう酸ポンプ用電動機主要部位の使用材料

部 位		材 料
固定子組立品	固定子コア	珪素鋼板
	フレーム	鋳 鉄
	固定子コイル	銅、ポリエステルイミド+ポリアミドイミド ／ポリエステル樹脂 (F種絶縁)
	口 出 線	銅、シリコーンゴム (F種絶縁)
	端 子 箱	炭 素 鋼
回転子組立品	回転子棒・エンドリング	アルミニウム
	回転子コア	珪素鋼板
	主 軸	炭 素 鋼
軸受組立品	ブラケット	鋳 鉄
	軸受 (ころがり)	消耗品・定期取替品
支持組立品	取付ボルト	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 ほう酸ポンプ用電動機の使用条件

定 格 出 力	1.5/11kW
周 囲 温 度	約40℃*1
放 射 線	$0.55 \times 10^{-3} \text{Gy/h}^{*2}$
定 格 電 圧	440V
定 格 回 転 数	1,780/3,530rpm

*1：原子炉格納容器外の設計平均温度

*2：通常時の原子炉格納容器外の最大実測値

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

低圧ポンプ用電動機の機能であるポンプの駆動機能を維持するためには、次の2つの項目が必要である。

- ① 駆動機能の確保
- ② 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

低圧ポンプ用電動機について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（電圧、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 固定子コイル及び口出線の絶縁低下

固定子コイル及び口出線の絶縁物は有機物であり、機械的、熱的、電氣的及び環境的要因で経年劣化が進行し、絶縁性能の低下を起こす可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

なお、本評価書での評価対象機器における放射線の影響については軽微であると考え、健全性評価における劣化要因とはしていない。（電気学会絶縁材料研究会資料 EIM-79-99、NB-79-21「エポキシ樹脂の放射線照射による物性変化」）

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）

固定子コア及び回転子コアは珪素鋼板であり腐食が想定される。

しかしながら、固定子コア及び回転子コアはワニス処理により腐食を防止しており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(2) フレーム、端子箱及びブラケットの腐食（全面腐食）

フレーム、端子箱及びブラケットは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定される。

しかしながら、内外面とも塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、分解点検時の目視確認により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) 回転子棒・エンドリングの疲労割れ

回転子棒・エンドリングについては、電動機の起動時に発生する電磁力による繰返し応力を受けるため、疲労割れが想定される。

しかしながら、回転子棒・エンドリングは、アルミ充てん式（一体形成）であり、回転子棒とスロットの間に隙間を生じることなく、疲労割れが発生し難い構造である。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(4) 主軸の摩耗

主軸については、軸受（ころがり）との接触面で摩耗が想定される。

軸受の定期取替時の軸受引き抜き時に主軸表面にわずかな線形模様が生じることもあり、主軸表面をサンドペーパーで仕上げる方策も考えられる。この場合は、主軸表面がわずかに摩耗し、主軸と軸受間で微小隙間が生じ運転中にフレットニングにより摩耗する可能性がある。

しかしながら、分解点検時の寸法管理によりフレットニングが発生しないようにしており、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認及び寸法計測により、機器の健全性を確認している。

(5) 主軸の高サイクル疲労割れ

電動機運転時には主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下において、繰返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、電動機設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時等における振動確認及び分解点検時の応力集中部に対する目視確認により、機器の健全性を確認している。

(6) 取付ボルトの腐食（全面腐食）

取付ボルトは炭素鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

軸受（ころがり）は分解点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 ほう酸ポンプ用電動機に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考	
				減 肉		割 れ		絶 縁	導 通	特 性		その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	固定子コア		珪素鋼板		△						*1：高サイクル疲労割れ	
	フレーム		鋳 鉄		△							
	固定子コイル		銅 ポリエステルイミド+ ポリアミドイミド/ ポリエステル樹脂 (F種絶縁)					○				
	口出線		銅 シリコンゴム (F種絶縁)					○				
	端子箱		炭素鋼		△							
	回転子棒・エンドリング		アルミニウム			△						
	回転子コア		珪素鋼板		△							
	主 軸		炭素鋼	△		△*1						
	ブラケット		鋳 鉄		△							
	軸受（ころがり）	◎	—									
機器の支持	取付ボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

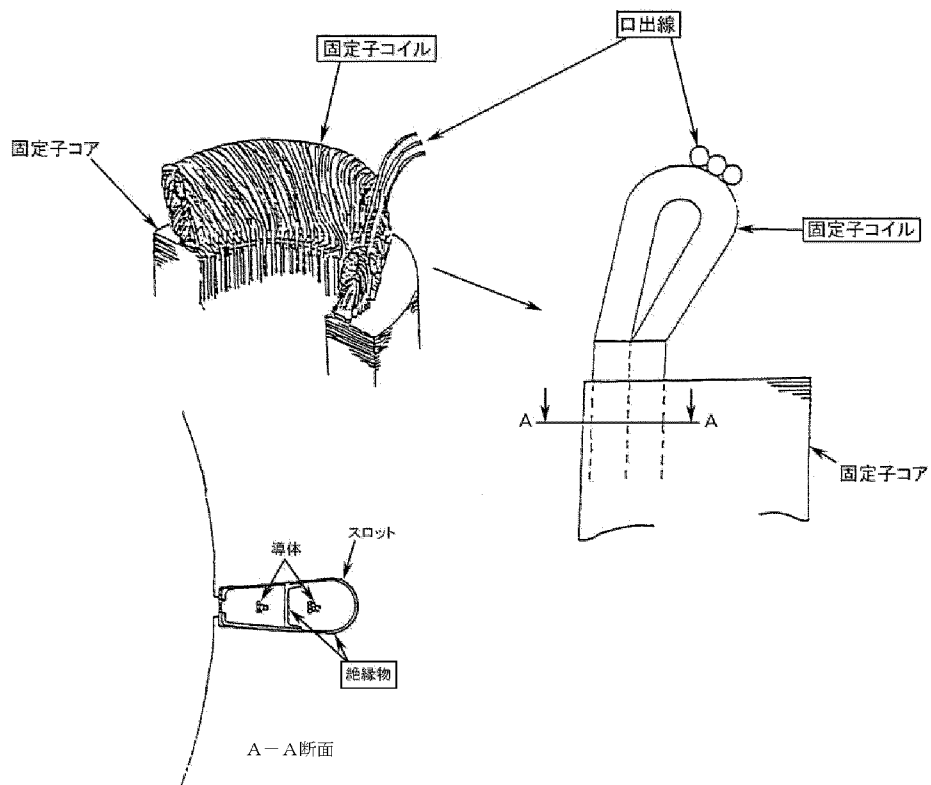
2.3.1 固定子コイル及び口出線の絶縁低下

a. 事象の説明

固定子コイルは、固定子コアのスロット内に納められており、各々の銅線に漏電防止のための絶縁が施されている。口出線は、ポンプ用電動機を駆動するための電力を受給するもので、固定子コイルと同様に絶縁が施されている。

固定子コイル及び口出線の絶縁物は有機物であり、機械的、熱的、電氣的及び環境的要因で経年劣化が進行し、絶縁性能の低下を起こす可能性がある。

絶縁低下が生じる可能性のある部位を図2.3-1に示す。



□ : 絶縁低下が生じる可能性のある部位

図2.3-1 川内1号炉 ほう酸ポンプ用電動機

固定子コイル及び口出線の絶縁部位

b. 技術評価

① 健全性評価

低圧ポンプ用電動機の固定子コイルの健全性評価は、同種の一般的な低圧コイルの絶縁低下に対する評価方法を用いる。ここでは、IEEE Std. 117-1956「IEEE Standard Test Procedure for Evaluation of Systems of Insulating Materials for Random-Wound Electric Machinery」（以下、「IEEE Std. 117-1956」という。）の規格に準じて実施した評価試験結果より固定子コイルの長期健全性を評価した。

IEEE Std. 117-1956では、熱的、機械的、環境的及び電気的な各劣化要因について個々に試験条件が述べられているが、電動機はこれら劣化要因が複合するため、複合劣化の試験条件で固定子コイルの長期健全性を評価する。

評価手順を図2.3-2に、試験条件を表2.3-1に、ヒートサイクル方法例を図2.3-3に示す。

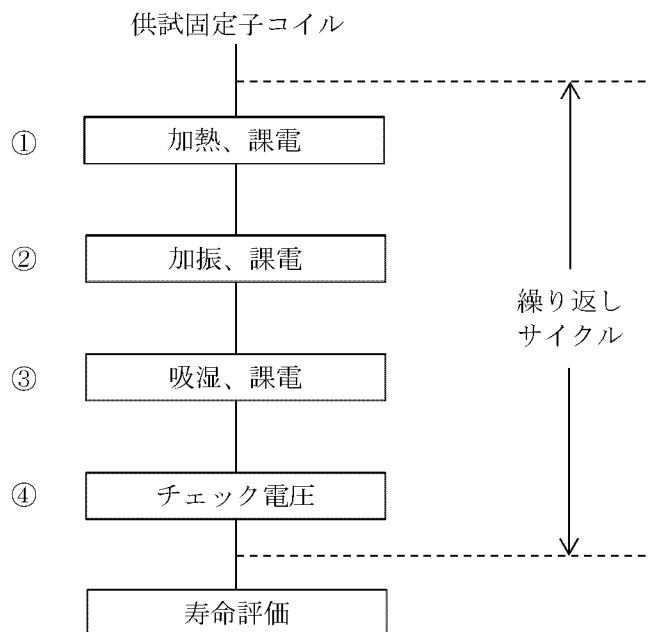


図2.3-2 固定子コイル長期健全性評価手順

図2.3-2の評価手順①、②、③、④を1サイクルとし、コイル絶縁がチェック電圧で破壊するまで繰り返し、190℃及び220℃での耐熱寿命を基にアレニウス則*1が成り立つと仮定して定数A、Bを求め、耐熱寿命曲線を得る。

* 1 : アレニウス則

$$\log Y = -A + \frac{B}{273 + t} \dots\dots\dots (1)$$

Y : 寿命時間 (h)
t : 運転温度 (°C)
A、B : 定数
log Y : 自然対数

この耐熱寿命曲線は、電動機に適用している絶縁固有の特性を表す。
この (1) 式に当該電動機の運転温度*2 t (°C) を代入して、寿命を求め
る。
この寿命で絶縁寿命が決定される。

* 2 : 運転温度

運転温度は、使用最高温度を用いる。
使用最高温度 = 周囲温度 + 固定子コイルの温度上昇
+ 測定ポイントとホットスポットとの差 (マージン)

固定子コイルの絶縁寿命は、評価結果より稼働率 80% で 16 年以上と判
断する。

表2.3-1 固定子コイル長期健全性評価における試験条件

手順	試験項目	試験条件1	試験条件2	実機設計条件
①	温 度	190°C-7日	220°C-1日	最大145°C
	電 圧	440V-常時印加	440V-常時印加	440V
②	振 動	1.5G-1 時間 (at 140°C)	1.5G-1 時間 (at 140°C)	1G以下
	電 圧	440V-常時印加	440V-常時印加	440V
③	湿 度	95~100%RH-2日 (at 40°C)	95~100%RH-2日 (at 40°C)	最大100%RH (at 40°C)
	電 圧	440V-常時印加	440V-常時印加	440V
④	チェック 電 圧	対地間 1.5×E=660V-10分間 線間 150V-10分間	対地間 1.5×E=660V-10分間 線間 150V-10分間	—

RH : relative humidity (相対湿度)

[出典 : メーカーデータ]

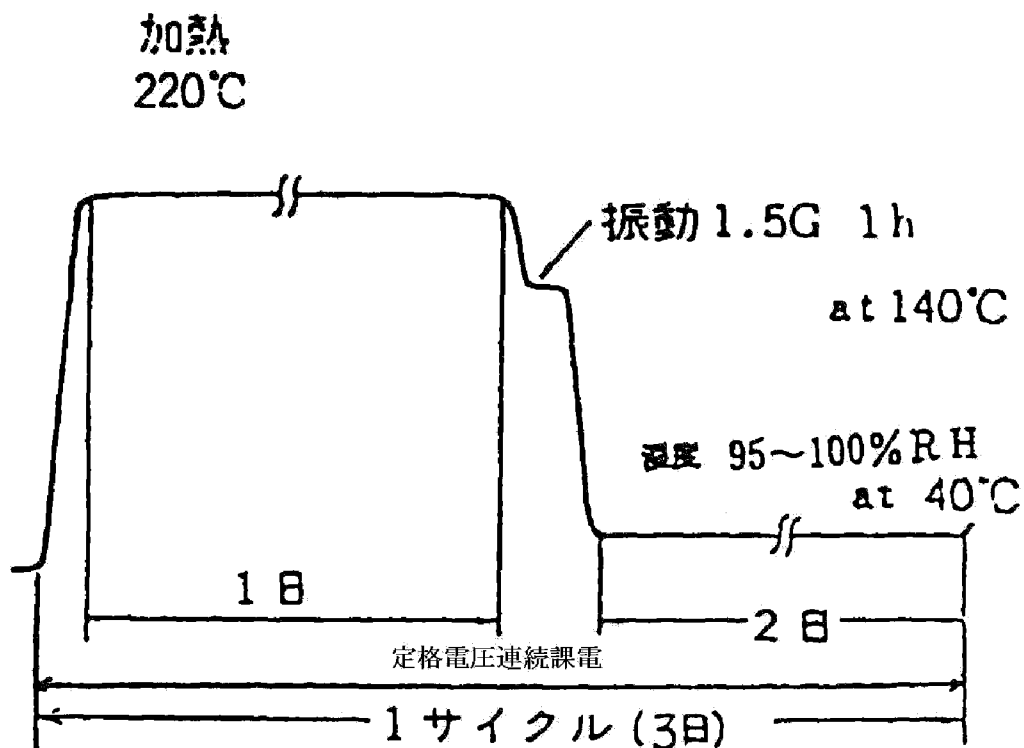


図2.3-3 ヒートサイクル方法例（試験条件2）

また、440V級の経年機で、固定子コイルを更新した旧機のコイル破壊電圧の測定値を評価した結果が、設置経過年数と絶縁破壊値の関係として、図2.3-4に示すように求められる。

同図では縦軸の絶縁破壊値は新品の値を100%として示している。

この評価からコイル破壊電圧の平均値と95%信頼下限が安全運転下限値（電気設備技術基準： $1.5E=1.5 \times 440 [V] = 660 [V]$ ）に低下するのが16.5～25年となるため、固定子コイルの運転に必要な絶縁耐力を保有する期間は、16.5年と判断する。

以上の検討結果より、低圧ポンプ用電動機固定子コイルの運転に必要な絶縁耐力を保有する期間は、より厳しい評価結果であるヒートサイクル方法から求めたアレニウス則による評価結果を採用し、16年と判断する。

また、ヒートサイクル方法及び旧機のコイル破壊電圧による評価で用いた供試体にはともに口出線が含まれていることから、口出線の運転に必要な絶縁耐力を保有する期間は、固定子コイルと同様、16年と判断する。

固定子コイルを更新した旧機コイルの破壊電圧を測定した。

その結果を基に、運転年数とコイルの破壊電圧の関係を求め平均値と95%下限値が安全運転下限値まで低下する運転年数を求めたもの。

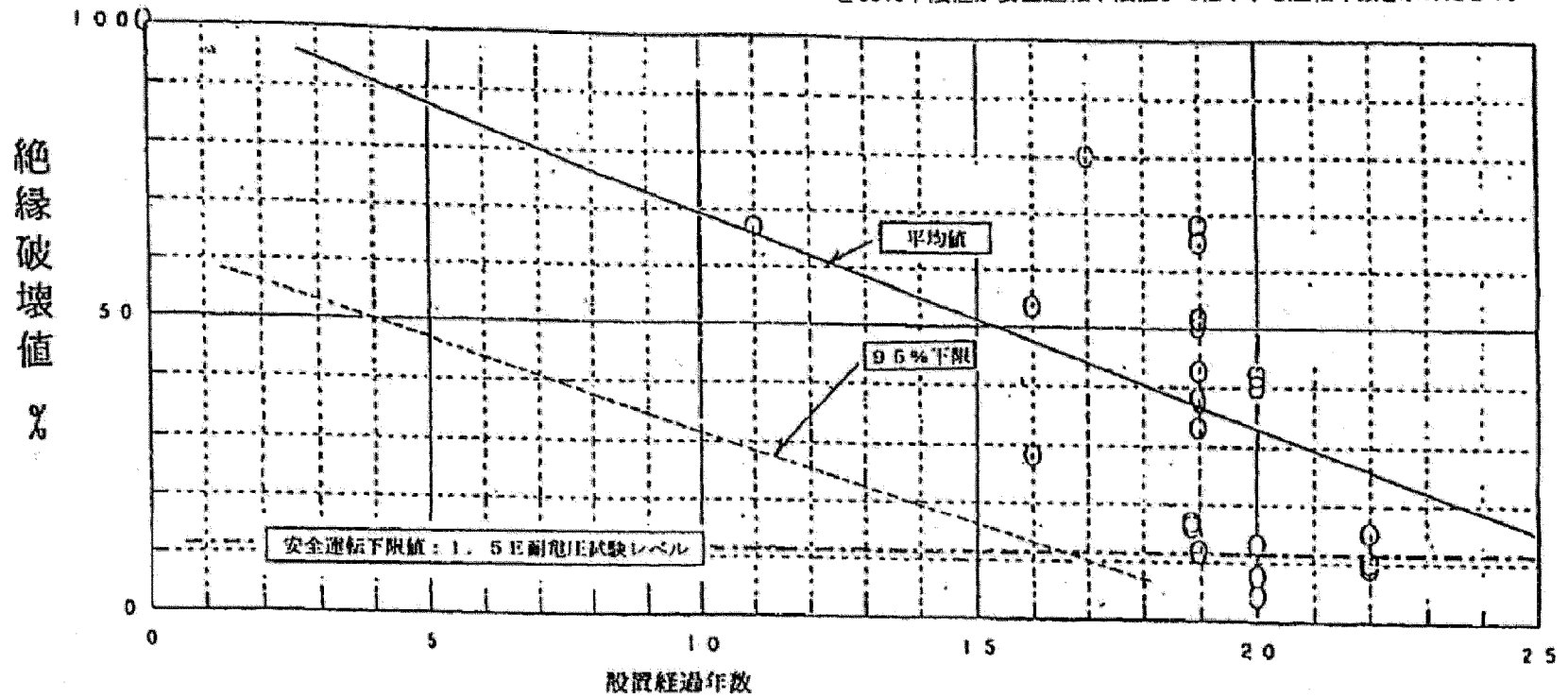


図2.3-4 設置経過年数と絶縁破壊値の関係

[出典：メーカーデータ]

② 現状保全

固定子コイル及び口出線の絶縁低下に対しては、定期的な絶縁抵抗測定を行い、許容値以上であることを確認している。

また、絶縁抵抗測定の結果に基づき、必要により洗浄、乾燥、絶縁補修処理もしくは取替えを実施していく。

なお、予防保全のため1 Aほう酸ポンプ用電動機及び1 Bほう酸ポンプ用電動機については、第2 1回定期検査時（2011年度～2015年度）に取替えを行っている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、固定子コイル及び口出線の絶縁低下については、16年以降において発生の可能性は否定できないが、絶縁低下は、絶縁抵抗測定で検知可能であり、点検手法として適切である。

よって、現状保全を継続することで、健全性を維持できると考える。

c. 高経年化への対応

固定子コイル及び口出線の絶縁低下については、引き続き定期的な絶縁抵抗測定を実施していくとともに、点検結果に基づき必要により洗浄、乾燥、絶縁補修処理もしくは取替えを実施していく。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない以下の機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に、水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮している。

- ① 燃料取替用水ポンプ用電動機
- ② 常設電動注入ポンプ用電動機
- ③ 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ用電動機

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 固定子コイル及び口出線 [共通]・接続部品[常設電動注入ポンプ用電動機]の絶縁低下

いずれの低圧ポンプ用電動機も絶縁仕様、使用環境等は代表機器と同様であることから、16年以降において発生の可能性は否定できないが、絶縁低下は絶縁抵抗測定で検知可能であり、点検手法として適切である。

よって、現状保全を継続することで、健全性を維持できると考える。

したがって、固定子コイル及び口出線の絶縁低下については、引き続き定期的な絶縁抵抗測定を実施していくとともに、点検結果に基づき必要により洗浄、乾燥、絶縁補修処理もしくは取替えを実施していく。

なお、予防保全のため1B燃料取替用水ポンプ用電動機については、2021年度補機計画整備工事に取替えを行っている。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）〔共通〕

固定子コア及び回転子コアは珪素鋼板であり腐食が想定される。

しかしながら、固定子コア及び回転子コアはワニス処理により腐食を防止しており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.2 フレーム、端子箱及びブラケットの腐食（全面腐食）〔共通〕

フレーム、端子箱及びブラケットは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定される。

しかしながら、内外面とも塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、分解点検時の目視確認により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 回転子棒・エンドリングの疲労割れ〔共通〕

回転子棒・エンドリングについては、電動機の起動時に発生する電磁力による繰返し応力を受けるため、疲労割れが想定される。

しかしながら、回転子棒・エンドリングはアルミ充てん式（一体形成）であり、回転子棒とスロットの間に隙間を生じることはなく、疲労割れが発生し難い構造である。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 主軸の摩耗 [共通]

主軸については、軸受（ころがり）との接触面で摩耗が想定される。

軸受の定期取替時の軸受引き抜き時に主軸表面にわずかな線形模様が生じることもあり、主軸表面をサンドペーパーで仕上げる方策も考えられる。この場合は、主軸表面がわずかに摩耗し、主軸と軸受間で微小隙間が生じ運転中にフレットニングにより摩耗する可能性がある。

しかしながら、分解点検時の寸法管理によりフレットニングが発生しないようにしており、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認及び寸法確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.5 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

電動機運転時には主軸に定常応力と変動応力が発生し、高平均応力下において、繰返し応力を受けると段付部等の応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定される。

しかしながら、電動機設計時には高サイクル疲労を考慮しており、この設計上の考慮は経年的に変化するものではない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、試運転時等における振動確認及び分解点検時の応力集中部に対する目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.6 取付ボルトの腐食（全面腐食） [共通]

取付ボルトは炭素鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

川内原子力発電所 1 号炉

容 器 の 技 術 評 価 書

[運転を断続的に行うことを前提とした評価]

九州電力株式会社

川内1号炉の容器のうち、評価対象機器である安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機器、高温・高圧の環境下にあるクラス3の機器及び常設重大事故等対処設備に属する機器を型式、内部流体、材料等でグループ化し、同一グループ内の複数の機器の存在を考慮して、重要度、圧力等の観点から代表機器を選定した。

これらの一覧を表1に、機能を表2に示す。

本評価書においては、これら代表機器について技術評価を行うとともに、代表機器以外の機器についても技術評価を展開している。本評価書における技術評価結果で現状保全を継続すべき項目としたものについては、現状保全の点検手法の適切性を確認しており、現状保全を継続することで健全性の維持は可能であると考ええる。

なお、点検等で確認した結果、異常が認められた場合、速やかに対策を施すこととしており、異常が認められた場合に、対策を実施する旨の記載は省略している。

本評価書では容器の型式等を基に、以下の7つに分類している。

- 1 原子炉容器
- 2 加圧器
- 3 原子炉格納容器
- 4 補機タンク
- 5 フィルタ
- 6 脱塩塔
- 7 プール形容器

なお、原子炉容器及び加圧器の基礎部は「機械設備の技術評価書」にて、格納容器再循環サンプは「コンクリート構造物及び鉄骨構造物の技術評価書」にて、また、原子炉格納容器機械ペネトレーションに付属する貫通配管は「配管の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含まれていない。

表 1 (1/2) 川内 1 号炉 主要な容器

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準			選定	選定理由
				重要度*1	使用条件			
設置場所 型式	内部流体	材 料			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
屋内・ たて置円筒形	1次冷却材	低合金鋼 (ステンレス鋼内張り)	原子炉容器本体 (1)	PS-1、重*3	約 17.2	約343	◎	
			加圧器本体 (1)	PS-1、重*3	約 17.2	約360	◎	
	空 気	炭 素 鋼	原子炉格納容器本体 (1)	MS-1、重*3	約0.245	約127	◎	
	1次冷却材 ほう酸水	炭 素 鋼 (ステンレス鋼内張り)	蓄圧タンク (3)	MS-1、重*3	約 4.9	約150		
			ほう酸注入タンク (1)	MS-1、重*3	約 18.8	約150	◎	圧力
			ステンレス鋼	体積制御タンク (1)	PS-2	約 0.49	約 95	◎
	ほう酸タンク (2)	MS-1、重*3		大 気 圧	約 95			
	希ガス等	炭 素 鋼	ガス減衰タンク (8)	PS-2	約 0.98	約65/約95	◎	
屋内・ 横置円筒形	ヒドラジン水	炭 素 鋼	原子炉補機冷却水タンク (1)	MS-1、重*3	約 0.34	約 95	◎	
	苛性ソーダ溶液	ステンレス鋼	よう素除去薬品タンク (1)	MS-1	約 0.07	約 65	◎	
屋内・たて置、 横置円筒形	給 水	炭 素 鋼	湿分分離加熱器第2段ドレンタンク (4)	高*2	約 7.5	約291	◎	圧力
			湿分分離加熱器第1段ドレンタンク (4)	高*2	約 2.8	約235		
			湿分分離器ドレンタンク (2)	高*2	約 1.4	約200		
			1次系補助蒸気復水タンク (2)	高*2	大 気 圧	約100		
			補助蒸気復水回収タンク (1)	高*2	大 気 圧	約100		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 1 (2/2) 川内 1 号炉 主要な容器

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準			選定	選定理由
設置場所 型式	内部流体	材 料		重要度*1	使用条件			
					最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
屋外・ たて置円筒形	ほう酸水	ステンレス鋼	燃料取替用水タンク (1)	MS-1、重*3	大気圧	約 95	◎	
	純 水	炭素鋼	復水タンク (1)	MS-1、重*3	大気圧	約 85	◎	
屋外・ 横置円筒形	燃 料 油	炭素鋼	緊急時対策所用発電機車用燃料油 貯蔵タンク (2)	重*3	大気圧	約 40	◎	
屋内・ たて置円筒形	1次冷却材	ステンレス鋼	冷却材フィルタ (1)	PS-2	約 1.4	約 95	◎	重要度
			封水注入フィルタ (2)	PS-2	約 18.8	約 95		
			封水フィルタ (1)	PS-2	約 0.98	約 95		
	ほう酸水	ほう酸フィルタ (1)	MS-1、重*3	約 0.98	約 95			
屋内・ディスク型	空 気	ステンレス鋼	格納容器再循環サフスクリーン (2)	MS-1、重*3	約0.245	約127	◎	
屋内・ たて置円筒形	1次冷却材	ステンレス鋼	冷却材混床式脱塩塔 (2)	PS-2	約 1.4	約 65	◎	常時使用
			冷却材陽イオン脱塩塔 (1)	PS-2	約 1.4	約 65		
			ほう酸除去脱塩塔 (2)	PS-2	約 1.4	約 65		
屋内・ コンクリート製 埋込みプール形	ほう酸水	鉄筋コンクリート (ステンレス鋼内張り)	使用済燃料ピット (2)	PS-2、重*3	大気圧	約 65	◎	常時使用
			原子炉キャビティ (1)	PS-2	大気圧	約 65		
			燃料取替用チャンネル (1)	PS-2	大気圧	約 65		
			キャスクピット (1)	PS-2	大気圧	約 65		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 2 (1/2) 川内 1 号炉 主要な容器の機能

容 器	機 能
原子炉容器本体	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成し、1 次冷却材中の放射性物質が外部に漏えいするのを防ぐ障壁となる容器である。
加圧器本体	1 次冷却系の圧力制御のための加熱及び加圧を行う容器である。
原子炉格納容器本体	1 次冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ放射性物質の放散に対する最終障壁を形成する容器である。
蓄圧タンク	窒素ガスで加圧された 1 次冷却材を保有し、1 次冷却系圧力が蓄圧タンク圧力より低くなると 1 次冷却材を 1 次冷却系低温側に注入するタンクである。
ほう酸注入タンク	主蒸気管破断事象時等に正の反応度添加を補償するためのほう酸水を貯蔵するためのタンクである。
体積制御タンク	出力上昇時に加圧器で吸収できない 1 次冷却材を受入れるタンクである。また、1 次冷却材中の飽和濃度の水素の維持並びに放射性ガスの除去に用いられる。
ほう酸タンク	最大反応度効果の制御棒 1 本が挿入されない状態での低温停止に必要な量のほう酸水を貯蔵するタンクである。
ガス減衰タンク	気体廃棄物の放射能の受入及び再使用のためのリザーバとして使用するタンクである。
原子炉補機冷却水サージタンク	補機冷却水の膨張、収縮、補給及び被冷却機器からの漏れを吸収するタンクである。
よう素除去薬品タンク	1 次冷却材喪失時に格納容器内に放出されるよう素の放射性同位元素を除去するため、スプレイ水に混入させる薬品を貯蔵するタンクである。
湿分分離加熱器第 2 段ドレンタンク	湿分分離加熱器第 2 段加熱蒸気ドレン流量の変動を吸収し、かつ、当該加熱器の安定な水位制御を行うためのサージタンクである。
湿分分離加熱器第 1 段ドレンタンク	湿分分離加熱器第 1 段加熱蒸気ドレン流量の変動を吸収し、かつ、当該加熱器の安定な水位制御を行うためのサージタンクである。
湿分分離器ドレンタンク	湿分分離器ドレン流量の変動を吸収し、かつ、当該分離器の安定な水位制御を行うためのサージタンクである。
1 次系補助蒸気復水タンク	1 次系で使用された補助蒸気のドレン水を貯蔵するタンクである。
補助蒸気復水回収タンク	1 次系及び 2 次系で使用された補助蒸気のドレン水を貯蔵するタンクである。

表 2 (2/2) 川内 1 号炉 主要な容器の機能

容 器	機 能
燃料取替用水タンク	燃料交換作業時に原子炉キャビティ及び燃料取替用キャナルにほう酸水を供給する。また、1次冷却材喪失事故時に充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び格納容器スプレイポンプにほう酸水を供給するタンクである。
復水タンク	補助給水の水源となるとともに、復水器の水位上昇時のスピルオーバー水を受入れるタンクである。
緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク	緊急時対策所用発電機車へ送油する燃料油を貯蔵する。
冷却材フィルタ	抽出水中の浮遊物及び破碎樹脂を除去するためのフィルタである。
封水注入フィルタ	封水中から1次冷却材ポンプのシール面の保護のため浮遊物を取り除くためのフィルタである。
封水フィルタ	1次冷却材ポンプ封水の戻り水及び余剰抽出冷却器を通る抽出水から浮遊物を取り除くためのフィルタである。
ほう酸フィルタ	ほう酸注入タンク等へ送られるほう酸水から浮遊物を取り除くためのフィルタである。
格納容器再循環サンプスクリーン	1次冷却材喪失時に破損する保温材及び原子炉格納容器内に存在する他の異物をろ過する機器である。
冷却材混床式脱塩塔	1次冷却材の純度を保つためのもので、核分裂生成物及び腐食生成物を除去するための脱塩塔である。
冷却材陽イオン脱塩塔	1次冷却材中に生成するLi-7の濃度を間欠的に制御し、燃料破損時の1次冷却材中のセシウムの濃度等を減少させるための脱塩塔である。
ほう酸除去脱塩塔	1次冷却材中からほう酸を除去するための脱塩塔である。
使用済燃料ピット	使用済燃料の貯蔵及び使用済燃料を冷却、遮へいしているほう酸水を保持するためのプール形容器である。
原子炉キャビティ	定期検査時に燃料を冷却、遮へいしているほう酸水を保持するためのプール形容器である。
燃料取替用キャナル	定期検査時に燃料を移送するためのプール形容器である。
キャスクピット	使用済燃料輸送容器を置くためのプール形容器である。

1 原子炉容器

[対象機器]

- ① 原子炉容器本体

目 次

1. 対象機器	1
2. 原子炉容器本体の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	6
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	14

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている原子炉容器本体の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 原子炉容器本体の主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件		
		運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)
原子炉容器本体 (1)	PS-1、重*2	連 続	約17.2	約343

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 原子炉容器本体の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 原子炉容器本体

(1) 構造

川内1号炉の原子炉容器本体は、たて置円筒上下半球鏡容器であり、上部ふたは取り外しが可能なフランジ構造を有し、高温・高圧の1次冷却材を内包し、かつ高放射線環境にある炉心を有する容器である。

原子炉容器本体は、低合金鋼を加工して製作しており、内面の1次冷却材と接液する部位には厚さ約5mmのステンレス鋼の内張りをしている。また、冷却材出口管台とセーフエンドの溶接部には690系ニッケル基合金のクラッドを施工している。

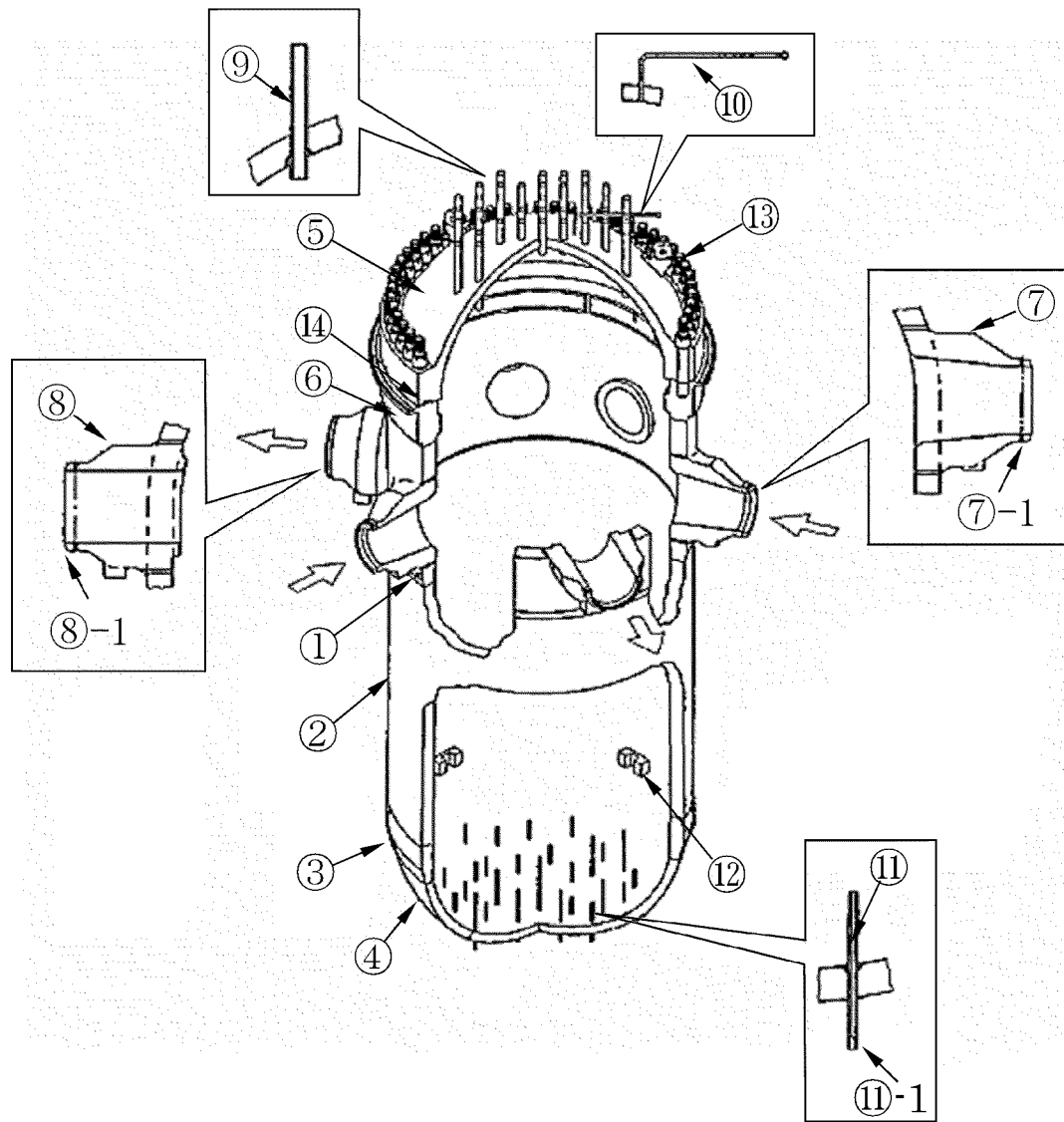
川内1号炉の原子炉容器本体の構造を図2.1-1に示す。

なお、原子炉容器上部ふたは、ふた管台の応力腐食割れに対する予防保全処置として、第19回定期検査時（2008年度）に取替えを実施している。

また、あわせて、スタッドボルトの取替えも実施している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉容器本体の使用材料、胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に影響を与える化学成分及び使用条件を表2.1-1～表2.1-3に示す。



No.	部 位
①	上 部 胴
②	下 部 胴
③	トランジションリング
④	下部鏡板
⑤	上部ふた
⑥	上部胴フランジ
⑦	入口管台
⑦-1	入口管台セーフエンド
⑧	出口管台
⑧-1	出口管台セーフエンド
⑨	ふた管台
⑩	空気抜管台
⑪	炉内計装筒
⑪-1	炉内計装筒セーフエンド
⑫	炉心支持金物
⑬	スタッドボルト
⑭	Oリング

図2.1-1 川内1号炉 原子炉容器本体構造図

表2.1-1 川内1号炉 原子炉容器本体の使用材料

部 位	材 料
上部胴、下部胴、トランジションリング、下部鏡板	低合金鋼（ステンレス鋼内張り）
上部ふた	低合金鋼（ステンレス鋼内張り）
上部胴フランジ	低合金鋼（ステンレス鋼内張り）
入口管台 出口管台	低合金鋼（ステンレス鋼内張り） セーフエンドはステンレス鋼 溶接金属は600系ニッケル基合金 出口管台及び出口管台セーフエンド溶接部の接液部には690系ニッケル基合金クラッド施工
ふた管台	690系ニッケル基合金 上部ふたとの溶接金属は690系ニッケル基合金 制御棒クラスタ駆動装置との溶接金属は690系ニッケル基合金
空気抜管台	690系ニッケル基合金 溶接金属は690系ニッケル基合金
炉内計装筒	600系ニッケル基合金 セーフエンドはステンレス鋼 セーフエンドとの溶接金属は600系ニッケル基合金 下部鏡との溶接金属は600系ニッケル基合金
炉心支持金物	600系ニッケル基合金
スタッドボルト	低合金鋼
Oリング	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 原子炉容器本体胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に影響を与える化学成分（重量%）

区 分	Cu	Ni	Mn	Mo	Si	P	S
母 材	0.068	0.59	1.35	0.50	0.25	0.009	0.005
溶接金属*	0.041	0.92	1.20	0.50	0.36	0.009	<0.005

*：溶接方法はサブマージドアーク溶接

表2.1-3 川内1号炉 原子炉容器本体の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約343℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

原子炉容器本体の機能である原子炉冷却材圧力バウンダリ機能を維持するためには、次の項目が必要である。

- ① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

原子炉容器本体について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 出入口管台等の疲労割れ

プラントの起動・停止時等に発生する1次冷却材の温度、圧力及び流量変化により、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

(2) 胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化

プラント運転開始後60年時点での中性子照射量が 1.0^{17} n/cm^2 ($E > 1 \text{ MeV}$)を超える原子炉容器本体の炉心領域部においては、中性子照射とともに関連温度が上昇し、上部栅吸収エネルギーが低下することから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 上部ふた及び上部胴フランジシート面のピitting

原子炉容器本体の上部ふた及び上部胴フランジシール部は狭あい部であり、ピittingの発生が想定される。

しかしながら、一度運転に入ると高温状態となりシール部のステンレス鋼肉盛表面に強固な酸化皮膜が形成されるため、有意なピittingの進展は考えられない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(2) 600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れ

1991年9月、仏国のブジェー（Bugey）発電所3号炉において発生したふた管台損傷事象は、管台材料である600系ニッケル基合金の1次系水中での応力腐食割れと報告されており、その後の点検において、フランス、スウェーデン、スイス等の他の海外プラントにおいて管台母材及びJ溶接部に1次系水中での応力腐食割れによる損傷が認められている。また、2004年5月には、国内においても大飯発電所3号炉の蓋用管台J溶接部において溶接部の表面仕上げ（パフ仕上げ）が行われていなかったことに起因して、溶接部表面に比較的高い残留応力が発生していたことにより、1次系水中での応力腐食割れによる損傷が認め

られている。2002年3月には、米国のデービスベッセ（Davis Besse）発電所においてほう酸腐食による原子炉容器上蓋の減損が認められており、これは600系ニッケル基合金の応力腐食割れにより上蓋貫通部から冷却水が漏えいし、それを放置したことによるものとされている。さらに、2008年3月には、大飯発電所3号炉の原子炉冷却材出口管台と1次冷却材管のニッケル基合金溶接部において、製作時の機械加工に伴う内表面の高い引張残留応力により、1次系水中での応力腐食割れによる損傷が認められている。これらのことから、600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れが想定される。

なお、2000年10月、米国V. C. サマー（V. C. Summer）発電所において、原子炉冷却材出口管台と1次冷却材管の溶接部にき裂が発見されたが、これは建設時の溶接補修の繰り返しにより、引張り残留応力が高くなったために発生した内面側からの応力腐食割れと報告されている。

しかしながら、応力・温度条件の厳しい炉内計装筒、炉内計装筒J一溶接部及び入口管台継手については、第17回定期検査時（2005年度）に施工前の確認として、渦流探傷検査又は目視確認を実施した上で、ウォータージェットピーニング（応力緩和）を施工していることから、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考える。炉心支持金物については有意な応力が発生しないことから、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考える。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、冷却材入口管台については定期的に超音波探傷検査を、炉内計装筒については定期的にベアメタル検査を、炉心支持金物については定期的に目視確認を実施し、機器の健全性を確認している。また、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、炉内計装筒の内面に対して渦流探傷検査を、炉内計装筒J一溶接部に対して目視確認を実施した結果、有意な欠陥は認められなかった。

(3) ふた管台及び空気抜管台等の応力腐食割れ

ふた管台、空気抜管台及び冷却材出口管台溶接部の接液部には690系ニッケル基合金を使用しており、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、図2.2-1に示す電力共同研究による690系ニッケル基合金の温度加速定荷重応力腐食割れ試験の結果から、現時点の知見において、応力腐食割れの発生の可能性は小さいと考えられる。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、漏えい検査により、機器の健全性を確認している。また、冷却材出口管台については、超音波探傷検査及び浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

(4) スタッドボルトの腐食（全面腐食）

スタッドボルトは、Oリングからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の超音波探傷検査により、機器の健全性を確認している。

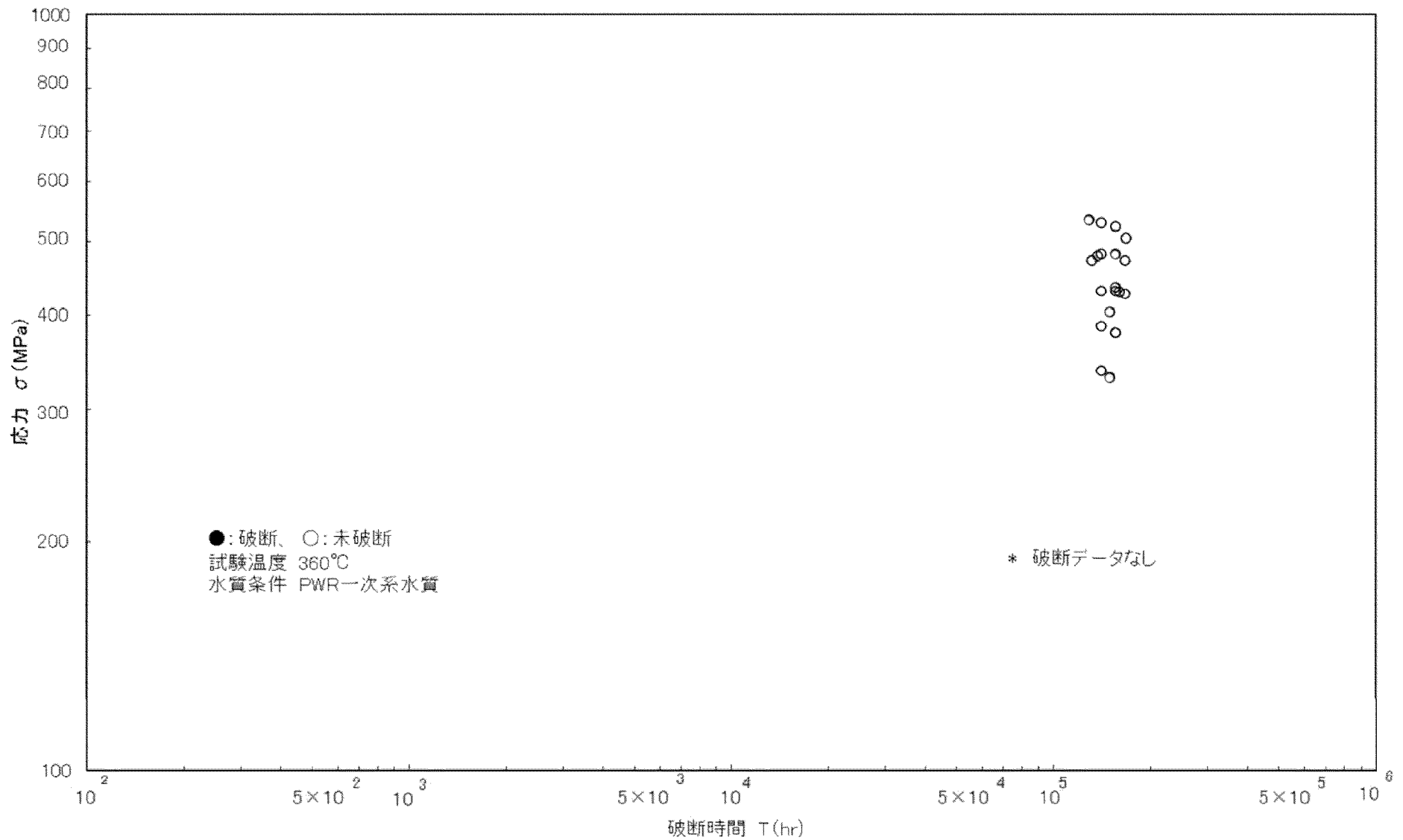


図2.2-1 690系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ（SCC）試験結果

[出典：電力共同研究「690合金のPWSCC長期信頼性確証試験（STEP5）」2020年度（最終報告書）]

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(5) 上部ふた等低合金鋼部の内張り下層部のき裂

上部ふた、上部胴等には低合金鋼を用いており、ステンレス鋼の内張りを施している。一部の低合金鋼（SA508 Cl.2）では大入熱溶接を用いた肉盛で溶接後熱処理が行われると局部的にき裂が発生することが米国 P V R C（Pressure Vessel Research Council）の研究により確認されている。これは肉盛溶接の際、6本の溶接ワイヤーで同時に溶接したために大入熱になったものである。

川内1号炉においては、図2.2-2に示すように材料の化学成分（ ΔG 値）を踏まえ溶接入熱を管理し溶接を実施しており、き裂の発生する可能性は小さく、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

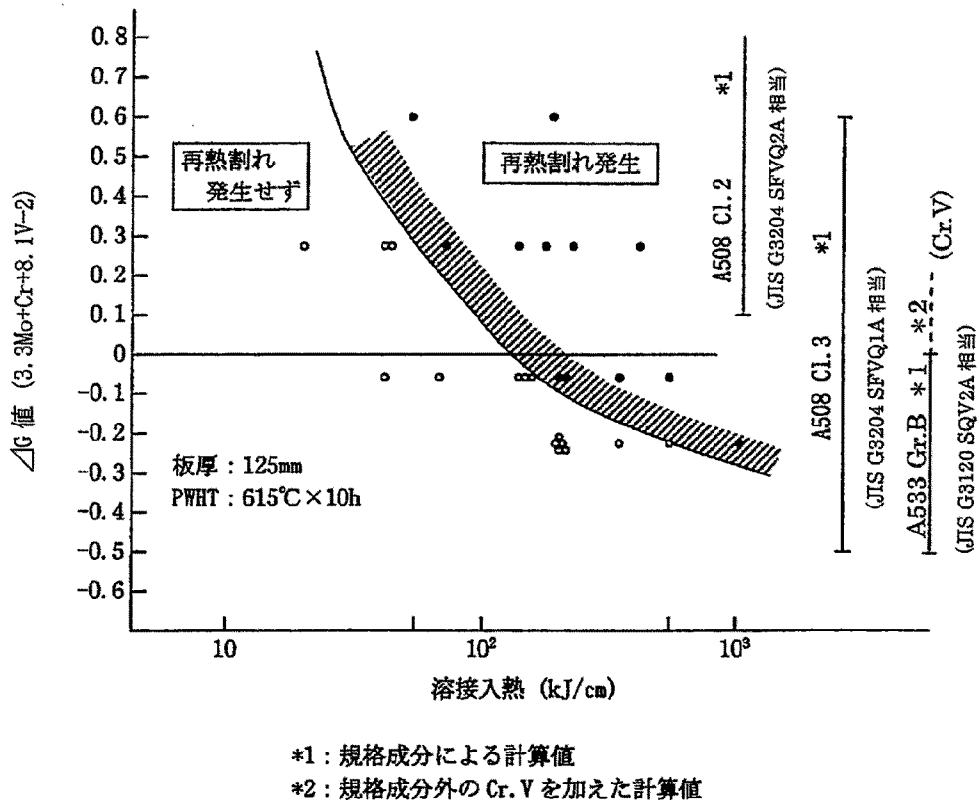


図2.2-2 再熱割れ発生に及ぼす ΔG 値及び溶接入熱の影響

[出典：三菱重工技報 Vol.14 No.1 (1977-1)]

2.2.4 消耗品及び定期取替品

リングは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 原子炉容器本体に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	上部胴、下部胴、トランジションリング、下部鏡板		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り)			○			○*1	▲*2	*1：中性子照射脆化 (下部胴) *2：内張り下層部の き裂 *3：ピitting
	上部ふた 上部胴フランジ		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り)		△*3	○				▲*2	
	入口管台		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り) 〔セーフエント*はステンレス鋼 溶接金属は600系ニッケル 基合金〕			○	△ (溶接金属)			▲*2	
	出口管台		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り) 〔セーフエント*はステンレス鋼 溶接金属は600系ニッケル 基合金 溶接液部は690系 ニッケル基合金クワッド*施工〕			○	△ (溶接金属)			▲*2	
	ふた管台 空気抜管台		690系ニッケル基合金			○	△ (溶接金属含む)				
	炉内計装筒		600系ニッケル基合金 〔セーフエント*はステンレス鋼 溶接金属は600系ニッケル 基合金〕			○	△ (溶接金属含む)				
	炉心支持金物		600系ニッケル基合金			○	△ (溶接金属含む)				
	スタッドボルト		低合金鋼		△	○					
	○リング	◎	—								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 出入口管台等の疲労割れ

a. 事象の説明

出入口管台等は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

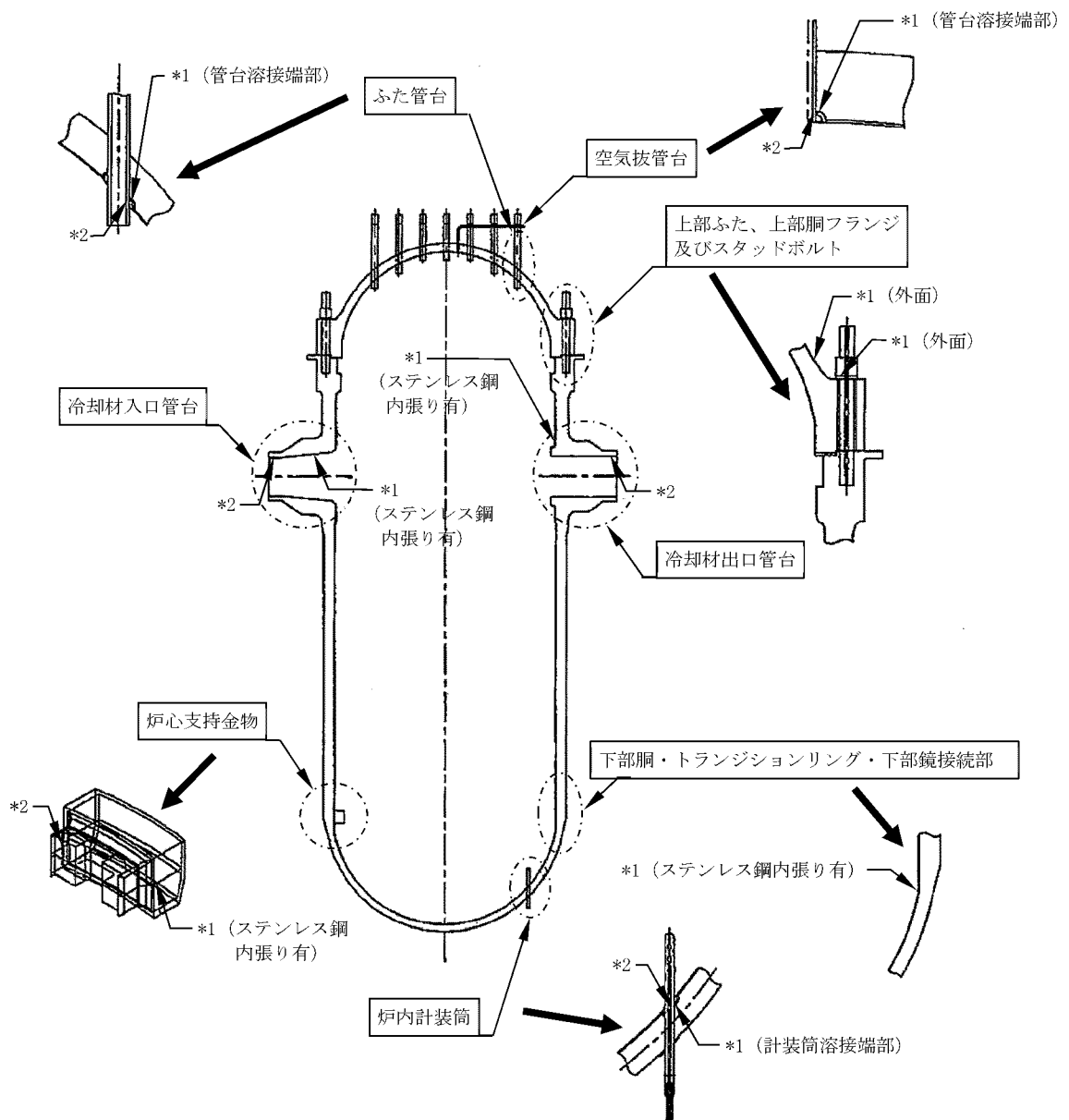
① 健全性評価

出入口管台等の健全性評価にあたっては、構造が不連続であるため比較的大きな熱応力の発生する部位を対象として、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき疲労評価を行った。

また、使用環境を考慮した疲労評価については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

評価対象部位を図2.3-1に、疲労評価に用いた運転開始後60年時点での推定過渡回数を表2.3-1に示す。なお、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

それぞれの評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果を得た。



*1 : 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

(非接液部の場合は()内に理由を記載)

*2 : 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図2.3-1 川内1号炉 原子炉容器本体 出入口管台等の疲労評価対象部位

表2.3-1(1/2) 川内1号炉 原子炉容器本体 出入口管台等の疲労評価に用いた過渡回数
(上部ふた、ふた管台、空気抜管台及びスタッドボルトを除く)

運転状態 I

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動 (温度上昇率55.6°C/h)	38	69
停止 (温度下降率55.6°C/h)	36	69
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	335	809
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動 ^{*1}	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2

運転状態 II

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
1次系漏えい試験	31	61

*1: 設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-1(2/2) 川内1号炉 原子炉容器本体 出入口管台等の疲労評価に用いた過渡回数
(上部ふた、ふた管台、空気抜管台及びスタッドボルト)

運転状態 I

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値*2
起動 (温度上昇率55.6°C/h)	8	39(42)*3
停止 (温度下降率55.6°C/h)	8	39(42)*3
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	72	546
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	72	546
90%から100%へのステップ状負荷上昇	0	2
100%から90%へのステップ状負荷減少	0	2
100%からの大きいステップ状負荷減少	0	2
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	6	43
0%から15%への負荷上昇	7	40
15%から0%への負荷減少	7	38
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2

運転状態 II

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値*2
負荷の喪失	0	2
外部電源喪失	0	3
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	0	3
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	0	0
1次系漏えい試験	7	37

*1: 設計評価においては、1次冷却材温度±1.7°C、1次冷却材圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

*2: 運転開始後24年時点 (第19回定期検査 (2008年度)) での上部ふた及びスタッドボルト取替に伴い、プラント運転開始後60年時点での過渡回数としては、上部ふた及びスタッドボルト取替からプラント運転開始後60年時点までの年数である36年間の過渡回数とした

*3: () 内はスタッドボルトの過渡回数を示す

表2.3-2 川内1号炉 原子炉容器本体 出入口管台等の疲労評価結果

評価部位	疲労累積係数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
① 入口管台	0.037	0.001*2
② 出口管台	0.042	0.001*2
③ ふた管台*1	0.107	0.001*2
④ 空気抜管台*1	0.012	0.001*2
⑤ 炉内計装筒	0.130	0.004*2
⑥ 上部ふた*1、上部胴フランジ	0.007	非接液部
⑦ 下部胴・トランジションリング・ 下部鏡板接続部	0.004	非接液部
⑧ 炉心支持金物	0.005	0.001*2
⑨ スタッドボルト*1	0.204	非接液部

*1：第19回定期検査時（2008年度）に上部ふた及びスタッドボルトを取り替えているため、36年間の過渡回数を基に算出した

*2：炉水環境にあり、かつ疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格に基づく疲労評価対象箇所と異なる

② 現状保全

出入口管台等の疲労割れに対しては、定期的な超音波探傷検査等により有意な欠陥がないことを確認し、漏えい検査により耐圧部の健全性を確認している（表2.3-3）。

また、原子炉容器本体内面の内張りについては、開放点検時の目視確認により有意な異常のないことを確認している。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉容器出入口管台に対して渦流探傷検査を実施した結果、有意な欠陥は認められなかった。

表2.3-3 川内1号炉 原子炉容器本体の供用期間中検査の内容

評価対象	検査部位	検査内容
① 入口管台	内面コーナー、セーフエンドとの溶接部、胴との溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査 ベアメタル検査
② 出口管台	内面コーナー、セーフエンドとの溶接部、胴との溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査
③ ふた管台	制御棒駆動装置ハウジングの溶接継手	浸透探傷検査
④ 空気抜管台	上部鏡板の貫通部	漏えい検査
⑤ 炉内計装筒	下部鏡板の貫通部	ベアメタル検査
⑥ 上部胴フランジ	溶接部（円周方向）	超音波探傷検査
⑦ 下部胴・トランジションリング・下部鏡板接続部	溶接部（円周方向、長手方向）	超音波探傷検査
⑧ 炉心支持金物	胴との溶接部	目視検査
⑨ スタッドボルト	ボルト本体	超音波探傷検査
	ナット	目視検査

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れは超音波探傷検査等で、原子炉容器本体内部表面の内張りについては、有意な異常のないことを目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

出入口管台等の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

2.3.2 胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化

a. 事象の説明

原子炉容器本体が通常の圧力容器と異なる点は、燃料を取り囲む胴部（炉心領域部）で中性子照射を受ける環境にあることである。このため安全性の見地から監視試験片の設定や中性子照射脆化に関する多くの研究が行われてきている。

一般的に材料は中性子の照射を受けると非常に微小な欠陥（析出物やマイクロボイド）が生じ、このような欠陥が存在すると材料の変形の際（転位の移動）の抵抗となり、破壊に対する抵抗（靱性）の低下が生じる。原子炉容器本体の胴部（炉心領域部）においては、中性子照射とともに関連温度（ RT_{NDT} ）が上昇し、上部棚吸収エネルギー（USE）が低下することは広く知られており、中性子照射脆化と呼ばれている（図2.3-2参照）。

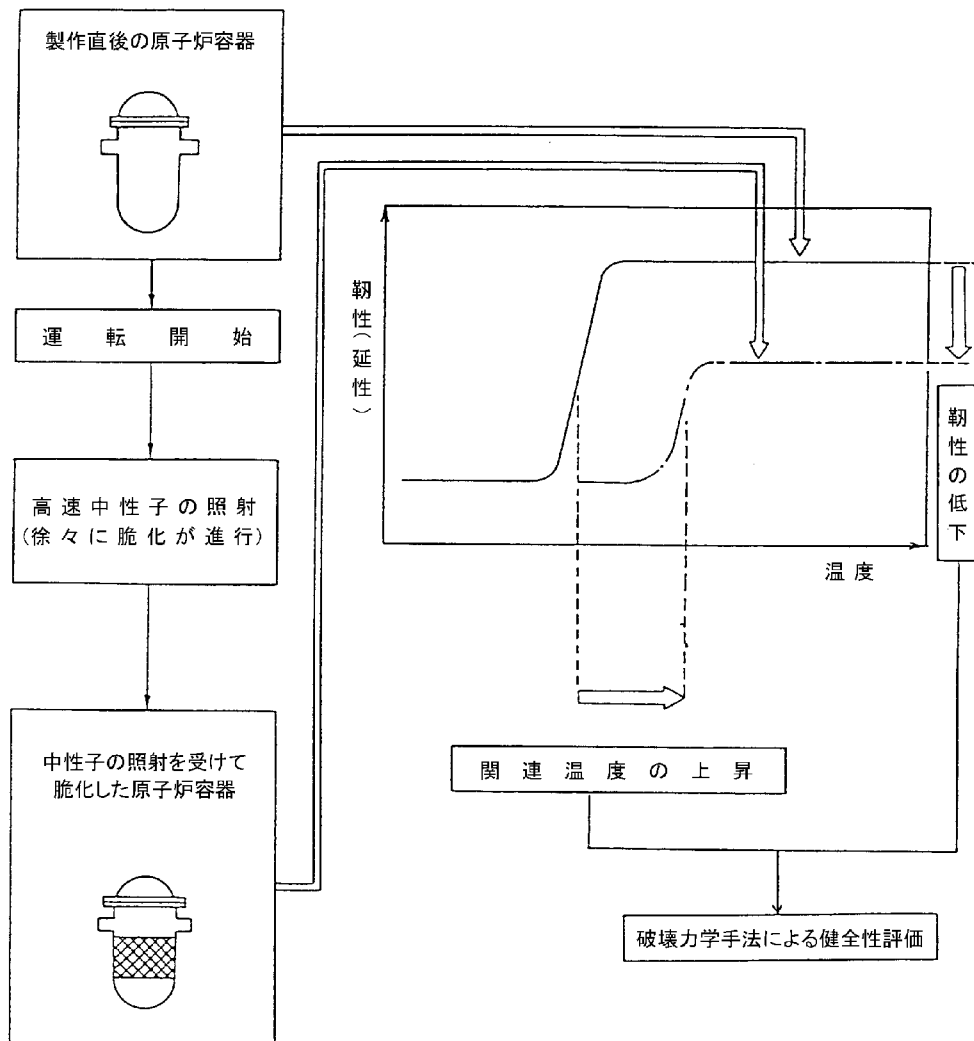


図2.3-2 原子炉容器本体胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対する健全性評価

b. 技術評価

① 健全性評価

中性子照射脆化に対し健全性評価上厳しい箇所は、炉心領域の下部胴である。胴内表面での中性子照射量^{*1}は、現時点（2020年3月末時点）で $4.65 \times 10^{19} \text{ n/cm}^2$ （ $E > 1\text{MeV}$ ）、運転開始後60年時点^{*2}で $8.85 \times 10^{19} \text{ n/cm}^2$ （ $E > 1\text{MeV}$ ）程度と評価される。なお、炉心の有効高さを直接囲んでいる下部胴に対して、上部胴及びトランジションリングでは相当運転期間における関連温度移行量が十分に小さく炉心領域に含まれないことから、炉心領域の下部胴を対象として以下の評価を実施する。

川内1号炉の現在までの監視試験結果を表2.3-4に示す。なお、母材の熱影響部については、溶接による熱履歴により、 $T_r 30$ の温度は母材より低くなっていることから、評価は母材を代表としている。

*1：第5回監視試験片の中性子照射量実測値と炉内中性子束解析により求めた監視試験片位置と胴内表面との中性子束の比率に基づき算出。

*2：2020年4月以降の設備利用率100%で運転すると仮定して算出。

表2.3-4 川内1号炉 原子炉容器本体胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対する監視試験結果

監視試験	中性子照射量 ($\times 10^{19}\text{n/cm}^2$) [E>1MeV]	T r 3 0 (°C) *3			上部棚吸収エネルギー(J)		
		母材	溶接金属	熱影響部	母材	溶接金属	熱影響部
初期値	0	-43	-46	-100	195	218	210
第1回	0.480 [約4EFPY] *1	-22	-38	-87	167	209	197
第2回	3.01 [約28EFPY] *1	-14	-22	-58	177	202	194
第3回	5.80 [約53EFPY] *1	3	-5	-38	164	183	176
第4回	9.18 [約84EFPY] *1	18	17	-21	171	188	172
第5回	12.4*4 [約114EFPY] *1*2	39	36	12	150*4	168*4	157*4

*1：内表面から板厚の1/4深さでのEFPY。EFPYとは、定格負荷相当年数であり、定格出力で連続運転したと仮定して計算した年数を示す

*2：第5回監視試験実施時の定格負荷相当年数は約26EFPY

*3：シャルピー衝撃試験における吸収エネルギーが41Jとなる温度、関連温度はTr30の移行量と関連温度初期値から算出する

【関連温度初期値】川内1号炉 母材：-25°C 溶接金属：-63°C 熱影響部：-50°C

*4：国内USE予測式の適用範囲外（照射量 $1.2 \times 10^{20}\text{n/cm}^2$ 以上）であるが、参考のため記載

「(社)日本電気協会 原子炉構造材の監視試験方法 (JEAC4201-2007 [2013年追補版])」(以下 JEAC4201) の国内脆化予測法による現時点 (2020年3月末時点) と運転開始後60年時点での関連温度予測値及び国内USE予測式による上部棚吸収エネルギー予測値並びに国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係を表2.3-5及び表2.3-6並びに図2.3-3に示す。

評価の結果、関連温度実測値は予測の範囲内であった。

表2.3-5 川内1号炉 原子炉容器本体胴部 (炉心領域部) の中性子照射脆化に対する関連温度の予測値

評価時期	中性子照射量*1 ($\times 10^{19}\text{n}/\text{cm}^2$) [E>1MeV]	関連温度*2 (°C)		
		母材	溶接金属	熱影響部
現時点 (2020年3月末時点)	2.92	23	-23	12
運転開始後60年時点*3	5.56	40	-7	29

*1: 内表面から板厚の1/4深さでの中性子照射量、内表面の中性子照射量に JEAC4201 附属書B「中性子照射による関連温度移行量及び上部棚吸収エネルギー減少率の予測」に示される式で求めた減衰率を乗じて算出

*2: 内表面から板厚の1/4深さでの予測値

*3: 2020年4月以降の設備利用率100%で運転すると仮定して算出

表2.3-6 川内1号炉 原子炉容器本体胴部 (炉心領域部) の中性子照射脆化に対する上部棚吸収エネルギーの予測値

評価時期	中性子照射量*1 ($\times 10^{19}\text{n}/\text{cm}^2$) [E>1MeV]	上部棚吸収エネルギー*2 (J)		
		母材*4	溶接金属	熱影響部
現時点 (2020年3月末時点)	2.92	168	189	180
運転開始後60年時点*3	5.56	164	183	175

*1: 内表面から板厚の1/4深さでの中性子照射量、内表面の中性子照射量に JEAC4201 附属書B「中性子照射による関連温度移行量及び上部棚吸収エネルギー減少率の予測」に示される式で求めた減衰率を乗じて算出

*2: 内表面から板厚の1/4深さでの予測値

*3: 2020年4月以降の設備利用率100%で運転すると仮定して算出

*4: T方向 (試験片の長手方向が圧延方向に直角)

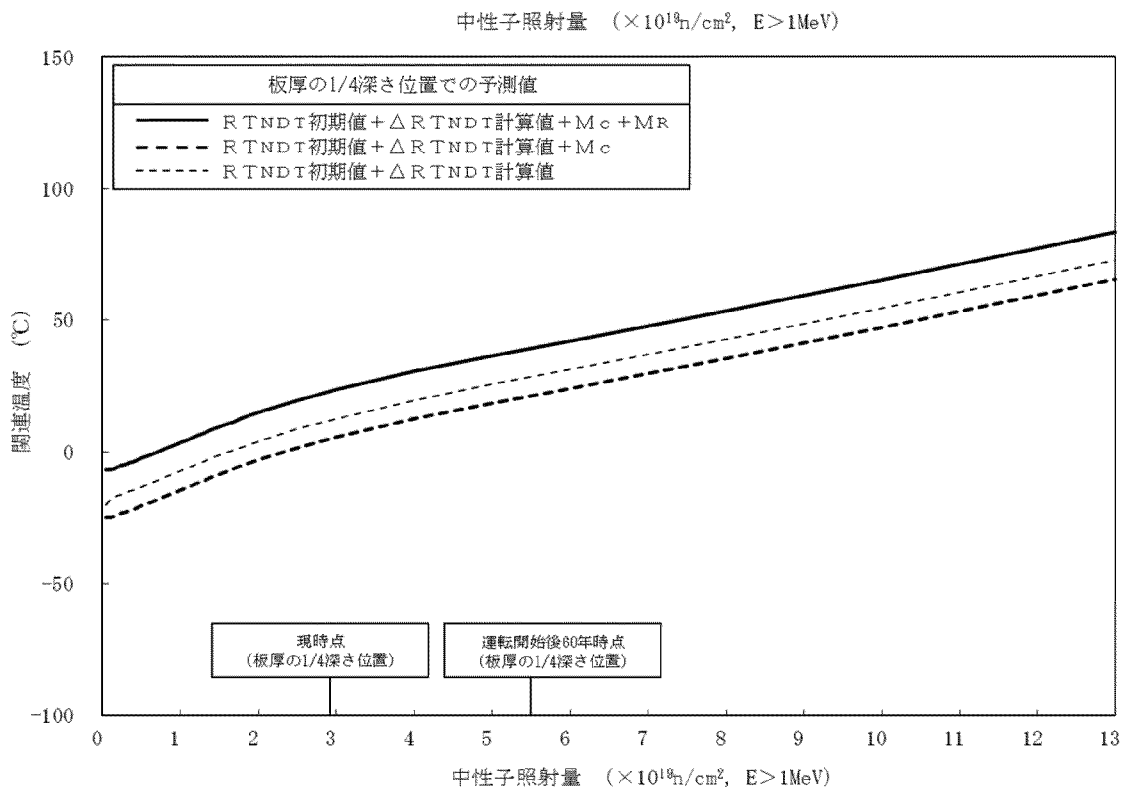
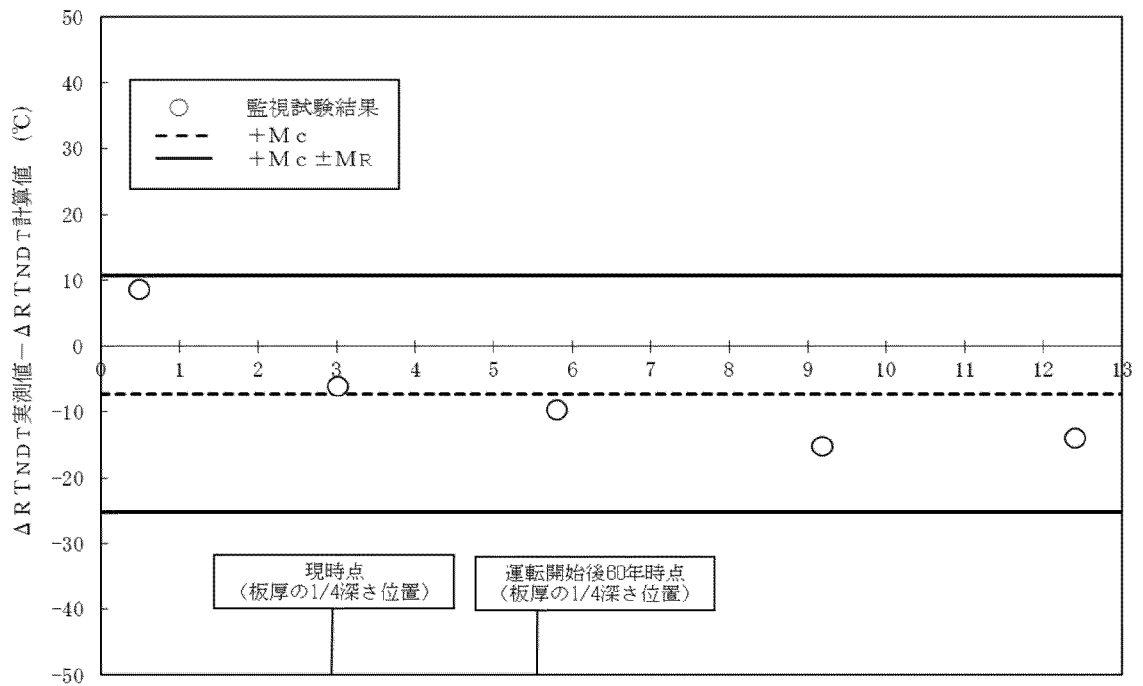


図2.3-3(1/2) 川内1号炉 原子炉容器本体胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対する
 関連温度の国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係(母材)
 M_c : 実測値で補正する場合に用いるマージン
 M_R : マージン

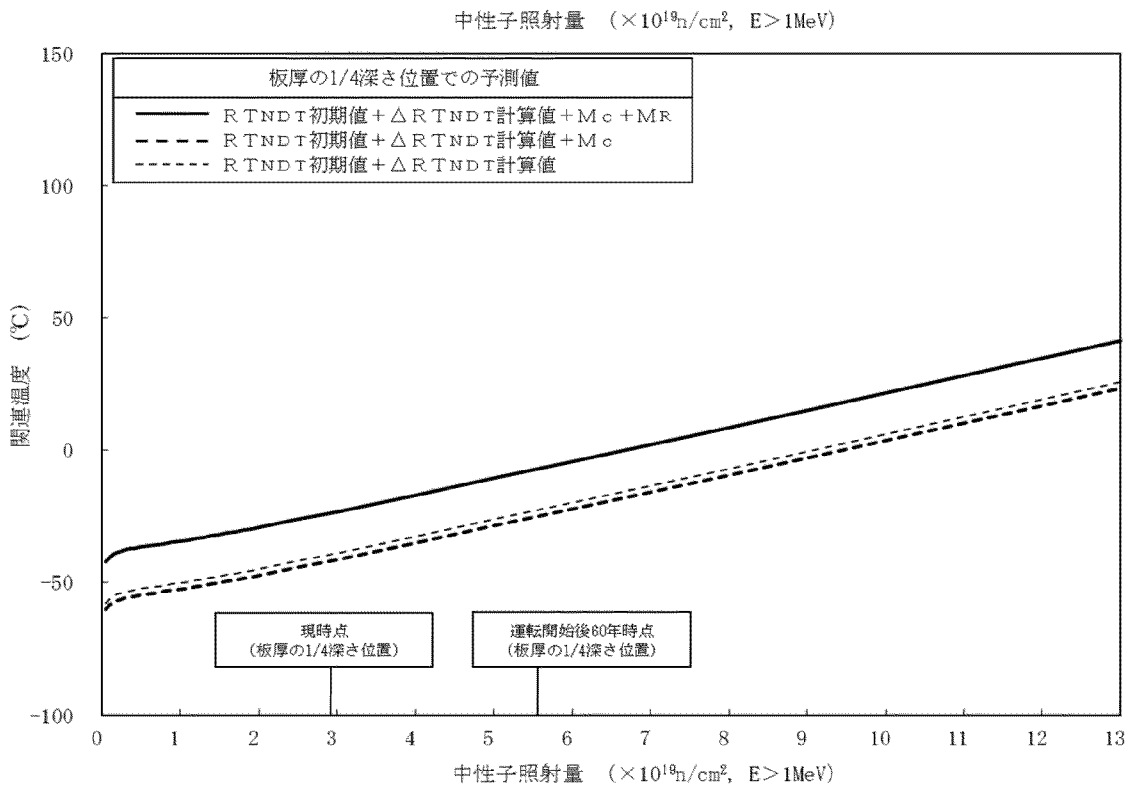
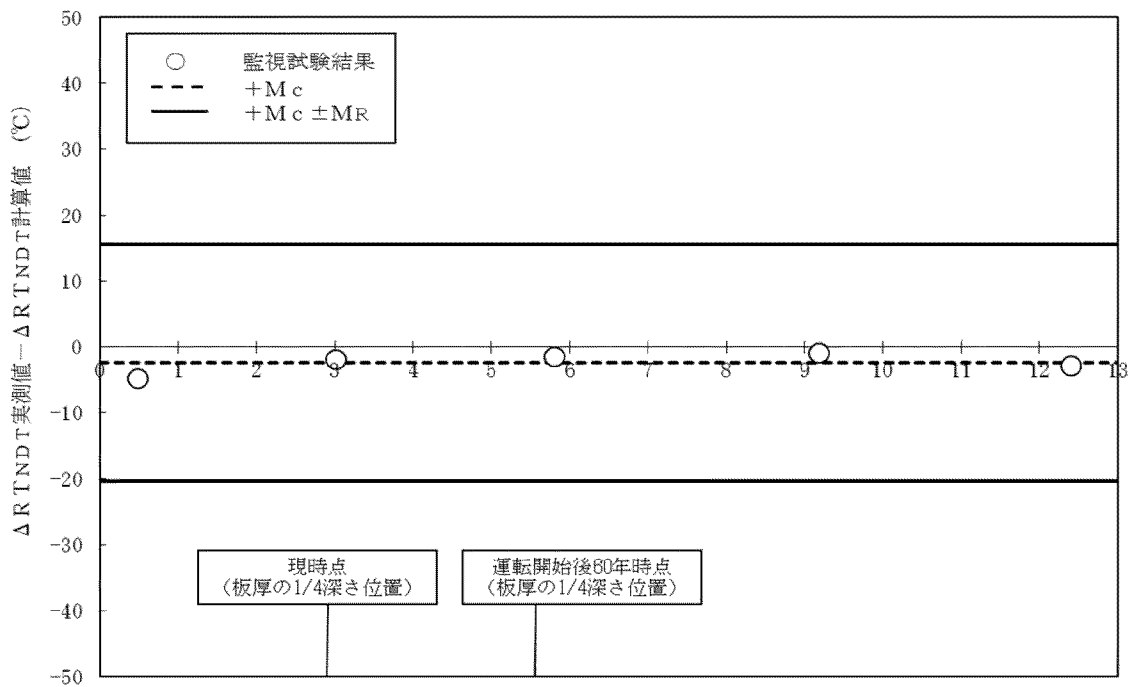


図2.3-3(2/2) 川内1号炉 原子炉容器本体胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対する
 関連温度の国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係(溶接金属)
 Mc: 実測値で補正する場合に用いるマージン
 MR: マージン

本技術評価では、原子炉容器の胴部（炉心領域部）材料の関連温度の上昇及び上部棚領域部の靱性の低下に対する評価を以下のとおり実施した。

i 関連温度上昇に対する評価

関連温度の上昇については、「(社) 日本電気協会 原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法 (JEAC4206-2007)」(以下 JEAC4206) の附属書C「供用状態C、Dにおける加圧水型原子炉压力容器の炉心領域部に対する非延性破壊防止のための評価方法」に定められた加圧熱衝撃 (PTS: Pressurized Thermal Shock) 評価手法*1に基づき川内1号炉原子炉容器本体の胴部 (炉心領域部) 材料の評価を実施した。PTS事象は小破断LOCA、大破断LOCA、主蒸気管破断事故及び2次冷却系からの除熱機能喪失を対象とした。

中性子照射脆化による材料の靱性低下の予測について、国内脆化予測法を用いて、実測 K_{Ic} データを運転開始後60年時点まで温度軸に対してシフトさせ、その予測破壊靱性 (K_{Ic}) の下限を包絡した以下の K_{Ic} 曲線を設定する。

$$K_{Ic} = 20.16 + 129.9 \exp \{0.0161 (T - T_p)\} \text{ (MPa} \sqrt{\text{m}})$$

ここで、 T_p はプラント評価時期の K_{Ic} 曲線を設定する際に定まるプラント個別の定数である。

川内1号炉を評価した結果、 T_p は現時点 (2020年3月末時点) までで58℃、プラント運転開始後60年時点で89℃となった。健全性評価は K_{Ic} 下限包絡曲線とPTS状態遷移曲線を比較し、 $K_{Ic} > K_I$ であることを確認することであり、図2.3-4に評価結果を示す。

初期き裂を想定しても、運転開始後60年時点において、脆性破壊に対する抵抗値 (材料自身の持つねばり強さ) を示す K_{Ic} 曲線は、負荷状態を応力拡大係数 K_I (脆性破壊を起こそうとする値) で示すPTS状態遷移曲線を上回っていることから、脆性破壊は起こらないと評価される。

また、川内1号炉は運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉容器炉心領域部全域の母材及び溶接部に対して超音波探傷検査を実施した結果、中性子照射脆化による脆性破壊の起点となるような有意な欠陥は認められなかった。

また、原子力規制委員会「実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイド」及び原子力規制委員会「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド」に記載のある「照射脆化の将来予測を伴わない実測デ

ータに基づく評価」を実施した。評価手法としては、これまで実施した監視試験によって採取した破壊靱性実測値をプロットし、第1～4回監視試験のデータについては測定した T_{r30} 実測値と第5回監視試験で測定した T_{r30} 実測値の差分だけ温度シフトさせた。次に、温度シフトさせた破壊靱性実測データを下限包絡した K_{Ic} 曲線をJ E A C 4 2 0 6の附属書Cに従い設定した。図2.3-4に示す評価結果のとおり、 K_{Ic} 曲線は K_I で示すPTS状態遷移曲線を上回っていることから、「照射脆化の将来予測を伴わない実測データに基づく評価」においても脆性破壊は起こらないと評価される。

また、運転開始後60年時点での関連温度を想定し、通常の1次冷却系の加熱・冷却時の1次冷却材温度・圧力の制限範囲及び原子炉冷却材圧力バウンダリに対する供用中の漏えいもしくは水圧検査時の原子炉冷却材の最低温度について評価した。評価結果を図2.3-5に示す。これらの温度・圧力の制限範囲に対して、通常実施する原子炉の起動・停止工程に基づく温度・圧力曲線及び耐圧漏えい試験時の温度・圧力範囲と比較することにより、通常運転時及び試験時に制限範囲を遵守可能であることを確認した。

*1:PTS評価では、想定き裂先端部の中性子照射量には原子炉容器内表面の値を用いている。

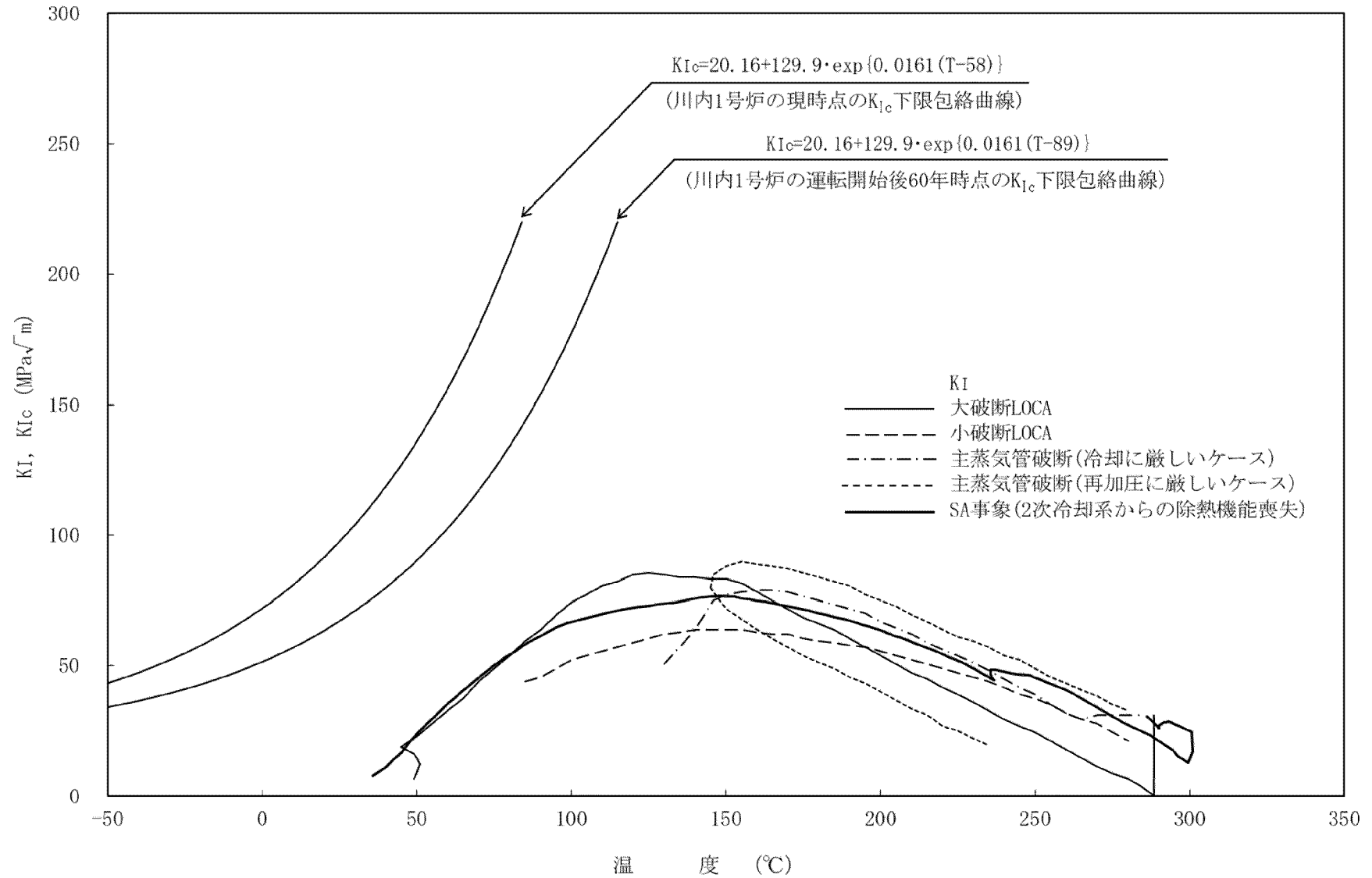


図2.3-4(1/2) 川内1号炉 原子炉容器本体胴部(炉心領域部)中性子照射脆化に対するPTS評価結果
 [深さ10mmの想定き裂を用いた評価]

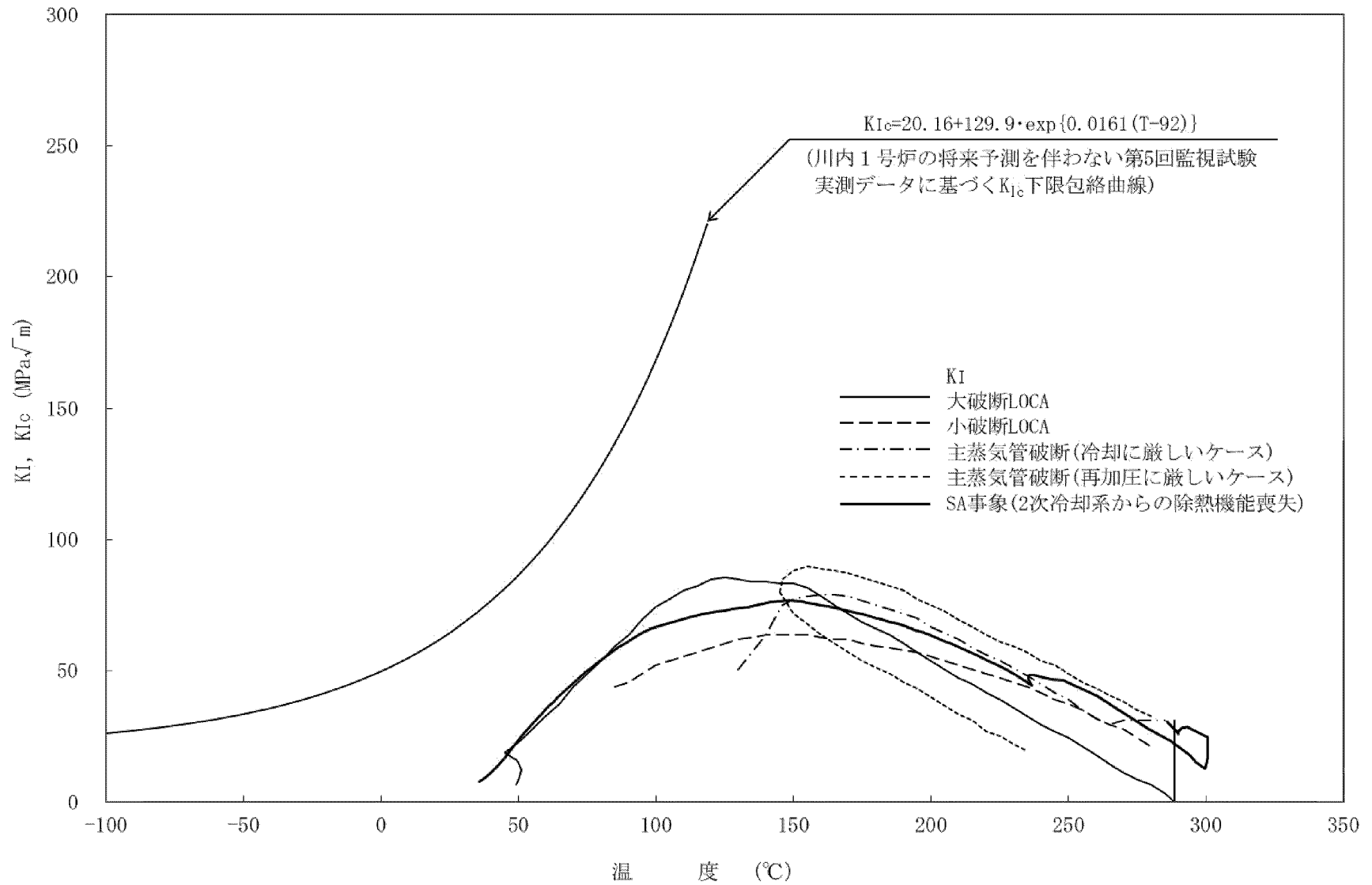


図2.3-4(2/2) 川内1号炉 原子炉容器本体胴部(炉心領域部)中性子照射脆化に対するPTS評価結果
[照射脆化の将来予測を伴わない実測データに基づく評価]

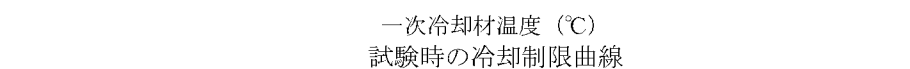
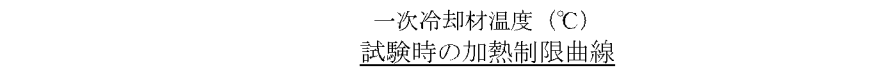
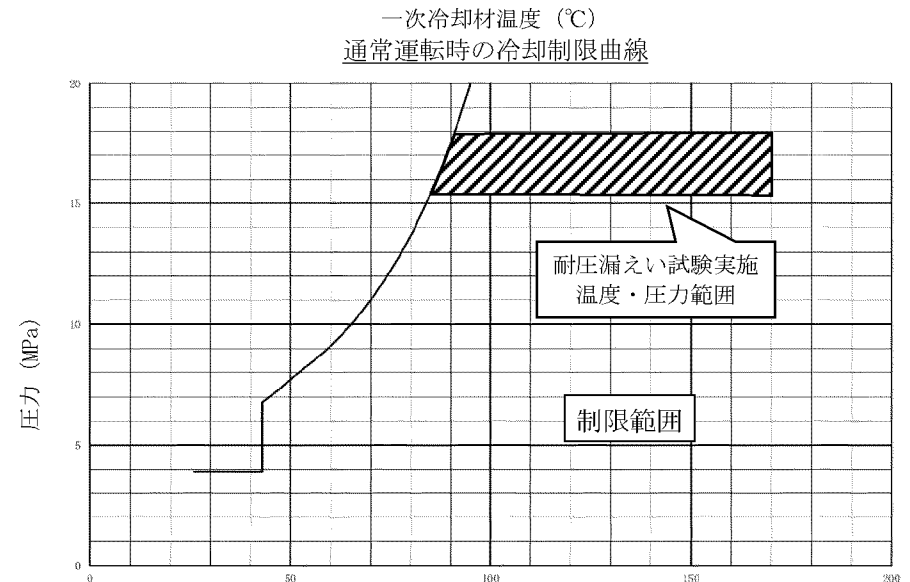
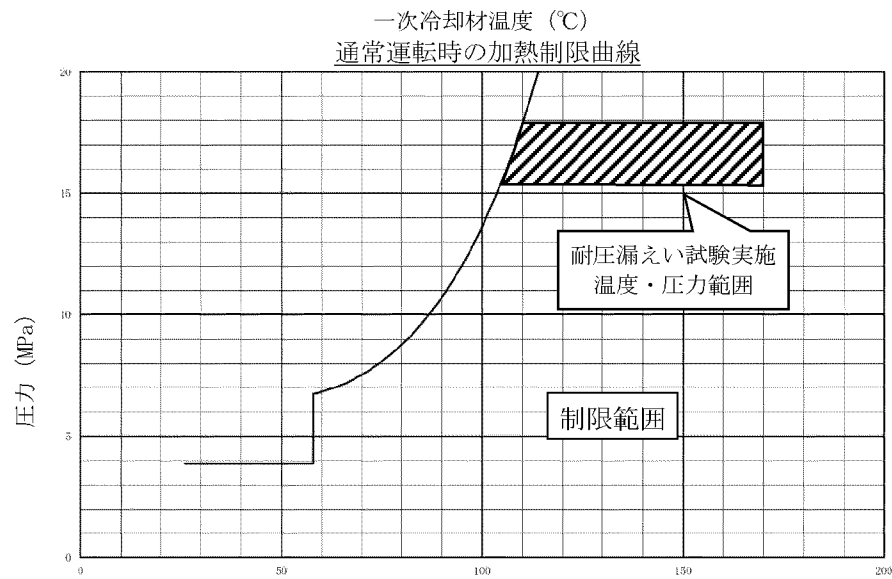
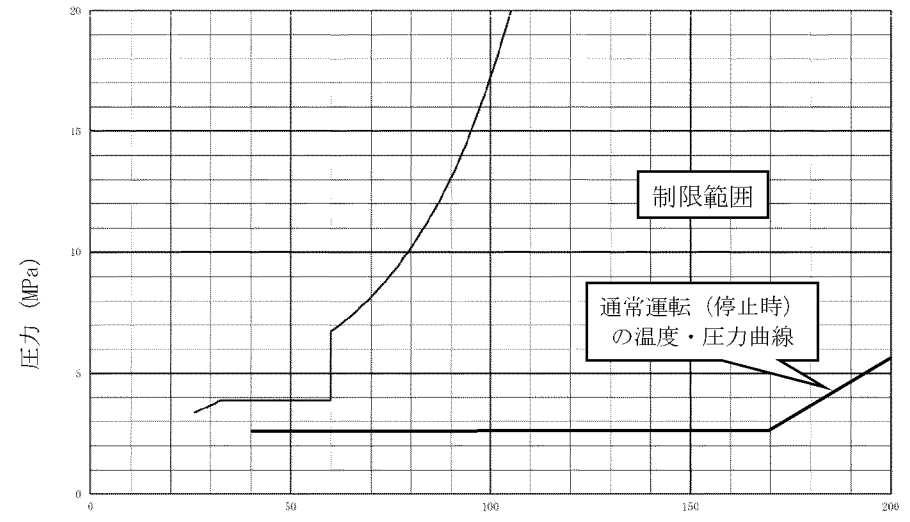
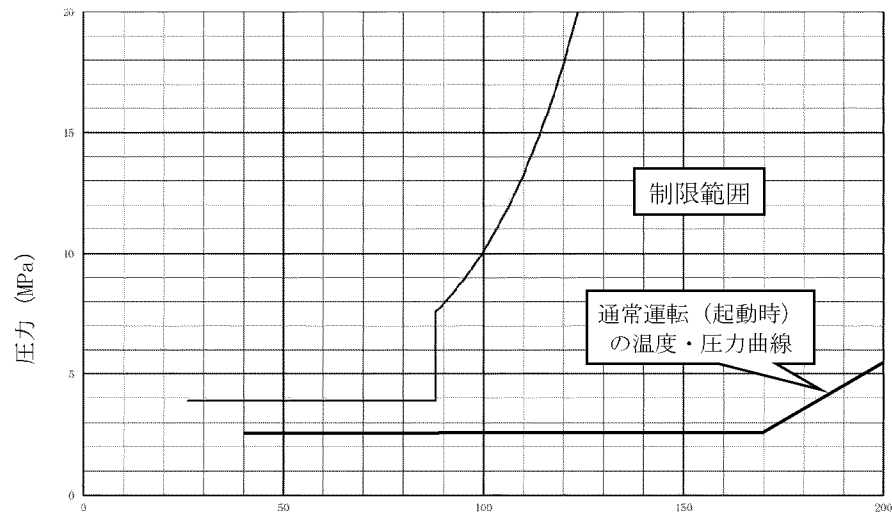


図2.3-5 川内1号炉 通常運転時・試験時の加熱冷却制限曲線評価結果（運転開始後60年時点）

ii 上部棚吸収エネルギー低下に対する評価

国内プラントを対象とした上部棚吸収エネルギーの予測式（JEAC4201の国内USE予測式）を用いて、運転開始後60年時点での上部棚吸収エネルギー予測値を評価した。

その結果、表2.3-7のとおりJEAC4206で要求している68J以上を満足しており、十分な上部棚吸収エネルギーがあることを確認した。

表2.3-7 川内1号炉 上部棚吸収エネルギーの予測値

(単位：J)

	方 向	初 期 値	現時点 (2020年3月末) *1	運転開始後 60年時点*1
母 材	L方向*2	195	160	156
	T方向*3	195	168	164
溶接金属	溶接線に 直角方向	218	189	183

*1：板厚の1/4深さでの予測値

*2：圧延方向（参考値）

*3：試験片の長手方向が圧延方向に直角

② 現状保全

原子炉容器本体に対しては、定期的に溶接部の超音波探傷検査を実施し有意な欠陥がないことを確認している。

胴部（炉心領域部）材料の中性子照射による機械的性質の変化については、J E A C 4 2 0 1に基づいて、計画的に監視試験を実施し、将来の破壊靱性の変化を先行把握している。川内1号炉は、当初監視試験カプセルを6体挿入し、現在までに5体のカプセルを取り出し、将来の運転期間に対する脆化予測を行い、原子炉容器本体の健全性を評価している。

また、監視試験結果から、J E A C 4 2 0 6に基づき、運転管理上の制限として加熱・冷却運転時に許容し得る温度・圧力の範囲（加熱冷却制限曲線）及び耐圧漏えい試験温度を設けて運用している。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉容器炉心領域部の母材及び溶接部に対して超音波探傷検査を実施した結果、中性子照射脆化による脆性破壊の起点となるような有意な欠陥は認められなかった。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化が機器の健全性に影響を与える可能性はないと考える。ただし、胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対しては、今後も計画的に監視試験を実施して健全性評価の妥当性を確認する必要がある。

胴部（炉心領域部）材料の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、また有意な欠陥がないことも超音波探傷検査により確認していることから、保全内容として適切である。

c. 高経年化への対応

胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対しては、J E A C 4 2 0 1に基づき計画的に監視試験を実施し、定期的に超音波探傷検査を実施していく。

また、監視試験結果から、J E A C 4 2 0 6に基づき、運転管理上の制限として加熱・冷却運転時に許容し得る温度・圧力の範囲（加熱冷却制限曲線）及び耐圧漏えい試験温度を設けて運用していく。

なお、健全性評価の結果から胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化が原子炉の安全性に影響を及ぼす可能性はないと考えるが、今後の原子炉の運転サイクル・照射量を勘案して第6回監視試験を実施する。

2 加 圧 器

[対象部位]

2.1 加圧器本体

2.2 加圧器ヒータ

川内 1 号炉で使用されている加圧器の部位は、本体及びヒータに大きく分類されるため、技術評価書においては、これら対象部位 2 種類についての技術評価を行う。

本技術評価書では、以下の 2 つに分類している。

- 2.1 加圧器本体
- 2.2 加圧器ヒータ

2.1 加压器本体

[対象機器]

① 加压器本体

目 次

1. 対象機器	1
2. 加圧器本体の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	5
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	13

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている加圧器本体の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 加圧器本体の主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件		
		運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)
加圧器本体 (1)	PS-1、重*2	連 続	約17.2	約360

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 加圧器本体の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 加圧器本体

(1) 構造

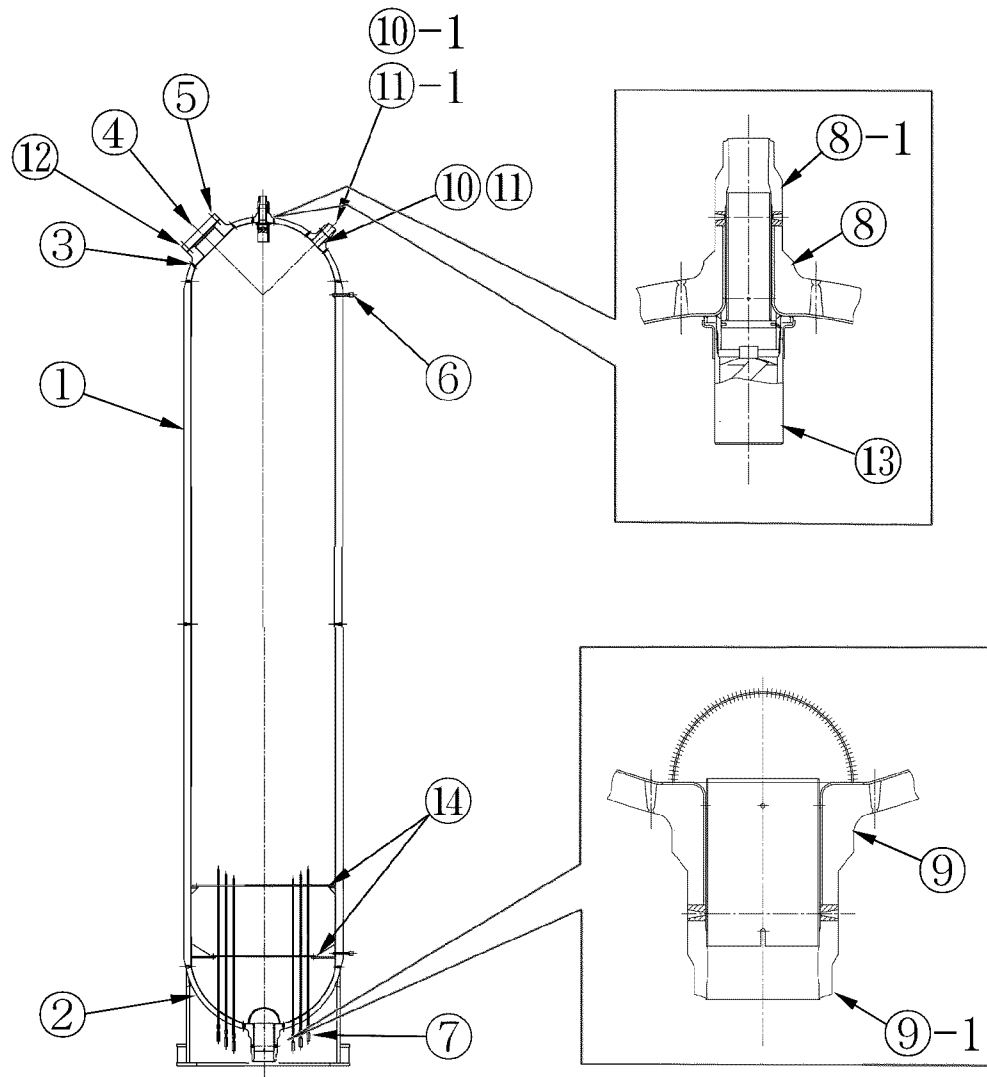
川内1号炉の加圧器本体は、たて置円筒形である。

胴板と鏡板で構成されており、主要部分は全溶接構造にて製作している。また、1次冷却材と接する内面は、ステンレス鋼の内張りをしている。川内1号炉の加圧器本体の構造図を図2.1-1に示す。

なお、加圧器本体の各管台のうち、スプレイライン用管台、サージ用管台並びに安全弁及び逃がし弁用管台については、第20回定期検査時（2009年度～2010年度）に溶接金属を600系ニッケル基合金から690系ニッケル基合金に変更している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の加圧器本体の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	マンホール座
④	マンホールふた
⑤	マンホールボルト
⑥	計測用管台
⑦	ヒータスリーブ
⑧	スプレライン用管台
⑧-1	スプレライン用管台セーフエンド
⑨	サージ用管台
⑨-1	サージ用管台セーフエンド
⑩	安全弁用管台
⑩-1	安全弁用管台セーフエンド
⑪	逃がし弁用管台
⑪-1	逃がし弁用管台セーフエンド
⑫	ガスケット
⑬	スプレイノズル
⑭	ヒータサポートプレート

図2.1-1 川内1号炉 加圧器本体構造図

表2.1-1 川内1号炉 加圧器本体主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴板 鏡板	低合金鋼（ステンレス鋼内張り）
マンホール座	低合金鋼（ステンレス鋼内張り）
マンホールふた	低合金鋼
マンホールボルト	低合金鋼
計測用管台 ヒータスリーブ	ステンレス鋼
スプレイライン用管台 サージ用管台 安全弁用管台 逃がし弁用管台	低合金鋼（ステンレス鋼内張り） セーフエンドはステンレス鋼 溶接金属は690系ニッケル基合金
ガスケット	消耗品・定期取替品
スプレイノズル	ステンレス鋼鋳鋼
ヒータサポートプレート	ステンレス鋼

表2.1-2 川内1号炉 加圧器本体の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約360℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

加圧器本体の機能である圧力制御機能を維持するためには、次の2つの項目が必要である。

- ① バウンダリの維持
- ② 圧力制御

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

加圧器本体について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) スプレイライン用管台等の疲労割れ

プラントの起動・停止時等に発生する1次冷却材の温度、圧力及び流量変化により、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) マンホールシート面のピitting

加圧器本体のマンホールシート部は、狭あい部でありピittingの発生が考えられる。

しかしながら、一度運転に入ると高温状態となりシール部のステンレス鋼肉盛表面に強固な酸化皮膜が形成されるため、有意なピittingの進展は考えられない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(2) マンホールボルトの腐食（全面腐食）

マンホールボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体による腐食が考えられる。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、目視確認で有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(3) 計測用管台の内面からの応力腐食割れ

1995年9月、米国サリー（Surry）発電所1号炉の加圧器計測用管台で応力腐食割れによる損傷が発生していることから、応力腐食割れが発生する可能性がある。

しかしながら、川内1号炉の加圧器本体計測用管台には耐応力腐食割れ性に優れた316系ステンレス鋼を採用しており、川内1号炉においては、水素注入や脱塩処理により、1次系水質を維持し、プラント起動時等のサンプリングにより管理している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、漏えい検査により、機器の健全性を確認している。

(4) ヒータスリーブ（溶接部含む）の応力腐食割れ

1989年5月、米国カルバートクリフ（Calvert Cliffs）発電所2号炉で損傷事例のあったヒータスリーブは、600系ニッケル基合金製であり、316系ステンレス鋼製である川内1号炉のヒータスリーブについては、PWR1次系水質環境下において応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考えられる。

また、2006年4月、米国ブレイドウッド（Braidwood）発電所1号炉で損傷事例のあったヒータスリーブは、316系ステンレス鋼製であり、溶接部が熱影響等により鋭敏化していたとともに、ヒータスリーブとヒータの隙間部で溶存酸素が高くなっていた可能性があることから、発生原因として「酸素型応力腐食割れ」が推定されている。しかしながら、川内1号炉のヒータスリーブ（316系ステンレス鋼製）については、電力共同研究で当該部を想定した最も厳しい酸素型応力腐食割れ発生環境中での定荷重試験により破断が認められた時間よりも、実機が酸素型応力腐食割れ発生環境下におかれる時間が極めて短いことから、応力腐食割れ発生の可能性は小さいと考えられる。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、漏えい検査により、機器の健全性を確認している。

- (5) スプレイライン用管台等の690系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れ
2003年9月、敦賀2号炉の加圧器逃がし弁用管台及び安全弁用管台において、600系ニッケル基合金溶接部の応力腐食割れが発生している。

川内1号炉のスプレイライン用管台、サージ用管台並びに安全弁及び逃がし弁用管台は第20回定期検査時(2009年度～2010年度)に溶接金属を690系ニッケル基合金へ変更しており、図2.2-1に示す電力共同研究による690系ニッケル基合金の温度加速定荷重応力腐食割れ試験の結果から、現時点の知見において、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考えられる。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、溶接部を対象とした超音波探傷検査及び浸透探傷検査により、機器の健全性を確認している。

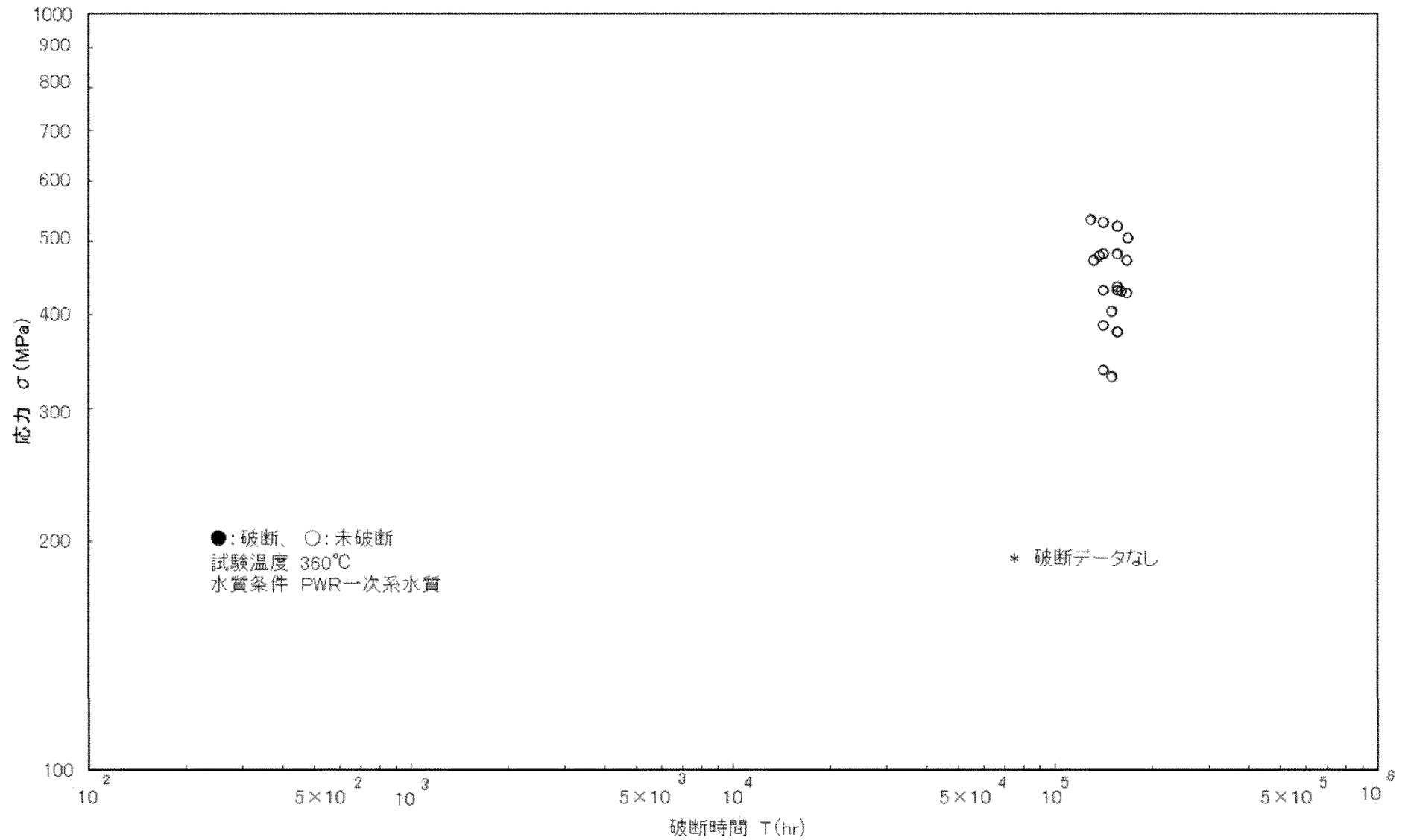


図2.2-1 690系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ（SCC）試験結果

[出典：電力共同研究「690合金のPWSCC長期信頼性確認試験（STEP5）」2020年度（最終報告書）]

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(6) スプレイノズルの熱時効

加圧器本体スプレイノズルに使用しているステンレス鋼鋳鋼については、熱時効による材料特性変化を起こす可能性がある。

しかしながら、耐圧部材ではないこと、外荷重を受けないため発生する応力は十分小さいことから、熱時効による材料特性の変化が問題となることはなく、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(7) 鏡板等低合金鋼部の内張り下層部のき裂

鏡板、胴板等には低合金鋼を用いており、ステンレス鋼の内張りを施している。一部の低合金鋼 (SA508 Cl. 2) では大入熱溶接を用いた肉盛で溶接後熱処理が行われると局部的にき裂が発生することが米国 P V R C (Pressure Vessel Research Council) の研究により確認されている。これは肉盛溶接の際、6本の溶接ワイヤーで同時に溶接したために大入熱になったものである。

川内1号炉においては図2.2-2に示すように材料の化学成分 (ΔG 値) を踏まえ溶接入熱を管理し溶接を実施しており、き裂が発生する可能性は小さく、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

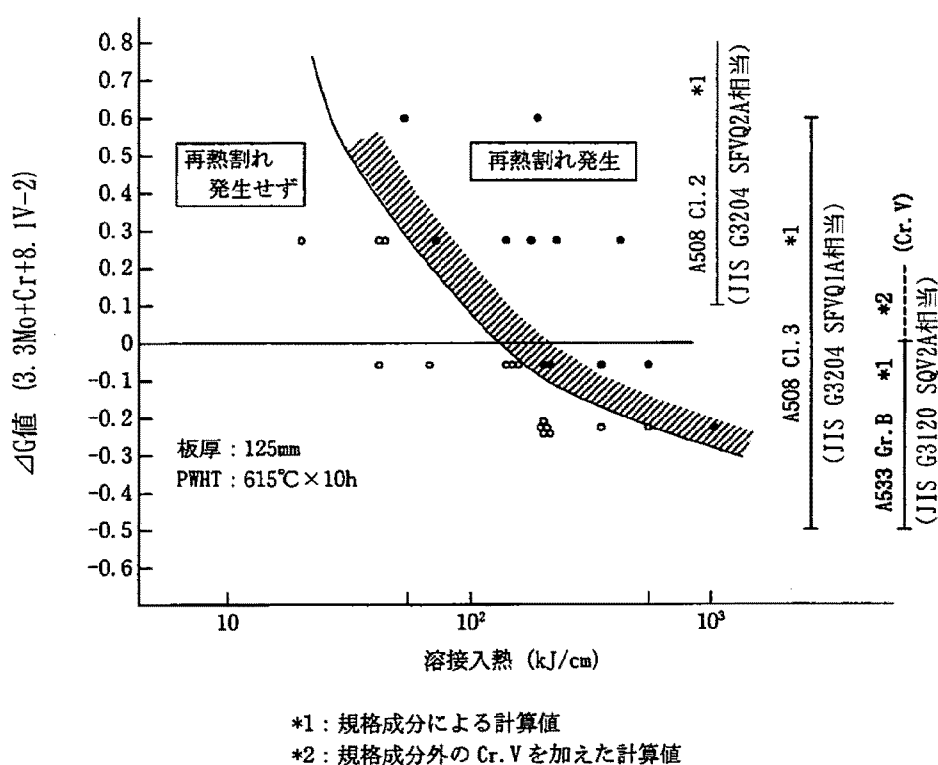


図2.2-2 再熱割れ発生に及ぼす ΔG 値及び溶接入熱の影響

[出典：三菱重工技報 Vol.14 No.1 (1977-1)]

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 加圧器本体に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴板、鏡板		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り)							▲*1	*1：内張り下層部のき裂 *2：ピitting *3：インサートプレートにより接触しない
	マンホール座		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り)		△*2					▲*1	
	マンホールふた		低合金鋼*3								
	マンホールボルト		低合金鋼		△						
	計測用管台		ステンレス鋼				△				
	ヒータスリーブ		ステンレス鋼				△				
	スプレイライン用管台		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り) セーフエントはステンレス鋼 溶接金属は690系 ニッケル基合金			○	△ (溶接金属)			▲*1	
	サージ用管台		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り) セーフエントはステンレス鋼 溶接金属は690系 ニッケル基合金			○	△ (溶接金属)			▲*1	
	安全弁用管台		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り) セーフエントはステンレス鋼 溶接金属は690系 ニッケル基合金				△ (溶接金属)			▲*1	
	逃がし弁用管台		低合金鋼 (ステンレス鋼内張り) セーフエントはステンレス鋼 溶接金属は690系 ニッケル基合金				△ (溶接金属)			▲*1	
ガasket	◎	—									
圧力制御	スプレイノズル		ステンレス鋼 鋳鋼					▲			
	ヒータサポートプレート		ステンレス鋼								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 スプレイライン用管台等の疲労割れ

a. 事象の説明

スプレイライン用管台等は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

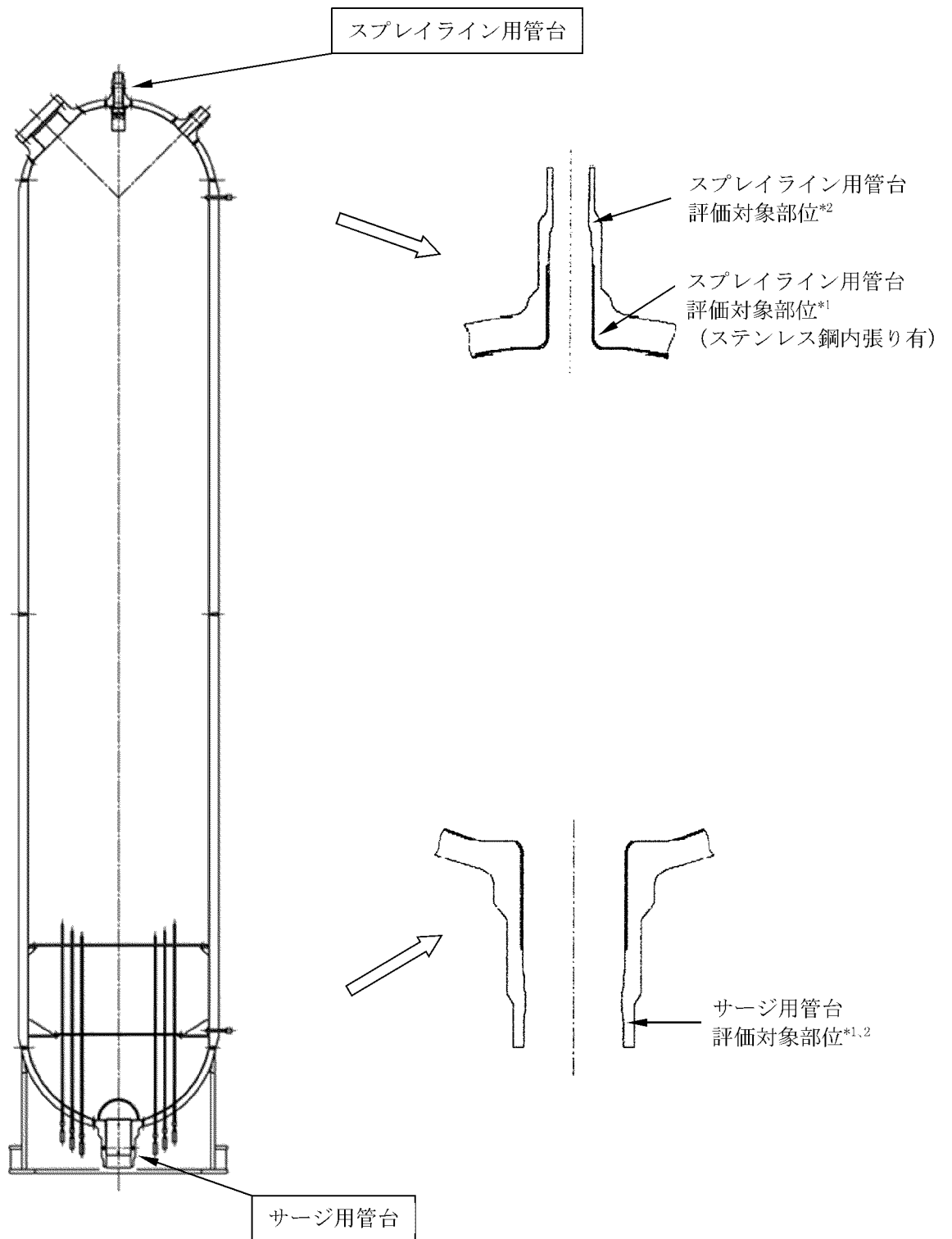
① 健全性評価

スプレイ注水時又はインサージ（1次冷却材管から加圧器本体への流れ）やアウトサージ（加圧器本体から1次冷却材管への流れ）時の熱衝撃により比較的大きな熱応力が発生するスプレイライン用管台及びサージ用管台を対象として、「(社)日本機械学会 設計・建設規格(JSME S NC1-2005/2007)」に基づき疲労評価を行った。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法(JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。さらに、スプレイライン用管台では、熱成層の影響を考慮して評価した。

評価対象部位を図2.3-1に、疲労評価に用いた運転開始後60年時点での推定過渡回数を表2.3-1に示す。なお、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

それぞれの評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果を得た。



*1 : 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位 (最大)

(非接液部の場合は () 内に理由を記載)

*2 : 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位 (最大) (接液部が対象)

図2.3-1 川内1号炉 加圧器本体の疲労評価対象部位

表2.3-1 川内1号炉 加圧器本体スプレイライン用管台等の疲労評価に用いた過渡回数

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動（温度上昇率55.6℃/h）	38	69
停止（温度下降率55.6℃/h）	36	69
負荷上昇（負荷上昇率5%/min）	335	809
負荷減少（負荷減少率5%/min）	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1 ループ停止／1 ループ起動		
Ⅰ) 停 止	0	2
Ⅱ) 起 動	0	2

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
Ⅰ) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
Ⅱ) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
Ⅲ) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
1次系漏えい試験	31	61

*1：設計評価においては、1次冷却材温度±1.7℃、1次冷却材圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-2 川内1号炉 加圧器本体スプレイライン用管台等の疲労評価結果

評価部位	疲労累積係数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
スプレイライン用管台	0.049	0.051 ^{*1}
サージ用管台	0.033	0.201

*1：熱成層による発生応力を含めた解析結果であり、設計・建設規格に基づく疲労評価対象箇所と異なる

② 現状保全

スプレイライン用管台等の疲労割れに対しては、定期的に超音波探傷検査及び浸透探傷検査により、有意な欠陥がないことを確認し、漏えい検査により耐圧部の健全性を確認している。

スプレイライン用管台等の加圧器内面の内張りについては、定期的に超音波探傷検査により母材に有意な欠陥のないことを確認することで、その健全性を確認している。

さらに、高経年化技術評価にあわせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れは超音波探傷検査及び浸透探傷検査で検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

スプレイライン用管台等の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

2. 2 加圧器ヒータ

[対象機器]

- ① 加圧器ヒータ（後備ヒータ）

目 次

1. 対象機器	1
2. 加圧器ヒータ（後備ヒータ）の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	6

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている加圧器ヒータの主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 加圧器ヒータの主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	主要寸法 ($\phi \times L$) (mm \times mm)	使用条件	
			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 ($^{\circ}$ C)
加圧器ヒータ (後備ヒータ) (57)	MS-2	約22 \times 約2,432	約17.2	約360

注：主要寸法の長さ（L）にはアダプタ部は含まない

*1：機能は最上位の機能を示す

2. 加圧器ヒータ（後備ヒータ）の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 加圧器ヒータ（後備ヒータ）

(1) 構造

加圧器ヒータ（後備ヒータ）はヒータスリーブを介して加圧器本体に取り付けられており、加圧器内部で上下2箇所のサポートプレートで支持している。

発熱体であるヒータエレメントは、1次冷却材の圧力バウンダリであるヒータシースに内包されており、チューブ及びターミナルに接続されている。電力は端子部に接続されたケーブルからチューブ及びターミナルを介してヒータエレメントに供給されている。

ヒータシース内部の絶縁はMgO（酸化マグネシウム）により維持している。

MgOは吸湿しやすい材料であるため、セラミック絶縁とアダプタをシールすることで外部の湿気がヒータシース内部に侵入しないようにしている。

セラミック絶縁、セラミックブロック及びゴムカバーはヒータ端末部の絶縁を維持するためのものである。

川内1号炉の加圧器ヒータ（後備ヒータ）の加圧器本体への取付構造図を図2.1-1に、加圧器ヒータ（後備ヒータ）の構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の加圧器ヒータ（後備ヒータ）の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

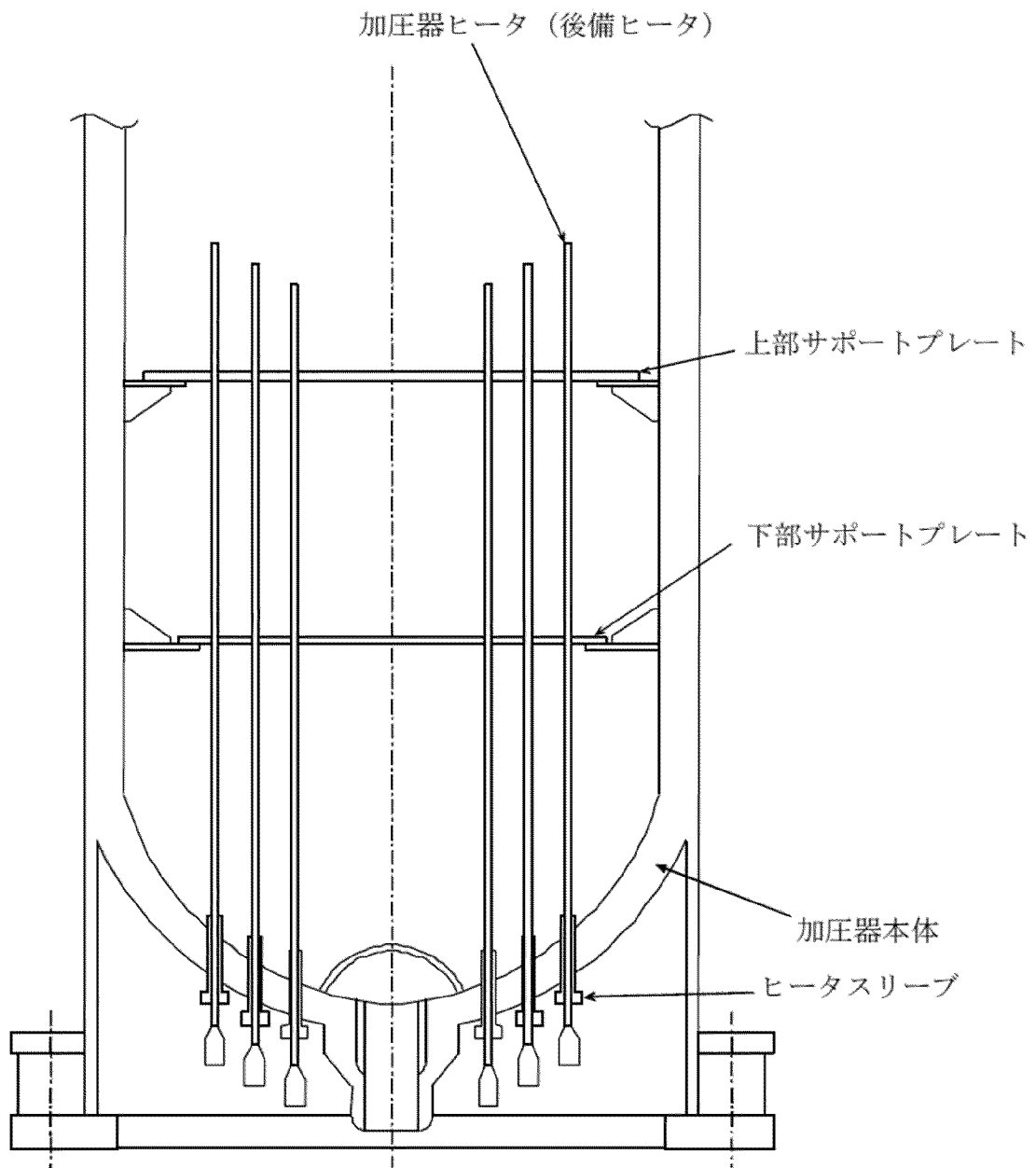
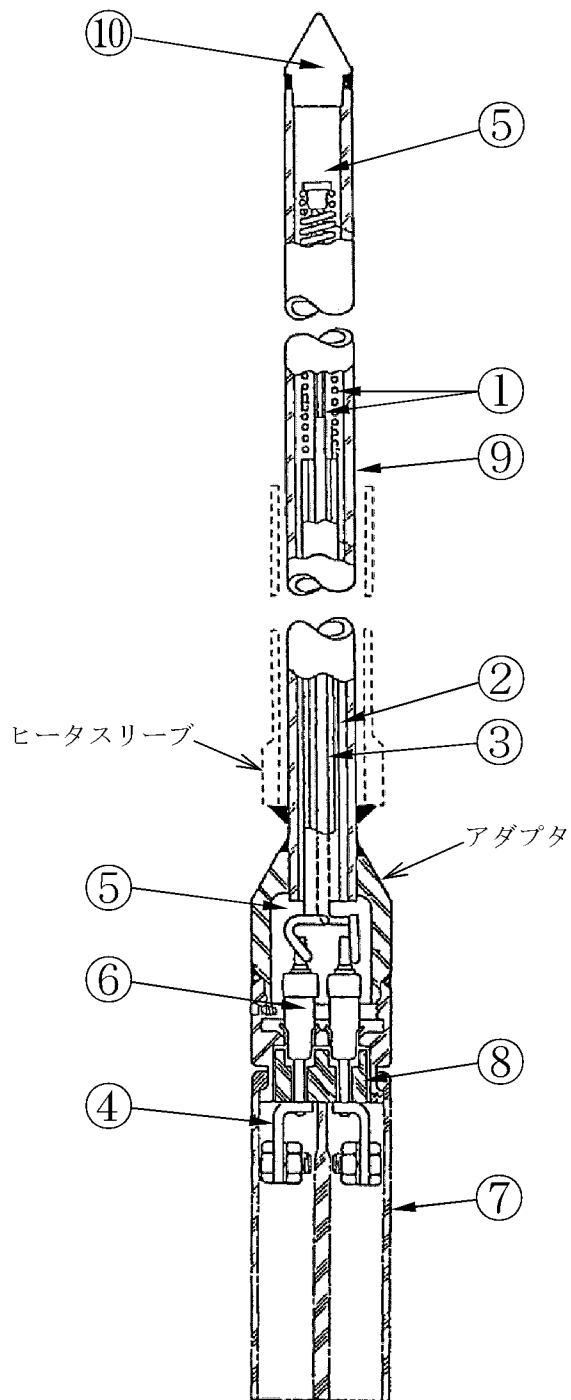


図2.1-1 川内1号炉 加圧器ヒータ（後備ヒータ）の加圧器本体への取付構造図



No.	部 位
①	ヒータエレメント
②	チューブ
③	ターミナル
④	端子部
⑤	MgO絶縁
⑥	セラミック絶縁
⑦	ゴムカバー
⑧	セラミックブロック
⑨	ヒータシース
⑩	エンドプラグ

図2.1-2 川内1号炉 加圧器ヒータ（後備ヒータ）の構造図

表2.1-1 川内1号炉 加圧器ヒータ（後備ヒータ）の使用材料

部 位	材 料
ヒータエレメント	ニクロム線
チューブ	ニッケル
ターミナル	ニッケル
端 子 部	銅
MgO絶縁	MgO（酸化マグネシウム）
セラミック絶縁	セラミックス
ゴムカバー	消耗品・定期取替品
セラミックブロック	セラミックス
ヒータシース	ステンレス鋼
エンドプラグ	ステンレス鋼

表2.1-2 川内1号炉 加圧器ヒータ（後備ヒータ）の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約360℃

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

加圧器ヒータ（後備ヒータ）としての機能を維持するためには、次の2つの項目が必要である。

- ① 昇温・昇圧制御
- ② バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

加圧器ヒータ（後備ヒータ）について、機能達成に必要な項目を考慮して、主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) ヒータエレメント、チューブ及びターミナルの導通不良

ヒータエレメント、チューブ及びターミナルは、ヒータON-OFF時に発生する熱伸縮により繰り返し応力を受けるため、材料に疲労が蓄積され、疲労割れにより導通不良が想定される。

しかしながら、実機同等品を用いたON-OFF寿命試験の結果、実機の使用状態でのヒータエレメント温度では、60年間の運転を想定したヒータON-OFF回数程度では、導通不良に至らないことを確認しており、疲労割れにより導通不良に至る可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、機器点検時の抵抗測定により、機器の健全性を確認している。

(2) 端子部の導通不良

端子部は、外部ケーブルをボルトにより接続しており、通電による温度上昇により熱膨張し、ボルトが緩むことで導通不良に至る可能性がある。

しかしながら、定期的に緩みの有無を確認しており、これまで緩みは認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) MgO絶縁の絶縁低下

MgO絶縁は、ヒータエレメントの発熱によりエレメントの成分(Ni、Cr)が拡散し、MgOの純度が低下することによる絶縁低下が想定される。

しかしながら、加圧器ヒータ（後備ヒータ）のヒータエレメントの温度は最大610℃であり、拡散が急激に進行することはない（出典：Kingery・Bowen・Uhlmann セラミックス材料科学入門 基礎編）。

また、加圧器ヒータ（後備ヒータ）はMgO絶縁の吸湿防止のため、セラミック絶縁とアダプタでシールしており、外部の湿気がヒータケース内部に侵入しない構造としている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的な絶縁抵抗測定により、機器の健全性を確認している。

(4) セラミック絶縁及びセラミックブロックの絶縁低下

セラミック絶縁及びセラミックブロックは無機物の磁器であり、経年劣化の可能性はないが、長期の使用においては表面の汚損による絶縁低下が想定される。

しかしながら、セラミック絶縁はアダプタで保護され、セラミックブロックはゴムカバーで保護されており、塵埃の付着により表面が汚損する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、機器点検時の絶縁抵抗測定により、機器の健全性を確認している。

(5) ヒータシース、エンドプラグの応力腐食割れ

海外プラントにおいて、ステンレス鋼製のヒータシース外面のサポートプレート接触部等が応力腐食割れによって損傷する事例が発生している。応力腐食割れの発生原因として、接液部表面の硬化層や残留応力の影響と報告されている。

川内1号炉のヒータシースは、海外プラントと異なり表層は硬くなく、応力腐食割れが発生、進展することは考え難い。また、エンドプラグの表面は機械加工を行っており、表面での応力腐食割れの発生は否定できないが、内部まで硬くはないことから、応力腐食割れが進展することは考え難い。

以上のことから、ヒータシース、エンドプラグの応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的な絶縁抵抗測定により、1次冷却材の混入等による絶縁低下がないことを確認している。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ゴムカバーは目視確認の結果に基づき取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 加圧器ヒータ（後備ヒータ）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象								備 考
				減 肉		割 れ		絶 縁	導 通	特 性	その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	絶縁低下	導通不良	特性変化		
昇温・昇圧制御	ヒータエレメント		ニクロム線						△			
	チューブ		ニッケル						△			
	ターミナル		ニッケル						△			
	端子部		銅						△			
	MgO絶縁		MgO (酸化マグネシウム)						△			
	セラミック絶縁		セラミックス						△			
	ゴムカバー	◎	—									
	セラミックブロック		セラミックス						△			
バウンダリの維持	ヒータシース		ステンレス鋼				△					
	エンドプラグ		ステンレス鋼				△					

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3 原子炉格納容器

[対象部位]

- 3.1 原子炉格納容器本体
- 3.2 機械ペネトレーション
- 3.3 電気ペネトレーション

川内1号炉で使用されている原子炉格納容器の部位は、本体及び貫通部に大きく分かれ、型式等でグループ化すると3個のグループに分類されるため、技術評価書においては、これら対象部位3種類についての技術評価を行う。

本技術評価書では、以下の3つに分類している。

- 3.1 原子炉格納容器本体
- 3.2 機械ペネトレーション
- 3.3 電気ペネトレーション

3. 1 原子炉格納容器本体

[対象機器]

- ① 原子炉格納容器本体

目 次

1. 対象機器	1
2. 原子炉格納容器本体の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	5

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている原子炉格納容器本体の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 原子炉格納容器本体の主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件		
		運 転	最高使用圧力 (MPa [gauge])	最高使用温度 (°C)
原子炉格納容器本体 (1)	MS-1、重*2	連 続	約0.245	約127

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 原子炉格納容器本体の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 原子炉格納容器本体

(1) 構造

川内1号炉の原子炉格納容器本体は、LOCA時の耐圧及び漏えい防止機能をもつ上部半球、下部さら形鏡円筒形の容器である。

主要部分是小ブロック鋼板の溶接構造にて製作している。

また、鋼板の内面及び外面については防錆のために塗装を施しており、コンクリート埋設部については防食のために電気防食設備を設置している。

川内1号炉の原子炉格納容器本体の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉格納容器本体の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

No.	部 位
①	半 球 部
②	円 筒 部
③	コンクリート埋設部
④	スタッド
⑤	アニュラスシール

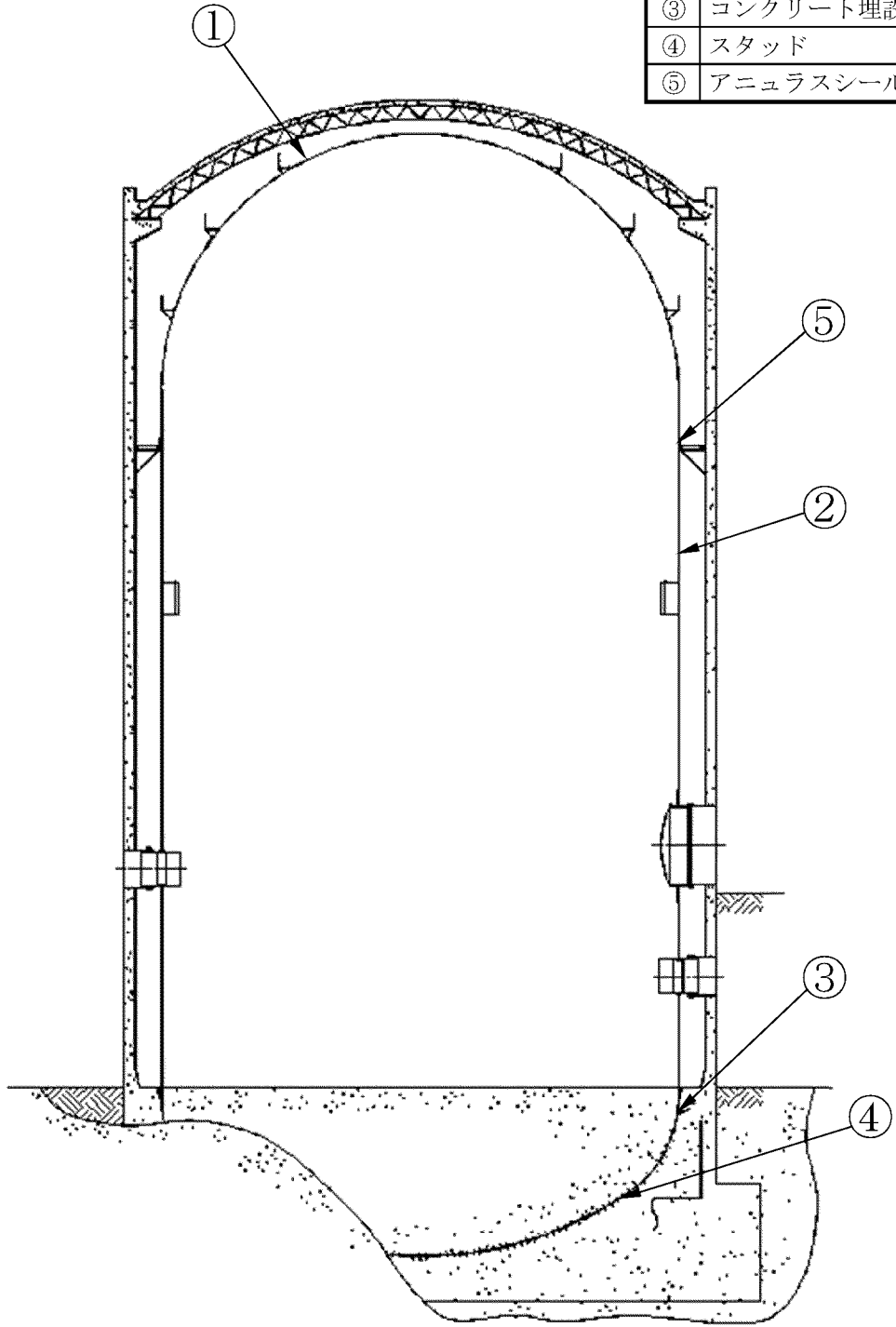


図2.1-1 川内1号炉 原子炉格納容器本体構造図

表2.1-1 川内1号炉 原子炉格納容器本体主要部位の使用材料

部 位	材 料
半 球 部	炭 素 鋼
円 筒 部	炭 素 鋼
コンクリート埋設部 (スタッド含む)	炭 素 鋼
アニュラスシール	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 原子炉格納容器本体の使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約127℃
内 部 流 体	空 気

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

原子炉格納容器本体の機能である耐圧・漏えい防止機能を維持するためには、次の項目が必要である。

- ① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

原子炉格納容器本体について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 原子炉格納容器本体（半球部及び円筒部）の腐食（全面腐食）

半球部及び円筒部については、屋外大気に曝されておらず、塗装の健全性確認を行っていれば腐食は問題とならない。また、定期的に原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認するとともに、目視確認により塗装の健全性を確認している。さらに原子炉格納容器本体の代表部位について超音波厚み計による板厚測定を実施し、必要最小板厚を満足していることを確認している。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉格納容器鋼板（接近できる点検可能範囲の全て）について、目視試験により塗膜状態を確認した結果、原子炉格納容器の構造健全性又は気密性に影響を与える恐れのある塗膜の劣化や腐食は認められなかった。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 原子炉格納容器本体の疲労割れ

原子炉格納容器本体は、プラントの起動・停止時等の過渡により、疲労割れが想定される。

しかしながら、運転中の温度変化及びそれに伴う圧力変化等しか過渡を受けず、有意な過渡を受けないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認している。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(3) 原子炉格納容器本体（コンクリート埋設部）の腐食

原子炉格納容器本体は炭素鋼を使用しており、塗装のはく離や埋設部のコンクリート中性化等により、腐食が発生する可能性がある。

しかしながら、コンクリート埋設部は、コンクリート内の水酸化カルシウムにより強アルカリ環境を形成しており、鉄表面は不動態化しているため、腐食速度としては小さい環境にある。

また、コンクリート埋設部には、電気防食設備を備えており、仮に中性化が進行しても腐食速度の小さい電位に鋼板電位を保持できるようにしている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

アニュラスシールは、目視確認等の結果に基づき取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 原子炉格納容器本体に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	半 球 部		炭 素 鋼		△	△					
	円 筒 部		炭 素 鋼		△	△					
	コンクリート埋設部 (スタッド含む)		炭 素 鋼		▲	△					
	アニュラスシール	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

3. 2 機械ペネトレーション

[対象機器]

- ① 固定式配管貫通部
- ② 伸縮式配管貫通部
- ③ 機器搬入口
- ④ エアロック
- ⑤ 燃料移送管貫通部

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	9
2.1 構造、材料及び使用条件	9
2.2 経年劣化事象の抽出	24
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	32
3. 代表機器以外への展開	40
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	40
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	42

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている機械ペネトレーションの主な仕様を表1-1に示す。

これらの機械ペネトレーションを型式の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す機械ペネトレーションについて、型式を分離基準として考えると、合計5つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

(1) 型式：固定式配管貫通部

固定式配管貫通部のうち口径が大きく、かつプラントの起動・停止等に伴い有意な熱過渡を受ける余熱除去出口配管貫通部を代表機器とする。

(2) 型式：伸縮式配管貫通部

伸縮式配管貫通部のうち口径が大きく、かつプラントの起動・停止等に伴い有意な熱過渡を受ける主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部を代表機器とする。

(3) 型式：円筒二重ガasket単ふた式

このグループには、機器搬入口のみが属するため、代表機器は機器搬入口とする。

(4) 型式：円筒二重扉式

このグループには、通常用エアロックと非常用エアロックが属するが、常用される通常用エアロックを代表機器とする。

(5) 型式：燃料移送管貫通部

このグループには、燃料移送管貫通部のみが属するため、代表機器は燃料移送管貫通部とする。

表1-1 (1/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕 様 配管口径 (mm)	選 定 基 準		選定	選定理由	
				重要度*1	使用条件*2			
					最高使用圧力 (MPa[gage])			最高使用温度 (°C)
固定式 配管貫通部	151	余熱除去出口配管貫通部	約318.5	MS-1、重*3	約0.245	約200	◎	口径、高温 口径、高温
	156	余熱除去出口配管貫通部	約318.5				◎	
	221	消火用配管貫通部	約114.3					
	222	蓄圧タンクテスト配管貫通部	約 27.2					
	223	A 1次冷却材ポンプ封水注入配管貫通部	約 48.6					
	224	蓄圧タンクサンプル配管貫通部	約 27.2					
	225	制御棒位置指示装置盤室冷却ユニット 冷却水出口配管貫通部	約 48.6					
	227	制御棒位置指示装置盤室冷却ユニット 冷却水入口配管貫通部	約 48.6					
	228	1次冷却材管低温側高圧注入配管貫通部 (補助注入配管)	約 89.1					
	231	1次冷却材管高温側高圧注入配管貫通部	約 89.1					
	234	1次冷却材管低温側高圧注入配管貫通部	約 89.1					
	236	1次冷却材管高温側高圧注入配管貫通部	約 89.1					
	237	B 1次冷却材ポンプ封水注入配管貫通部	約 48.6					
	238	A事故後1次冷却材ポンプリング戻り配管貫通部	約 27.2					
	239	蓄圧タンク充てん配管貫通部	約 34.0					
	240	抽出配管貫通部	約 60.5					
	253	1次冷却材ポンプ封水戻り配管貫通部	約 89.1					
254	制御用空気配管貫通部	約 60.5						

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値（約127°C、約0.245MPa）より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1 (2/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕 様 配管口径 (mm)	選 定 基 準		選定	選定理由	
				重要度*1	使 用 条 件*2			
					最高使用圧力 (MPa[gage])			最高使用温度 (°C)
固定式 配管貫通部	255	充てん配管貫通部	約 89.1	MS-1、重*3	約0.245	約127		
	257	C 1次冷却材ポンプ封水注入配管貫通部	約 48.6			約127		
	258	1次冷却材及びB事故後1次冷却材ポンプリング配管貫通部	約 27.2			約343		
		加圧器液相部及びA事故後1次冷却材ポンプリング配管貫通部	約 27.2			約360		
		加圧器蒸気部ポンプリング配管貫通部	約 27.2			約360		
	259	加圧器逃がしタンク窒素供給配管貫通部	約 27.2			約127		
		格納容器圧力取出し配管貫通部 (スプレー用)	約 27.2			約127		
	261	格納容器冷却材ドレンタンクベントヘッダ連絡管貫通部	約 34.0			約127		
	262	加圧器逃がしタンク純水補給配管貫通部	約 60.5			約127		
	263	B事故後1次冷却材ポンプリング戻り配管貫通部	約 27.2			約127		
	264	格納容器サンプポンプ出口配管貫通部	約 60.5			約127		
	267	格納容器冷却材ドレンタンクガス分析器連絡管貫通部	約 27.2			約127		
		加圧器逃がしタンクガス分析管貫通部	約 27.2			約170		
	268	格納容器冷却材ドレン冷却器冷却水出口配管貫通部	約114.3			約127		
	269	格納容器冷却材ドレンタンク出口配管貫通部	約 89.1			約127		
321	格納容器圧力取出し配管貫通部 (スプレー用)	約 27.2	約127					
324	炉内計装用炭酸ガス配管貫通部	約 27.2	約127					

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値 (約127°C、約0.245MPa) より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1 (3/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕 様 配管口径 (mm)	選 定 基 準		選定	選定理由	
				重要度*1	使 用 条 件*2			
					最高使用圧力 (MPa[gage])			最高使用温度 (°C)
固定式 配管貫通部	325	格納容器圧力逃がし装置ドレン配管貫通部	約 27.2	MS-1、重*3	約0.245	約127		
	326	格納容器圧力逃がし装置ドレン配管貫通部	約 27.2					約127
	327	1次冷却材ポンプ消火用炭酸ガス配管貫通部	約 89.1					約127
	328	格納容器空気クランプリング取出し配管貫通部	約 48.6					約127
	330	格納容器圧力取出し配管貫通部 (AM用)	約 27.2					約127
	331	漏えい試験圧力取出し配管貫通部	約 27.2					約127
	333	格納容器圧力取出し配管貫通部 (真空逃がし、圧力逃がし装置用)	約 27.2					約127
	334	制御棒クラス駆動装置冷却ユニット 冷却水出口配管貫通部	約114.3					約127
	335	制御棒クラス駆動装置冷却ユニット 冷却水出口配管貫通部	約114.3					約127
	336	制御棒クラス駆動装置冷却ユニット 冷却水入口配管貫通部	約114.3					約127
	351	原子炉キャビティ浄化ライン入口配管貫通部	約114.3					約127
	353	1次系補助蒸気配管貫通部	約 48.6					約185
	354	格納容器空気クランプリング戻り配管貫通部	約 48.6					約127
	355	蓄圧タンク窒素充てん配管貫通部	約 34.0					約127
	356	制御用空気配管貫通部	約 60.5					約127
	357	A蒸気発生器ブローダウンサンプ配管貫通部	約 27.2					約291
		B蒸気発生器ブローダウンサンプ配管貫通部	約 27.2					約291
C蒸気発生器ブローダウンサンプ配管貫通部		約 27.2	約291					

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値（約127°C、約0.245MPa）より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1 (4/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕様 配管口径 (mm)	選定基準			選定	選定理由
				重要度*1	使用条件*2			
					最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
固定式 配管貫通部	360	C蒸気発生器ブローダウン配管貫通部	約 89.1	MS-1、重*3	約0.245	約291		
	362	余剰抽出冷却器冷却水入口配管貫通部	約114.3			約127		
	363	余剰抽出冷却器冷却水出口配管貫通部	約 89.1			約127		
	364	A蒸気発生器ブローダウン配管貫通部	約 89.1			約291		
	365	格納容器圧力取出し配管貫通部 (スプレー用)	約 27.2			約127		
	366	加圧器圧力較正配管貫通部	約 27.2			約360		
	367	B蒸気発生器ブローダウン配管貫通部	約 89.1			約291		
	369	脱塩水配管貫通部	約 60.5			約127		
	370	格納容器圧力取出し配管貫通部 (スプレー用)	約 27.2			約127		
	371	所内用空気配管貫通部	約 60.5			約127		
	401	工所用酸素配管貫通部	約 27.2			約127		
	402	格納容器圧力取出し配管貫通部 (真空逃がし、圧力逃がし装置用)	約 27.2			約127		
	403	真空逃がし配管貫通部	約 610			約127		
	404	工所用アセチレン配管貫通部	約 27.2			約127		
	405	工所用アルゴン配管貫通部	約 27.2			約127		
	406	UTマシン電線用配管貫通部	約216.3			約127		
	407	真空逃がし配管貫通部	約 610			約127		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値（約127°C、約0.245MPa）より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1 (5/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕様 配管口径 (mm)	選定基準		選定	選定理由	
				重要度*1	使用条件*2			
					最高使用圧力 (MPa[gage])			最高使用温度 (°C)
固定式 配管貫通部	408	UTマシン電線用配管貫通部	約216.3	MS-1、重*3	約0.245	約127		
	409	漏えい試験圧力取出し配管貫通部	約 27.2					約127
	410	漏えい試験空気出口配管貫通部	約165.2					約127
	411	漏えい試験空気入口配管貫通部	約165.2					約127
	413	格納容器スプレイ配管貫通部	約267.4					約150
	415	A格納容器水素ツブリング取出し配管貫通部	約 27.2					約127
		A格納容器水素ツブリング戻り配管貫通部	約 27.2					約127
	416	格納容器水素パージ給気配管貫通部	約 60.5					約127
	417	格納容器排気ダクト貫通部	約 1,218					約127
	422	格納容器スプレイ配管貫通部	約267.4					約150
	423	格納容器水素パージ給気配管貫通部	約 60.5					約127
	424	B格納容器水素ツブリング取出し配管貫通部	約 27.2					約127
		B格納容器水素ツブリング戻り配管貫通部	約 27.2					約127
	425	格納容器給気ダクト貫通部	約 1,218					約127
	426	格納容器作業用排気ダクト貫通部	約 718					約127
-	予備貫通部	-	約127					

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値（約127°C、約0.245MPa）より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1 (6/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕 様 配管口径 (mm)	選 定 基 準		選定	選定理由		
				重要度*1	使用条件*2				
					最高使用圧力 (MPa[gage])			最高使用温度 (°C)	
伸縮式 配管貫通部	302	A主蒸気管貫通部	約772.0	MS-1、重*3	約0.245	約291	◎	口径、高温	
	304	B主蒸気管貫通部	約772.0				◎	口径、高温	
	306	C主蒸気管貫通部	約772.0				◎	口径、高温	
	301	A主給水管貫通部	約406.4				◎	口径、高温	
	303	B主給水管貫通部	約406.4				◎	口径、高温	
	305	C主給水管貫通部	約406.4				◎	口径、高温	
	152	格納容器再循環配管貫通部	約355.6					約127	
	153	格納容器再循環配管貫通部	約355.6					約127	
	154	格納容器再循環配管貫通部	約355.6					約127	
	155	格納容器再循環配管貫通部	約355.6					約127	
	226	1次冷却材管低温側低圧注入配管貫通部	約267.4					約200	
	229	原子炉キャビティ浄化ライン出口配管貫通部	約165.2					約127	
	230	1次冷却材管高温側低圧注入配管貫通部	約267.4					約200	
	232	1次冷却材管低温側低圧注入配管貫通部	約267.4					約200	
	233	格納容器圧力逃がし配管貫通部	約165.2					約127	
	235	格納容器圧力逃がし配管貫通部	約165.2					約127	
	260	C、D格納容器空調装置冷却水入口配管貫通部	約165.2					約127	
	265	D格納容器空調装置冷却水出口配管貫通部	約165.2					約127	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値（約127°C、約0.245MPa）より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1 (7/7) 川内1号炉 機械ペネトレーションの主な仕様

型式	貫通部 番号	貫通配管貫通部・機器名	仕 様 配管口径 (mm)	選 定 基 準			選定	選定理由
				重要度*1	使 用 条 件*2			
					最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
伸縮式 配管貫通部	266	C格納容器空調装置冷却水出口配管貫通部	約165.2	MS-1、重*3	約0.245	約127		
	329	1次冷却材ポンプ及びモータ冷却水出口配管貫通部	約267.4			約127		
	332	1次冷却材ポンプ及びモータ冷却水入口配管貫通部	約267.4			約127		
	358	A、B格納容器空調装置冷却水入口配管貫通部	約165.2			約127		
	359	B格納容器空調装置冷却水出口配管貫通部	約165.2			約127		
	361	A格納容器空調装置冷却水出口配管貫通部	約165.2			約127		
円筒二重 カスケード単ふた式	450	機器搬入口	約 6,000*4	MS-1、重*3	約0.245	約127	◎	
円筒二重扉式	350	通常用エアロック	約 2,542*4	MS-1、重*3	約0.245	約127	◎	常用
	400	非常用エアロック	約 2,542*4			約127		
燃料移送管 貫通部	200	燃料移送管貫通部	約558.8	MS-1、重*3	約0.245	約127	◎	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：使用条件は原子炉格納容器の値（約127°C、約0.245MPa）より小さいものは原子炉格納容器の値とする

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：胴部の内径を示す

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の5種類の機械ペネトレーションについて技術評価を実施する。

- ① 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）
- ② 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）
- ③ 機器搬入口
- ④ 通常用エアロック
- ⑤ 燃料移送管貫通部

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）

(1) 構造

川内1号炉の余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）は、スリーブと貫通配管及びそれらを接続する端板により構成されており、可動部はない。

川内1号炉の余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

No.	部 位
①	端 板
②	スリーブ

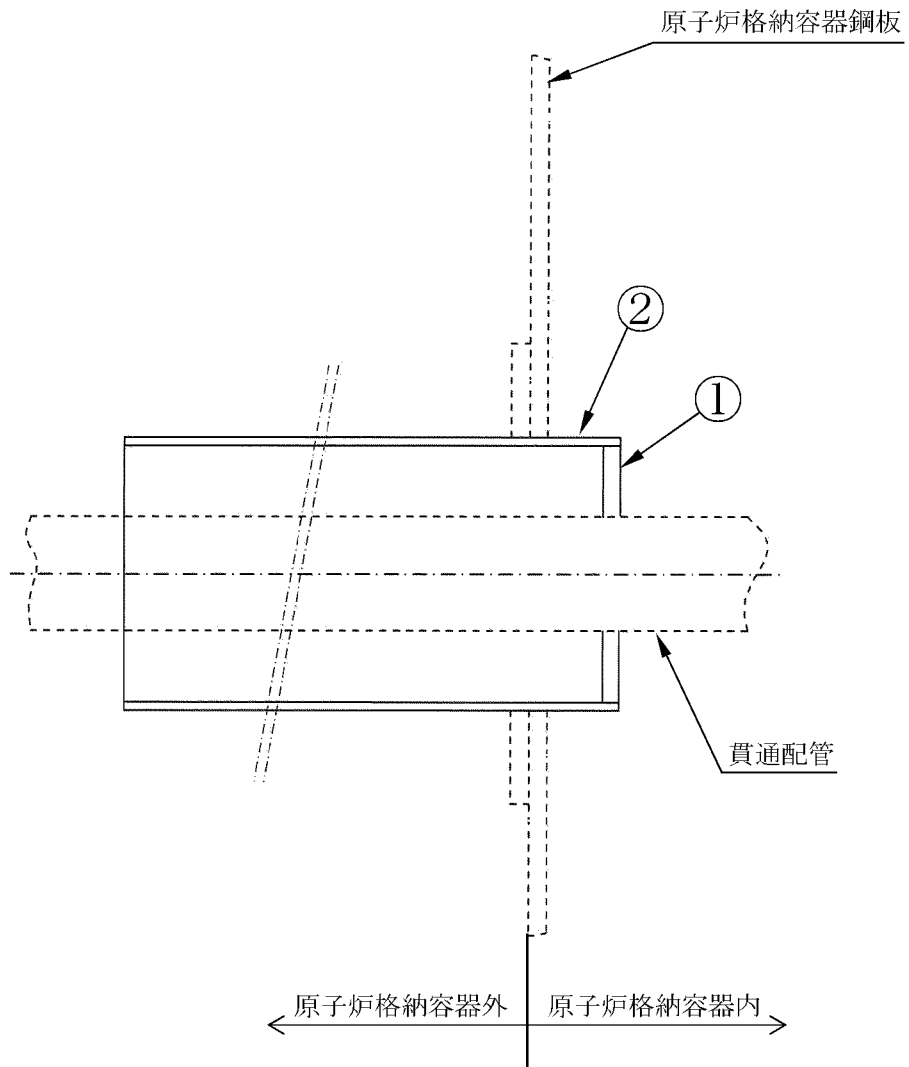


図2.1-1 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）構造図

表2.1-1 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）主要部位の使用材料

部 位	材 料
端 板	ステンレス鋼
スリーブ	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）の使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約200℃

2.1.2 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）

(1) 構造

川内1号炉の主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）は、スリーブと貫通配管及びそれらを接続している伸縮可能な可動部である伸縮継手により構成されている。

川内1号炉の主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主蒸気管貫通部（伸縮式配管貫通部）の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に、主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。

No.	部 位
①	伸縮継手
②	スリーブ取付端板
③	配管取付端板
④	スリーブ

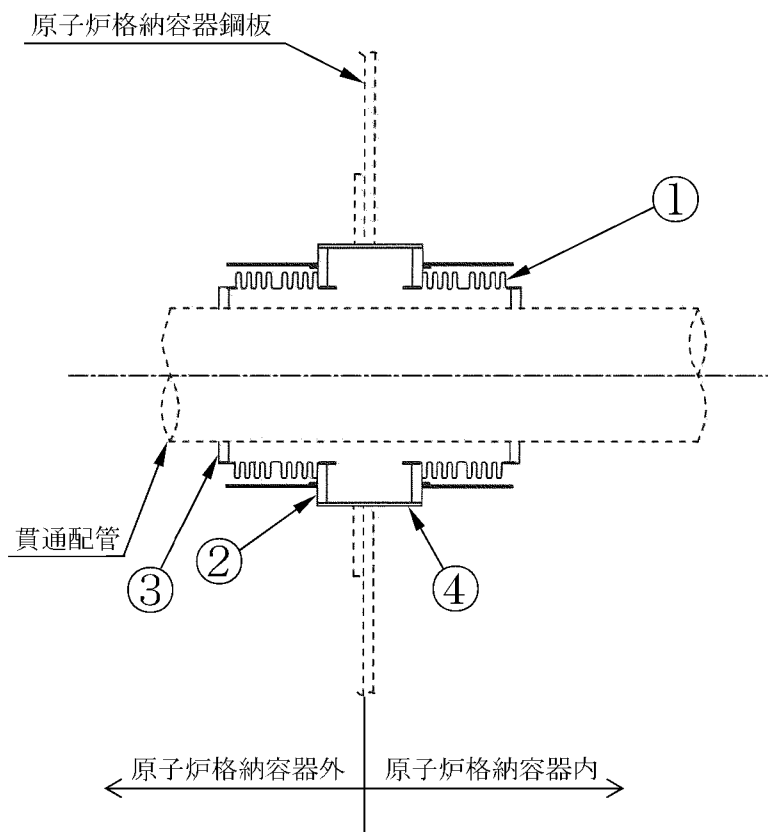


図2.1-2 川内1号炉 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）構造図

表2.1-3 川内1号炉 主蒸気管貫通部（伸縮式配管貫通部）主要部位の使用材料

部 位	材 料
伸縮継手	ステンレス鋼
スリーブ取付端板	炭 素 鋼
配管取付端板	炭 素 鋼
スリーブ	炭 素 鋼

表2.1-4 川内1号炉 主蒸気管貫通部（伸縮式配管貫通部）の使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約291℃

表2.1-5 川内1号炉 主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）主要部位の使用材料

部 位	材 料
伸縮継手	ステンレス鋼
スリーブ取付端板	炭 素 鋼
配管取付端板	炭 素 鋼
スリーブ	炭 素 鋼

表2.1-6 川内1号炉 主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約291℃

2.1.3 機器搬入口

(1) 構造

川内1号炉の機器搬入口は円筒二重ガスケット単ふた式であり、胴とふたにより構成されており、ふたは取り外しが可能なフランジ構造を有している。

川内1号炉の機器搬入口の構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の機器搬入口の使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。

No.	部 位
①	ふ た
②	胴
③	ガスケット

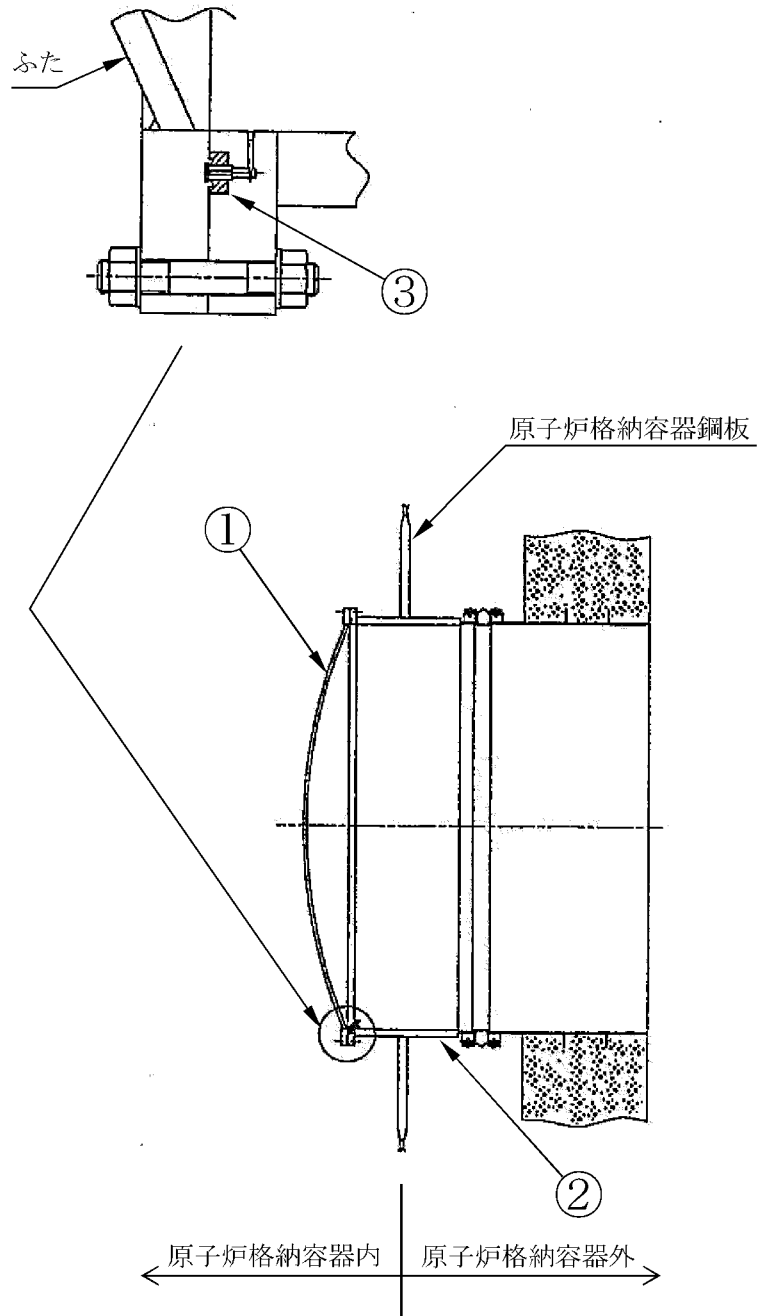


図2.1-3 川内1号炉 機器搬入口構造図

表2.1-7 川内1号炉 機器搬入口主要部位の使用材料

部 位	材 料
ふ た	炭 素 鋼
胴	炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-8 川内1号炉 機器搬入口の使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約127℃

2.1.4 通常用エアロック

(1) 構造

川内1号炉の通常用エアロックは円筒二重扉式であり、胴と原子炉格納容器の内側及び外側に1枚ずつ設けられた扉により構成されている。

川内1号炉の通常用エアロックの構造図を図2.1-4に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の通常用エアロックの使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。

No.	部 位
①	扉
②	胴
③	ガスケット

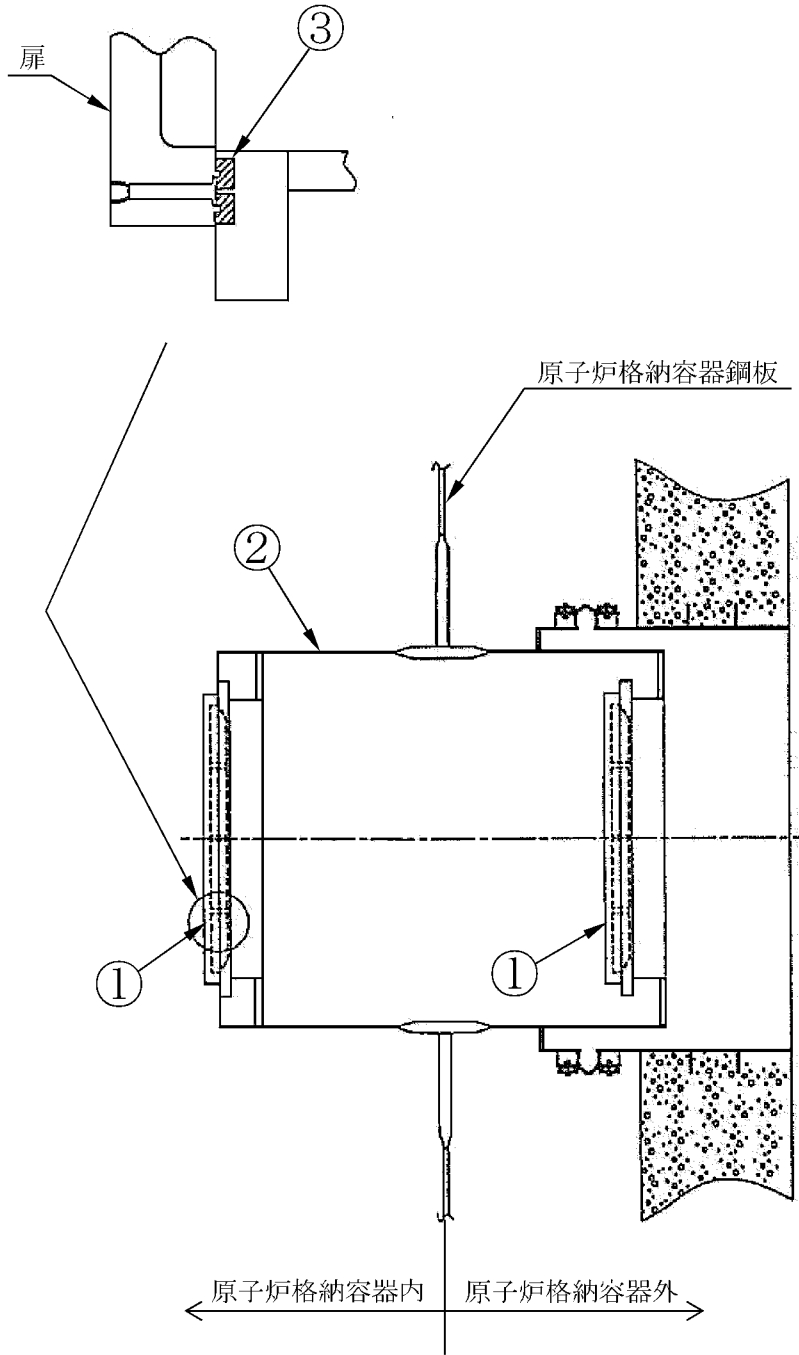


図2.1-4 川内1号炉 通常用エアロック構造図

表2.1-9 川内1号炉 通常用エアロック主要部位の使用材料

部 位	材 料
扉	炭 素 鋼
胴	炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-10 川内1号炉 通常用エアロックの使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約127℃

2.1.5 燃料移送管貫通部

(1) 構造

川内1号炉の燃料移送管貫通部は、スリーブと燃料移送管及びそれらを接続する端板により構成されており、蓋は取り外しが可能なフランジ構造を有している。

川内1号炉の燃料移送管貫通部の構造図を図2.1-5に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の燃料移送管貫通部の使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。

No.	部 位
①	蓋
②	端 板
③	スリーブ
④	燃料移送管
⑤	ボルト
⑥	ガスケット

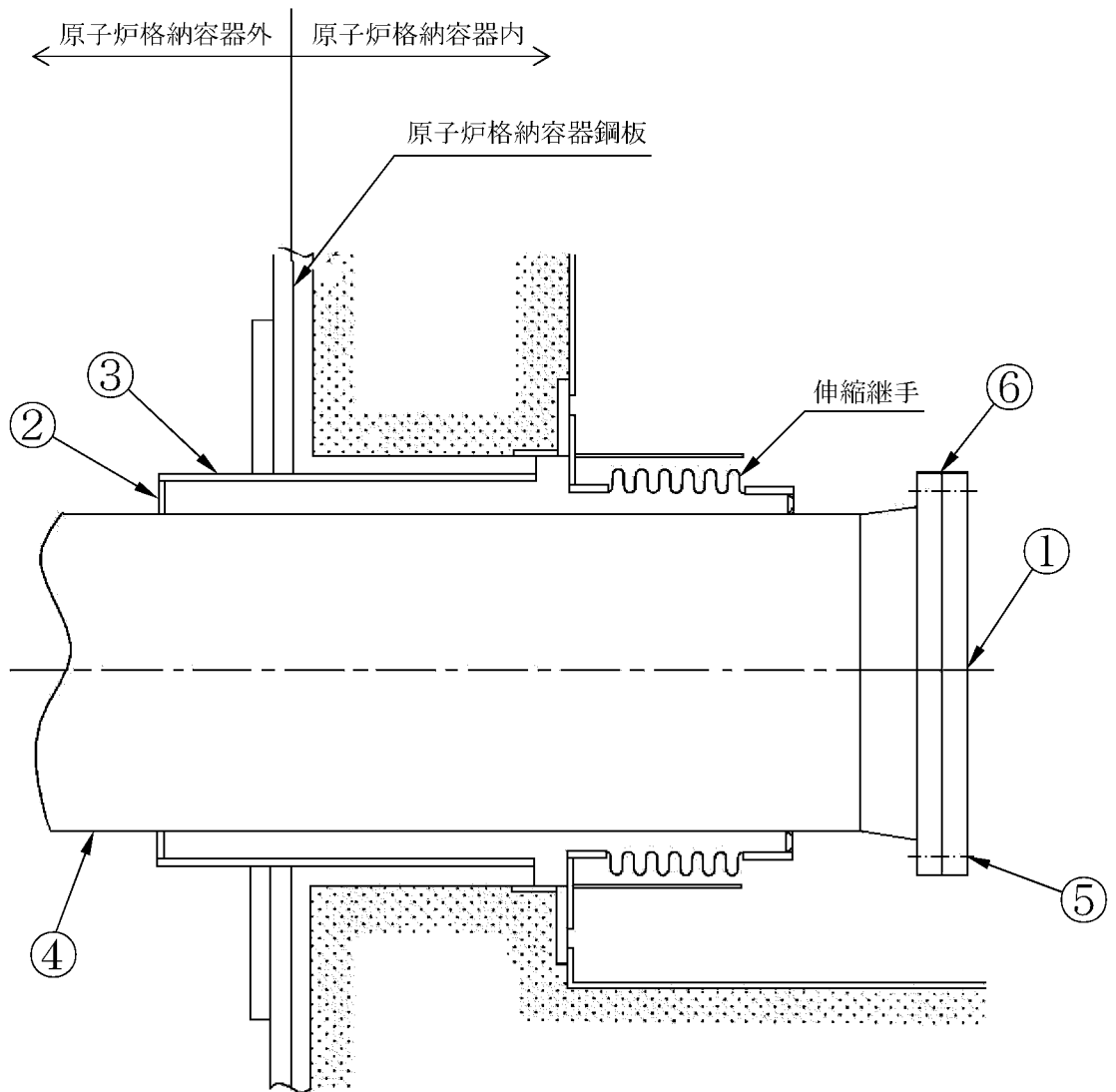


図2.1-5 川内1号炉 燃料移送管貫通部構造図

表2.1-11 川内1号炉 燃料移送管貫通部主要部位の使用材料

部 位	材 料
蓋	ステンレス鋼
端 板	ステンレス鋼
スリーブ	炭 素 鋼
燃料移送管	ステンレス鋼
ボ ル ト	ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-12 川内1号炉 燃料移送管貫通部の使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa [gage]
最高使用温度	約127℃

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

機械ペネトレーションとしての機能を維持するためには、次の項目が必要である。

① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

機械ペネトレーション個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-5に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-5で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 端板の疲労割れ [余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）]

プラント起動・停止等運転状態の変化に伴う貫通配管の熱移動により余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）の端板は繰り返し荷重を受け、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

(2) 伸縮継手の疲労割れ [主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）]

プラント起動・停止等運転状態の変化に伴う貫通配管の熱移動により主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の伸縮継手は伸縮を繰り返し、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-5で△となっているもの）については想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) スリーブ等耐圧構成品の腐食（全面腐食）〔共通〕

スリーブ等耐圧構成品は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、原子炉格納容器漏えい率検査時等の目視確認で塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 胴等耐圧構成品の疲労割れ

[機器搬入口、通常用エアロック、燃料移送管貫通部]

機器搬入口、通常用エアロック及び燃料移送管貫通部の胴等耐圧構成品は、プラントの起動・停止時等の過渡により、疲労割れが想定される。

しかしながら、原子炉格納容器と同様に運転中の温度変化及びそれに伴う圧力変化等しか過渡を受けず、有意な過渡を受けないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認している。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	端 板		ステンレス鋼			○					
	スリーブ		炭素鋼		△						

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-2 川内1号炉 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	伸縮継手		ステンレス鋼			○					
	スリーブ取付端板		炭素鋼		△						
	配管取付端板		炭素鋼		△						
	スリーブ		炭素鋼		△						

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-3 川内1号炉 機器搬入口に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	ふ た		炭素鋼		△	△					
	胴		炭素鋼		△	△					
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-4 川内1号炉 通常用エアロックに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	扉		炭素鋼		△	△					
	胴		炭素鋼		△	△					
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-5 川内1号炉 燃料移送管貫通部に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	蓋		ステンレス鋼			△					
	端 板		ステンレス鋼			△					
	スリーブ		炭 素 鋼		△	△					
	燃料移送管		ステンレス鋼			△					
	ボ ル ト		ステンレス鋼								
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 端板の疲労割れ [余熱除去出口配管貫通部 (固定式配管貫通部)]

a. 事象の説明

余熱除去出口配管貫通部 (固定式配管貫通部) は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、図2.3-1に示す貫通配管と端板との溶接部に比較的高い応力が発生し、疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

熱過渡による疲労評価上厳しいと考えられる余熱除去出口配管貫通部 (固定式配管貫通部) を対象として「(社) 日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価を行った。

評価対象部位を図2.3-1に、疲労評価に用いた運転開始後60年時点での推定過渡回数を表2.3-1に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

表2.3-1 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）の疲労評価に
用いた過渡回数

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起 動	38	69
停 止	36	69
1次系漏えい試験	31	61

表2.3-2 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部（固定式配管貫通部）の疲労評価結果

評価部位	疲労累積係数 (許容値：1以下)
端 板	0.001

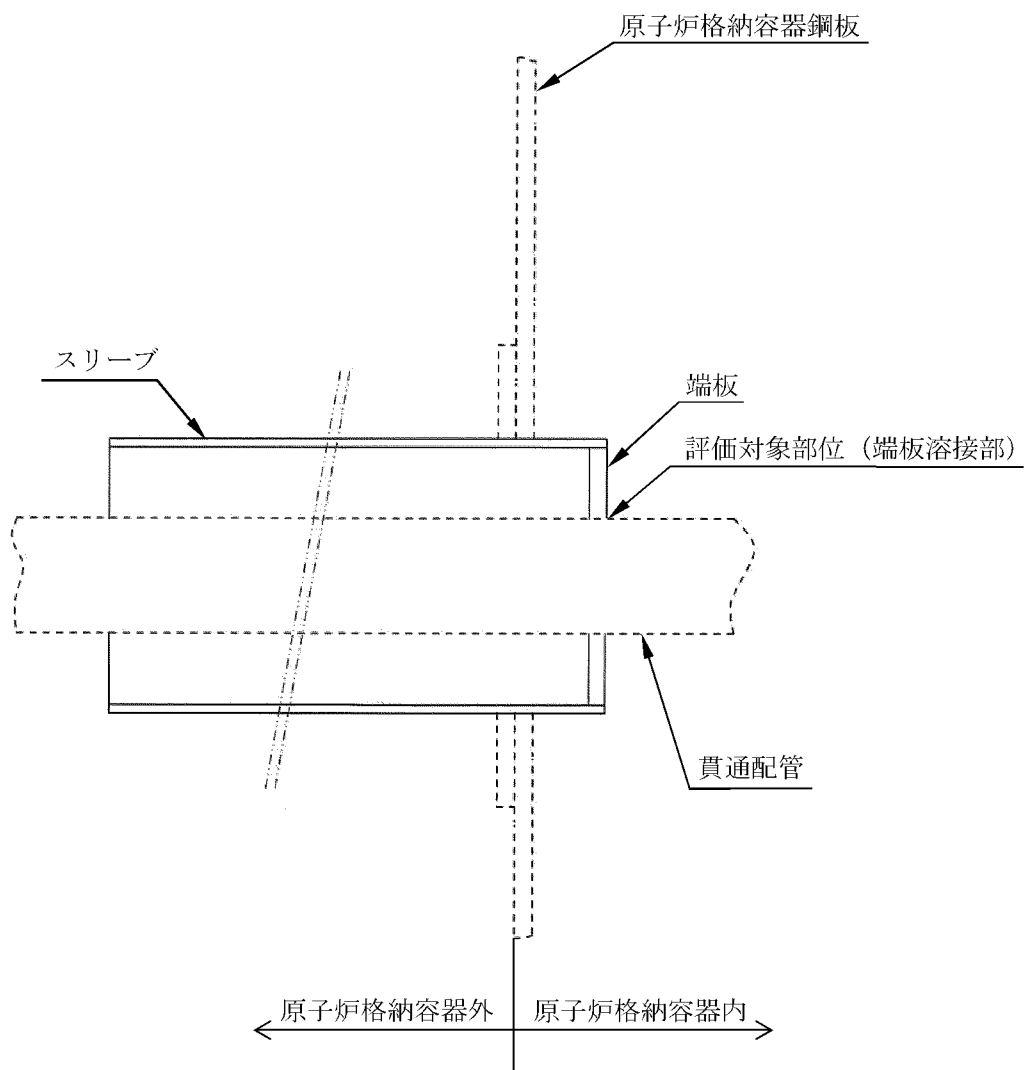


図2.3-1 川内1号炉 余熱除去出口配管貫通部 (固定式配管貫通部) の疲労評価対象部位

② 現状保全

端板の疲労割れに対しては、定期的に原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

端板の疲労割れについては、原子炉格納容器漏えい率検査で検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

端板の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

2.3.2 伸縮継手の疲労割れ

[主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）]

a. 事象の説明

主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）は、プラントの起動・停止時等の運転に伴い熱過渡を繰り返し受けるため、図2.3-2に示す伸縮継手本体は伸縮を繰り返し、疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

熱過渡による疲労評価上厳しいと考えられる主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）を対象として「(社)日本機械学会 設計・建設規格（JSME S NC1-2005/2007）」に基づき疲労評価を行った。

評価対象部位を図2.3-2に、疲労評価に用いた運転開始後60年時点での推定過渡回数を表2.3-3に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-4に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

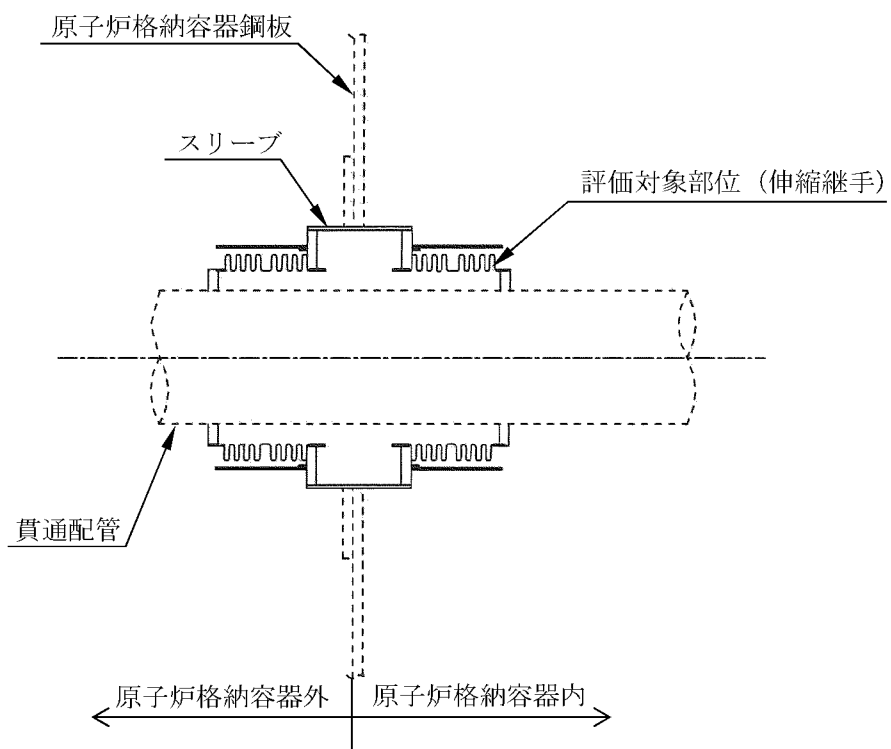


図2.3-2 川内1号炉 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の疲労評価対象部位

表2.3-3 川内1号炉 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の
疲労評価に用いた過渡回数

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動（温度上昇率55.6℃/h）	38	69
停止（温度下降率55.6℃/h）	36	69
負荷上昇（負荷上昇率5%/min）	335	809
負荷減少（負荷減少率5%/min）	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動 ^{*1}	—	—
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1ループ停止／1ループ起動		
Ⅰ) 停 止	0	2
Ⅱ) 起 動	0	2

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
Ⅰ) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
Ⅱ) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
Ⅲ) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
1次系漏えい試験	31	61
タービン回転試験	2	2

*1：設計評価においては、1次冷却材温度±1.7℃、圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-4 川内1号炉 主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部（伸縮式配管貫通部）の
疲労評価結果

評価対象	評価部位	疲労累積係数 (許容値：1以下)
主蒸気管貫通部	伸縮継手	0.021
主給水管貫通部	伸縮継手	0.235

② 現状保全

伸縮継手の疲労割れに対しては、定期的に原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

伸縮継手の疲労割れについては、原子炉格納容器漏えい率検査にて検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

伸縮継手の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開貫通部各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 固定式配管貫通部（余熱除去出口配管貫通部以外）
- ② 伸縮式配管貫通部（主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部以外）
- ③ 非常用エアロック

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 端板の疲労割れ [固定式配管貫通部]

固定式配管貫通部の端板は、代表機器同様、プラント起動・停止等運転状態の変化に伴う貫通配管熱移動により繰り返し荷重を受ける。

ただし、代表機器として選定した余熱除去出口配管貫通部は、配管反力の大きな大口径管であり、かつプラント起動・停止時に高温となるため熱過渡上も厳しく、端板の疲労評価上厳しいと想定される貫通部である。余熱除去出口配管貫通部以外の固定式配管貫通部端板についても、代表機器とほぼ同様又はそれ以下の評価になると考える。

また、代表機器と同様に他の固定式配管貫通部も定期的に原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認しており、点検手法として適切である。

したがって、端板の疲労割れについては、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

3.1.2 伸縮継手の疲労割れ〔伸縮式配管貫通部〕

伸縮式配管貫通部の伸縮継手は、代表機器同様、プラント起動・停止等運転状態の変化に伴う貫通配管熱移動により繰り返し荷重を受ける。

ただし、代表機器として選定した主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部は、配管反力の大きな大口径管であり、かつプラント起動・停止時に高温となるため熱過渡上も厳しく、端板の疲労評価上厳しいと想定される貫通部である。主蒸気管貫通部及び主給水管貫通部以外の伸縮式配管貫通部の伸縮継手についても、代表機器とほぼ同様又はそれ以下の評価になると考える。

また、代表機器と同様に他の伸縮式配管貫通部も定期的に原子炉格納容器漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性を確認しており、点検手法として適切である。

したがって、伸縮継手の疲労割れについては、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 スリーブ等耐圧構成品の腐食（全面腐食）〔共通〕

スリーブ等耐圧構成品は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、原子炉格納容器漏えい率検査時等の目視確認で塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 胴等耐圧構成品の疲労割れ〔非常用エアロック〕

非常用エアロックの胴等耐圧構成品は、プラントの起動・停止時等の過渡により、疲労割れが想定される。

しかしながら、原子炉格納容器と同様に運転中の温度変化及びそれに伴う圧力変化等しか過渡を受けず、有意な過渡を受けないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、原子炉格納容器漏えい率検査により、バウンダリ機能の健全性を確認している。

3. 3 電気ペネトレーション

[対象機器]

- ① ピッグテイル型電線貫通部
- ② ブッシング型電線貫通部
- ③ 三重同軸型電線貫通部

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	6
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	10
3. 代表機器以外への展開	25
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	25
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	32

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている電気ペネトレーションの主な仕様を表1-1に示す。

これらの電気ペネトレーションを経年劣化の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す電気ペネトレーションは経年劣化の観点からは同一のグループになるが、用途の観点から分類すると以下の3つに分類される。

① ピッグテイル型

低電圧、制御及び計装用に用いられる電線貫通部

② ブッシング型

1次冷却材ポンプ用電動機等の電力供給に用いられる電線貫通部

③ 三重同軸型

核計装用に用いられる電線貫通部

1.2 代表機器の選定

電気ペネトレーションに要求される主な機能である原子炉格納容器内外の気密性維持と電線貫通部内部の電気特性維持については、3つの型式とも基本的には同じであり、台数の最も多いピッグテイル型を代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 電気ペネトレーションの主な仕様

機 器 名 称 (台 数)		仕 様 (径×長さ)*1 (mm)	選 定 基 準			選 定	選 定 理 由
			重要度*2	使用条件*4、*5			
				最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
ビッグテイル型 (32)	制御トレン (3)	φ 267.4×L800	MS-1、重*3	約0.245	約127	}	◎ 台数
	制御ノントレン (6)						
	計装チャンネル (4)						
	計装ノントレン (8)						
	低圧電力トレン (2)						
	低圧電力ノントレン (9)						
ブッシング型 (13)	高圧電力ノントレン (6)	φ 267.4×L650	MS-1、重*3	約0.245	約127		
	低圧電力トレン (4)						
	低圧電力ノントレン (3)						
三重同軸型 (5)	計装チャンネル (4)	φ 267.4×L840	MS-1、重*3	約0.245	約127		
	計装ノントレン (1)						

*1：長さ (L) には外部リードは含まない

*2：機能は最上位の機能を示す

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：設計基準事故を考慮する条件

*5：重大事故等も別途考慮する

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の電線貫通部について技術評価を実施する。

① ピッグテイル型電線貫通部

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 ピッグテイル型電線貫通部

(1) 構造

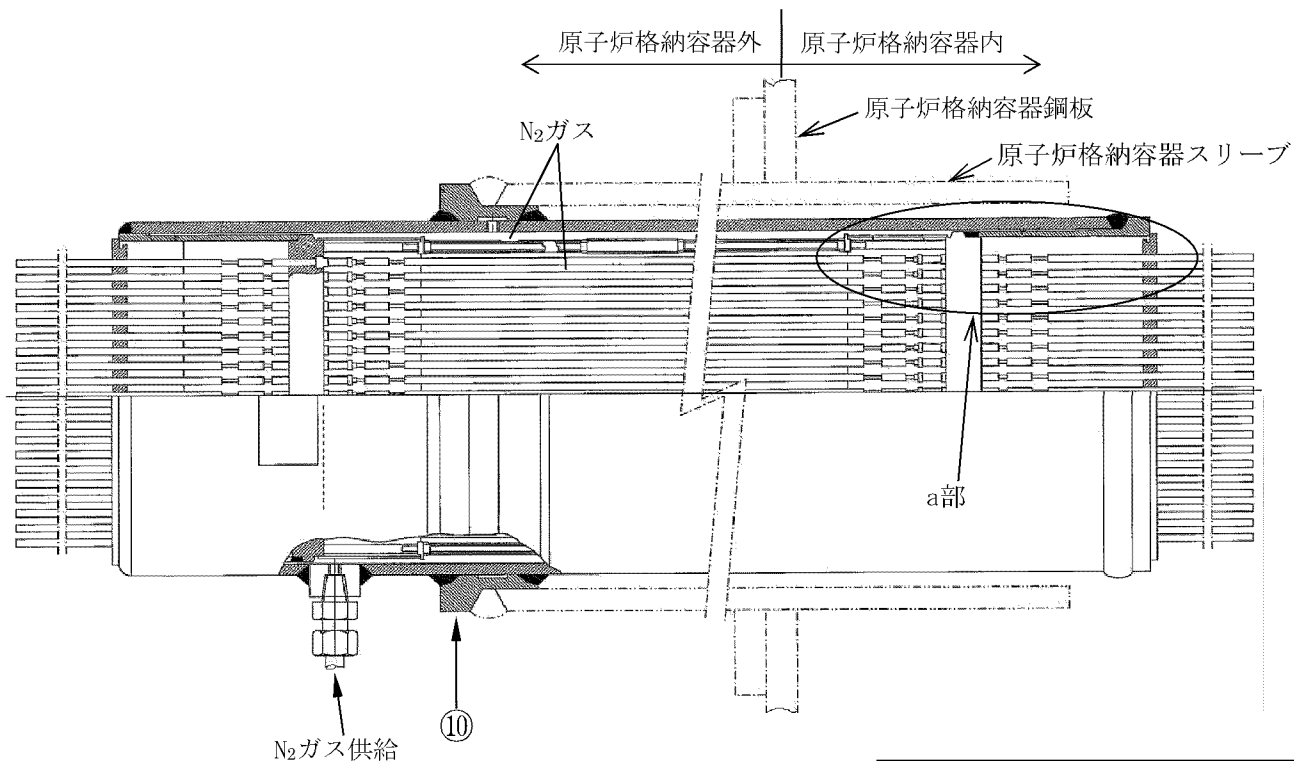
電線貫通部内部において導通部となる銅棒には、ステンレス製の端板との電気絶縁性を保持するために、無機絶縁材であるアルミナ磁器を銅棒と端板の穴部との間に挿入している。

銅棒と端板間の気密性は、銅棒とアルミナ磁器間及びアルミナ磁器と端板間に熱膨張係数の小さい封着金具（ニッケル合金）をろう付することにより維持している。また、銅棒と外部リードとは、接続金具を用いて電氣的に接続している。隣接する銅棒あるいは外部リード間の電気絶縁は、シリコーン樹脂等のポッティング材をペネトレーション内部の空間に充てんすることで維持している。

川内1号炉のピッグテイル型電線貫通部の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のピッグテイル型電線貫通部の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	銅 棒
②	外部リード
③	接続金具
④	ポッティング材
⑤	アルミナ磁器
⑥	本 体
⑦	端 板
⑧	シユラウド
⑨	封着金具
⑩	溶接リング

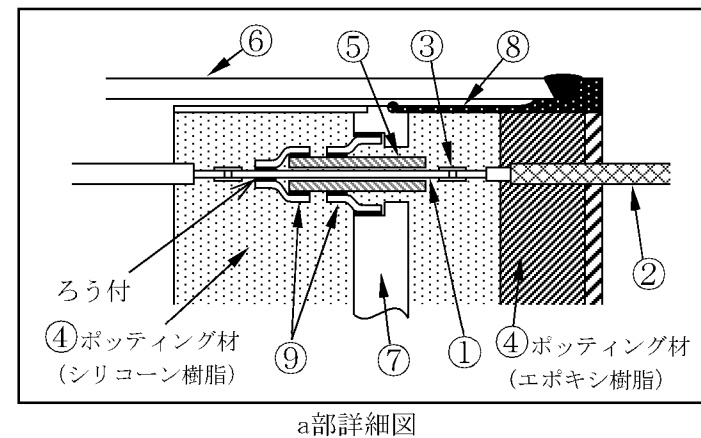


図2.1-1 川内1号炉 ビッグテイル型電線貫通部構造図

表2.1-1 川内1号炉 ピッグテイル型電線貫通部主要部位の使用材料

部 位	材 料
銅 棒	銅
外部リード	銅、シリコーンゴム、ガラス編組
接続金具	銅
ポッティング材	シリコーン樹脂、エポキシ樹脂
アルミナ磁器	アルミナ [Al ₂ O ₃]
本 体	ステンレス鋼
端 板	ステンレス鋼
シュラウド	ステンレス鋼
封着金具	ニッケル合金
溶接リング	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 ピッグテイル型電線貫通部の使用条件

	通常運転時	設計基準事故時	重大事故等時
圧 力	約0.0098MPa[gage] 以下	約0.245MPa[gage] ^{*3} (最高圧力)	約0.350MPa[gage] ^{*3} (最高圧力)
温 度	約40℃ ^{*1}	約127℃ ^{*3} (最高温度)	約138℃ ^{*3} (最高温度)
放 射 線	5×10 ⁻³ Gy/h ^{*2}	602kGy ^{*4} (最大集積線量)	500kGy ^{*3} (最大集積線量)

- *1：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度
- *2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率
- *3：新規制基準への適合性確認のための工事計画認可申請書「安全設備及び重大事故等対処設備が使用される条件の下における健全性に関する説明書」記載値
- *4：IEEEに記載された、典型的なPWRプラントにおける事故時照射量を基に、川内1／2号炉の原子炉出力及び原子炉格納容器自由体積から算出した値

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

ピッグテイル型電線貫通部の機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① 電力・制御・計装信号送受
- ② 電気絶縁性維持
- ③ バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

ピッグテイル型電線貫通部について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下

ポッティング材として使用しているシリコーン樹脂等は有機物であり、熱及び放射線による経年劣化により接着力が低下し、湿気が電線貫通部内部に侵入する可能性がある。湿気が侵入することにより、絶縁性能の低下を起こす可能性が考えられることから、経年劣化に対する評価が必要である。

また、外部リードの絶縁体は有機物であり、熱的、電氣的及び環境的要因で経年劣化が進行し、絶縁性能の低下を起こす可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 銅棒及び接続金具の疲労割れ

銅棒及び接続金具は、通電電流がON-OFFすることにより熱伸縮を繰り返すため、疲労割れが想定される。

しかしながら、銅棒及び接続金具は周囲を拘束されておらず、疲労割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、系統機器の動作確認等により、機器の健全性を確認している。

(2) 外部リードの導通不良

外部リードは、大きな荷重が作用すると断線するため、導通不良が想定される。

しかしながら、断線に至るような荷重は作用しない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、系統機器の動作確認等により、機器の健全性を確認している。

(3) アルミナ磁器の絶縁低下

アルミナ磁器は無機物の磁器であり、経年劣化の可能性はないが、長期使用においては表面の汚損による絶縁低下が想定される。

しかしながら、アルミナ磁器は密閉された本体内に設置され、塵埃の付着により表面が汚損する可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、機器点検時の絶縁抵抗測定又は系統機器の動作確認により、機器の健全性を確認している。

(4) 本体、端板、シュラウド及び封着金具の応力腐食割れ

本体、端板及びシュラウドはステンレス鋼、封着金具はニッケル合金であり、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、端板及び封着金具は大気と接触しない構造であり、また、本体及びシュラウドは水環境になく、かつ温度も低いことから応力腐食割れ発生の可能性は小さいことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的な原子炉格納容器漏えい率検査及び電線貫通部に封入している窒素ガスの圧力確認により、バウンダリ機能の健全性を確認している。

(5) 溶接リングの腐食（全面腐食）

溶接リングは炭素鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、定期的な目視確認により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

表2.2-1 川内1号炉 ピッグテイル型電線貫通部に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考	
				減 肉		割 れ		絶 縁	導 通	特 性		その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	絶縁低下	導通不良	特性変化		
電力・制御・計装 信号送受	銅 棒		銅			△						
	外部リード		銅 シリコンゴム ガラス編組					○	△			
	接続金具		銅			△						
電気絶縁性維持	ポッティング材		シリコン樹脂 エポキシ樹脂					○				
	アルミナ磁器		アルミナ					△				
バウンダリの維持	本 体		ステンレス鋼				△					
	端 板		ステンレス鋼				△					
	シュラウド		ステンレス鋼				△					
	封着金具		ニッケル合金				△					
	溶接リング		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下

a. 事象の説明

ポッティング材として使用しているシリコン樹脂等は有機物であり、熱及び放射線による経年劣化が進行し、シュラウド、銅棒等との接着力が低下し、図2.3-1に示すように湿気が電線貫通部内部に侵入する可能性がある。湿気が侵入した場合、銅棒間あるいは銅棒とシュラウド間の絶縁性能が低下する可能性がある。

また、外部リードの絶縁体は有機物であり、熱的、電氣的及び環境的要因で経年劣化が進行し、絶縁性能が低下する可能性がある。

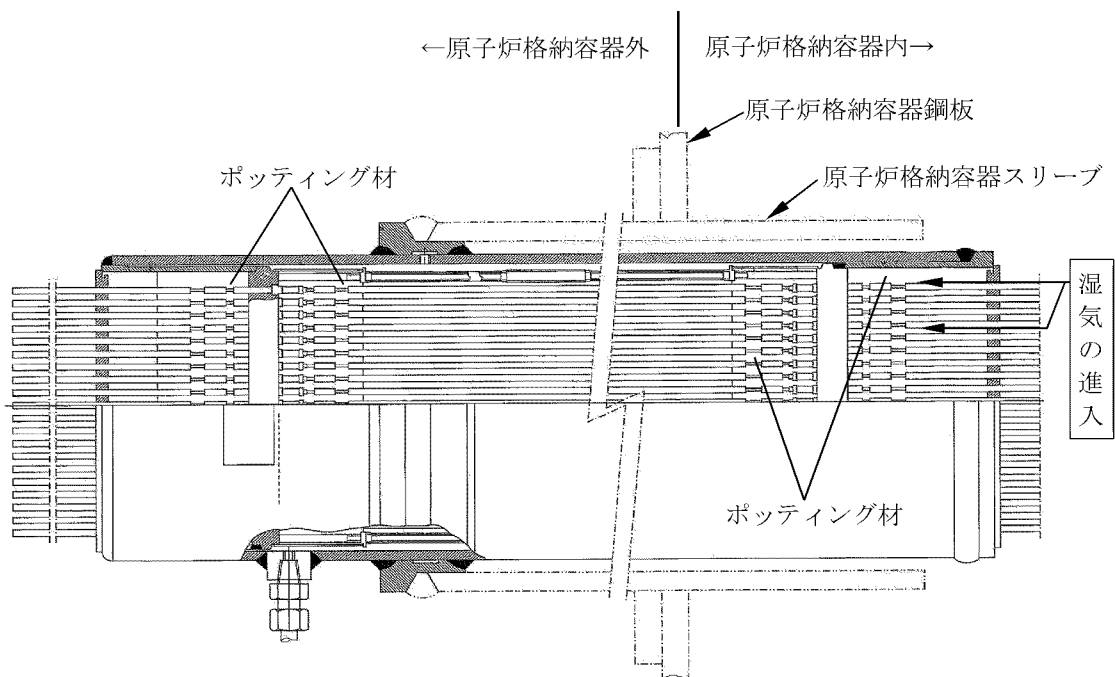


図2.3-1 川内1号炉 ピッグテイル型電線貫通部ポッティング材使用箇所

b. 技術評価

① 健全性評価

ピッグテイル型電線貫通部のポッティング材の気密性低下による絶縁低下については、IEEE Std. 323-1974「IEEE Standard for Qualifying Class IE Equipment for Nuclear Power Generating Stations」（以下、「IEEE Std.323-1974」という。）に準拠した長期健全性試験を実施しており、この結果に基づき健全性評価を行う。

また、外部リードの絶縁低下については、IEEE Std. 323-1974及びIEEE Std. 383-1974「IEEE Standard for Type Test of Class IE Electric Cables, Field Splices, and Connections for Nuclear Power Generating Stations」（以下、「IEEE Std.383-1974」という。）の規格を根幹としてまとめられた「電気学会推奨案」*1に従って実機同等品による長期健全性試験を実施しており、これらの組み合わせで健全性評価を行う。

なお、外部リードは、製造メーカーの違いにより、「外部リード-1-1」及び「外部リード-1-2」の2種類があるため、それぞれについて評価を行う。

*1:「ケーブルの技術評価書」低圧ケーブルの絶縁体の絶縁低下 b. 技術評価
①健全性評価を参照のこと。

図2.3-2にピッグテイル型電線貫通部の長期健全性試験の手順を、表2.3-1及び表2.3-3に試験条件を示す。ポッティング材について、これらの条件は川内1号炉の60年間の運転及び設計基準事故、並びに60年間の運転及び重大事故等時を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表2.3-2及び表2.3-4に長期健全性試験結果を示す。結果は判定基準を満足している。

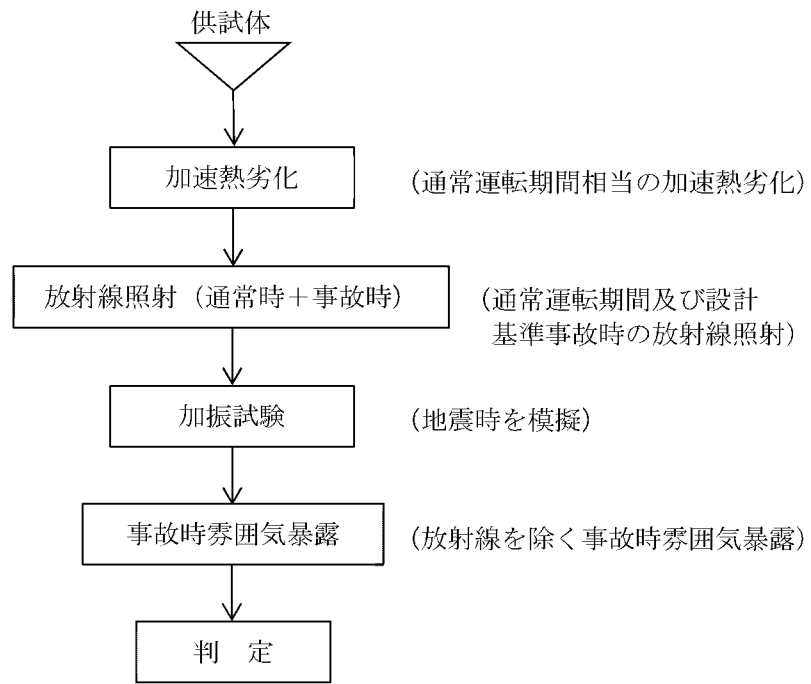


図2.3-2 ビッグテイル型電線貫通部の長期健全性試験の手順

表2.3-1 ピッグテイル型電線貫通部 長期健全性試験の条件（設計基準事故）

	試験条件	説明
加速熱劣化	条件：125℃－10日間	試験条件は、通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40℃）にケーブルの通電による温度上昇も考慮した温度（約44℃）で60年間の運転期間に相当する条件（91℃－10日間）を包絡している。
放射線照射	平常時における集積線量と事故時の放射線量を照射した。 条件： 500kGy（平常時） +1,500kGy（事故時） （10kGy/h以下）	川内1号炉の60年間の運転に予想される集積線量（*）に設計基準事故時線量（602kGy）を加えた線量を包絡している。
加振試験	実機プラントにS ₁ 地震動を想定して求めた最大加速度1.8Gで加振した。	川内1号炉に想定される最大加速度（0.73G）を包絡している。
事故時 雰囲気暴露	最高温度：190℃ 最高圧力：0.414MPa 時間：～15日間	川内1号炉の設計基準事故時の最大温度（約127℃）、最大圧力（約0.245MPa）を包絡している。

*（平常時線量）

通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ $5 \times 10^{-3} [\text{Gy/h}] \times (24 \times 365.25) [\text{h/y}] \times 60 [\text{y}] = 2.7 \text{kGy}$ ）

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表2.3-2 ピッグテイル型電線貫通部 長期健全性試験結果

	試験後	判定基準	判定
絶縁抵抗	$6.0 \times 10^{10} \Omega$	$1.0 \times 10^8 \Omega$ 以上	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表2.3-3 ピッグテイル型電線貫通部 長期健全性試験の条件（重大事故等）

	試験条件	説明
加速熱劣化	条件：125℃－10日間	試験条件は、通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40℃）にケーブルの通電による温度上昇も考慮した温度（約44℃）で60年間の運転期間に相当する条件（91℃－10日間）を包絡している。
放射線照射	平常時における集積線量と事故時の放射線量を照射した。 条件：500kGy（平常時） +1,500kGy（事故時） （10kGy/h以下）	川内1号炉の60年間の運転に予想される集積線量（*）に重大事故等時の線量（500kGy）を加えた線量を包絡している。
加振試験	実機プラントにS ₁ 地震動を想定して求めた最大加速度1.8Gで加振した。	川内1号炉の想定される最大加速度（0.73G）を包絡している。
事故時 雰囲気暴露	最高温度：190℃ 最高圧力：0.414MPa 時間：～15日間	川内1号炉の重大事故等時の最大温度（約138℃）、最大圧力（約0.350MPa）を包絡している。

*（平常時線量）

通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ 5×10^{-3} [Gy/h] \times (24 \times 365.25) [h/y] \times 60 [y] = 2.7kGy)

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

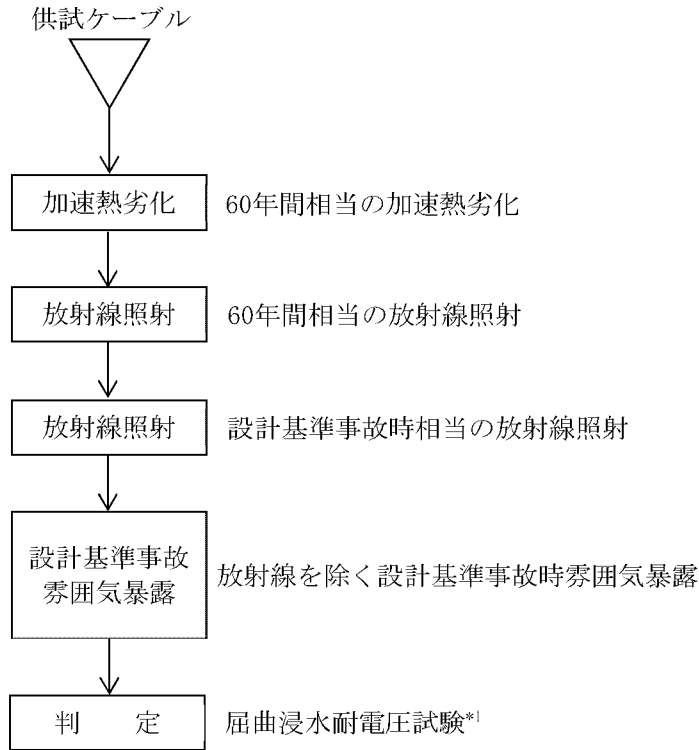
表2.3-4 ピッグテイル型電線貫通部 長期健全性試験結果

	試験後	判定基準	判定
絶縁抵抗	$6.0 \times 10^{10} \Omega$	$1.0 \times 10^8 \Omega$ 以上	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

また、図2.3-3に外部リードー1-1の長期健全性試験の手順を、表2.3-5に試験条件を示す。これらの条件は川内1号炉の60年間の運転及び設計基準事故を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表2.3-6に長期健全性試験結果を示す。結果は判定基準を満足している。



*1： 屈曲浸水耐電圧試験の試験手順は以下のとおりである

- ① 直線状に試料を伸ばした後、試料外径の約40倍のマンドレルに巻き付ける
- ② ①の両端部以外を水中に於く
- ③ ②の状態、公称絶縁体厚さに対し交流電圧3.2kV/mmを5分間印加し、絶縁破壊が生じるか否かを調べる

図2.3-3 外部リードー1-1の長期健全性試験手順

表2.3-5 外部リード-1-1の長期健全性試験条件（設計基準事故）

		試験条件	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件 又は 設計基準事故時の環境条件
通常運転 相当	温度	121℃-7日	105℃-7日 (=46℃*1-60年)
	放射線 (集積線量)	500kGy (10kGy/h以下)	2.7kGy*2
設計基準 事故相当	放射線 (集積線量)	1,500kGy (10kGy/h以下)	602kGy
	温度	最高温度：190℃	最高温度：約127℃
	圧力	最高圧力：0.41MPa[gage]	最高圧力：約0.245MPa[gage]

*1：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40℃）に通電による温度上昇を加えた温度

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量 $(5 \times 10^{-3} [\text{Gy/h}] \times (24 \times 365.25) [\text{h/y}] \times 60 [\text{y}]) = 2.7 \text{kGy}$

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表2.3-6 外部リード-1-1の長期健全性試験結果

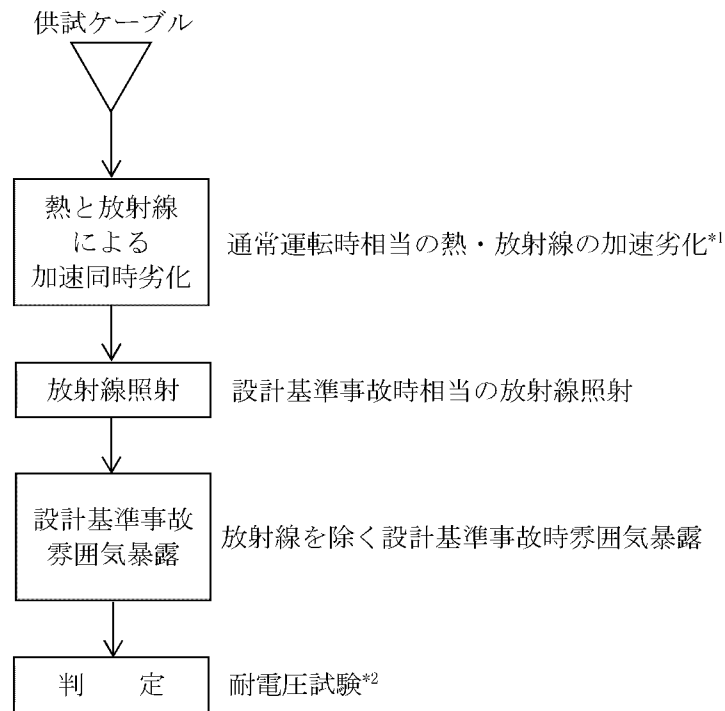
項目	試験条件	判定
屈曲浸水 耐電圧試験	供試体外径：11.5mm マンドレル径：供試体外径の約40倍 絶縁厚さ：0.76mm 課電電圧：2.6kV/5分間	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

また、設計基準事故時雰囲気内で機能要求があるケーブルについては、独立行政法人原子力安全基盤機構により原子力プラントでの使用条件に即したケーブルの経年劣化評価手法が検討され、その結果が「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド（JNES-RE-2013-2049）」（以下「ACAガイド」という。）に取りまとめられている。このため、設計基準事故時雰囲気内で機能要求がある外部リード－１－１については、ACAガイドに従った長期健全性も評価した。

図2.3-4に外部リード－１－１のACAガイドに基づく長期健全性試験の手順を、表2.3-7にACA試験条件を示す。これらの条件は川内1号炉の60年間の運転及び設計基準事故を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表2.3-8にACA長期健全性試験結果を示す。結果は判定基準を満足している。



*1：実機環境の線量率が低く、熱による劣化が支配的な領域のため、熱加速劣化のみとした

*2：耐電圧試験は、日本工業規格「ゴム・プラスチック絶縁電線試験方法」(JIS C 3005:2000) の試験

図2.3-4 外部リード-1-1のACAガイドに基づく試験手順

表2.3-7 外部リード-1-1の長期健全性試験条件（ACA評価）

		試験条件 ^{*1}	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件 又は 設計基準事故時の環境条件
通常運転 相当	温度	47°C-21.3年 (=46°C-22年) 175°C-109日 (=46°C-38年)	46°C ^{*2} -60年
	放射線 (集積線量)	—	2.7kGy ^{*3}
設計基準 事故等相 当	放射線 (集積線量)	1,500kGy (10kGy/h以下)	602kGy
	温度	最高温度：190°C	最高温度：約127°C
	圧力	最高圧力：0.41MPa[gage]	最高圧力：約0.245MPa[gage]

*1：実機環境の線量率が低く、熱による劣化が支配的な領域のため、熱加速劣化のみとした。また、47.0°C-0.2mGy/hの布設環境で21.3年間使用したケーブルを供試体とし、追加で劣化させた条件を示す

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40°C）に通電による温度上昇を加えた温度

*3：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ 5×10^{-3} [Gy/h] \times (24 \times 365.25) [h/y] \times 60 [y] = 2.7kGy)

[出典（試験条件）：電力共同研究「ケーブル加速劣化試験データの整備に関する研究（ACA評価ケーブル以外）2014年度」]

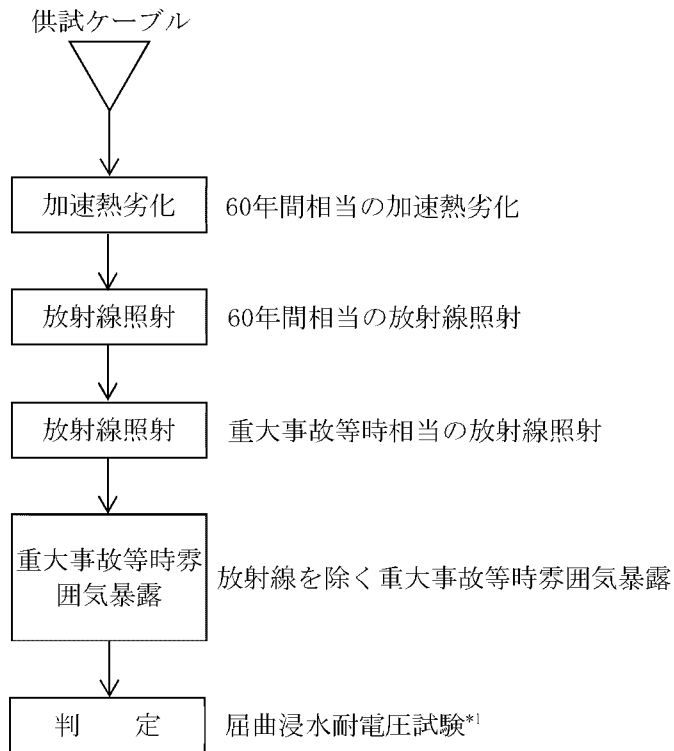
表2.3-8 外部リード-1-1の長期健全性試験結果

項目	試験条件	判定
耐電圧試験	課電電圧：1,500V/1分間	良

[出典：電力共同研究「ケーブル加速劣化試験データの整備に関する研究（ACA評価ケーブル以外）2014年度」]

また、図2.3-5に外部リード-1-1の長期健全性試験の手順を、表2.3-9に試験条件を示す。これらの条件は川内1号炉の60年間の運転及び重大事故等時を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表2.3-10に長期健全性試験結果を示す。結果は判定基準を満足している。



*1： 屈曲浸水耐電圧試験の試験手順は以下のとおりである

- ① 直線状に試料を伸ばした後、試料外径の約40倍のマンドレルに巻き付ける
- ② ①の両端部以外水中に於く
- ③ ②の状態、公称絶縁体厚さに対し交流電圧3.2kV/mmを5分間印加し、絶縁破壊が生じるか否かを調べる

図2.3-5 外部リード-1-1の長期健全性試験手順

表2.3-9 外部リード-1-1の長期健全性試験条件（重大事故等）

		試験条件	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件 又は 重大事故等時の環境条件
通常運転 相当	温度	121℃-7日	105℃-7日 (=46℃*1-60年)
	放射線 (集積線量)	500kGy (10kGy/h以下)	2.7kGy*2
重大事故 等相当	放射線 (集積線量)	1,500kGy (10kGy/h以下)	500kGy
	温度	最高温度：190℃	最高温度：約138℃
	圧力	最高圧力：0.41MPa[gage]	最高圧力：約0.350MPa[gage]

*1：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40℃）に通電による温度上昇を加えた温度

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量 $(5 \times 10^{-3} [\text{Gy/h}] \times (24 \times 365.25) [\text{h/y}] \times 60 [\text{y}] = 2.7 \text{kGy})$

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究(Step-3)」1983年度]

表2.3-10 外部リード-1-1の長期健全性試験結果

項目	試験条件	判定
屈曲浸水 耐電圧試験	供試体外径：11.5mm マンドレル径：供試体外径の約40倍 絶縁厚さ：0.76mm 課電電圧：2.6kV/5分間	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究(Step-3)」1983年度]

外部リードー 1 - 2 については、事故時機能要求がないため、通常運転時の使用条件に基づく健全性評価を実施する。

長期健全性試験手順については、「ケーブルの技術評価」 低圧ケーブルの絶縁体の絶縁低下 b. 技術評価 ①健全性評価 図2. 3-1を参照のこと。

表2. 3-11に試験条件を示す。これらの条件は川内 1 号炉の 6 0 年間の運転を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表2. 3-12に長期健全性試験結果を示す。結果は判定基準を満足している。

表2.3-11 外部リード-1-2の長期健全性試験条件

		試験条件	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件
通常運転 相当	温度	110°C-16日	84°C-16日 (=40°C*1-60年)
	放射線 (集積線量)	500kGy (8.36kGy/h)	2.7kGy*2
設計基準 事故相当	放射線 (集積線量)	—*3	
	温度		
	圧力		

*1：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ $5 \times 10^{-3} [\text{Gy/h}] \times (24 \times 365.25) [\text{h/y}] \times 60 [\text{y}] = 2.7 \text{kGy}$ ）

*3：長期健全性試験は設計基準事故時相当の放射線照射及び設計基準事故時雰囲気暴露試験を実施しているが、外部リード-1-2には事故時機能要求がないため、設計基準事故相当の劣化は考慮対象外

[出典（試験条件）：九州電力研究データ]

表2.3-12 外部リード-1-2の長期健全性試験結果

項目	試験条件	判定
屈曲浸水 耐電圧試験	供試体外径：13.5mm マンドレル径：500mm 絶縁厚さ：0.76mm 課電電圧：2.5kV/5分間	良

[出典：九州電力研究データ]

したがって、ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下については、60年間の通常運転とその後の設計基準事故又は重大事故等時においても、絶縁機能を維持できると判断する。

② 現状保全

ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下に対しては、定期的にケーブル及び機器を含め絶縁抵抗測定又は機器の動作確認を実施し、有意な絶縁低下がないことを確認している。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下により機器の健全性に影響を与える可能性はないと考える。

ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下は、絶縁抵抗測定又は機器の動作確認で検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下については、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

なお、より実機条件に即した電気・計装設備の長期健全性評価手法に関する検討が国プロジェクト「電気・計装設備の健全性評価技術調査研究」で実施されており、今後その成果の反映を検討していく。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に、水平展開機器各々の構造、材料、使用材料等の特殊性を考慮して選定している。

- ① ブッシング型電線貫通部
- ② 三重同軸型電線貫通部

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 ポットイング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下 [三重同軸型電線貫通部]

三重同軸型電線貫通部のポットイング材の気密性低下による絶縁低下については、実機同等品を用い、代表機器と同様にIEEE Std. 323-1974に準拠した長期健全性試験を実施しており、この結果に基づき健全性評価を行う。

また、外部リードの絶縁低下については、IEEE Std. 323-1974及びIEEE Std. 383-1974の規格を根幹としてまとめられた「電気学会推奨案」*1又はACAガイドに従って実機同等品による長期健全性試験を実施しており、これらの組み合わせで健全性評価を行う。

*1:「ケーブルの技術評価書」同軸ケーブルの絶縁体及び内部シースの絶縁低下 b. 技術評価①健全性評価を参照のこと。

表3.1-1及び表3.1-3に試験条件を示す。これらの条件は川内1号炉の60年間の運転及び設計基準事故、並びに60年間の運転及び重大事故等時を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表3.1-2及び表3.1-4に長期健全性試験結果を示す。結果は判定基準を満足している。

表3.1-1 三重同軸型電線貫通部 長期健全性試験の条件（設計基準事故）

	試験条件	説明
加速熱劣化	条件：105℃－7日間	試験条件は、通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40℃）で60年間の運転期間に相当する条件（88℃－7日間）を包絡している。
放射線照射	平常時における集積線量と事故時の放射線量を照射した。 条件： 500kGy（平常時） +1,500kGy（事故時） （10kGy/h以下）	川内1号炉の60年間の運転に予想される集積線量(*)に設計基準事故時線量（602kGy）を加えた線量を包絡している。
加振試験	実機プラントにS ₁ 地震動を想定して求めた最大加速度1.8Gで加振した。	川内1号炉に想定される最大加速度（0.73G）を包絡している。
事故時 雰囲気暴露	最高温度：190℃ 最高圧力：0.414MPa 時間：～15日間	川内1号炉の設計基準事故時の最大温度（約127℃）、最大圧力（約0.245MPa）を包絡している。

*（平常時線量）

通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ 5×10^{-3} [Gy/h] \times (24 \times 365.25) [h/y] \times 60 [y] = 2.7kGy)

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表3.1-2 三重同軸型電線貫通部 長期健全性試験結果

	試験後	判定基準	判定
絶縁抵抗	$1.1 \times 10^{12} \Omega$	$1.0 \times 10^{11} \Omega$ 以上	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表3.1-3 三重同軸型電線貫通部 長期健全性試験の条件（重大事故等）

	試験条件	説明
加速熱劣化	条件：105℃－7日間	試験条件は、通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度（約40℃）で60年間の運転期間に相当する条件（88℃－7日間）を包絡している。
放射線照射	平常時における集積線量と事故時の放射線量を照射した。 条件： 500kGy（平常時） +1,500kGy（事故時） （10kGy/h以下）	川内1号炉の60年間の運転に予想される集積線量（*）に重大事故等時の線量（500kGy）を加えた線量を包絡している。
加振試験	実機プラントにS ₁ 地震動を想定して求めた最大加速度1.8Gで加振した。	川内1号炉の想定される最大加速度（0.73G）を包絡している。
事故時 雰囲気暴露	最高温度：190℃ 最高圧力：0.414MPa 時間：～15日間	川内1号炉の重大事故等時の最大温度（約138℃）、最大圧力（約0.350MPa）を包絡している。

*（平常時線量）

通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量 $(5 \times 10^{-3} [\text{Gy/h}] \times (24 \times 365.25) [\text{h/y}] \times 60 [\text{y}]) = 2.7 \text{kGy}$

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表3.1-4 三重同軸型電線貫通部 長期健全性試験結果

	試験後	判定基準	判定
絶縁抵抗	$1.1 \times 10^{12} \Omega$	$1.0 \times 10^{11} \Omega$ 以上	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

また、外部リードの長期健全性試験手順については、「ケーブルの技術評価書」同軸ケーブルの絶縁体及び内部シースの絶縁低下 b. 技術評価 ①健全性評価を参照のこと。

外部リードの長期健全性試験条件並びに長期健全性試験結果を表3.1-5～表3.1-10に示す。これらの条件は川内1号炉の60年間の運転及び設計基準事故、又は60年間の運転及び重大事故等時を想定した熱及び放射線による劣化条件を包絡している。

表3.1-5 外部リードの長期健全性試験条件（設計基準事故）

		試験条件	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件 又は 設計基準事故時の環境条件
通常運転 相当	温度	121℃－7日	91℃－7日 (=40℃*1－60年)
	放射線 (集積線量)	500kGy (10kGy/h以下)	2.7kGy*2
設計基準 事故相当	放射線 (集積線量)	1,500kGy (10kGy/h以下)	602kGy
	温度	最高温度：190℃	最高温度：約127℃
	圧力	最高圧力：0.41MPa[gage]	最高圧力：約0.245MPa[gage]

*1：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ 5×10^{-3} [Gy/h] \times (24 \times 365.25) [h/y] \times 60 [y] = 2.7kGy)

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表3.1-6 外部リードの長期健全性試験結果

項目	試験条件	判定
屈曲浸水 耐電圧試験	供試体外径：13.2mm マンドレル径：供試体外径の約40倍 絶縁厚さ：2.9mm 課電電圧：9.5kV/5分間	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表3.1-7 外部リードの長期健全性試験条件（A C A評価）

		試験条件 ^{*1}	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件 又は 設計基準事故時の環境条件
通常運転 相当	温度	49℃-18.9年 (=40℃-39年) 110℃-326日 (=40℃-87年)	40℃ ^{*2} -60年
	放射線 (集積線量)	—	2.7kGy ^{*3}
設計基準 事故等相 当	放射線 (集積線量)	1,500kGy (10kGy/h以下)	602kGy
	温度	最高温度：190℃	最高温度：約127℃
	圧力	最高圧力：0.41MPa[gage]	最高圧力：約0.245MPa[gage]

*1：実機環境の線量率が低く、熱による劣化が支配的な領域のため、熱加速劣化のみとした。また、49.7℃-2.2mGy/hの布設環境で18.9年間使用したケーブルを供試体とし、追加で劣化させた条件を示す

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度

*3：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ 5×10^{-3} [Gy/h] \times (24 \times 365.25) [h/y] \times 60 [y] = 2.7kGy)

[出典（試験条件）：電力共同研究「ケーブル加速劣化試験データの整備に関する研究（A C A評価ケーブル以外）2014年度」]

表3.1-8 外部リードの長期健全性試験結果

項目	試験条件	判定
耐電圧試験	課電電圧： C-1S間 AC10kV/1分間 1S-2S間 AC2.0kV/1分間	良

[出典：電力共同研究「ケーブル加速劣化試験データの整備に関する研究（A C A評価ケーブル以外）2014年度」]

表3.1-9 外部リードの長期健全性試験条件（重大事故等）

		試験条件	60年間の通常運転時の 使用条件に基づく劣化条件 又は 重大事故等時の環境条件
通常運転 相当	温度	121℃-7日	91℃-7日 (=40℃*1-60年)
	放射線 (集積線量)	500kGy (10kGy/h以下)	2.7kGy*2
重大事故 等相当	放射線 (集積線量)	1,500kGy (10kGy/h以下)	500kGy
	温度	最高温度：190℃	最高温度：約138℃
	圧力	最高圧力：0.41MPa[gage]	最高圧力：約0.350MPa[gage]

*1：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲温度実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた温度

*2：通常運転時の原子炉格納容器内電気ペネトレーション設置エリアの周囲線量率実測値（複数の実測値の平均値のうち最大のもの）に余裕を加えた線量率から算出した集積線量（ 5×10^{-3} [Gy/h] \times (24 \times 365.25) [h/y] \times 60 [y] = 2.7kGy)

[出典（試験条件）：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

表3.1-10 外部リードの長期健全性試験結果

項目	試験条件	判定
屈曲浸水 耐電圧試験	供試体外径：13.2mm マンドレル径：供試体外径の約40倍 絶縁厚さ：2.9mm 課電電圧：9.5kV/5分間	良

[出典：電力共通研究「電気・計装機器の耐環境実証試験に関する研究（Step-3）」1983年度]

したがって、ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下については、60年間の通常運転とその後の設計基準事故又は重大事故等時においても、絶縁機能を維持できると判断する。絶縁低下は、絶縁抵抗測定で検知可能であり、点検手法として適切であることから、ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下については、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

また、ブッシング型電線貫通部は、ポッティング材及び外部リードがないため、高経年化対策上ポッティング材の気密性低下による絶縁低下及び外部リードの絶縁低下を考慮する必要はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 銅棒及び接続金具の疲労割れ [共通]

銅棒及び接続金具は、通電電流がON-OFFすることにより熱伸縮を繰り返すため、疲労割れが想定される。

しかしながら、銅棒及び接続金具は周囲を拘束した構造でないため、疲労割れに至る可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、系統機器の動作確認等により、機器の健全性を確認している。

3.2.2 外部リードの導通不良 [三重同軸型電線貫通部]

外部リードは、大きな荷重が作用すると断線するため、導通不良が想定される。

しかしながら、断線に至るような荷重は作用しない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、系統機器の動作確認等により、機器の健全性を確認している。

3.2.3 アルミナ磁器の絶縁低下 [共通]

アルミナ磁器は無機物の磁器であり経年劣化の可能性はないが、長期の使用においては表面の汚損による絶縁低下が想定される。

しかしながら、アルミナ磁器は密閉された本体内に設置され、塵埃の付着により表面が汚損する可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、機器点検時の絶縁抵抗測定又は系統機器の動作確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 本体、端板、封着金具〔共通〕及び保護筒〔三重同軸型電線貫通部〕の応力腐食割れ

本体、端板及び保護筒はステンレス鋼、封着金具はニッケル合金であり、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、保護筒及び封着金具は大気と接触しない構造であり、また、本体及び端板は水環境になく、かつ温度も低いことから応力腐食割れ発生の可能性は小さいことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的な原子炉格納容器漏えい率検査及び電線貫通部に封入している窒素ガスの圧力確認により、バウンダリ機能の健全性を確認している。

3.2.5 溶接リングの腐食（全面腐食）〔共通〕

溶接リングは炭素鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、定期的な目視確認により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

4 補機タンク

[対象機器]

- ① 蓄圧タンク
- ② ほう酸注入タンク
- ③ 体積制御タンク
- ④ ほう酸タンク
- ⑤ ガス減衰タンク
- ⑥ 原子炉補機冷却水サージタンク
- ⑦ よう素除去薬品タンク
- ⑧ 湿分分離加熱器第2段ドレンタンク
- ⑨ 湿分分離加熱器第1段ドレンタンク
- ⑩ 湿分分離器ドレンタンク
- ⑪ 1次系補助蒸気復水タンク
- ⑫ 補助蒸気復水回収タンク
- ⑬ 燃料取替用水タンク
- ⑭ 復水タンク
- ⑮ 緊急時対策所用発電機用燃料油貯蔵タンク

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	4
2.1 構造、材料及び使用条件	4
2.2 経年劣化事象の抽出	31
3. 代表機器以外への展開	49
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	49
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	49

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な補機タンクの主な仕様を表1-1に示す。

これらの補機タンクを設置場所・型式、内部流体及び材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す補機タンクについて、設置場所・型式、内部流体及び材料を分離基準として考えると、合計9つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

- (1) 設置場所・型式：屋内・たて置円筒形、内部流体：1次冷却材・ほう酸水、材料：炭素鋼（内面ステンレス鋼内張り）

このグループには、蓄圧タンク及びほう酸注入タンクが属するが、圧力が高いほう酸注入タンクを代表機器とする。

- (2) 設置場所・型式：屋内・たて置円筒形、内部流体：1次冷却材・ほう酸水、材料：ステンレス鋼

このグループには、体積制御タンク及びほう酸タンクが属するが、圧力が高い体積制御タンクを代表機器とする。

- (3) 設置場所・型式：屋内・たて置円筒形、内部流体：希ガス等、材料：炭素鋼

このグループには、ガス減衰タンクのみが属するため、代表機器はガス減衰タンクとする。

- (4) 設置場所・型式：屋内・横置円筒形、内部流体：ヒドラジン水、材料：炭素鋼

このグループには、原子炉補機冷却水サージタンクのみが属するため、代表機器は原子炉補機冷却水サージタンクとする。

- (5) 設置場所・型式：屋内・横置円筒形、内部流体：苛性ソーダ溶液、材料：ステンレス鋼

このグループには、よう素除去薬品タンクのみが属するため、代表機器はよう素除去薬品タンクとする。

- (6) 設置場所・型式：屋内・たて置、横置円筒形、内部流体：給水、材料：炭素鋼
このグループには、湿水分離加熱器第2段ドレンタンク、湿水分離加熱器第1段ドレンタンク、湿水分離器ドレンタンク、1次系補助蒸気復水タンク及び補助蒸気復水回収タンクが属するが、圧力が高い湿水分離加熱器第2段ドレンタンクを代表機器とする。
- (7) 設置場所・型式：屋外・たて置円筒形、内部流体：ほう酸水、材料：ステンレス鋼
このグループには、燃料取替用水タンクのみが属するため、代表機器は燃料取替用水タンクとする。
- (8) 設置場所・型式：屋外・たて置円筒形、内部流体：純水、材料：炭素鋼
このグループには、復水タンクのみが属するため、代表機器は復水タンクとする。
- (9) 設置場所・型式：屋外・横置円筒形、内部流体：燃料油、材料：炭素鋼
このグループには、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクのみが属するため、代表機器は緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクとする。

表1-1 川内1号炉 補機タンクの主な仕様

分離基準			機器名称(台数)	選定基準			選定	選定理由
				重要度*1	使用条件			
設置場所 型式	内部流体	材 料			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
屋内・ たて置円筒形	1次冷却材 ほう酸水	炭素鋼 (ステンレス鋼内張り)	蓄圧タンク (3)	MS-1、重*3	約 4.9	約150	◎	圧力
			ほう酸注入タンク (1)	MS-1、重*3	約18.8	約150		
		ステンレス鋼	体積制御タンク (1)	PS-2	約0.49	約 95	◎	圧力
			ほう酸タンク (2)	MS-1、重*3	大気圧	約 95		
	希ガス等	炭素鋼	ガス減衰タンク (8)	PS-2	約0.98	約65/約95	◎	
屋内・ 横置円筒形	ヒドラジン水	炭素鋼	原子炉補機冷却水サージタンク (1)	MS-1、重*3	約0.34	約 95	◎	
	苛性ソーダ溶液	ステンレス鋼	よう素除去薬品タンク (1)	MS-1	約0.07	約 65	◎	
屋内・ たて置、横置円筒形	給 水	炭素鋼	湿水分離加熱器第2段ドレンタンク (4)	高*2	約 7.5	約291	◎	圧力
			湿水分離加熱器第1段ドレンタンク (4)	高*2	約 2.8	約235		
			湿水分離器ドレンタンク (2)	高*2	約 1.4	約200		
			1次系補助蒸気復水タンク (2)	高*2	大気圧	約100		
			補助蒸気復水回収タンク (1)	高*2	大気圧	約100		
屋外・ たて置円筒形	ほう酸水	ステンレス鋼	燃料取替用水タンク (1)	MS-1、重*3	大気圧	約 95	◎	
	純 水	炭素鋼	復水タンク (1)	MS-1、重*3	大気圧	約 85	◎	
屋外・ 横置円筒形	燃 料 油	炭素鋼	緊急時対策所用発電機車用燃料油 貯蔵タンク (2)	重*3	大気圧	約 40	◎	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95℃を超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の9種類の補機タンクについて技術評価を実施する。

- ① ほう酸注入タンク
- ② 体積制御タンク
- ③ ガス減衰タンク
- ④ 原子炉補機冷却水サージタンク
- ⑤ よう素除去薬品タンク
- ⑥ 湿分分離加熱器第2段ドレンタンク
- ⑦ 燃料取替用水タンク
- ⑧ 復水タンク
- ⑨ 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 ほう酸注入タンク

(1) 構造

川内1号炉のほう酸注入タンクは、たて置円筒形のタンクであり、胴板、鏡板、入口管台、出口管台及びマンホールは炭素鋼を使用しており、内面にはステンレス鋼を内張りしている。

温度計管台にはステンレス鋼を使用しており、それぞれほう酸水に接液している。

川内1号炉のほう酸注入タンクの構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のほう酸注入タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

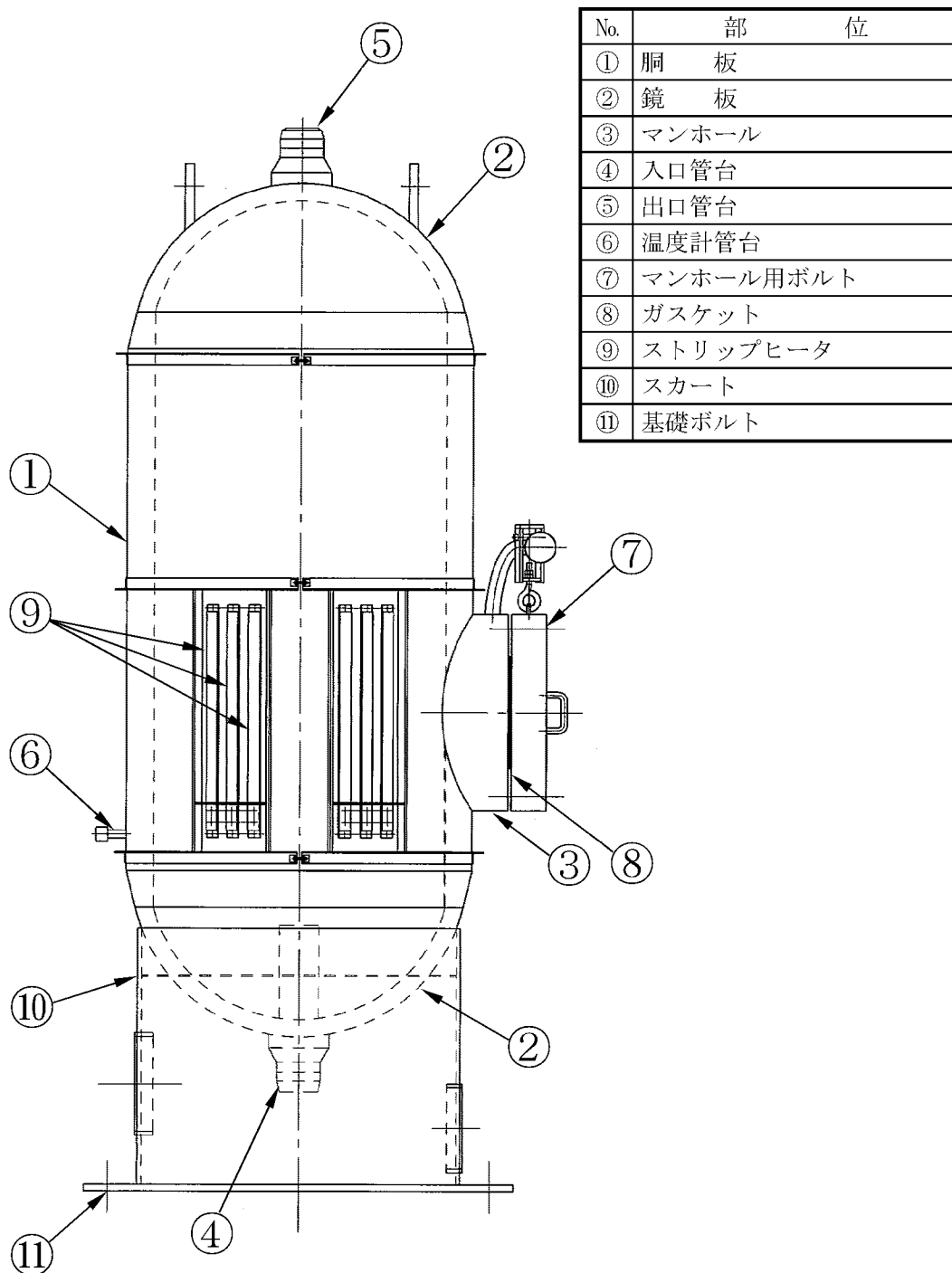


図2.1-1 川内1号炉 ほう酸注入タンク構造図

表2.1-1 川内1号炉 ほう酸注入タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
鏡 板	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
マンホール	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
入口管台	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
出口管台	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
温度計管台	ステンレス鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
ストリップヒータ	低合金鋼、酸化マグネシウム
スカート	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 ほう酸注入タンクの使用条件

最高使用圧力	約18.8MPa[gage]
最高使用温度	約150℃
内 部 流 体	ほう酸水

2.1.2 体積制御タンク

(1) 構造

川内1号炉の体積制御タンクは、たて置円筒形のタンクであり、胴板、鏡板等にはステンレス鋼を使用しており、1次冷却材に接液している。

川内1号炉の体積制御タンクの構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の体積制御タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	マンホール
④	抽出水入口管台
⑤	水素、窒素封入管台
⑥	ベント管台
⑦	封水戻り管台
⑧	水位計管台
⑨	出口管台
⑩	逃し弁出口管台
⑪	ドレン管台
⑫	マンホール用ボルト
⑬	ガスケット
⑭	スカート
⑮	基礎ボルト

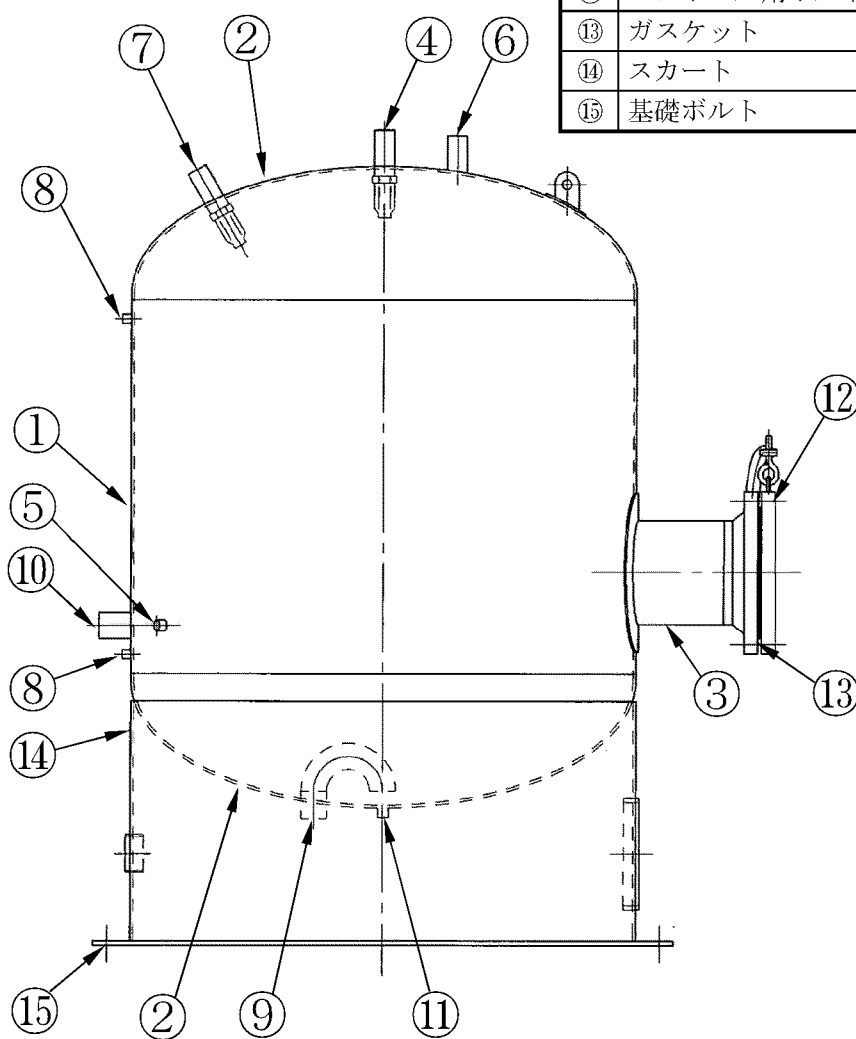


図2.1-2 川内1号炉 体積制御タンク構造図

表2.1-3 川内1号炉 体積制御タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	ステンレス鋼
鏡 板	ステンレス鋼
マンホール	ステンレス鋼
抽出水入口管台	ステンレス鋼
水素、窒素封入管台	ステンレス鋼
ベント管台	ステンレス鋼
封水戻り管台	ステンレス鋼
水位計管台	ステンレス鋼
出口管台	ステンレス鋼
逃し弁出口管台	ステンレス鋼
ドレン管台	ステンレス鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
スカート	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-4 川内1号炉 体積制御タンクの使用条件

最高使用圧力	約0.49MPa[gage]
最高使用温度	約95℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.1.3 ガス減衰タンク

(1) 構造

川内1号炉のガス減衰タンクは、たて置円筒形のタンクであり、胴板、鏡板等には炭素鋼を使用しており、希ガス等に接している。

川内1号炉のガス減衰タンクの構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のガス減衰タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。

No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	マンホール
④	ドレン管台
⑤	試料採取管台
⑥	出入口管台
⑦	マンホール用ボルト
⑧	ガスケット
⑨	支 持 脚
⑩	基礎ボルト

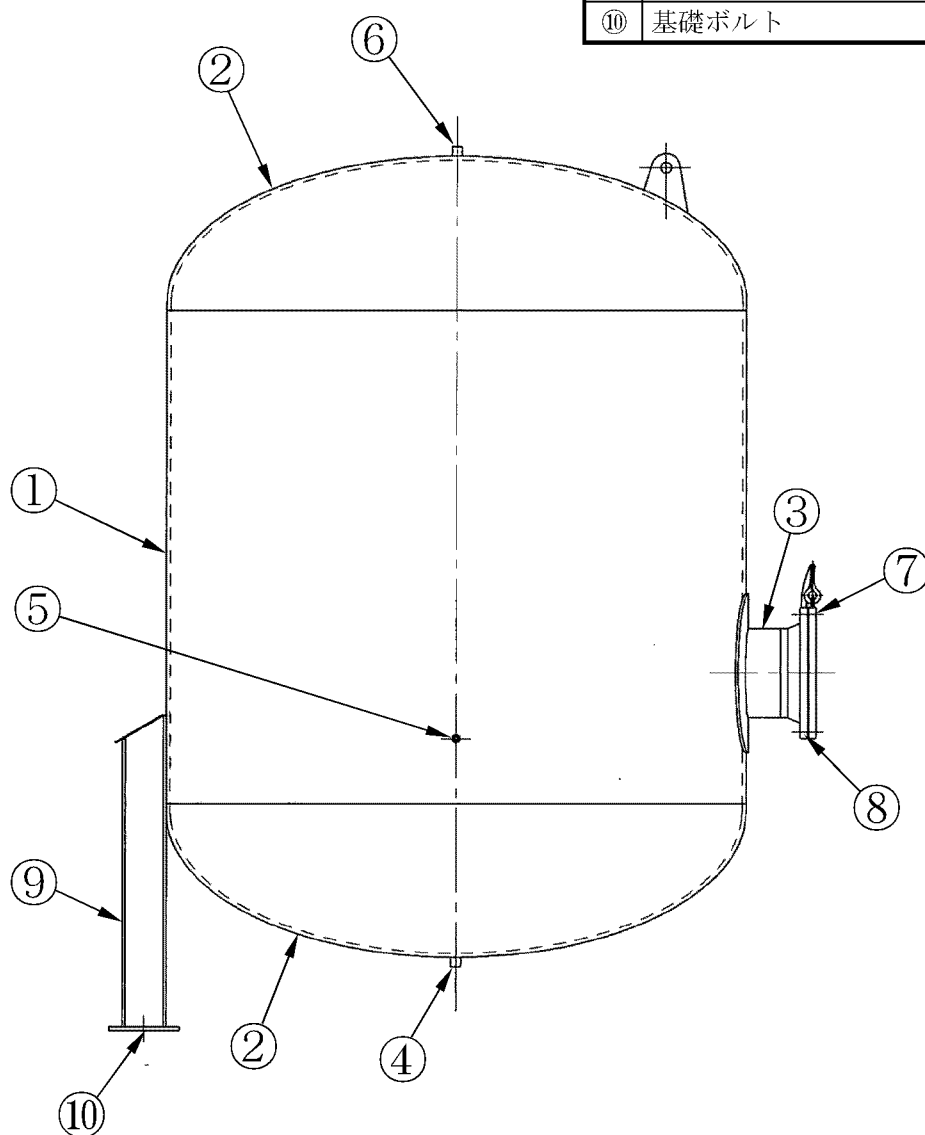


図2.1-3 川内1号炉 ガス減衰タンク構造図

表2.1-5 川内1号炉 ガス減衰タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	炭 素 鋼
鏡 板	炭 素 鋼
マンホール	炭 素 鋼
ドレン管台	炭 素 鋼
試料採取管台	炭 素 鋼
出入口管台	炭 素 鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
支 持 脚	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-6 川内1号炉 ガス減衰タンクの使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約65°C/約95°C
内 部 流 体	希ガス等

2.1.4 原子炉補機冷却水サージタンク

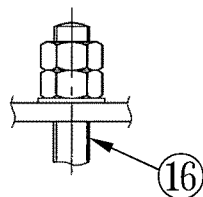
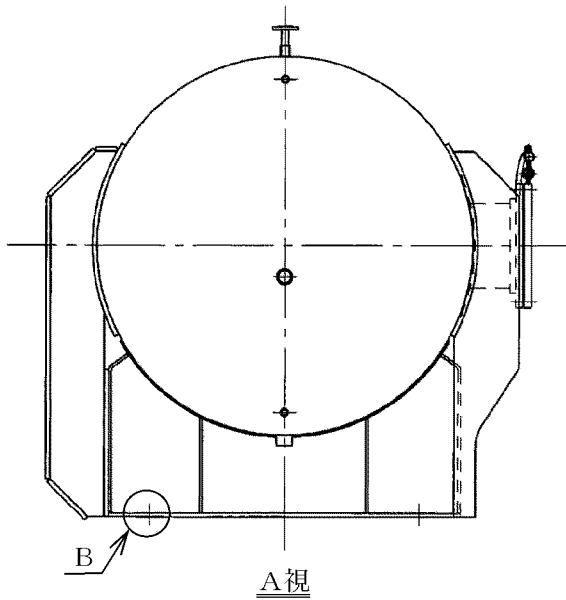
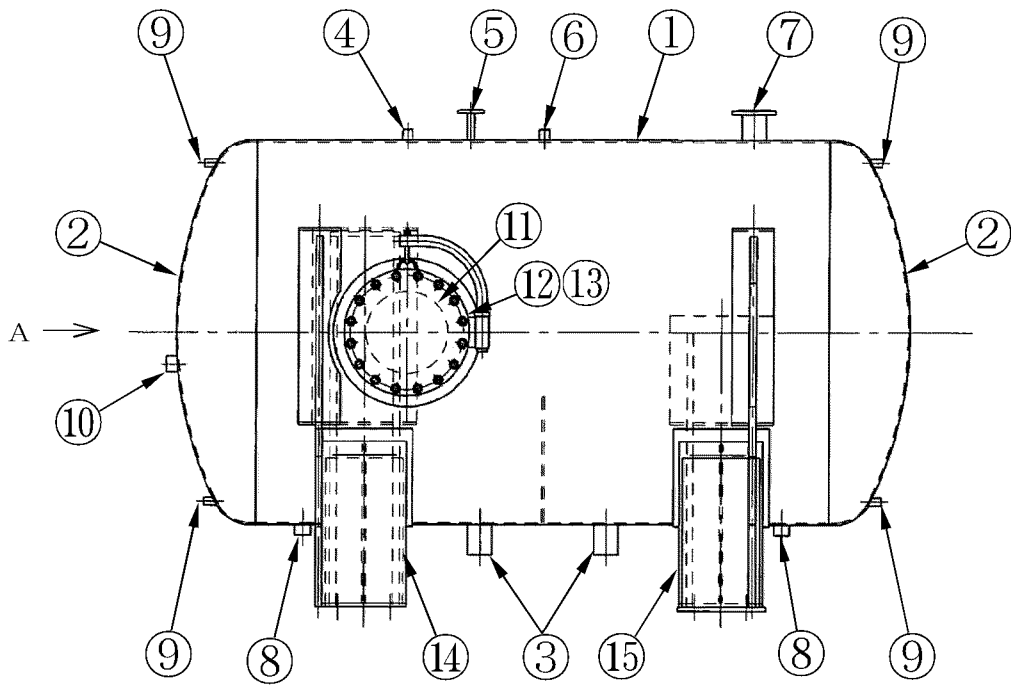
(1) 構造

川内1号炉の原子炉補機冷却水サージタンクは、横置円筒形のタンクであり、胴板、鏡板等には炭素鋼を使用しており、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

川内1号炉の原子炉補機冷却水サージタンクの構造図を図2.1-4に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉補機冷却水サージタンクの使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。



B部基礎ボルト詳細

No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	サージ管台
④	薬液入口管台
⑤	バキュームリリース弁管台
⑥	ベント管台
⑦	逃がし弁管台
⑧	ドレン管台
⑨	水位計管台
⑩	再循環管台
⑪	マンホール
⑫	マンホール用ボルト
⑬	ガスケット
⑭	支持脚
⑮	支持脚 (スライド脚)
⑯	基礎ボルト

図2.1-4 川内1号炉 原子炉補機冷却水サージタンク構造図

表2.1-7 川内1号炉 原子炉補機冷却水サージタンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	炭 素 鋼
鏡 板	炭 素 鋼
サージ管台	炭 素 鋼
薬液入口管台	炭 素 鋼
バキュームリリース弁管台	炭 素 鋼
ベント管台	炭 素 鋼
逃がし弁管台	炭 素 鋼
ドレン管台	炭 素 鋼
水位計管台	炭 素 鋼
再循環管台	炭 素 鋼
マンホール	炭 素 鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
支 持 脚	炭 素 鋼
支持脚（スライド脚）	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-8 川内1号炉 原子炉補機冷却水サージタンクの使用条件

最高使用圧力	約0.34MPa[gage]
最高使用温度	約95℃
内 部 流 体	ヒドラジン水

2.1.5 よう素除去薬品タンク

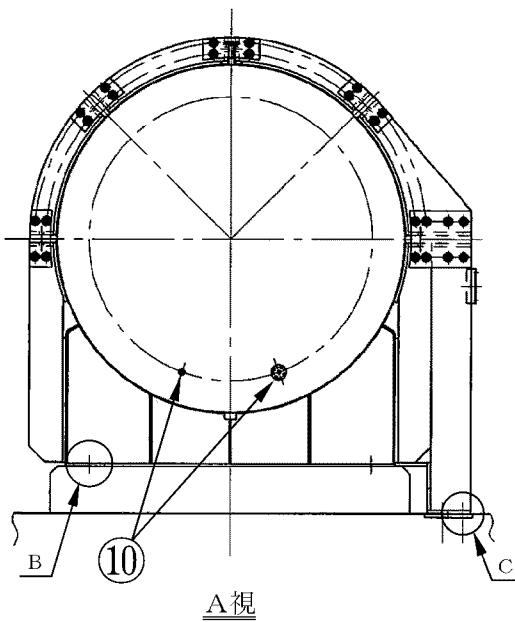
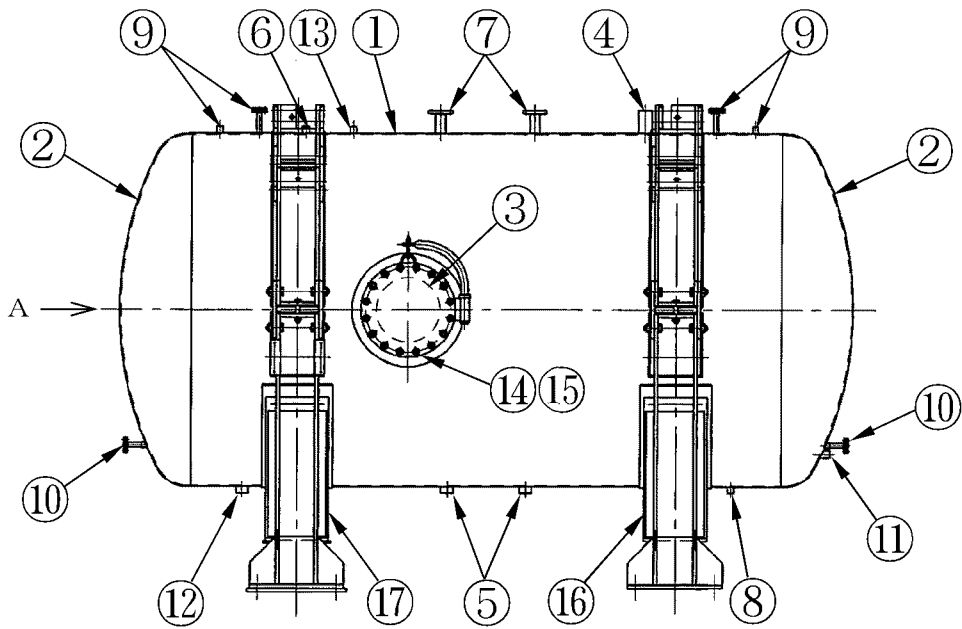
(1) 構造

川内1号炉のよう素除去薬品タンクは、横置円筒形のタンクであり、胴板、鏡板等にはステンレス鋼を使用しており、苛性ソーダ溶液に接液している。

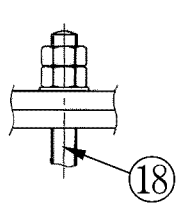
川内1号炉のよう素除去薬品タンクの構造図を図2.1-5に示す。

(2) 材料及び使用条件

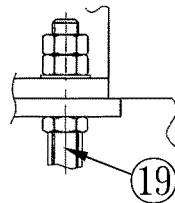
川内1号炉のよう素除去薬品タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。



No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	マンホール
④	薬液入口管台
⑤	出口管台
⑥	窒素供給管台
⑦	バキュームリリース弁管台
⑧	サンプリング管台
⑨	上部水位計管台
⑩	下部水位計管台
⑪	温度計管台
⑫	ドレン管台
⑬	逃がし弁管台
⑭	マンホール用ボルト
⑮	ガスケット
⑯	支持脚
⑰	支持脚 (スライド脚)
⑱	基礎ボルト
⑲	基礎ボルト (ケミカルアンカ)



B部基礎ボルト (スタッドボルト) 詳細



C部基礎ボルト (ケミカルアンカ) 詳細

図2.1-5 川内1号炉 よう素除去薬品タンク構造図

表2.1-9 川内1号炉 よう素除去薬品タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	ステンレス鋼
鏡 板	ステンレス鋼
マンホール	ステンレス鋼 炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
薬液入口管台	ステンレス鋼
出口管台	ステンレス鋼
窒素供給管台	ステンレス鋼
バキュームリリース弁管台	ステンレス鋼
サンプリング管台	ステンレス鋼
上部水位計管台 下部水位計管台	ステンレス鋼
温度計管台	ステンレス鋼
ドレン管台	ステンレス鋼
逃がし弁管台	ステンレス鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
支 持 脚	炭 素 鋼
支持脚（スライド脚）	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼
基礎ボルト（ケミカルアンカ）	低合金鋼 不飽和ポリエステル樹脂

表2.1-10 川内1号炉 よう素除去薬品タンクの使用条件

最高使用圧力	約0.07MPa[gage]
最高使用温度	約65℃
内 部 流 体	苛性ソーダ溶液

2.1.6 湿分分離加熱器第2段ドレンタンク

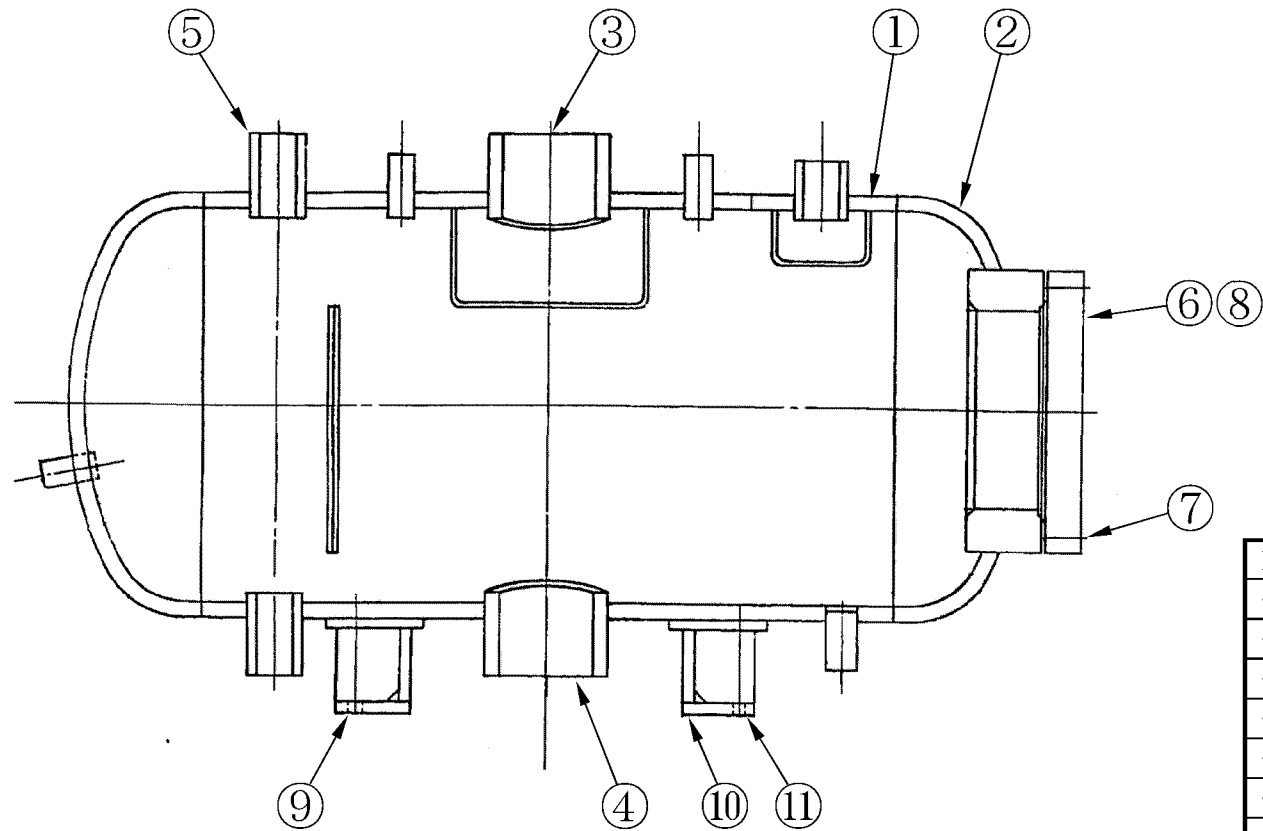
(1) 構造

川内1号炉の湿分分離加熱器第2段ドレンタンクは、横置円筒形のタンクであり、胴板、鏡板等には炭素鋼を使用しており、給水に接液している。

川内1号炉の湿分分離加熱器第2段ドレンタンクの構造図を図2.1-6に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の湿分分離加熱器第2段ドレンタンクの使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。



No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	ドレン入口管台
④	ドレン出口管台
⑤	計器用管台
⑥	マンホール
⑦	マンホール用ボルト
⑧	ガスケット
⑨	支 持 脚
⑩	支持脚 (スライド脚)
⑪	取付ボルト

図2.1-6 川内1号炉 湿分分離加熱器第2段ドレンタンク構造図

表2.1-11 川内1号炉 湿分分離加熱器第2段ドレンタンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	炭 素 鋼
鏡 板	炭 素 鋼
ドレン入口管台	炭 素 鋼
ドレン出口管台	炭 素 鋼
計器用管台	炭 素 鋼
マンホール	炭 素 鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
支 持 脚	炭 素 鋼
支持脚（スライド脚）	炭 素 鋼
取付ボルト	炭 素 鋼

表2.1-12 川内1号炉 湿分分離加熱器第2段ドレンタンクの使用条件

最高使用圧力	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	給 水

2.1.7 燃料取替用水タンク

(1) 構造

川内1号炉の燃料取替用水タンクは、たて置円筒形のタンクであり、胴板、底板等にはステンレス鋼を使用しており、ほう酸水に接液している。

川内1号炉の燃料取替用水タンクの構造図を図2.1-7に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の燃料取替用水タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-13及び表2.1-14に示す。

No.	部 位
①	胴 板
②	底 板
③	屋 根 板
④	マンホール
⑤	入口管台
⑥	出口管台
⑦	水位計管台
⑧	温度計管台
⑨	ドレン管台
⑩	オーバーフロー管台
⑪	ヒータ循環水入口管台
⑫	攪拌用管台
⑬	マンホール用ボルト
⑭	ガスケット
⑮	基礎ボルト

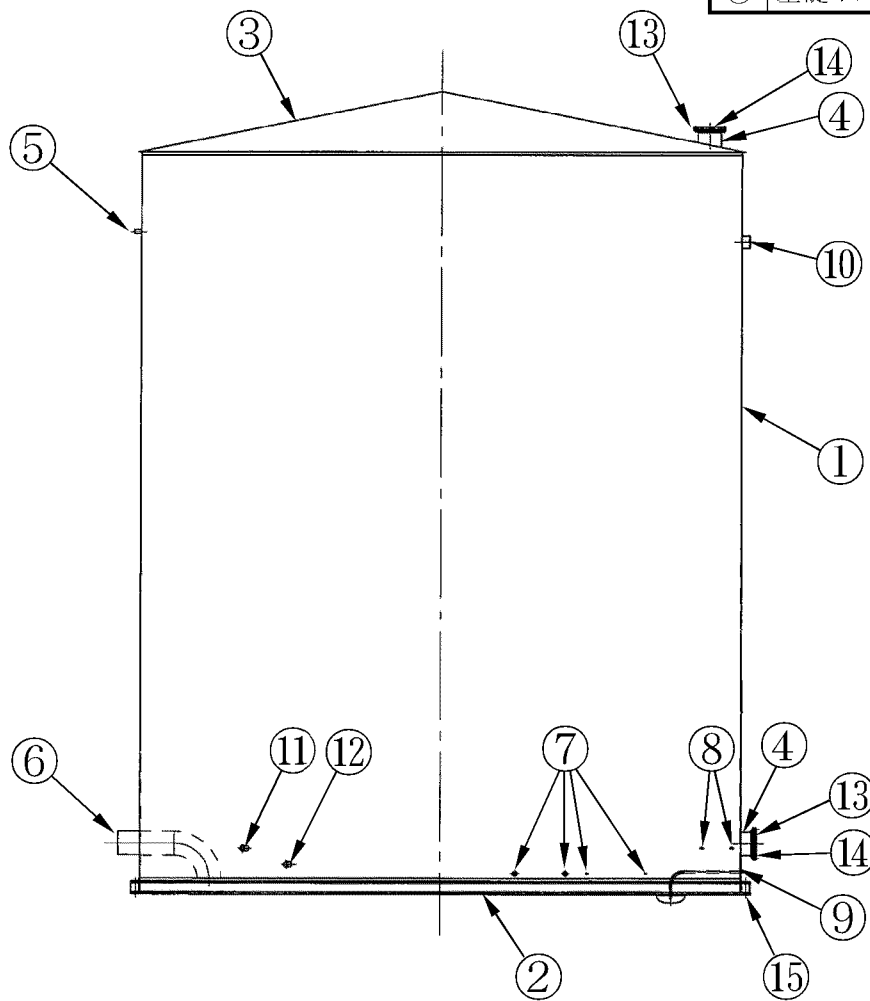


図2.1-7 川内1号炉 燃料取替用水タンク構造図

表2.1-13 川内1号炉 燃料取替用水タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	ステンレス鋼
底 板	ステンレス鋼
屋 根 板	ステンレス鋼
マンホール	ステンレス鋼
入口管台	ステンレス鋼
出口管台	ステンレス鋼
水位計管台	ステンレス鋼
温度計管台	ステンレス鋼
ドレン管台	ステンレス鋼
オーバーフロー管台	ステンレス鋼
ヒータ循環水入口管台	ステンレス鋼
攪拌用管台	ステンレス鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
基礎ボルト	低合金鋼

表2.1-14 川内1号炉 燃料取替用水タンクの使用条件

最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
内 部 流 体	ほう酸水

2.1.8 復水タンク

(1) 構造

川内1号炉の復水タンクは、たて置円筒形のタンクであり、胴板、屋根板、底板等には炭素鋼を使用しており、純水に接液している。

川内1号炉の復水タンク構造図を図2.1-8に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の復水タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-15及び表2.1-16に示す。

No.	部 位
①	胴 板
②	屋 根 板
③	底 板
④	補助給水ポンプ吸込管台
⑤	復水出入口管台
⑥	タンク補給水入口管台
⑦	オーバーフロー管台
⑧	空気抜管台
⑨	加熱蒸気入口管台
⑩	加熱蒸気ドレン出口管台
⑪	計器用管台
⑫	マンホール
⑬	マンホール用ボルト
⑭	ガスケット
⑮	基礎ボルト

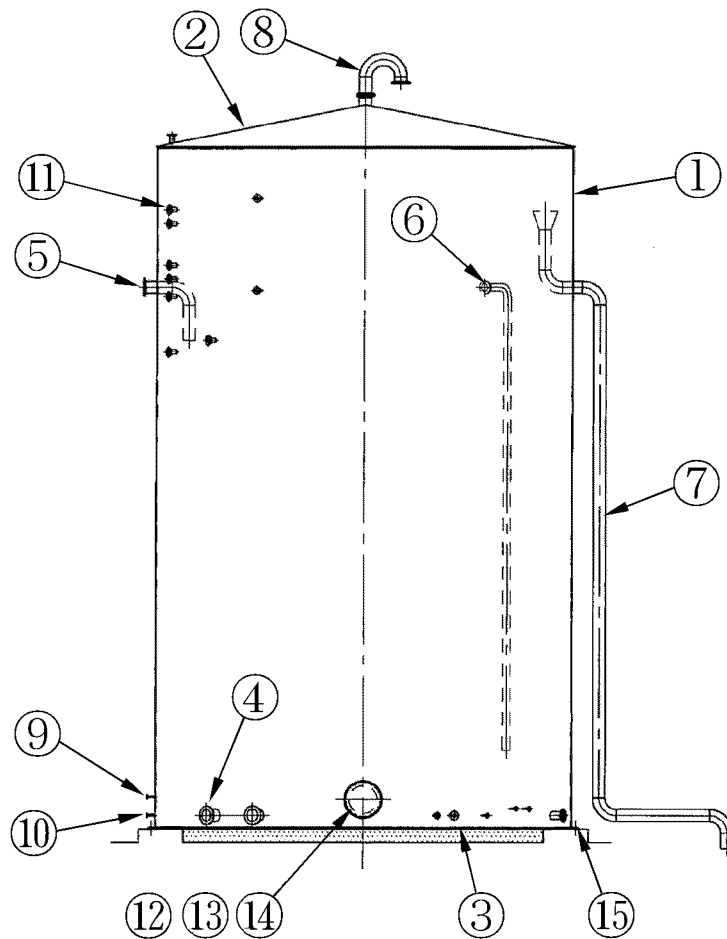


図2.1-8 川内1号炉 復水タンク構造図

表2.1-15 川内1号炉 復水タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	炭 素 鋼
屋 根 板	炭 素 鋼
底 板	炭 素 鋼
補助給水ポンプ吸込管台	炭 素 鋼
復水出入口管台	炭 素 鋼
タンク補給水入口管台	炭 素 鋼
オーバーフロー管台	炭 素 鋼
空気抜管台	炭 素 鋼
加熱蒸気入口管台	ステンレス鋼
加熱蒸気ドレン出口管台	ステンレス鋼
計器用管台	ステンレス鋼 炭 素 鋼
マンホール	炭 素 鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
基礎ボルト	低合金鋼

表2.1-16 川内1号炉 復水タンクの使用条件

最高使用圧力	大 気 圧
最高使用温度	約85℃
内 部 流 体	純 水

2.1.9 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク

(1) 構造

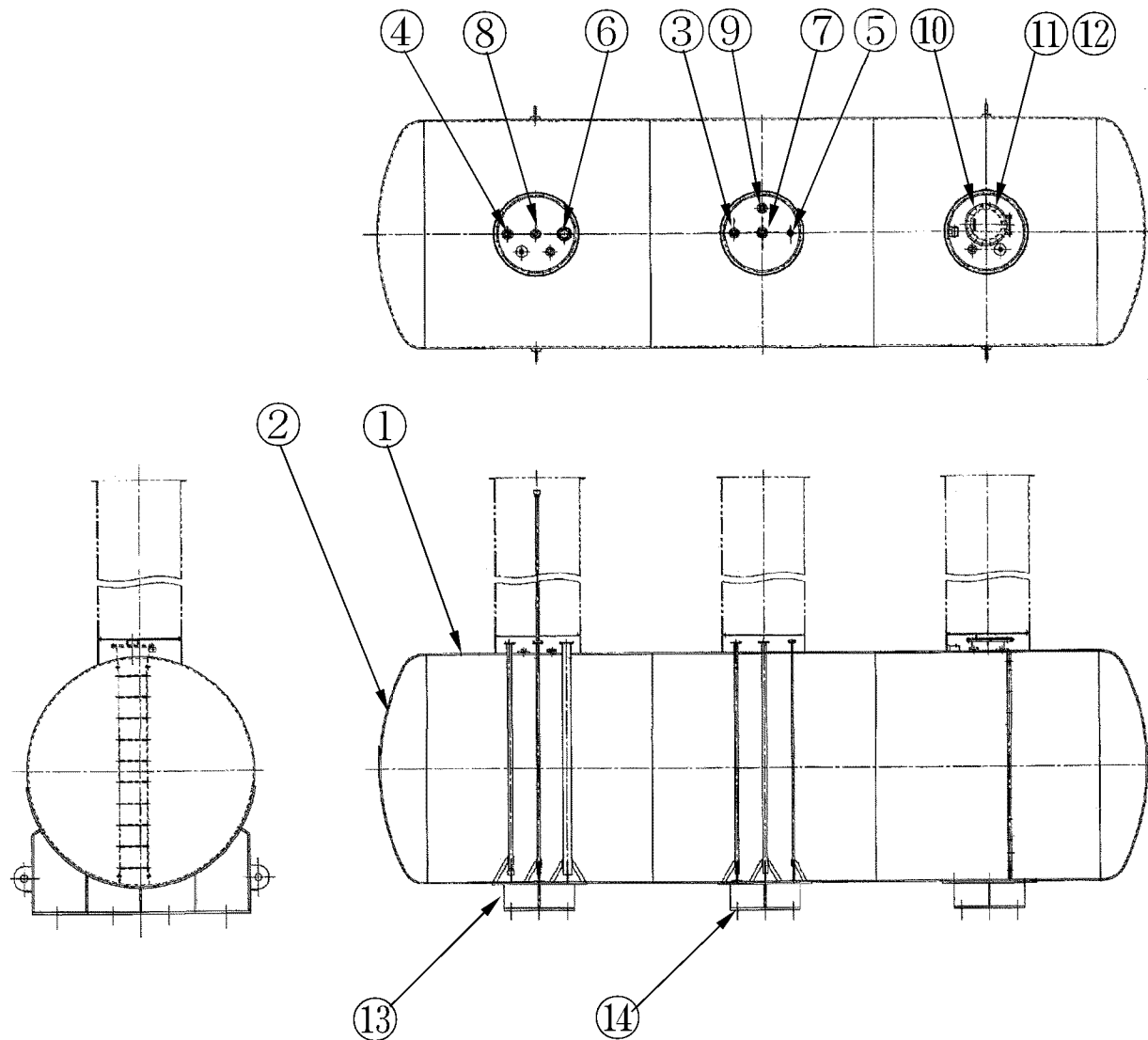
川内1号炉の緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクは、横置円筒形のタンクであり、屋外の土中に埋設されている。

胴板、鏡板等には炭素鋼を使用しており、燃料油に接液している。外面は消防法に基づいて塗装している。

川内1号炉の緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク構造図を図2.1-9に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクの使用材料及び使用条件を表2.1-17及び表2.1-18に示す。



No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	油戻り管台
④	送油口管台
⑤	水抜管管台
⑥	油面計管台
⑦	注入口管台
⑧	計量尺用管台
⑨	通気管管台
⑩	マンホール
⑪	マンホール用ボルト
⑫	ガスケット
⑬	支持脚
⑭	基礎ボルト

図2.1-9 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク構造図

表2.1-17 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	炭 素 鋼
鏡 板	炭 素 鋼
油戻り管台	炭 素 鋼
送油口管台	炭 素 鋼
水抜管管台	炭 素 鋼
油面計管台	炭 素 鋼
注入口管台	炭 素 鋼
計量尺用管台	炭 素 鋼
通気管管台	炭 素 鋼
マンホール	炭 素 鋼
マンホール用ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
支持脚	炭 素 鋼
基礎ボルト	低合金鋼

表2.1-18 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクの使用条件

最高使用圧力	大 気 圧
最高使用温度	約40℃
内 部 流 体	燃料油

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

補機タンクの機能である貯蔵機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① バウンダリの維持
- ② 保温構成品
- ③ 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

補機タンク個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-9に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-9で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 胴板等耐圧構成品の外面からの腐食（全面腐食）

[ほう酸注入タンク、ガス減衰タンク、原子炉補機冷却水サージタンク、よう素除去薬品タンク、湿分分離加熱器第2段ドレンタンク、復水タンク]

胴板等耐圧構成品は炭素鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 胴板等の外面からの腐食（全面腐食）

[緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク]

緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクは屋外の土中に埋設されており、炭素鋼を使用している胴板等は外面の状況を把握できず、腐食が想定される。

しかしながら、胴板等の外面は、消防法の規制に基づいた塗装がされたうえ乾燥砂で覆われており、腐食が発生し難い環境にある。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、消防法に基づく気密試験により、機器の健全性を確認している。

また、マンホール及び各管台の大气接触部は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大气接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) 銅板等耐圧構成品の内面からの腐食（全面腐食）

[ガス減衰タンク、原子炉補機冷却水サージタンク、よう素除去薬品タンク、湿分分離加熱器第2段ドレンタンク、復水タンク、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク]

ガス減衰タンク及び復水タンクの銅板等耐圧構成品は炭素鋼であり、ガス減衰タンクについてはドレン水がタンク下部に滞留しており、また、復水タンクについては内部流体が飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体であるため、長期使用により内面からの腐食が想定される。

しかしながら、銅板等耐圧構成品の腐食に対しては、ガス減衰タンクについては、開放点検時に内面全体の目視確認により有意な腐食がないことを確認している。

また、復水タンクについては、開放点検時に目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修を実施することとしている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

原子炉補機冷却水サージタンク、湿分分離加熱器第2段ドレンタンク及び緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクの銅板等耐圧構成品は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体は、原子炉補機冷却水サージタンクがヒドラジン水（防錆剤注入水）、湿分分離加熱器第2段ドレンタンクが給水（溶存酸素濃度：5ppb以下）、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクが燃料油であり腐食の発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

よう素除去薬品タンクは内部流体が苛性ソーダ溶液であり、腐食が想定される。

しかしながら、接液部材料がステンレス鋼であり、苛性ソーダの濃度及び使用温度が低いことから、腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(4) 管台の内面からの応力腐食割れ [ほう酸注入タンク]

1977年10月、米国H. B. ロビンソン (H. B. Robinson) 発電所のほう酸注入タンクでカップリングから管台 (ともにステンレス鋼) にかけて内面からの応力腐食割れによる損傷が発生している。この事象は、飽和溶存酸素濃度 (最大約8ppm) のほう酸水環境下で、高炭素量のステンレス鋼を使用していた管台が著しく鋭敏化していたことが原因となり発生したものである。

しかしながら、タンク本体の熱処理を行った後に管台を溶接しており、材料の有意な鋭敏化はないと判断される。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(5) 胴板等耐圧構成品の外表面からの応力腐食割れ

[燃料取替用水タンク、復水タンク]

燃料取替用水タンクの胴板等耐圧構成品、復水タンクの加熱蒸気入口管台等はステンレス鋼であり、屋外に設置されているため、大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンの付着による応力腐食割れが想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装や防水措置 (保温) により腐食を防止しており、塗装や防水措置 (保温) が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装又は防水措置 (保温) の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(6) 銅板等耐圧構成品の内面からの応力腐食割れ [よう素除去薬品タンク]

よう素除去薬品タンクの銅板等耐圧構成品はステンレス鋼であり、内部流体が苛性ソーダ溶液であることから応力腐食割れが想定される。

しかしながら、図2.2-1に示すように苛性ソーダの濃度及び使用温度が低く、応力腐食割れが発生し難い環境にあることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

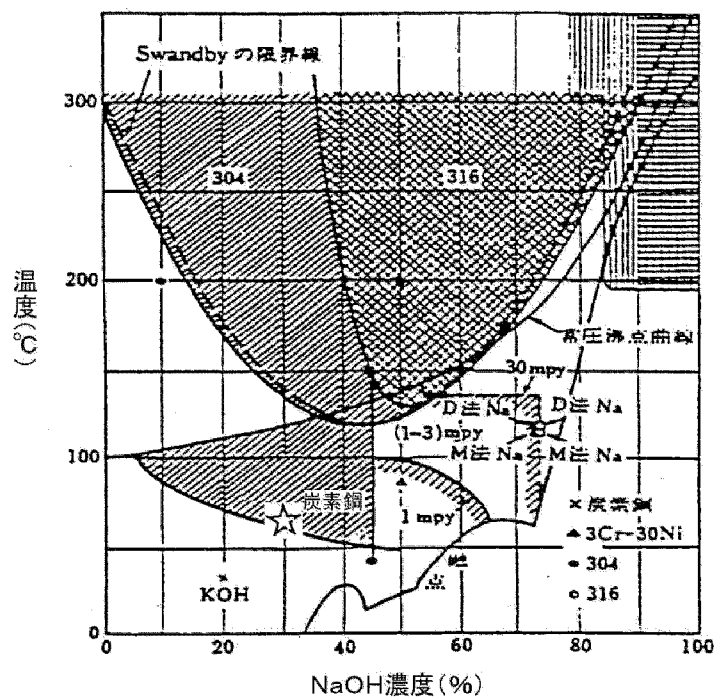


図2.2-1 SUS 304 / 316 材の NaOH 溶液中での SCC 感受性

[出典：大久保勝夫、徳永一弘：化学工学、40 (1976)]

(☆：よう素除去薬品タンクの使用環境：65°C、30%を出典文献に追記)

(7) ヒータの絶縁低下 [ほう酸注入タンク]

ヒータの絶縁物には、酸化マグネシウムを使用しており、長期の使用により絶縁低下が想定される。

しかしながら、定期的な絶縁抵抗測定により、機器の健全性を確認している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(8) マンホール用ボルトの腐食（全面腐食） [共通]

マンホール用ボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体による腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

(9) 支持脚等の腐食（全面腐食）

[ほう酸注入タンク、体積制御タンク、ガス減衰タンク、原子炉補機冷却水サージタンク、よう素除去薬品タンク、湿分分離加熱器第2段ドレンタンク、緊急時対策所用発電機用燃料油貯蔵タンク]

支持脚及びスカートは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(10) 支持脚（スライド脚）の腐食（全面腐食）

[原子炉補機冷却水サージタンク、よう素除去薬品タンク、湿分分離加熱器第2段ドレンタンク]

原子炉補機冷却水サージタンク、よう素除去薬品タンク及び湿分分離加熱器第2段ドレンタンクは横置きであり、支持脚（スライド脚）が設置されているが、スライド部は炭素鋼であり、長期使用により、腐食による固着が想定される。

しかしながら、湿分分離加熱器第2段ドレンタンクの支持脚（スライド脚）の腐食に対しては、プラント起動時に目視によりスライド部が正常であることを確認し、機器の健全性を維持している。

一方、通常運転状態での横方向移動が少ない原子炉補機冷却水サージタンク及びよう素除去薬品タンクの支持脚（スライド脚）については、巡視点検等で目視によりスライド部を覆っている塗装の健全性を確認している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(11) 取付ボルトの腐食（全面腐食）[湿分分離加熱器第2段ドレンタンク]

取付ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(12) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）及び劣化

[ほう酸注入タンク、体積制御タンク、ガス減衰タンク、原子炉補機冷却水サージタンク、よう素除去薬品タンク、燃料取替用水タンク、復水タンク、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク]

基礎ボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり、腐食が想定される。また、ケミカルアンカには樹脂を使用しており、劣化が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 ほう酸注入タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		炭素鋼 (ステン鋼内張り)		△(外面)					*1：絶縁低下	
	鏡 板		炭素鋼 (ステン鋼内張り)		△(外面)						
	マンホール		炭素鋼 (ステン鋼内張り)		△(外面)						
	入口管台		炭素鋼 (ステン鋼内張り)		△(外面)						
	出口管台		炭素鋼 (ステン鋼内張り)		△(外面)						
	温度計管台		ステンレス鋼				△				
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
保温構成品	ストリップヒータ		低合金鋼 酸化マグネシウム						△*1		
機器の支持	スカート		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-2 川内1号炉 体積制御タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		ステンレス鋼								
	鏡 板		ステンレス鋼								
	マンホール		ステンレス鋼								
	抽出水入口管台		ステンレス鋼								
	水素、窒素封入管台		ステンレス鋼								
	ベント管台		ステンレス鋼								
	封水戻り管台		ステンレス鋼								
	水位計管台		ステンレス鋼								
	出口管台		ステンレス鋼								
	逃し弁出口管台		ステンレス鋼								
	ドレン管台		ステンレス鋼								
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	スカート		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-3 川内1号炉 ガス減衰タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	鏡 板		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	ドレン管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	試料採取管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	出入口管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-4 川内1号炉 原子炉補機冷却水サージタンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		炭素鋼		△(内面) △(外面)					*1：スライド部の腐食	
	鏡 板		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	サージ管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	薬液入口管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	パキュームリーフ弁管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	ベント管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	逃がし弁管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	ドレン管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	水位計管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	再循環管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支 持 脚		炭素鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭素鋼		△*1 △						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-5 川内1号炉 よう素除去薬品タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		ステンレス鋼		△(内面)		△			*1：スライド部の腐食 *2：樹脂の劣化	
	鏡 板		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	マンホール		ステンレス鋼 炭素鋼 (ステンレス鋼内張り)		△(内面) △(外面)		△				
	薬液入口管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	出口管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	窒素供給管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	パキュームリーフ弁管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	サンプリング管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	上部・下部水位計管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	温度計管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	ドレン管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	逃がし弁管台		ステンレス鋼		△(内面)		△				
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭 素 鋼		△ ^{*1} △						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルカ)		低合金鋼 不飽和ポリエステル 樹脂		△			△ ^{*2}			

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-6 川内1号炉 湿分分離加熱器第2段ドレンタンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定 期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)					*1：スライド部の腐食	
	鏡 板		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	ドレン入口管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	ドレン出口管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	計器用管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	支持脚(スライド脚)		炭 素 鋼		△ ^{*1} △						
	取付ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-7 川内1号炉 燃料取替用水タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		ステンレス鋼				△				
	底板、屋根板		ステンレス鋼				△				
	マンホール		ステンレス鋼				△				
	入口管台		ステンレス鋼				△				
	出口管台		ステンレス鋼				△				
	水位計管台		ステンレス鋼				△				
	温度計管台		ステンレス鋼				△				
	ドレン管台		ステンレス鋼				△				
	オーバーフロー管台		ステンレス鋼				△				
	ヒータ循環水入口管台		ステンレス鋼				△				
	攪拌用管台		ステンレス鋼				△				
	マンホール用ボルト			低合金鋼		△					
	ガスケット	◎		—							
機器の支持	基礎ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-8 川内1号炉 復水タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	屋根板、底板		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	補助給水ポンプ吸込管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	復水出入口管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	タンク補給水入口管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	オーバーフロー管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	空気抜管台		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	加熱蒸気入口管台		ステンレス鋼				△				
	加熱蒸気ドレン出口管台		ステンレス鋼				△				
	計器用管台		ステンレス鋼 炭 素 鋼		△(内面) △(外面)		△				
	マンホール		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	基礎ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-9 川内1号炉 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定 期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	鏡 板		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	油戻り管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	送油口管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	水抜管管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	油面計管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	注入口管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	計量尺用管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	通気管管台		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール		炭素鋼		△(内面) △(外面)						
	マンホール用ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支 持 脚		炭素鋼		△						
	基礎ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 蓄圧タンク
- ② ほう酸タンク
- ③ 湿分分離加熱器第1段ドレンタンク
- ④ 湿分分離器ドレンタンク
- ⑤ 1次系補助蒸気復水タンク
- ⑥ 補助蒸気復水回収タンク

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器各々の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 胴板等耐圧構成品の外側からの腐食（全面腐食）〔共通〕

胴板等耐圧構成品は炭素鋼であり、外側からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 胴板等耐圧構成品の内側からの腐食（全面腐食）

〔湿水分離加熱器第1段ドレンタンク、湿水分離器ドレンタンク、1次系補助蒸気復水タンク、補助蒸気復水回収タンク〕

湿水分離加熱器第1段ドレンタンク及び湿水分離器ドレンタンクの胴板等の耐圧構成品は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体が給水（溶存酸素濃度5ppb以下）であることから、腐食が発生し難い環境であり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

1次系補助蒸気復水タンク、補助蒸気復水回収タンクは胴板等の耐圧構成品が炭素鋼であり、内部流体が飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体であるため、長期使用により腐食が想定される。

しかしながら、開放点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 胴板等耐圧構成品の内面からの応力腐食割れ〔蓄圧タンク、ほう酸タンク〕

蓄圧タンクの管台及びほう酸タンクの胴板等耐圧構成品については、溶接部は溶接入熱により鋭敏化している可能性があり、内面からの応力腐食割れが想定される。

しかしながら、溶接後熱処理を施していないこと、また、温度条件的にも100℃未満と低いことにより、内面からの応力腐食割れ発生の可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、定期的な目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 ヒータの絶縁低下〔ほう酸タンク〕

ヒータの絶縁物には、酸化マグネシウムを使用しており、長期の使用により絶縁低下が想定される。

しかしながら、定期的な絶縁抵抗測定により、機器の健全性を確認している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.5 マンホール用ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

マンホール用ボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体による腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

3.2.6 支持脚等の腐食（全面腐食）

[蓄圧タンク、ほう酸タンク、湿分分離加熱器第1段ドレンタンク、湿分分離器ドレンタンク]

支持脚及びスカートは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.7 支持脚（スライド脚）の腐食（全面腐食）

[湿分分離加熱器第1段ドレンタンク、湿分分離器ドレンタンク]

湿分分離加熱器第1段ドレンタンク及び湿分分離器ドレンタンクは横置きであり、支持脚（スライド脚）が設置されているが、スライド部は炭素鋼であり、長期使用により、腐食による固着が想定される。

しかしながら、支持脚（スライド脚）の腐食に対しては、プラント起動時に目視によりスライド部が正常であることを確認し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.8 取付ボルトの腐食（全面腐食）

[湿分分離加熱器第1段ドレンタンク、湿分分離器ドレンタンク]

取付ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.9 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

[蓄圧タンク、ほう酸タンク、1次系補助蒸気復水タンク、補助蒸気復水回収タンク]

基礎ボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

5 フィルタ

[対象機器]

- ① 冷却材フィルタ
- ② 封水注入フィルタ
- ③ 封水フィルタ
- ④ ほう酸フィルタ
- ⑤ 格納容器再循環サンプスクリーン

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	9
3. 代表機器以外への展開	14
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	14
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	14

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要なフィルタの主な仕様を表1-1に示す。

これらのフィルタを設置場所・型式、内部流体及び材料の観点からグループ化し、以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示すフィルタについて、設置場所・型式、内部流体及び材料の観点から2つのグループにまとめられる。

1.2 代表機器の選定

- (1) 設置場所・型式：屋内・たて置円筒形、内部流体：1次冷却材、ほう酸水、材料：ステンレス鋼

このグループには、冷却材フィルタ、封水注入フィルタ、封水フィルタ及びほう酸フィルタが属するが、重要度が高いほう酸フィルタを代表機器とする。

- (2) 設置場所・型式：屋内・ディスク型、内部流体：空気、材料：ステンレス鋼

このグループには、格納容器再循環サンプスクリーンのみが属するため、代表機器は格納容器再循環サンプスクリーンとする。

表1-1 川内1号炉 フィルタの主な仕様

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準			選定	選定理由
				重要度*1	使用条件			
設置場所 型式	内部流体	材 料			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (℃)		
屋内・ たて置円筒形	1次冷却材	ステンレス鋼	冷却材フィルタ (1)	PS-2	約 1.4	約 95	◎	重要度
			封水注入フィルタ (2)	PS-2	約 18.8	約 95		
			封水フィルタ (1)	PS-2	約 0.98	約 95		
	ほう酸水	ほう酸フィルタ (1)	MS-1、重*2	約 0.98	約 95			
屋内・ ディスク型	空 気	ステンレス鋼	格納容器再循環サンプスクリーン (2)	MS-1、重*2	約0.245	約127	◎	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の2種類のフィルタについて技術評価を実施する。

- ① ほう酸フィルタ
- ② 格納容器再循環サンプスクリーン

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 ほう酸フィルタ

(1) 構造

川内1号炉のほう酸フィルタは、たて置円筒形のカートリッジ型のフィルタであり、胴板、底板等にはステンレス鋼を使用しており、ほう酸水に接液している。

川内1号炉のほう酸フィルタの構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のほう酸フィルタの使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

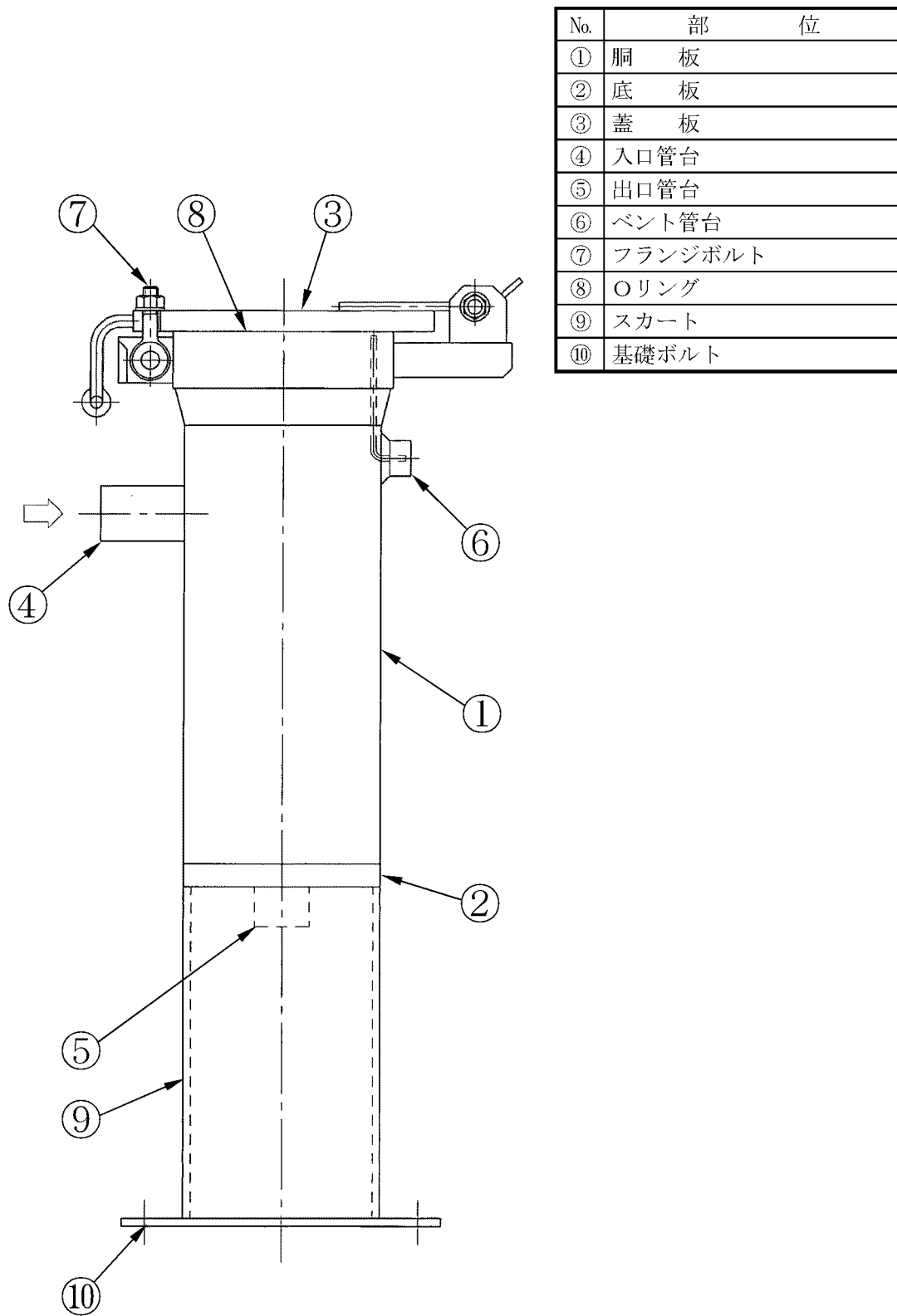


図2.1-1 川内1号炉 ほう酸フィルタ構造図

表2.1-1 川内1号炉 ほう酸フィルタ主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	ステンレス鋼
底 板	ステンレス鋼
蓋 板	ステンレス鋼
入口管台	ステンレス鋼
出口管台	ステンレス鋼
ベント管台	ステンレス鋼
フランジボルト	低合金鋼
Oリング	消耗品・定期取替品
スカート	ステンレス鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 ほう酸フィルタの使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約95℃
内 部 流 体	ほう酸水

2.1.2 格納容器再循環サンプスクリーン

(1) 構造

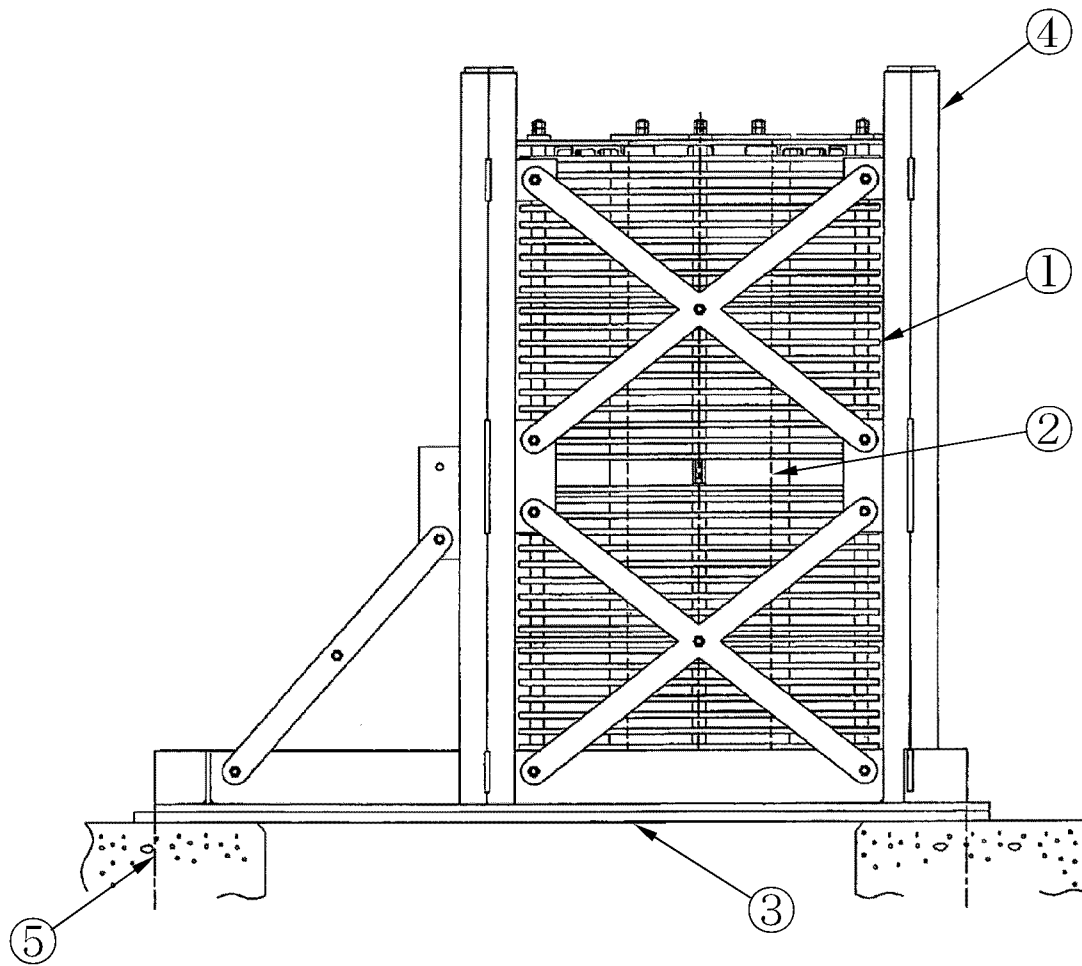
川内1号炉の格納容器再循環サンプスクリーンは、ディスク型のスクリーンであり、ディスク、コアチューブ、ラテラルサポート等の構成品をカバープレートに固定し、カバープレートは床に基礎ボルトで固定されている。各構成品にはステンレス鋼を使用しており、格納容器再循環サンプ上に設置されている。

川内1号炉の格納容器再循環サンプスクリーンの構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の格納容器再循環サンプスクリーンの使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

No.	部 位
①	ディスク
②	コアチューブ
③	カバープレート
④	ラテラルサポート
⑤	基礎ボルト



(格納容器再循環サンプル)

図2.1-2 川内1号炉 格納容器再循環サンプルスクリーン構造図

表2.1-3 川内1号炉 格納容器再循環サンプスクリーン主要部位の使用材料

部 位	材 料
ディスク	ステンレス鋼
コアチューブ	ステンレス鋼
カバープレート	ステンレス鋼
ラテラルサポート	ステンレス鋼
基礎ボルト	ステンレス鋼

表2.1-4 川内1号炉 格納容器再循環サンプスクリーンの使用条件

最高使用圧力	約0.245MPa[gage]
最高使用温度	約127℃
内部流体	空 気

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

フィルタの機能である冷却材等の浄化機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① バウンダリの維持
- ② 機器の支持
- ③ 流路の確保

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

フィルタについて機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1及び表2.2-2に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1及び表2.2-2で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 胴板等耐圧構成品の内面からの応力腐食割れ [ほう酸フィルタ]

1977年10月、米国H. B. ロビンソン (H. B. Robinson) 発電所のほう酸注入タンクでカップリングから管台（ともにステンレス鋼）にかけて内面からの応力腐食割れによる損傷が発生している。この事象は、飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）のほう酸水環境下で、高炭素量のステンレス鋼を使用していた管台が著しく鋭敏化していたことが原因となり発生したものである。

しかしながら、ほう酸フィルタは溶接後熱処理を施していないこと、また使用温度も低く（100℃未満）、現時点の知見において応力腐食割れ発生の可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認及び漏えい確認により、機器の健全性を確認している。

(2) フランジボルトの腐食（全面腐食）〔ほう酸フィルタ〕

フランジボルトは、Ｏリングからの漏えいにより、内部流体による腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

(3) スクリーン流路の減少〔格納容器再循環サンプスクリーン〕

ディスク部は原子炉格納容器内空気環境へ開放されており、異物混入によるスクリーン流路の減少が想定される。

しかしながら、目視確認と清掃により、スクリーン流路の減少につながる異物は適切に取り除かれている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔ほう酸フィルタ〕

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

Ｏリングは開放点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 ほう酸フィルタに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		ステンレス鋼				△				
	底 板		ステンレス鋼				△				
	蓋 板		ステンレス鋼				△				
	入口管台 出口管台 ベント管台		ステンレス鋼				△				
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	Oリング	◎	—								
機器の支持	スカート		ステンレス鋼								
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-2 川内1号炉 格納容器再循環サンプスクリーンに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
流路の確保	ディスク		ステンレス鋼							△*1	*1：流路の減少
	コアチューブ		ステンレス鋼								
機器の支持	カバープレート		ステンレス鋼								
	ラテラルサポート		ステンレス鋼								
	基礎ボルト		ステンレス鋼								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 冷却材フィルタ
- ② 封水注入フィルタ
- ③ 封水フィルタ

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器各々の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 胴板等耐圧構成品の内面からの応力腐食割れ [共通]

胴板等耐圧構成品については、溶接部は溶接入熱により鋭敏化している可能性があり、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、いずれのフィルタも溶接後熱処理を施していないこと、また、使用温度も低く（100℃未満）、現時点の知見において応力腐食割れ発生の可能性はない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認及び漏えい確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.2 フランジボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

フランジボルトは、Ｏリングからの漏えいにより、内部流体による腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、開放点検時の目視確認等により、機器の健全性を確認している。

3.2.3 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

6 脱塩塔

[対象機器]

- ① 冷却材混床式脱塩塔
- ② 冷却材陽イオン脱塩塔
- ③ ほう酸除去脱塩塔

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	6
3. 代表機器以外への展開	9
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	9
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	9

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な脱塩塔の主な仕様を表1-1に示す。

これらの脱塩塔を設置場所・型式、内部流体及び材料の観点からグループ化し、以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す脱塩塔について、設置場所・型式、内部流体及び材料の観点から1つのグループにまとめられる。

1.2 代表機器の選定

常時使用している冷却材混床式脱塩塔を代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 脱塩塔の主な仕様

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準		選定	選定理由
				重要度*1	使用条件		
設置場所 型式	内部流体	材 料			最高使用圧力 (MPa[gage])		
屋内・ たて置円筒形	1次冷却材	ステンレス鋼	冷却材混床式脱塩塔 (2)	PS-2	約1.4	約65	◎ 常時使用
			冷却材陽イオン脱塩塔 (1)	PS-2	約1.4	約65	
			ほう酸除去脱塩塔 (2)	PS-2	約1.4	約65	

*1：機能は最上位の機能を示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の脱塩塔について技術評価を実施する。

① 冷却材混床式脱塩塔

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 冷却材混床式脱塩塔

(1) 構造

川内1号炉の冷却材混床式脱塩塔は、たて置円筒形の脱塩塔であり、胴板及び鏡板等にはステンレス鋼を使用しており、1次冷却材に接液している。

川内1号炉の冷却材混床式脱塩塔の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の冷却材混床式脱塩塔の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

No.	部 位
①	胴 板
②	鏡 板
③	樹脂入口管台
④	樹脂出口管台
⑤	入口管台
⑥	出口管台
⑦	逆洗水出口管台
⑧	支 持 脚
⑨	基礎ボルト

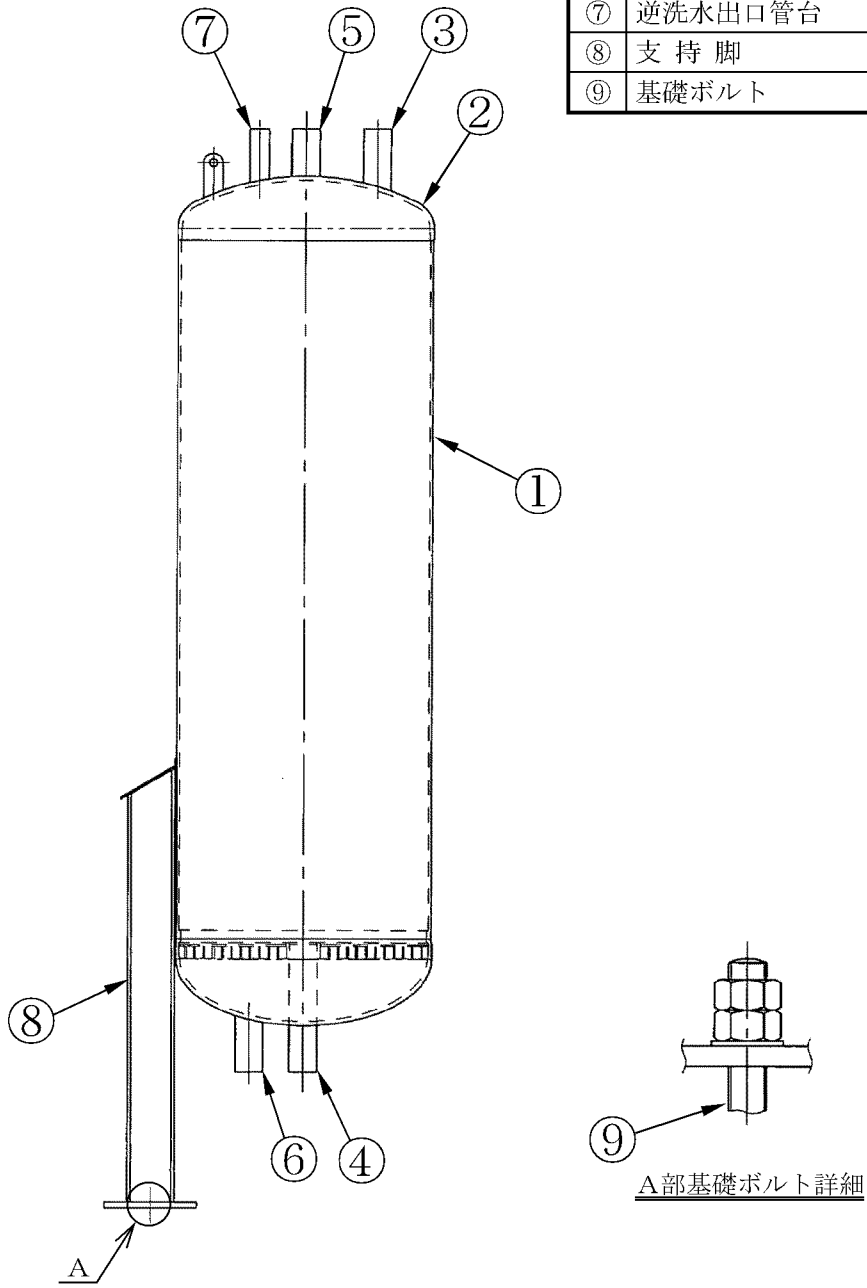


図2.1-1 川内1号炉 冷却材混床式脱塩塔構造図

表2.1-1 川内1号炉 冷却材混床式脱塩塔主要部位の使用材料

部 位	材 料
胴 板	ステンレス鋼
鏡 板	ステンレス鋼
樹脂入口管台	ステンレス鋼
樹脂出口管台	ステンレス鋼
入口管台	ステンレス鋼
出口管台	ステンレス鋼
逆洗水出口管台	ステンレス鋼
支 持 脚	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼

表2.1-2 川内1号炉 冷却材混床式脱塩塔の使用条件

最高使用圧力	約1.4MPa[gage]
最高使用温度	約65℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

冷却材混床式脱塩塔の機能である冷却材の浄化機能を維持するためには、次の2つの項目が必要である。

- ① バウンダリの維持
- ② 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

冷却材混床式脱塩塔について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 支持脚の腐食（全面腐食）

支持脚は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

表2.2-1 川内1号炉 冷却材混床式脱塩塔に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	胴 板		ステンレス鋼								
	鏡 板		ステンレス鋼								
	樹脂入口管台		ステンレス鋼								
	樹脂出口管台		ステンレス鋼								
	入口管台		ステンレス鋼								
	出口管台		ステンレス鋼								
	逆洗水出口管台		ステンレス鋼								
機器の支持	支 持 脚		炭 素 鋼		△						
	基礎ボルト		炭 素 鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 冷却材陽イオン脱塩塔
- ② ほう酸除去脱塩塔

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器各々の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 支持脚の腐食（全面腐食）[共通]

支持脚は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 基礎ボルトの腐食（全面腐食）[共通]

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

7 プール形容器

[対象機器]

- ① 使用済燃料ピット
- ② 原子炉キャビティ
- ③ 燃料取替用チャンネル
- ④ キャスクピット

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	6
3. 代表機器以外への展開	10
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	10
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	10

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されているプール形容器の主な仕様を表1-1に示す。

これらのプール形容器を設置場所・型式、内部流体及び材料の観点からグループ化し、以下のとおり代表機器を選定した。

なお、格納容器再循環サンプはコンクリート製であり、「コンクリート構造物及び鉄骨構造物の技術評価書」にて内部コンクリートとして評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示すプール形容器について、設置場所・型式、内部流体及び材料の観点から1つのグループにまとめられる。

1.2 代表機器の選定

常時使用していることから、使用済燃料ピットを代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 プール形容器の主な仕様

分離基準			機器名称 (台数)	選定基準		選定	選定理由
				重要度*1	使用条件		
設置場所 型式	内部流体	材 料			最高使用圧力 (MPa[gage])		
屋内・ コンクリート製 埋込みプール形	ほう酸水	鉄筋コンクリート (ステンレス鋼内張り)	使用済燃料ピット (2)	PS-2、重*2	大気圧	約65	◎ 常時使用
			原子炉キャビティ (1)	PS-2	大気圧	約65	
			燃料取替用チャネル (1)	PS-2	大気圧	約65	
			キャスクピット (1)	PS-2	大気圧	約65	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下のプール形容器について技術評価を実施する。

① 使用済燃料ピット

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 使用済燃料ピット

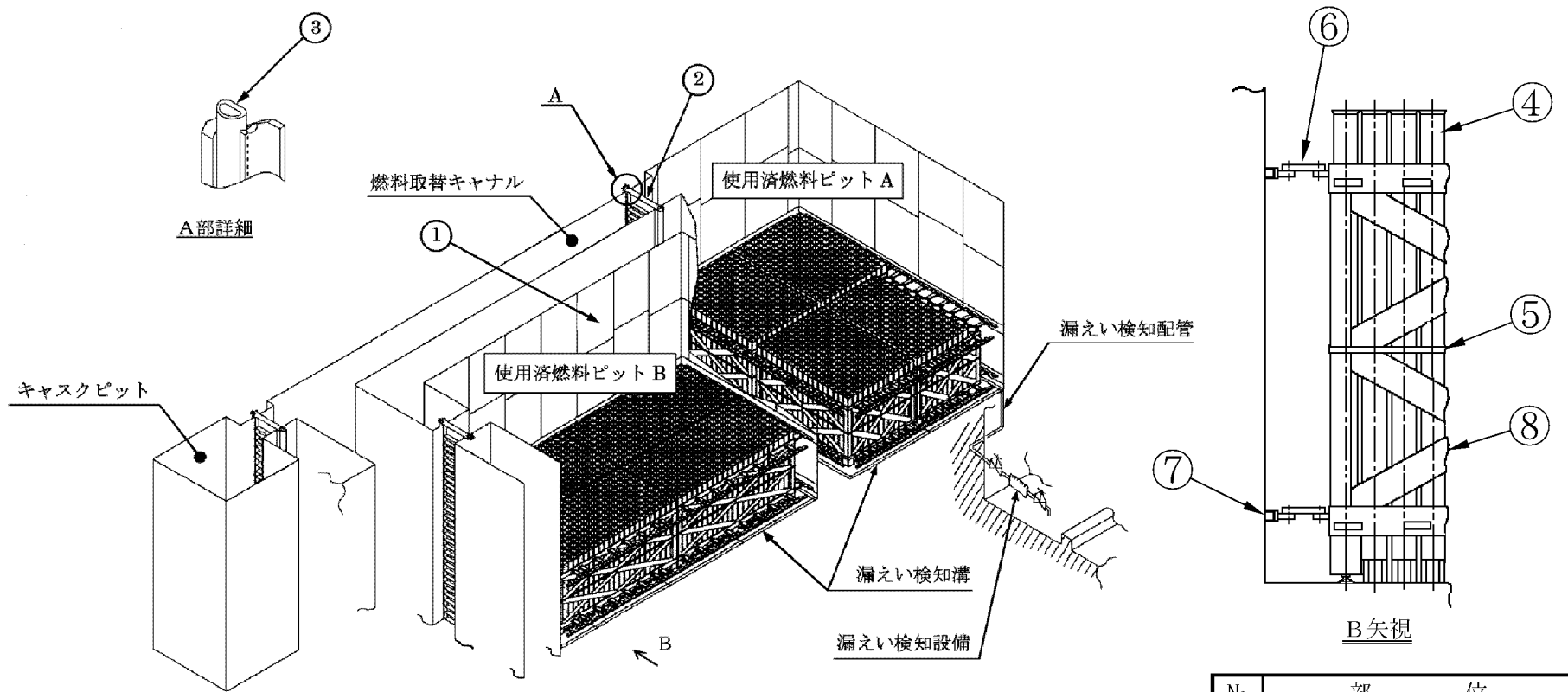
(1) 構造

川内1号炉の使用済燃料ピットは、コンクリート製の埋込みプール形容器であり、ピット内面にはステンレス鋼の内張りをしており、ほう酸水に接液している。

川内1号炉の使用済燃料ピットの構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の使用済燃料ピットの使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	ステンレスライニング
②	プールゲート
③	ゲートパッキン
④	使用済燃料ラックセル
⑤	使用済燃料ラック支持格子
⑥	使用済燃料ラック接続板
⑦	使用済燃料ラック取付金具
⑧	使用済燃料ラックステー

図2.1-1 川内1号炉 使用済燃料ピット構造図

表2.1-1 川内1号炉 使用済燃料ピット主要部位の使用材料

部 位	材 料
ステンレスライニング	ステンレス鋼
プールゲート	アルミニウム合金
ゲートパッキン	消耗品・定期取替品
使用済燃料ラックセル	ボロン添加ステンレス鋼 ステンレス鋼
使用済燃料ラック支持格子	ステンレス鋼
使用済燃料ラック連接板	ステンレス鋼
使用済燃料ラック取付金具	ステンレス鋼
使用済燃料ラックステー	ステンレス鋼

表2.1-2 川内1号炉 使用済燃料ピットの使用条件

最高使用圧力	大 気 圧
最高使用温度	約65℃
内 部 流 体	ほう酸水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

使用済燃料ピットの機能を維持するためには、次の3つ項目が必要である。

- ① 保有水の保持
- ② 燃料保持
- ③ ラック保持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

使用済燃料ピットについて機能達成に必要な項目を考慮して組立品を主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

なお、ピット組立品の一部である躯体等のコンクリートについては、「コンクリート構造物及び鉄骨構造物の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) プールゲートの腐食（隙間腐食）

プールゲートとゲートパッキンとの隙間面には、隙間腐食が想定される。

しかしながら、隙間腐食については、ほう酸水中の塩化物イオン濃度が0.15ppmを超えないように管理されており、腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、ゲートパッキン取替時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(2) ステンレスライニング等の応力腐食割れ

2007年3月、美浜1号炉においてキャビティのステンレスライニングで応力腐食割れが発生している。この事象は、プラント建設時に原子炉格納容器開口部から持ち込まれた海塩粒子がコーナアングルやコーナプレート表面に付着、その後の定期検査時のキャビティ水張りにより発生した結露水により、塩化物イオンがコーナプレートの溶接線近傍の狭隘部分に持ち込まれ、さらに原子炉の運転で水分が蒸発し、ドライアンドウェット現象を繰り返すことで塩化物イオンが濃縮したことが原因とされている。

しかしながら、川内1号炉の使用済燃料ピットのステンレスライニングについては、水抜き等の運用がなく常時水張り状態であり温度変化が少ないことから、ドライアンドウェット現象が発生し難い環境であると考えられ、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、使用済燃料ピットのステンレスライニングやラック類の応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) ボロンの中性子吸収能力の低下

使用済燃料ラックセルには、ボロン添加ステンレス鋼が使用されており、ボロンは中性子吸収により、その成分元素が中性子吸収断面積の小さな元素へと変換されるため、中性子吸収能力は徐々に低下する。

しかしながら、中性子吸収能力の低下は無視できるほど小さいと考えられることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品等

ゲートパッキンについては消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 使用済燃料ピットに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
保有水の保持	ステンレスライニング		ステンレス鋼				▲			*1：隙間腐食 *2：ボロンの中性子吸収能力の低下	
	プールゲート		アルミニウム合金		△*1						
	ゲートパッキン	◎	—								
燃料保持	使用済燃料ラックセル		ボロン添加ステンレス鋼 ステンレス鋼				▲		▲*2		
ラック保持	使用済燃料ラック支持格子		ステンレス鋼				▲				
	使用済燃料ラック連接板		ステンレス鋼				▲				
	使用済燃料ラック取付金具		ステンレス鋼				▲				
	使用済燃料ラックステー		ステンレス鋼				▲				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 原子炉キャビティ
- ② 燃料取替用チャンネル
- ③ キャスクピット

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器各々の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

3.2.1 プールゲートの腐食（隙間腐食）[キャスクピット]

プールゲートとゲートパッキンとの隙間面には、隙間腐食が想定される。

しかしながら、隙間腐食については、ほう酸水中の塩化物イオン濃度が0.15ppmを超えないように管理されており、腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、ゲートパッキン取替時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

2.2.3の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

3.2.2 ステンレスライニング等の応力腐食割れ〔共通〕

2007年3月、美浜1号炉においてキャビティのステンレスライニングで応力腐食割れが発生している。この事象は、プラント建設時に原子炉格納容器開口部から持ち込まれた海塩粒子がコーナアングルやコーナプレート表面に付着、その後原子炉の運転に伴う温度変化により、ドライアンドウェット現象を繰り返すことで塩化物イオンが濃縮したことが原因と考えられている。

しかしながら、川内1号炉の原子炉キャビティ、燃料取替用チャンネル及びキャスクピットには塩化物イオンの濃縮が想定される類似した箇所はないことから、ステンレスライニングの応力腐食割れが発生する可能性はない。

したがって、原子炉キャビティ、燃料取替用チャンネル及びキャスクピットのステンレスライニングの応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

川内原子力発電所 1 号炉

配管の技術評価書

[運転を断続的に行うことを前提とした評価]

九州電力株式会社

川内1号炉の配管のうち、評価対象機器である安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機器、高温・高圧の環境下にあるクラス3の機器及び常設重大事故等対処設備に属する機器を材料及び内部流体でグループ化し、同一グループ内の複数の機器の存在を考慮して、設置場所、重要度及び使用条件の観点から代表機器を選定した。

これらの一覧を表1に、機能を表2に示す。

本評価書においては、これら代表機器について技術評価を行うとともに、代表機器以外の機器についても技術評価を展開している。また、配管サポートについては配管の機能を維持するための1部品として位置づけられるが、サポートの種類が表3に示すように多種多様であり、かつそれぞれの配管にはそれらのサポートの何種類かのサポートが設置されていることを考慮し、独立してとりまとめている。本評価書における技術評価結果で現状保全を継続すべき項目としたものについては、現状保全の点検手法の適切性を確認しており、現状保全を継続することで健全性の維持は可能であると考えられる。

なお、点検等で確認した結果、異常が認められた場合、速やかに対策を施すこととしており、異常が認められた場合に対策を実施する旨の記載は省略している。

本評価書では配管の材料等を基に、以下の5つに分類している。

- 1 ステンレス鋼配管
- 2 低合金鋼配管
- 3 炭素鋼配管
- 4 1次冷却材管
- 5 配管サポート

なお、1次冷却材管はステンレス鋼配管に属することになるが、安全上重要な機器であり、かつ補修・取替が容易ではない機器であることを考慮し、ステンレス鋼配管と分けて単独で評価している。

表 1 (1/5) 川内 1 号炉 主要な配管

分離基準		機器名称	重要度*1	選定基準				選定	選定理由
				使用条件					
材料	内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa [gage])	最高使用温度 (°C)		
ステンレス鋼	1 次冷却材 ほう酸水	1 次冷却材管	PS-1、重*3	屋内	連 続	約 17.2	約343	◎	重要度、環境 条件*5
		1 次冷却材系統配管*2	PS-1、重*3		連 続	約 17.2	約360		
		化学体積制御系統配管*2	MS-1、重*3		連 続	約 18.8	約343		
		使用済燃料ピット浄化冷却系統配管	MS-2、重*3		連 続	約 1.4	約 95		
		1 次系試料採取系統配管	MS-1、重*3		連 続	約 17.2	約360		
		安全注入系統配管*2	MS-1、重*3		一 時	約 18.8	約343		
		余熱除去系統配管*2	MS-1、重*3		一 時	約 17.2	約343		
		原子炉格納容器スプレイ系統配管	MS-1、重*3		一 時	約 2.7	約150		
		燃料取替用水系統配管	MS-1、重*3		屋内外	連 続	約 1.4		
	蒸 気	主蒸気系統配管	高*4	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	
		低温再熱蒸気系統配管	高*4		連 続	約 1.4	約200		
		第 2 抽気系統配管	高*4		連 続	約-0.10	約100		
		第 3 抽気系統配管	高*4		連 続	約 0.20	約135		
		第 4 抽気系統配管	高*4		連 続	約 0.54	約220		
		第 6 抽気系統配管	高*4		連 続	約 2.8	約235		
		タービンランド蒸気系統配管	高*4		連 続	約 2.0	約220		
		補助蒸気系統配管	高*4		連 続	約 1.4	約291		
		第 5 抽気系統配管	高*4		屋内外	連 続	約 1.4		
		2 次系ドレン系統配管	高*4	連 続		約 1.4	約200		

*1：機能は最上位の機能を示す
 *2：1 次冷却材系統内にラインが含有されるもののうち、弁等で他系統と接続されるラインは他系統側の配管として評価する。また、1 次冷却材管は別に評価する
 *3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す
 *4：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器
 *5：余熱除去系統配管は、通常運転時は使用されておらず定期検査時のみに通水されることから、環境条件（使用時の温度変動が急激かつ大きい）により経年劣化評価上厳しくなる可能性があるとして判断した

表 1 (2/5) 川内 1 号炉 主要な配管

分離基準		機器名称	選定基準				選定	選定理由		
			重要度*1	使用条件						
材料	内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])			最高使用温度 (°C)	
ステンレス鋼	給 水	蒸気発生器ブローダウン系統配管	MS-1	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	重要度、屋外 (一部)	
		余熱除去系統配管 (給水)	重*3		一 時	約 4.1	約200			
		原子炉格納容器スプレイ系統配管 (給水)	重*3		一 時	約 2.7	約150			
		補助蒸気系統配管	高*1		連 続	約 0.69	約100			
	2次系復水系統配管	高*1	屋内外	連 続	約 4.0	約200				
	2次系ドレン系統配管	高*4		連 続	約 7.5	約291				
	主給水系統配管*2	高*4		連 続	約 11.0	約235				
	補助給水系統配管	MS-1、重*3		一 時	約 12.3	約 40				
	油	タービン潤滑・制御油系統配管	高*4	屋内	連 続	約 16.2	約 75			◎
	苛性ソーダ溶液	原子炉格納容器スプレイ系統配管 (苛性ソーダライン)	MS-1	屋内	一 時	約 2.7	約150			◎
空 気	緊急時対策所用加圧設備系統配管	重*3	屋内	一 時	大気圧	約 40	◎			

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：2次系給水系統配管を含む

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

表 1 (3/5) 川内 1 号炉 主要な配管

分離基準		機器名称	選定基準					選定	選定理由
			重要度*1	使用条件					
材料	内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa [gage])	最高使用温度 (°C)		
低合金鋼	蒸 気	タービンランド蒸気系統配管	高*2	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	
	給 水	主給水系統配管*3	MS-1、重*1	屋内	連 続	約11.0	約291	◎	重要度
		2次系ドレン系統配管	高*2	屋外	連 続	約 2.8	約235		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：2次系給水系統配管を含む

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 1 (4/5) 川内 1 号炉 主要な配管

分離基準		機器名称	重要度*1	選定基準				選定	選定理由		
				使用条件							
材料	内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa [gage])	最高使用温度 (°C)				
炭素鋼	蒸 気	低温再熱蒸気系統配管	高*2	屋内	連 続	約 1.4	約200	◎	重要度		
		第 3 抽気系統配管	高*2		連 続	約0.20	約135				
		第 4 抽気系統配管	高*2		連 続	約0.54	約220				
		第 6 抽気系統配管	高*2		連 続	約 2.8	約235				
		タービングランド蒸気系統配管	高*2		連 続	約 7.5	約291				
	主蒸気系統配管	MS-1、重*3	屋内外	連 続	約 7.5	約291					
	高温再熱蒸気系統配管	高*2		連 続	約 1.4	約291					
	補助給水系統配管	高*2		一 時	大気圧	約100					
	補助蒸気系統配管	MS-1		連 続	約 7.5	約291					
	2次系ドレン系統配管	高*2		連 続	約 1.4	約200					
	給 水	蒸気発生器ブローダウン系統配管	MS-1	屋内	連 続	約 7.5	約291			◎	重要度、環境 条件*5
		補助給水系統配管	MS-1、重*3		一 時	約12.3	約 40				
		消火用水系統配管	重*3		一 時	約 1.5	約 95				
		2次系復水系統配管	高*2	屋内外	連 続	約 4.0	約200				
2次系ドレン系統配管		高*2	連 続		約 7.5	約291					
主給水系統配管*4		MS-1、重*3	連 続		約11.0	約291					
補助蒸気系統配管		高*2	連 続		約 1.6	約185					

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95℃を超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：2次系給水系統配管を含む

*5：主給水系統配管は、環境条件（プラントの起動・停止時に内部流体の温度、圧力の変化の影響を受ける）により経年劣化評価上厳しくなる可能性があると判断した

表 1 (5/5) 川内 1 号炉 主要な配管

分離基準		機器名称	選定基準					選定	選定理由
			重要度*1	使用条件					
材料	内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa [gage])	最高使用温度 (°C)		
炭素鋼	ヒドラン水	原子炉補機冷却水系統配管	MS-1、重*3	屋内	連 続	約0.98	約 95	◎	重要度
	空 気	原子炉格納容器スプレイ系統配管 (空気)	重*3	屋内	一 時	大気圧	約 40	◎	
		制御用空気系統配管	MS-1、重*3		連 続	約0.98	約 50		
		原子炉補機冷却水系統配管 (空気)	重*3	屋内外	一 時	約0.98	約 95		
	炭酸ガス	消火装置系統配管	高*2	屋内外	一 時	約10.8	約 40	◎	
	海 水	原子炉補機冷却海水系統配管	MS-1、重*3		連 続	約0.69	約 50		
	油	タービン潤滑・制御油系統配管	高*2	屋内	連 続	約 2.2	約 80	◎	
緊急時対策所用燃料油系統配管		重*3	屋内外	一 時	大気圧	約 40			

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 2 (1/2) 川内 1 号炉 主要な配管の機能

配 管	機 能
1 次冷却材管 1 次冷却材系統配管	炉心で発生した熱を蒸気発生器で 2 次系に伝達する 1 次冷却材系統を構成する配管である。
化学体積制御系統配管	1 次冷却材系統の 1 次冷却材保有量を適正に調整し、1 次冷却材中の核分裂生成物、腐食生成物等の不純物を除去する化学体積制御系統を構成する配管である。
蒸気発生器ブローダウン系統配管	蒸気発生器 2 次側水の水質維持のために一部を復水器に回収するための蒸気発生器ブローダウン系統を構成する配管である。
使用済燃料ピット浄化冷却系統配管	使用済燃料ピット中の使用済燃料からの崩壊熱を除去し、使用済燃料ピット水の冷却を行うとともに、使用済燃料ピット、原子炉キャビティ及び燃料取替用水タンクのほう酸水を浄化するための使用済燃料ピット浄化冷却系統を構成する配管である。
燃料取替用水系統配管	燃料取替用水タンク水の浄化及び水温の維持並びに使用済燃料ピットの補給水としてほう酸水を補給するための燃料取替用水系統を構成する配管である。
原子炉補機冷却水系統配管	1 次系補機に冷却水を供給する原子炉補機冷却水系統を構成する配管である。
原子炉補機冷却海水系統配管	1 次系の系統及び補機において発生又は蓄積された熱を除去する原子炉補機冷却海水系統を構成する配管である。
1 次系試料採取系統配管	1 次冷却材の化学的性質及び放射性物質の種類と量を把握するための流体サンプルを採取する 1 次系試料採取系統を構成する配管である。
安全注入系統配管	1 次冷却材喪失事故あるいは主蒸気管破断事故時等に、ほう酸水を原子炉容器に注入することにより炉心の冷却かつ負の反応度添加を行う安全注入系統を構成する配管である。
余熱除去系統配管	炉を停止した後に 1 次冷却材系統に残留している熱、炉心の崩壊熱及び 1 次冷却材系統を均一に冷却する目的で運転する 1 次冷却材ポンプの発生熱を除去し、1 次冷却材系統を降温させる余熱除去系統を構成する配管である。
原子炉格納容器スプレイ系統配管	事故時における格納容器からの放射性物質の漏えいを最小にし公衆の安全を確保するための格納容器スプレイ系統を構成する配管である。
主蒸気系統配管	蒸気発生器にて発生した蒸気をタービンに送る主蒸気系統を構成する配管である。
高温再熱蒸気系統配管	湿分分離加熱器にて湿分を除去した加熱蒸気を低圧タービンへ供給するための高温再熱蒸気系統を構成する配管である。

表 2 (2/2) 川内 1 号炉 主要な配管の機能

配 管	機 能
低温再熱蒸気系統配管	高圧タービンからの排気を湿分分離加熱器へ供給するための低温再熱蒸気系統を構成する配管である。
第 2 抽気系統配管	低圧タービンからの抽気を低圧第 2 給水加熱器へ供給するための第 2 抽気系統を構成する配管である。
第 3 抽気系統配管	低圧タービンからの抽気を低圧第 3 給水加熱器へ供給するための第 3 抽気系統を構成する配管である。
第 4 抽気系統配管	低圧タービンからの抽気を低圧第 4 給水加熱器へ供給するための第 4 抽気系統を構成する配管である。
第 5 抽気系統配管	高圧タービンからの抽気を脱気器へ供給するための第 5 抽気系統を構成する配管である。
第 6 抽気系統配管	高圧タービンからの抽気を高圧第 6 給水加熱器及び湿分分離加熱器へ供給するための第 6 抽気系統を構成する配管である。
2 次系復水系統配管	復水器により回収された復水を脱気器へ供給するための 2 次系復水系統を構成する配管である。
2 次系ドレン系統配管	各加熱器より発生したドレンを移送、回収するための 2 次系ドレン系統を構成する配管である。
主給水系統配管	蒸気発生器の水位を維持するために復水を蒸気発生器に給水する主給水系統を構成する配管である。
補助給水系統配管	主給水が使用できない場合に補助給水を蒸気発生器に供給する補助給水系統を構成する配管である。
タービングランド蒸気系統配管	タービンのグランド部へ蒸気シールの蒸気を供給するためのタービングランド蒸気系統を構成する配管である。
制御用空気系統配管	清浄で乾燥した圧縮空気をタービン建屋、補助建屋及び格納容器内の空気作動弁等に供給する制御用空気系統を構成する配管である。
補助蒸気系統配管	スチームコンバータ等にて発生した蒸気を各装置に供給する補助蒸気系統を構成する配管である。
消火用水系統配管	原子力発電所を構成する機器の火災を消火するための消火用水系統を構成する配管である。
消火装置系統配管	原子力発電所を構成する機器の火災を消火するための消火装置系統を構成する配管である。
タービン潤滑・制御油系統配管	タービン潤滑・制御油を移送・回収するためのタービン潤滑・制御油系統を構成する配管である。
緊急時対策所用燃料油系統配管	緊急時対策所用発電機車へ燃料油を供給するための緊急時対策所用燃料油系統を構成する配管である。
緊急時対策所用加圧設備系統配管	緊急時対策棟を加圧するための緊急時対策所用加圧設備系統を構成する配管である。

表3 川内1号炉 配管サポートの機能

サポート名称	機能
アンカー	配管の全方向の変位及びモーメントを拘束する。
Uバンド	配管の全方向の変位を拘束する。
Uボルト	配管の軸直方向の変位を拘束する。
スライドサポート	配管の軸直方向の変位及び全方向のモーメントを拘束する。
レストレイント	配管の特定1方向の変位を拘束する。
スプリングハンガ	配管自重を支持する。
オイルスナバ	地震時に、配管の特定1方向の変位を拘束する。
メカニカルスナバ	地震時に、配管の特定1方向の変位を拘束する。

1 ステンレス鋼配管

[対象機器]

- ① 1次冷却材系統配管
- ② 化学体積制御系統配管
- ③ 蒸気発生器ブローダウン系統配管
- ④ 使用済燃料ピット浄化冷却系統配管
- ⑤ 燃料取替用水系統配管
- ⑥ 1次系試料採取系統配管
- ⑦ 安全注入系統配管
- ⑧ 余熱除去系統配管
- ⑨ 余熱除去系統配管（給水）
- ⑩ 原子炉格納容器スプレイ系統配管
- ⑪ 原子炉格納容器スプレイ系統配管（給水）
- ⑫ 原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）
- ⑬ 主蒸気系統配管
- ⑭ 低温再熱蒸気系統配管
- ⑮ 第2抽気系統配管
- ⑯ 第3抽気系統配管
- ⑰ 第4抽気系統配管
- ⑱ 第5抽気系統配管
- ⑲ 第6抽気系統配管
- ⑳ 2次系復水系統配管
- ㉑ 2次系ドレン系統配管
- ㉒ 主給水系統配管
- ㉓ 補助給水系統配管
- ㉔ タービングランド蒸気系統配管
- ㉕ 補助蒸気系統配管
- ㉖ タービン潤滑・制御油系統配管
- ㉗ 緊急時対策所用加圧設備系統配管

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	5
2.1 構造、材料及び使用条件	5
2.2 経年劣化事象の抽出	17
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	30
3. 代表機器以外への展開	34
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	35
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	39

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要なステンレス鋼配管（1次冷却材管を除く）の主な仕様を表1-1に示す。

これらの配管を内部流体の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示すステンレス鋼配管について、内部流体を分離基準として考えると、合計6つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

(1) 内部流体：1次冷却材・ほう酸水

このグループには、1次冷却材系統配管、化学体積制御系統配管、使用済燃料ピット浄化冷却系統配管、1次系試料採取系統配管、安全注入系統配管、余熱除去系統配管、原子炉格納容器スプレイ系統配管及び燃料取替用水系統配管が属するが、重要度が高く、環境条件（使用時の温度変動が急激かつ大きい）により経年劣化評価上厳しくなる可能性のある余熱除去系統配管を代表機器とする。

(2) 内部流体：蒸気

このグループには、主蒸気系統配管、低温再熱蒸気系統配管、第2抽気系統配管、第3抽気系統配管、第4抽気系統配管、第6抽気系統配管、タービンランド蒸気系統配管、補助蒸気系統配管、第5抽気系統配管及び2次系ドレン系統配管が属するが、屋外にも設置されている第5抽気系統配管を代表機器とする。

(3) 内部流体：給水

このグループには、蒸気発生器ブローダウン系統配管、余熱除去系統配管（給水）、原子炉格納容器スプレイ系統配管（給水）、補助蒸気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、主給水系統配管及び補助給水系統配管が属するが、重要度が高く、屋外にも設置されている補助給水系統配管を代表機器とする。

(4) 内部流体：油

このグループには、タービン潤滑・制御油系統配管のみが属するため、代表機器はタービン潤滑・制御油系統配管とする。

(5) 内部流体：苛性ソーダ溶液

このグループには、原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）のみが属するため、代表機器は原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）とする。

(6) 内部流体：空気

このグループには、緊急時対策所用加圧設備系統配管のみが属するため、代表機器は緊急時対策所用加圧設備系統配管とする。

表1-1(1/2) 川内1号炉 ステンレス鋼配管の主な仕様

分離基準	機器名称	選 定 基 準					選定	選定理由
		重要度*1	使用条件					
内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (℃)		
1次冷却材 ほう酸水	1次冷却材系統配管*2	PS-1、重*3	屋内	連 続	約 17.2	約360	◎	重要度、環境条件*5
	化学体積制御系統配管*2	MS-1、重*3		連 続	約 18.8	約343		
	使用済燃料ピット浄化冷却系統配管	MS-2、重*3		連 続	約 1.4	約 95		
	1次系試料採取系統配管	MS-1、重*3		連 続	約 17.2	約360		
	安全注入系統配管*2	MS-1、重*3		一 時	約 18.8	約343		
	余熱除去系統配管*2	MS-1、重*3		一 時	約 17.2	約343		
	原子炉格納容器スプレイ系統配管	MS-1、重*3		一 時	約 2.7	約150		
	燃料取替用水系統配管	MS-1、重*3	屋内外	連 続	約 1.4	約 95		
蒸 気	主蒸気系統配管	高*1	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	屋外（一部）
	低温再熱蒸気系統配管	高*1		連 続	約 1.4	約200		
	第2抽気系統配管	高*4		連 続	約-0.10	約100		
	第3抽気系統配管	高*1		連 続	約 0.20	約135		
	第4抽気系統配管	高*1		連 続	約 0.54	約220		
	第6抽気系統配管	高*4		連 続	約 2.8	約235		
	タービンランド蒸気系統配管	高*1		連 続	約 2.0	約220		
	補助蒸気系統配管	高*4	連 続	約 1.4	約291			
	第5抽気系統配管	高*4	屋内外	連 続	約 1.4	約200		
2次系ドレン系統配管	高*1	連 続	約 1.4	約200				

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：1次冷却材系統内にラインが含有されるもののうち、弁等で他系統と接続されるラインは他系統側の配管として評価する。また、1次冷却材管は別に評価する

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：最高使用温度が95℃を超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*5：余熱除去系統配管は、通常運転時は使用されておらず定期検査時のみに通水されることから、環境条件（使用時の温度変動が急激かつ大きい）により経年劣化評価上厳しくなる可能性があるかと判断した

表1-1(2/2) 川内1号炉 ステンレス鋼配管の主な仕様

分離基準	機器名称	選 定 基 準					選定	選定理由
		重要度*1	使用条件					
内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
給 水	蒸気発生器ブローダウン系統配管	MS-1	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	重要度、屋外(一部)
	余熱除去系統配管(給水)	重*3		一 時	約 4.1	約200		
	原子炉格納容器スプレ系統配管(給水)	重*3		一 時	約 2.7	約150		
	補助蒸気系統配管	高*4		連 続	約 0.69	約100		
	2次系復水系統配管	高*1	屋内外	連 続	約 4.0	約200		
	2次系ドレン系統配管	高*4		連 続	約 7.5	約291		
	主給水系統配管*2	高*1		連 続	約 11.0	約235		
	補助給水系統配管	MS-1、重*3		一 時	約 12.3	約 40		
油	タービン潤滑・制御油系統配管	高*1	屋内	連 続	約 16.2	約 75	◎	
苛性ソーダ溶液	原子炉格納容器スプレ系統配管(苛性ソーダライン)	MS-1	屋内	一 時	約 2.7	約150	◎	
空 気	緊急時対策所用加圧設備系統配管	重*3	屋内	一 時	大気圧	約40	◎	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：2次系給水系統配管を含む

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の6系統のステンレス鋼配管について技術評価を実施する。

- ① 余熱除去系統配管
- ② 第5抽気系統配管
- ③ 補助給水系統配管
- ④ タービン潤滑・制御油系統配管
- ⑤ 原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）
- ⑥ 緊急時対策所用加圧設備系統配管

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 余熱除去系統配管

(1) 構造

川内1号炉の余熱除去系統配管は、母管にステンレス鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の余熱除去系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

表2.1-1 川内1号炉 余熱除去系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	ステンレス鋼
小口径管台	ステンレス鋼
温度計ウェル	ステンレス鋼
フランジボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 余熱除去系統配管の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約343℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.1.2 第5抽気系統配管

(1) 構造

川内1号炉の第5抽気系統配管は、母管にステンレス鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の第5抽気系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

表2.1-3 川内1号炉 第5抽気系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	ステンレス鋼
温度計ウェル	ステンレス鋼

表2.1-4 川内1号炉 第5抽気系統配管の使用条件

最高使用圧力	約1.4MPa[gage]
最高使用温度	約200℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.3 補助給水系統配管

(1) 構造

川内1号炉の補助給水系統配管は、母管にステンレス鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の補助給水系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。

表2.1-5 川内1号炉 補助給水系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	ステンレス鋼
小口径管台	ステンレス鋼
フランジボルト	炭素鋼、低合金鋼、ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-6 川内1号炉 補助給水系統配管の使用条件

最高使用圧力	約12.3MPa[gage]
最高使用温度	約40℃
内 部 流 体	給 水

2.1.4 タービン潤滑・制御油系統配管

(1) 構造

川内1号炉のタービン潤滑・制御油系統配管は、母管にステンレス鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のタービン潤滑・制御油系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。

表2.1-7 川内1号炉 タービン潤滑・制御油系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	ステンレス鋼
フランジボルト	低合金鋼
Oリング	消耗品・定期取替品

表2.1-8 川内1号炉 タービン潤滑・制御油系統配管の使用条件

最高使用圧力	約16.2MPa[gage]
最高使用温度	約75℃
内 部 流 体	油

2.1.5 原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）

(1) 構造

川内1号炉の原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）は、母管にステンレス鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。

表2.1-9 川内1号炉 原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）

主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	ステンレス鋼

表2.1-10 川内1号炉 原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）の

使用条件

最高使用圧力	約2.7MPa[gage]
最高使用温度	約150℃
内 部 流 体	苛性ソーダ溶液

2.1.6 緊急時対策所用加圧設備系統配管

(1) 構造

川内1号炉の緊急時対策所用加圧設備系統配管は、母管にステンレス鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の緊急時対策所用加圧設備系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。

表2.1-11 川内1号炉 緊急時対策所用加圧設備系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	ステンレス鋼
小口径管台	ステンレス鋼
フランジボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-12 川内1号炉 緊急時対策所用加圧設備系統配管の使用条件

最高使用圧力	大 気 圧
最高使用温度	約40℃
内 部 流 体	空 気

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

ステンレス鋼配管の機能である内部流体の流路形成機能を維持するためには、次の項目が必要である。

- ① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

ステンレス鋼配管個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-3～表2.2-7に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-3～表2.2-7で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 母管の疲労割れ [余熱除去系統配管]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体の温度、圧力の変化により、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-3～表2.2-8で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 母管の高サイクル熱疲労割れ [余熱除去系統配管]

[高低温水合流型疲労割れ]

余熱除去冷却器出口配管とバイパス配管の合流部（高低温水合流部）は、局所的にバイパス配管からの高温水が流入し、複雑な流況による熱過渡を受け、疲労が蓄積されることから、高サイクル熱疲労割れが想定される。

高低温水合流部の高サイクル熱疲労割れに対しては、「(社)日本機械学会 配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針 (JSME S 017-2003)」に基づき評価を実施した。

劣化が進展すると仮定した場合における運転開始後60年時点の疲労評価に用いた過渡回数を表2.2-1に示す。

評価結果を表2.2-2に示すが、許容値を満足する結果を得た。

なお、余熱除去冷却器出口配管とバイパス配管の合流部については、第18回定期検査時（2007年度）に取替えを行なった。

また、漏えい検査により機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

表2.2-1 川内1号炉 余熱除去系統配管の高低温水合流型疲労評価に用いた過渡回数

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動（温度上昇率55.6°C/h）	9	40
停止（温度下降率55.6°C/h）	9	40
1次系漏えい試験	8	38

表2.2-2 川内1号炉 余熱除去系統配管の高低温水合流型疲労評価結果

評 価 部 位	疲労累積係数 (許容値：1以下)
余熱除去冷却器出口・バイパスライン合流部	0.686

[弁グランドリーク型熱成層]

通常運転時使用されず、閉塞滞留部となる余熱除去系統配管の一部において、第1隔離弁にグランドリークが生じ、水平管部において熱成層が発生、消滅を繰り返すことにより高サイクル熱疲労割れ（弁グランドリーク型）が想定される。

しかしながら、隔離弁の分解点検を実施し、弁ディスク位置の調整により弁シート部の隙間を適正に管理していくことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 母管（内面）の応力腐食割れ〔余熱除去系統配管〕

1996年5月、米国セコイヤ(Sequoyah)発電所2号炉で、1次系水質環境下においても局所的に溶存酸素濃度が高くなる等の理由で内面からの応力腐食割れによる漏えいが発生していることから、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、高温で溶存酸素が高くなる可能性のある範囲の溶接部については、耐応力腐食割れ性に優れたSUS316系を使用している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、溶接部を対象とした超音波探傷検査又は漏えい検査により機器の健全性を確認している。

(3) 溶接部の施工条件に起因する内面からの粒界割れ〔余熱除去系統配管〕

2020年8月、大飯3号炉において、加圧器スプレイ配管の1次冷却材管管台との溶接部近傍内面に亀裂が確認されている。調査の結果、「過大な溶接入熱」と「形状による影響」が重畳したことで表層近傍において特異な硬化が生じ、この特異な硬化が亀裂の発生に寄与したと推定された。亀裂は溶接熱影響部で粒界に沿って進展しており、粒界型応力腐食割れで進展したものと判断している。

一方、国内外のPWRプラントにおいて類似の事例は確認されておらず、川内1、2号炉等において同様の事象発生の可能性があるとして推定された部位全てに対し追加検査が行われたが、亀裂は認められていない。これらの状況から、亀裂の発生は「過大な溶接入熱」と「形状による影響」が重畳した特異な事象と判断され、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、大飯3号炉で発生した事象は特異であるが、メカニズムが全て明らかになっていないことから、川内1号炉で類似性の高い箇所に対しては第29回定期検査までの間、毎回検査を実施することとしている。また、第30回定期検査以降については、今後の知見拡充結果を踏まえて、供用期間中検査計画の検討を行う。

(4) 母管（外面）の応力腐食割れ [共通]

配管外面に大気中の海塩粒子等の塩分が付着した場合、塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。

しかしながら、塩分の付着の可能性がある配管については付着塩分濃度を測定し健全性を確認している。

また、巡視点検等で目視により塗装又は防水措置（保温）の状態を確認し、必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

さらに、塩化ビニールテープの熱分解により生じた塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。

しかしながら、配管外表面の残存テープ有無について目視確認及びテープ痕部の浸透探傷検査を実施し、健全性を確認している。これらの点検はすでに完了しており、今後、塩化ビニールテープの熱分解による外面からの応力腐食割れ発生の可能性はないと考える。

(5) フランジボルトの腐食（全面腐食）

[余熱除去系統配管、補助給水系統配管、タービン潤滑・制御油系統配管、緊急時対策所用加圧設備系統配管]

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、タービン潤滑・制御油系統配管については、油雰囲気下にあり、腐食が発生し難い環境にある。

また、タービン潤滑・制御油系統配管以外の配管については、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(6) アルカリ環境下における内面からの応力腐食割れ

[原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）]

原子炉格納容器スプレイ系統配管の一部の範囲については、内部流体が苛性ソーダ溶液であることから応力腐食割れが想定される。

しかしながら、図2.2-1に示すように苛性ソーダの濃度及び使用温度が低く、応力腐食割れが発生し難い環境にあることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

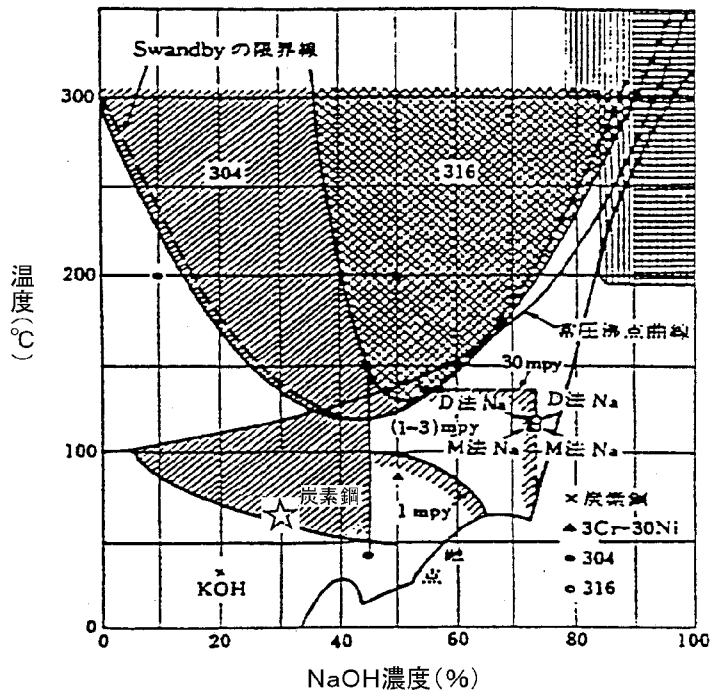


図2.2-1 SUS 304 / 316 材の NaOH 溶液中での SCC 感受性

[出典：大久保勝夫、徳永一弘：化学工学、40（1976）]

(☆：よう素除去薬品タンクの使用環境：65°C、30%を出典文献に追記)

(7) 小口径管台の高サイクル疲労割れ

[余熱除去系統配管、補助給水系統配管、緊急時対策所用加圧設備系統配管]

1998年12月、大飯2号炉の余熱除去系統配管のドレン弁管台において、高サイクル疲労割れによる漏えいが発生している。この事象は、配管取替に伴いドレン管の口径を変更したことにより、余熱除去ポンプと共振が発生し、ドレン弁管台溶接部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉においては、必要な部位について振動計測に基づく応力評価等を行い、健全性を確認している。

また、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(8) 温度計ウェルの高サイクル疲労割れ [余熱除去系統配管、第5抽気系統配管]

1995年12月、もんじゅの温度計ウェルで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。この事象はプラント運転中に内部流体の流れによる流体振動を受け、流れ方向（抗力方向）に共振が発生し、温度計ウェルの付け根部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉の温度計ウェルは、旧原子力安全・保安院指示文書「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について（平成17・12・22原院第6号 NISA-163a-05-3）」に基づき「(社)日本機械学会 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針 (JSME S 012-1998)」による評価を行い、問題としないことを確認しており、同様な設計方針に基づき施設されているその他の箇所についても同様と考える。

このような条件は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケット及びOリングは分解点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-3 川内1号炉 余熱除去系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		ステンレス鋼			○ △*1	△(内面) △(外面)			△*3	*1：高サイクル熱疲労割れ *2：高サイクル疲労割れ *3：溶接部の施工条件に起因する内面からの粒界割れ
	小口径管台		ステンレス鋼			▲*2					
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*2					
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-4 川内1号炉 第5抽気系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		ステンレス鋼				△(外面)				*1：高サイクル疲労割れ
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*1					

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-5 川内1号炉 補助給水系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		ステンレス鋼				△(外面)				*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		ステンレス鋼			▲*1					
	フランジボルト		炭素鋼 低合金鋼 ステンレス鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-6 川内1号炉 タービン潤滑・制御油系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		ステンレス鋼				△(外面)				
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	Oリング	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-7 川内1号炉 原子炉格納容器スプレイ系統配管（苛性ソーダライン）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材 質 変 化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		ステンレス鋼				△(外面) ▲(内面)				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-8 川内1号炉 緊急時対策所用加圧設備系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		ステンレス鋼				△(外面)				*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		ステンレス鋼			▲*1					
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 母管の疲労割れ [余熱除去系統配管]

a. 事象の説明

母管は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

母管の健全性評価にあたっては、以下に示す要領により応力算出並びに評価を行った。評価対象部位としては、1次冷却材管高温側余熱除去管台から原子炉格納容器貫通部までとした。

評価方法は、「(社)日本機械学会 設計・建設規格(JSME S NC1-2005/2007)」に規定されるクラス1配管の評価基準を適用した。

また、使用環境を考慮した疲労について、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法(JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

表2.3-1 (1/2) 川内1号炉 余熱除去系統配管の疲労評価に用いた過渡回数
(1次冷却材管高温側余熱除去管台～余熱除去入口弁(内隔離弁))

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動 (温度上昇率55.6°C/h)	38	69
停止 (温度下降率55.6°C/h)	36	69
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	335	809
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動 ^{*1}	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1ループ停止／1ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
1次系漏えい試験	31	61

*1: 設計評価においては、1次冷却材温度±1.7°C、1次冷却材圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-1 (2/2) 川内1号炉 余熱除去系統配管の疲労評価に用いた過渡回数
(余熱除去入口弁(内隔離弁)～原子炉格納容器貫通部)

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動 (温度上昇率55.6℃/h)	38	69
停止 (温度下降率55.6℃/h)	36	69
1次系漏えい試験	31	61

表2.3-2 川内1号炉 余熱除去系統配管の疲労評価結果

評 価 部 位	疲 勞 累 積 係 数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
余熱除去系統出口配管 (1次冷却材管高温側余熱除去管台～ 余熱除去入口弁(内隔離弁))	0.001	0.020
余熱除去系統出口配管 (余熱除去入口弁(内隔離弁)～ 原子炉格納容器貫通部)	0.021	0.132

② 現状保全

母管の疲労割れに対しては、定期的に溶接部を対象とした超音波探傷検査又は浸透探傷検査を実施し、有意な欠陥がないことを確認している。

また、定期的に漏えい検査を実施し、健全性を確認している。

さらに、高経年化技術評価に合わせて実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

現在実施している溶接部の超音波探傷検査等は疲労割れを検知可能であり、また、割れが発生するとすれば応力の観点から溶接部であると判断されることから、点検手法として適切である。さらに、疲労割れによる機器の健全性への影響は、漏えい検査により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

母管の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 1次冷却材系統配管
- ② 化学体積制御系統配管
- ③ 蒸気発生器ブローダウン系統配管
- ④ 使用済燃料ピット浄化冷却系統配管
- ⑤ 燃料取替用水系統配管
- ⑥ 1次系試料採取系統配管
- ⑦ 安全注入系統配管
- ⑧ 余熱除去系統配管（給水）
- ⑨ 原子炉格納容器スプレイ系統配管
- ⑩ 原子炉格納容器スプレイ系統配管（給水）
- ⑪ 主蒸気系統配管
- ⑫ 低温再熱蒸気系統配管
- ⑬ 第2抽気系統配管
- ⑭ 第3抽気系統配管
- ⑮ 第4抽気系統配管
- ⑯ 第6抽気系統配管
- ⑰ 2次系復水系統配管
- ⑱ 2次系ドレン系統配管
- ⑲ 主給水系統配管
- ⑳ タービンランド蒸気系統配管
- ㉑ 補助蒸気系統配管

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 母管の疲労割れ

[1次冷却材系統配管、化学体積制御系統配管、1次系試料採取系統配管]

化学体積制御系統配管の充てん配管及び抽出配管については、温度変化と溶接部の応力集中の影響を考慮しても疲労割れが発生する可能性は小さい。

また、充てん配管及び抽出配管は、定期的に超音波探傷検査又は浸透探傷検査を実施し有意な欠陥のないことを確認しており、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。なお、予防保全の観点から、第18回定期検査時（2007年度）に充てん配管、第21回定期検査時（2011年～2015年度）に抽出配管の一部の取り替えを実施している。

1次系試料採取系統配管は、連続通水により温度変化の大きい熱過渡を受けないことから疲労が蓄積する可能性はなく、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

1次冷却材系統配管のうち加圧器サージ配管及び加圧器スプレー配管においては、以下のとおりプラントの通常運転操作において熱成層の発生、消滅が繰り返されることで疲労評価上厳しくなる可能性がある。

《加圧器サージ配管》

加圧器サージ流量の変動に伴って、加圧器内水と1次冷却材の温度差に起因して加圧器サージ配管に熱成層が発生する。熱成層が発生している状態から、加圧器サージ配管内にアウトサージ又はインサージの過渡が発生すると加圧器サージ配管内に温度差がなくなり、熱成層が消滅する。

《加圧器スプレー配管》

加圧器スプレー弁の開閉操作に伴い、加圧器直上部及び水平部配管において熱成層が発生、消滅する。加圧器スプレー弁を閉じた状態ではバイパスラインに少量の流体が流れており、また、加圧器スプレー配管内に流入した加圧器気相部流体との間で熱成層が発生し、加圧器スプレー弁を開くと配管内は、スプレー水で満たされるため熱成層が消滅する。

加圧器サージ配管及び加圧器スプレー配管の評価方法は、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」のクラス1配管の評価基準を準用した。

また、使用環境を考慮した疲労について、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表3.1-1に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表3.1-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

母管の疲労割れに対しては、定期的に溶接部を対象とした超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認するとともに漏えい検査により健全性を確認している。

したがって、母管の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

表3.1-1 川内1号炉 1次冷却材系統配管の疲労評価に用いた過渡回数
(加圧器サージ配管及び加圧器スプレイ配管)

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動 (温度上昇率55.6°C/h)	38	69
停止 (温度下降率55.6°C/h)	36	69
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	335	809
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動 ^{*1}	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1ループ停止／1ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
1次漏えい試験	31	61

*1: 設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表3.1-2 川内1号炉 1次冷却材系統配管の疲労評価結果

機 器	評価部位	疲 労 累 積 係 数 (許容値：1以下)	
		設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析 ^{*1}
1次冷却材系統配管	加圧器サージ配管	0.008	0.004
	加圧器スプレイ配管	0.009	0.118

*1：熱成層による発生応力を含めた解析結果であり、設計・建設規格に基づく疲労評価対象箇所と異なる

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

3.2.1 母管の腐食（エロージョン）

[蒸気発生器ブローダウン系統配管、2次系ドレン系統配管]

復水器に繋がる蒸気、凝縮水が流れる配管等では、高減圧部で流速が大きくなるため、エロージョンにより減肉が想定される。

エロージョンによる減肉は、流速、水質、温度、当該部の形状等の使用条件から発生する可能性は推定できるものの、個々の肉厚測定結果による進展評価以外に正確に定量的な評価を行うことは困難であるため、配管の減肉管理については減肉の可能性のある箇所肉厚測定を行い、減肉の有無、減肉率を判断し、寿命評価を実施することとしている。

配管減肉に対しては、減肉発生の知見、調査結果に基づき作成した「原子力設備2次系配管肉厚の管理指針（PWR）」（平成2年5月）により、減肉の点検対象として主要点検部位（「日本機械学会 加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格（JSME S NG1-2006）」に定められた偏流発生部位及び下流範囲を含む部位）及びその他部位（主要点検部位以外の部位）について管理対象とし、超音波による肉厚測定を行いデータの蓄積を図ってきた。

また、美浜3号炉2次系配管破損事故（2004年8月）以降は、旧原子力安全・保安院指示文書「原子力発電工作物の保安のための点検、検査等に関する電気事業法施行規則の規定の解釈（内規）の制定について」（平成20・12・22原院第4号 NISA-163c-08-5）や日本機械学会の規格（加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格（JSME S NG1-2006））に定められた内容に従い、対象系統及び部位や実施時期等の考え方を「配管肉厚管理要領書」（社内文書）に反映し、これに基づき配管減肉の管理を実施している。

現状保全として、「配管肉厚管理要領書」（社内文書）に基づき、超音波厚さ計による肉厚計測を計画的に実施し、減肉の管理を行うことにより機能を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 母管の高サイクル熱疲労割れ〔化学体積制御系統配管〕

《弁シートリーク型熱成層》

化学体積制御系統配管接続部のうち、加圧器補助スプレイラインにおいては、隔離弁がリークした場合、逆止弁を通じて低温水が1次冷却材系統配管へ流入するため、高温の1次冷却材との混合により熱成層が発生し、成層界面が変動することにより疲労割れが想定される。

しかしながら、国内プラントにおける隔離弁の分解点検実績を基に保守的なリーク量を仮定しても熱成層の変動による影響は小さく、問題ないことを確認している。

また、加圧器補助スプレイ弁の分解点検により、弁リークの発生を防止することで、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 再生熱交換器胴側出口配管の高サイクル疲労割れ〔化学体積制御系統配管〕

2003年9月、泊2号炉の再生熱交換器胴側出口配管で高サイクル熱疲労による疲労割れが発生しているが、この事象は内筒付再生熱交換器特有のものである。川内1号炉の再生熱交換器には内筒がなく、高温水と低温水の合流部が想定されないことから、疲労割れ発生の可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、溶接部を対象とした超音波探傷検査により、機器の健全性を確認している。

3.2.4 母管（内面）の応力腐食割れ

[1次冷却材系統配管、化学体積制御系統配管、安全注入系統配管]

1996年5月、米国セコイヤ(Sequoyah)発電所2号炉で、1次系水質環境下においても局所的に溶存酸素濃度が高くなる等の理由で内面からの応力腐食割れによる漏えいが発生していることから、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、高温で溶存酸素が高くなる可能性のある範囲の溶接部については、耐応力腐食割れ性に優れたSUS316系を使用している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、溶接部を対象とした超音波探傷検査又は漏えい検査により機器の健全性を確認している。

3.2.5 溶接部の施工条件に起因する内面からの粒界割れ

[1次冷却材系統配管、安全注入系統配管]

2020年8月、大飯3号炉において、加圧器スプレイ配管の1次冷却材管管台との溶接部近傍内面に亀裂が確認されている。調査の結果、「過大な溶接入熱」と「形状による影響」が重畳したことで表層近傍において特異な硬化が生じ、この特異な硬化が亀裂の発生に寄与したと推定された。亀裂は溶接熱影響部で粒界に沿って進展しており、粒界型応力腐食割れで進展したものと判断している。

一方、国内外のPWRプラントにおいて類似の事例は確認されておらず、川内1、2号炉等において同様の事象発生の可能性があるとして推定された部位全てに対し追加検査が行われたが、亀裂は認められていない。これらの状況から、亀裂の発生は「過大な溶接入熱」と「形状による影響」が重畳した特異な事象と判断され、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、大飯3号炉で発生した事象は特異であるが、メカニズムが全て明らかになっていないことから、川内1号炉で類似性の高い箇所に対しては第29回定期検査までの間、毎回検査を実施することとしている。また、第30回定期検査以降については、今後の知見拡充結果を踏まえて、供用期間中検査計画の検討を行う。

3.2.6 母管（外面）の応力腐食割れ [共通]

配管外面に大気中の海塩粒子等の塩分が付着した場合、塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。

しかしながら、塩分の付着の可能性のある配管については付着塩分濃度を測定し健全性を確認している。

また、巡視点検等で目視により塗装又は防水措置（保温）の状態を確認し、必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

さらに、塩化ビニールテープの熱分解により生じた塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。

しかしながら、配管外表面の残存テープ有無について目視確認及びテープ痕部の浸透探傷検査を実施し、健全性を確認している。これらの点検はすでに完了しており、今後、塩化ビニールテープの熱分解による外面からの応力腐食割れ発生の可能性はないと考える。

3.2.7 フランジボルトの腐食（全面腐食）

[1次冷却材系統配管、化学体積制御系統配管、蒸気発生器ブローダウン系統配管、安全注入系統配管、原子炉格納容器スプレイ系統配管、原子炉格納容器スプレイ系統配管（給水）、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、主給水系統配管、タービングランド蒸気系統配管、補助蒸気系統配管]

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.8 ヒートトレースの断線

[化学体積制御系統配管、安全注入系統配管、燃料取替用水系統配管]

ヒートトレースは、ほう酸水の温度を維持するために設けられており、劣化による局部過熱を生じて導体が溶融し断線に至ることが想定される。

しかしながら、定期的な抵抗測定により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.3の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象(日常劣化管理事象ではない事象)を以下に示す。

3.2.9 小口径管台の高サイクル疲労割れ

[1次冷却材系統配管、化学体積制御系統配管、使用済燃料ピット浄化冷却系統配管、燃料取替用水系統配管、安全注入系統配管、余熱除去系統配管(給水)、原子炉格納容器スプレイ系統配管、原子炉格納容器スプレイ系統配管(給水)、低温再熱蒸気系統配管、第6抽気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、主給水系統配管、タービングランド蒸気系統配管]

1998年12月、大飯2号炉の余熱除去系統配管のドレン弁管台において、高サイクル疲労割れによる漏えいが発生している。この事象は、配管取替に伴いドレン管の口径を変更したことにより、余熱除去ポンプと共振が発生し、ドレン弁管台溶接部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉においては、必要な部位について振動計測に基づく応力評価等を行い、健全性を確認している。

また、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.10 温度計ウエルの高サイクル疲労割れ

[1次冷却材系統配管、化学体積制御系統配管、原子炉格納容器スプレイ系統配管、主蒸気系統配管、低温再熱蒸気系統配管、第6抽気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管]

1995年12月、もんじゅの温度計ウエルで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。この事象は、プラント運転中に内部流体の流れによる流体振動を受け、流れ方向(抗力方向)に共振が発生し、温度計ウエルの付け根部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉の温度計ウエルは、旧原子力安全・保安院指示文書「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について(平成17・12・22原院第6号 NISA-163a-05-3)」に基づき「(社)日本機械学会 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針(JSME S 012-1998)」による評価を行い、問題とならないことを確認しており、同様な設計方針に基づき施設されているその他の箇所についても同様と考える。

このような条件は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着

目すべき経年劣化事象ではない。

2 低合金鋼配管

[対象機器]

- ① 2次系ドレン系統配管
- ② 主給水系統配管
- ③ タービンランド蒸気系統配管

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	3
2.1 構造、材料及び使用条件	3
2.2 経年劣化事象の抽出	7
3. 代表機器以外への展開	13
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	13
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	13

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な低合金鋼配管の主な仕様を表1-1に示す。

これらの配管を内部流体の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す低合金鋼配管について、内部流体を分離基準として考えると、合計2つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

(1) 内部流体：蒸気

このグループには、タービングランド蒸気系統配管のみが属するため、代表機器はタービングランド蒸気系統配管とする。

(2) 内部流体：給水

このグループには、主給水系統配管及び2次系ドレン系統配管が属するが、重要度が高い主給水系統配管を代表機器とする。

表1-1 川内1号炉 低合金鋼配管の主な仕様

分離基準	機器名称	選定基準					選定	選定理由
		重要度*1	使用条件					
			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
蒸 気	タービンランド蒸気系統配管	高*2	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	
給 水	主給水系統配管*3	MS-1、重*4	屋内	連 続	約11.0	約291	◎	重要度
	2次系ドレン系統配管	高*2	屋外	連 続	約 2.8	約235		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：2次系給水系統配管を含む

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の2系統の低合金鋼配管について技術評価を実施する。

- ① タービンランド蒸気系統配管
- ② 主給水系統配管

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 タービンランド蒸気系統配管

(1) 構造

川内1号炉のタービンランド蒸気系統配管は、母管に低合金鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のタービンランド蒸気系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

表2.1-1 川内1号炉 タービンランド蒸気系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	低合金鋼
小口径管台	低合金鋼
フランジボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 タービンランド蒸気系統配管の使用条件

最高使用圧力	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.2 主給水系統配管

(1) 構造

川内1号炉の主給水系統配管は、母管に低合金鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主給水系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

表2.1-3 川内1号炉 主給水系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	低合金鋼
小口径管台	低合金鋼
温度計ウェル	ステンレス鋼
サンプルノズル	ステンレス鋼

表2.1-4 川内1号炉 主給水系統配管の使用条件

最高使用圧力	約11.0MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	給 水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

低合金鋼配管の機能である内部流体の流路形成機能を維持するためには、次の項目が必要である。

- ① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

低合金鋼配管個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1、表2.2-2に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1、表2.2-2で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 母管（外面）の腐食（全面腐食）〔共通〕

母管は低合金鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) フランジボルトの腐食（全面腐食）〔タービングランド蒸気系統配管〕

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(3) 母管の疲労割れ〔主給水系統配管〕

プラントの起動・停止時に発生する内部流体の温度、圧力の変化により、疲労割れが想定される。

しかしながら、炭素鋼配管の疲労評価結果では許容値を満足する結果が得られており、同等以下の過渡しか受けない低合金鋼配管については、疲労割れが発生する可能性はないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 小口径管台の高サイクル疲労割れ〔共通〕

1998年12月、大飯2号炉の余熱除去系統配管のドレン弁管台において、高サイクル疲労割れによる漏えいが発生している。この事象は配管取替に伴いドレン管の口径を変更したことにより余熱除去ポンプと共振が発生し、ドレン弁管台溶接部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉においては、必要な部位について振動計測に基づく応力評価等を行い、健全性を確認している。

また、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(5) 温度計ウェル等の高サイクル疲労割れ〔主給水系統配管〕

1995年12月、もんじゅの温度計ウェルで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。この事象はプラント運転中に内部流体の流れによる流体振動を受け、流れ方向（抗力方向）に共振が発生し、温度計ウェルの付け根部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉の温度計ウェル及びサンプルノズルは、旧原子力安全・保安院指示文書「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について（平成17・12・22原院第6号 NISA-163a-05-3）」に基づき「(社)日本機械学会 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針（JSME S 012-1998）」による評価を行い、問題とならないことを確認しており、同様な設計方針に基づき施設されているその他の箇所についても同様と考える。

このような条件は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着

目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケットは分解点検時等に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 タービングラウンド蒸気系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		低合金鋼		△(外面)						*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		低合金鋼			▲*1					
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-2 川内1号炉 主給水系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		低合金鋼		△(外面)	▲					*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		低合金鋼			▲*1					
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*1					
	サンプルノズル		ステンレス鋼			▲*1					

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

① 2次系ドレン系統配管

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器各々の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

3.2.1 母管（外面）の腐食（全面腐食）

母管は低合金鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 フランジボルトの腐食（全面腐食）

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

2.2.3の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

3.2.3 小口径管台の高サイクル疲労割れ

1998年12月、大飯2号炉の余熱除去系統配管のドレン弁管台において、高サイクル疲労割れによる漏えいが発生している。この事象は配管取替に伴いドレン管の口径を変更したことにより余熱除去ポンプと共振が発生し、ドレン弁管台溶接部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉においては、必要な部位について振動計測に基づく応力評価等を行い、健全性を確認している。

また、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3 炭素鋼配管

[対象機器]

- ① 蒸気発生器ブローダウン系統配管
- ② 原子炉補機冷却水系統配管
- ③ 原子炉補機冷却水系統配管（空気）
- ④ 原子炉補機冷却海水系統配管
- ⑤ 原子炉格納容器スプレイ系統配管（空気）
- ⑥ 主蒸気系統配管
- ⑦ 高温再熱蒸気系統配管
- ⑧ 低温再熱蒸気系統配管
- ⑨ 第3抽気系統配管
- ⑩ 第4抽気系統配管
- ⑪ 第6抽気系統配管
- ⑫ 2次系復水系統配管
- ⑬ 2次系ドレン系統配管
- ⑭ 主給水系統配管
- ⑮ 補助給水系統配管
- ⑯ タービングランド蒸気系統配管
- ⑰ 制御用空気系統配管
- ⑱ 補助蒸気系統配管
- ⑲ 消火用水系統配管
- ⑳ 消火装置系統配管
- ㉑ タービン潤滑・制御油系統配管
- ㉒ 緊急時対策所用燃料油系統配管

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	5
2.1 構造、材料及び使用条件	5
2.2 経年劣化事象の抽出	17
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	28
3. 代表機器以外への展開	31
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	31
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	32

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な炭素鋼配管の主な仕様を表1-1に示す。

これらの配管を内部流体の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す炭素鋼配管について、内部流体を分離基準として考えると、合計6つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

(1) 内部流体：蒸気

このグループには、低温再熱蒸気系統配管、第3抽気系統配管、第4抽気系統配管、第6抽気系統配管、タービンランド蒸気系統配管、主蒸気系統配管、高温再熱蒸気系統配管、補助給水系統配管、補助蒸気系統配管及び2次系ドレン系統配管が属するが、重要度が高い主蒸気系統配管を代表機器とする。

(2) 内部流体：給水

このグループには、蒸気発生器ブローダウン系統配管、補助給水系統配管、消火用水系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、主給水系統配管及び補助蒸気系統配管が属するが、重要度が高く、環境条件（プラントの起動・停止時に内部流体の温度、圧力の変化の影響を受ける）により経年劣化評価上厳しくなる可能性のある主給水系統配管を代表機器とする。

(3) 内部流体：ヒドラジン水

このグループには、原子炉補機冷却水系統配管のみが属するため、代表機器は原子炉補機冷却水系統配管とする。

(4) 内部流体：空気・炭酸ガス

このグループには、原子炉格納容器スプレイ系統配管（空気）、制御用空気系統配管、原子炉補機冷却水系統配管（空気）及び消火装置系統配管が属するが、重要度が高い制御用空気系統配管を代表機器とする。

(5) 内部流体：海水

このグループには、原子炉補機冷却海水系統配管のみが属するため、代表機器は原子炉補機冷却海水系統配管とする。

(6) 内部流体：油

このグループには、タービン潤滑・制御油系統配管及び緊急時対策所用燃料油系統配管が属するが、使用条件が厳しい代表機器はタービン潤滑・制御油系統配管とする。

表1-1(1/2) 川内1号炉 炭素鋼配管の主な仕様

分離基準	機器名称	選定基準					選定	選定理由
		重要度*1	使用条件					
内部流体			設置場所	運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
蒸 気	低温再熱蒸気系統配管	高*2	屋内	連 続	約 1.4	約200	◎	重要度
	第3抽気系統配管	高*2		連 続	約0.20	約135		
	第4抽気系統配管	高*2		連 続	約0.54	約220		
	第6抽気系統配管	高*2		連 続	約 2.8	約235		
	タービングランド蒸気系統配管	高*2		連 続	約 7.5	約291		
	主蒸気系統配管	MS-1、重*3	屋内外	連 続	約 7.5	約291		
	高温再熱蒸気系統配管	高*2		連 続	約 1.4	約291		
	補助給水系統配管	高*2		一 時	大気圧	約100		
	補助蒸気系統配管	MS-1		連 続	約 7.5	約291		
	2次系ドレン系統配管	高*2		連 続	約 1.4	約200		
給 水	蒸気発生器ブローダウン系統配管	MS-1	屋内	連 続	約 7.5	約291	◎	重要度、環境条件*5
	補助給水系統配管	MS-1、重*3		一 時	約12.3	約 40		
	消火用水系統配管	重*3		一 時	約 1.5	約 95		
	2次系復水系統配管	高*2	屋内外	連 続	約 4.0	約200		
	2次系ドレン系統配管	高*2		連 続	約 7.5	約291		
	主給水系統配管*4	MS-1、重*3		連 続	約11.0	約291		
	補助蒸気系統配管	高*2		連 続	約 1.6	約185		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95℃を超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：2次系給水系統配管を含む

*5：主給水系統配管は、環境条件（プラントの起動・停止時に内部流体の温度、圧力の変化の影響を受ける）により経年劣化評価上厳しくなる可能性があると判断した

表1-1(2/2) 川内1号炉 炭素鋼配管の主な仕様

分離基準	機器名称	選定基準					選定	選定理由
		重要度*1	使用条件					
内部流体			設置場所	運転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)		
ヒドラジン水	原子炉補機冷却水系統配管	MS-1、重*3	屋内	連続	約0.98	約95	◎	
空気	原子炉格納容器スプレイ系統配管(空気)	重*3	屋内	一時	大気圧	約40	◎	重要度
	制御用空気系統配管	MS-1、重*3		連続	約0.98	約50		
炭酸ガス	原子炉補機冷却水系統配管(空気)	重*3	屋内外	一時	約0.98	約95		
	消火装置系統配管	高*2		一時	約10.8	約40		
海水	原子炉補機冷却海水系統配管	MS-1、重*3	屋内外	連続	約0.69	約50	◎	
油	タービン潤滑・制御油系統配管	高*2	屋内	連続	約2.2	約80	◎	使用条件
	緊急時対策所用燃料油系統配管	重*3	屋内外	一時	大気圧	約40		

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の6系統の炭素鋼配管について技術評価を実施する。

- ① 主蒸気系統配管
- ② 主給水系統配管
- ③ 原子炉補機冷却水系統配管
- ④ 制御用空気系統配管
- ⑤ 原子炉補機冷却海水系統配管
- ⑥ タービン潤滑・制御油系統配管

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 主蒸気系統配管

(1) 構造

川内1号炉の主蒸気系統配管は、母管に炭素鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主蒸気系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

表2.1-1 川内1号炉 主蒸気系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	炭 素 鋼
小口径管台	炭 素 鋼
温度計ウェル	ステンレス鋼
サンプルノズル	ステンレス鋼
フランジボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 主蒸気系統配管の使用条件

最高使用圧力	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.2 主給水系統配管

(1) 構造

川内1号炉の主給水系統配管は、母管に炭素鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主給水系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

表2.1-3 川内1号炉 主給水系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	炭 素 鋼
小口径管台	炭 素 鋼
温度計ウェル	ステンレス鋼
サンプルノズル	ステンレス鋼
フランジボルト	低合金鋼 炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-4 川内1号炉 主給水系統配管の使用条件

最高使用圧力	約11.0MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	給 水

2.1.3 原子炉補機冷却水系統配管

(1) 構造

川内1号炉の原子炉補機冷却水系統配管は、母管に炭素鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉補機冷却水系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。

表2.1-5 川内1号炉 原子炉補機冷却水系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	炭 素 鋼
小口径管台	炭 素 鋼
温度計ウェル	ステンレス鋼
フランジボルト	炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-6 川内1号炉 原子炉補機冷却水系統配管の使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約95℃
内 部 流 体	ヒドラジン水

2.1.4 制御用空気系統配管

(1) 構造

川内1号炉の制御用空気系統配管は、母管に炭素鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の制御用空気系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。

表2.1-7 川内1号炉 制御用空気系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	炭 素 鋼
フランジボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-8 川内1号炉 制御用空気系統配管の使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約50℃
内 部 流 体	空 気

2.1.5 原子炉補機冷却海水系統配管

(1) 構造

川内1号炉の原子炉補機冷却海水系統配管は、母管にライニング施工した炭素鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の原子炉補機冷却海水系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。

表2.1-9 川内1号炉 原子炉補機冷却海水系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	炭 素 鋼 (ライニング)
小口径管台	炭 素 鋼 (ライニング)
温度計ウェル	銅 合 金
フランジボルト	低合金鋼 炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-10 川内1号炉 原子炉補機冷却海水系統配管の使用条件

最高使用圧力	約0.69MPa[gage]
最高使用温度	約50℃
内 部 流 体	海 水

2.1.6 タービン潤滑・制御油系統配管

(1) 構造

川内1号炉のタービン潤滑・制御油系統配管は、母管に炭素鋼を使用している。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のタービン潤滑・制御油系統配管主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。

表2.1-11 川内1号炉 タービン潤滑・制御油系統配管主要部位の使用材料

部 位	材 料
母 管	炭 素 鋼
小口径管台	炭 素 鋼
フランジボルト	炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品

表2.1-12 川内1号炉 タービン潤滑・制御油系統配管の使用条件

最高使用圧力	約2.2MPa[gage]
最高使用温度	約80℃
内 部 流 体	油

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

炭素鋼配管の機能である内部流体の流路形成機能を維持するためには、次の項目が必要である。

- ① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

炭素鋼配管個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-6に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-6で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 母管の疲労割れ [主給水系統配管]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体の温度、圧力の変化により、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-6で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 母管の腐食（流れ加速型腐食）〔主蒸気系統配管、主給水系統配管〕

高温水又は二相流体を内包する炭素鋼配管では、エルボ部、分岐部、レギュレーサ部等の流れの乱れが起きる箇所、流れ加速型腐食により減肉が想定される。

流れ加速型腐食による減肉は、流速、水質、温度、当該部の形状等の使用条件から発生する可能性は推定できるものの、個々の肉厚測定結果による進展評価以外に正確に定量的な評価を行うことは困難であるため、配管の減肉管理については減肉の可能性のある箇所の肉厚測定を行い、減肉の有無、減肉率を判断し、寿命評価を実施することとしている。

配管減肉に対しては、減肉発生の知見、調査結果に基づき作成した「原子力設備2次系配管肉厚の管理指針(PWR)」(平成2年5月)により、減肉の点検対象として主要点検部位(「日本機械学会 加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格(JSME S NG1-2006)」に定められた偏流発生部位及び下流範囲を含む部位)及びその他部位(主要点検部位以外の部位)について管理対象とし、超音波による肉厚測定を行いデータの蓄積を図ってきた。

また、美浜3号炉2次系配管破損事故(2004年8月)以降は、旧原子力安全・保安院指示文書「原子力発電工作物の保安のための点検、検査等に関する電気事業法施行規則の規定の解釈(内規)の制定について」(平成20・12・22原院第4号 NISA-163c-08-5)や日本機械学会の規格(加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格(JSME S NG1-2006))に定められた内容に従い、対象系統及

び部位や実施時期等の考え方を「配管肉厚管理要領書」(社内文書)に反映し、これに基づき配管減肉の管理を実施している。

現状保全として、「配管肉厚管理要領書」(社内文書)に基づき、超音波厚さ計による肉厚計測を計画的に実施し、減肉の管理を行うことにより機能を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 母管(内面)の腐食(全面腐食)

[原子炉補機冷却水系統配管、制御用空気系統配管、タービン潤滑・制御油系統配管]

母管は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体が原子炉補機冷却水系統配管はヒドラジン水(防錆剤注入水)、制御用空気系統配管は乾燥した空気、タービン潤滑・制御油系統配管は油で腐食が発生し難い環境にあり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、系統機器の分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(3) 母管(内面)の腐食(全面腐食)[原子炉補機冷却海水系統配管]

原子炉補機冷却海水系統配管は内部流体が海水であり、内部にライニングを施工しているが、ライニングのはく離等により海水が接した場合は腐食が想定される。

しかしながら、ライニング点検(目視確認又は膜厚測定)を実施し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 母管（外面）の腐食（全面腐食）〔共通〕

母管は炭素鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(5) フランジボルトの腐食（全面腐食）

〔主蒸気系統配管、主給水系統配管、原子炉補機冷却水系統配管、制御用空気系統配管、原子炉補機冷却海水系統配管、タービン潤滑・制御油系統配管〕

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(6) 小口径管台の高サイクル疲労割れ

〔主蒸気系統配管、主給水系統配管、原子炉補機冷却水系統配管、原子炉補機冷却海水系統配管、タービン潤滑・制御油系統配管〕

1998年12月、大飯2号炉の余熱除去系統配管のドレン弁管台において、高サイクル疲労割れによる漏えいが発生している。この事象は、配管取替に伴いドレン管の口径を変更したことにより余熱除去ポンプと共振が発生し、ドレン弁管台溶接部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉においては、必要な部位について振動計測に基づく応力評価等を行い、健全性を確認している。

また、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(7) 温度計ウェル等の高サイクル疲労割れ

[主蒸気系統配管、主給水系統配管、原子炉補機冷却水系統配管、原子炉補機冷却海水系統配管]

1995年12月、もんじゅの温度計ウェルで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。この事象は、プラント運転中に内部流体の流れによる流体振動を受け、流れ方向（抗力方向）に共振が発生し、温度計ウェルの付け根部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉の温度計ウェル及びサンプルノズルは、旧原子力安全・保安院指示文書「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について（平成17・12・22原院第6号 NISA-163a-05-3）」に基づき「(社)日本機械学会 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針（JSME S 012-1998）」による評価を行い、問題とならないことを確認しており、同様な設計方針に基づき施設されているその他の箇所についても同様と考える。このような条件は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガasketは分解点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 主蒸気系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		炭 素 鋼		△*1 △(外面)						*1：流れ加速型腐食 *2：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		炭 素 鋼			▲*2					
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*2					
	サンプルノズル		ステンレス鋼			▲*2					
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-2 川内1号炉 主給水系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		炭 素 鋼		△*1 △(外面)	○					*1：流れ加速型腐食 *2：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		炭 素 鋼			▲*2					
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*2					
	サンプルノズル		ステンレス鋼			▲*2					
	フランジボルト		低合金鋼 炭 素 鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-3 川内1号炉 原子炉補機冷却水系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		炭 素 鋼			▲*1					
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*1					
	フランジボルト		炭 素 鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-4 川内1号炉 制御用空気系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						
	フランジボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-5 川内1号炉 原子炉補機冷却海水系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材 質 変 化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		炭素鋼 (ライニング)		△(内面) △(外面)						*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		炭素鋼 (ライニング)			▲*1					
	温度計ウェル		銅 合 金			▲*1					
	フランジボルト		低合金鋼 炭 素 鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-6 川内1号炉 タービン潤滑・制御油系統配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	母 管		炭 素 鋼		△(内面) △(外面)						*1：高サイクル疲労割れ
	小口径管台		炭 素 鋼			▲*1					
	フランジボルト		炭 素 鋼		△						
	ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 母管の疲労割れ [主給水系統配管]

a. 事象の説明

母管は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

母管の健全性評価にあたっては、以下に示す要領により応力算出並びに評価を行った。評価対象部位としては、原子炉格納容器貫通部から蒸気発生器給水管台までとした。

評価方法は、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に規定されるクラス 1 配管の評価基準を準用した。

また、使用環境を考慮した疲労について、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表 2.3-1 に示す。なお、2019 年度末までの運転実績に基づき推定した 2020 年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表 2.3-2 に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

表2.3-1 川内1号炉 主給水系統配管の疲労評価に用いた過渡回数
(原子炉格納容器貫通部～蒸気発生器給水管台)

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
起動 (温度上昇率55.6℃/h)	38	69
停止 (温度下降率55.6℃/h)	36	69
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	335	809
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
2次系漏えい試験	31*2	61*2

*1：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

*2：1次系漏えい試験と同じ回数とした

表2.3-2 川内1号炉 主給水系統配管の疲労評価結果

評価部位	疲労累積係数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
主給水系統配管 (原子炉格納容器貫通部～ 蒸気発生器給水管台)	0.016	0.119

② 現状保全

母管の疲労割れに対しては、定期的に漏えい検査を実施し、健全性を確認している。

さらに、高経年化技術評価に合わせて実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れの発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れによる機器の健全性への影響は、漏えい検査により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

母管の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

- ① 蒸気発生器ブローダウン系統配管
- ② 原子炉補機冷却水系統配管（空気）
- ③ 原子炉格納容器スプレイ系統配管（空気）
- ④ 高温再熱蒸気系統配管
- ⑤ 低温再熱蒸気系統配管
- ⑥ 第3抽気系統配管
- ⑦ 第4抽気系統配管
- ⑧ 第6抽気系統配管
- ⑨ 2次系復水系統配管
- ⑩ 2次系ドレン系統配管
- ⑪ 補助給水系統配管
- ⑫ タービングラント蒸気系統配管
- ⑬ 補助蒸気系統配管
- ⑭ 消火用水系統配管
- ⑮ 消火装置系統配管
- ⑯ 緊急時対策所用燃料油系統配管

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

水平展開機器各々の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮すると、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はない。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

3.2.1 母管の腐食（流れ加速型腐食）

[蒸気発生器ブローダウン系統配管、低温再熱蒸気系統配管、第3抽気系統配管、第4抽気系統配管、第6抽気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、タービンランド蒸気系統配管、補助蒸気系統配管]

高温水又は二相流体を内包する炭素鋼配管では、エルボ部、分岐部、レギュレータ部等の流れの乱れが起きる箇所、流れ加速型腐食により減肉が想定される。

流れ加速型腐食による減肉は、流速、水質、温度、当該部の形状等の使用条件から発生する可能性は推定できるものの、個々の肉厚測定結果による進展評価以外に正確に定量的な評価を行うことは困難であるため、配管の減肉管理については減肉の可能性のある箇所の肉厚測定を行い、減肉の有無、減肉率を判断し、寿命評価を実施することとしている。

配管減肉に対しては、減肉発生の知見、調査結果に基づき作成した「原子力設備2次系配管肉厚の管理指針(PWR)」(平成2年5月)により、減肉の点検対象として主要点検部位(「日本機械学会 加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格(JSME S NG1-2006)」に定められた偏流発生部位及び下流範囲を含む部位)及びその他部位(主要点検部位以外の部位)について管理対象とし、超音波による肉厚測定を行いデータの蓄積を図ってきた。

また、美浜3号炉2次系配管破損事故(2004年8月)以降は、旧原子力安全・保安院指示文書「原子力発電工作物の保安のための点検、検査等に関する電気事業法施行規則の規定の解釈(内規)の制定について」(平成20・12・22原院第4号 NISA-163c-08-5)や日本機械学会の規格(加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格(JSME S NG1-2006))に定められた内容に従い、対象系統及び部位や実施時期等の考え方を「配管肉厚管理要領書」(社内文書)に反映し、これに基づき配管減肉の管理を実施している。

現状保全として、「配管肉厚管理要領書」(社内文書)に基づき、超音波厚さ計による肉厚計測を計画的に実施し、減肉の管理を行うことにより機能を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 母管の腐食（エロージョン）〔2次系ドレン系統配管〕

復水器に繋がる蒸気、凝縮水が流れる配管等では、高減圧部で流速が大きくなるため、エロージョンにより減肉が想定される。

エロージョンによる減肉は、流速、水質、温度、当該部の形状等の使用条件から発生する可能性は推定できるものの、個々の肉厚測定結果による進展評価以外に正確に定量的な評価を行うことは困難であるため、配管の減肉管理については減肉の可能性のある箇所肉厚測定を行い、減肉の有無、減肉率を判断し、寿命評価を実施することとしている。

配管減肉に対しては、減肉発生の知見、調査結果に基づき作成した「原子力設備2次系配管肉厚の管理指針（PWR）」（平成2年5月）により、減肉の点検対象として主要点検部位（「日本機械学会 加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格（JSME S NG1-2006）」に定められた偏流発生部位及び下流範囲を含む部位）及びその他部位（主要点検部位以外の部位）について管理対象とし、超音波による肉厚測定を行いデータの蓄積を図ってきた。

また、美浜3号炉2次系配管破損事故（2004年8月）以降は、旧原子力安全・保安院指示文書「原子力発電工作物の保安のための点検、検査等に関する電気事業法施行規則の規定の解釈（内規）の制定について」（平成20・12・22原院第4号 NISA-163c-08-5）や日本機械学会の規格（加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格（JSME S NG1-2006））に定められた内容に従い、対象系統及び部位や実施時期等の考え方を「配管肉厚管理要領書」（社内文書）に反映し、これに基づき配管減肉の管理を実施している。

現状保全として、「配管肉厚管理要領書」（社内文書）に基づき、超音波厚さ計による肉厚計測を計画的に実施し、減肉の管理を行うことにより機能を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 母管（内面）の腐食（全面腐食）

[補助給水系統配管、消火用水系統配管、原子炉格納容器スプレイ系統配管（空気）、原子炉補機冷却水系統配管（空気）]

母管は炭素鋼であり、内部流体は補助給水系統配管及び消火用水系統配管は給水（飽和溶存酸素濃度：最大約8ppm）、原子炉格納容器スプレイ系統配管（空気）及び原子炉補機冷却水系統配管（空気）は空気であるため、長期使用により腐食が想定される。

しかしながら、系統機器の分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.4 母管（内面）の腐食（全面腐食）

[消火装置系統配管、緊急時対策所用燃料油系統配管]

母管は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体が消火装置系統配管は炭酸ガス、緊急時対策所用燃料油系統配管は油で腐食が発生し難い環境にあり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、系統機器の分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.5 母管（外面）の腐食（全面腐食）[共通]

母管は炭素鋼であり、外面からの腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.6 フランジボルトの腐食（全面腐食）

[蒸気発生器ブローダウン系統配管、高温再熱蒸気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、補助給水系統配管、タービングラント蒸気系統配管、補助蒸気系統配管、消火用水系統配管、消火装置系統配管、緊急時対策所用燃料油系統配管]

フランジボルトは、ガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

2.2.3の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

3.2.7 小口径管台の高サイクル疲労割れ

[蒸気発生器ブローダウン系統配管、原子炉補機冷却水系統配管（空気）、原子炉格納容器スプレイ系統配管（空気）、高温再熱蒸気系統配管、低温再熱蒸気系統配管、第3抽気系統配管、第4抽気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、補助給水系統配管、タービングランド蒸気系統配管、補助蒸気系統配管、消火用水系統配管、緊急時対策所用燃料油系統配管]

1998年12月、大飯2号炉の余熱除去系統配管のドレン弁管台において、高サイクル疲労割れによる漏えいが発生している。この事象は、配管取替に伴いドレン管の口径を変更したことにより余熱除去ポンプと共振が発生し、ドレン弁管台溶接部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉においては、必要な部位について振動計測に基づく応力評価等を行い、健全性を確認している。

また、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.8 温度計ウェル等の高サイクル疲労割れ

[高温再熱蒸気系統配管、低温再熱蒸気系統配管、第3抽気系統配管、第4抽気系統配管、2次系復水系統配管、2次系ドレン系統配管、タービングランド蒸気系統配管、補助蒸気系統配管]

1995年12月、もんじゅの温度計ウェルで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。この事象は、プラント運転中に内部流体の流れによる流体振動を受け、流れ方向（抗力方向）に共振が発生し、温度計ウェルの付け根部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉の温度計ウェル及びサンプルノズルは、旧原子力安全・保安院指示文書「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について（平成17・12・22原院第6号 NISA-163a-05-3）」に基づき「(社)日本機械学会 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針（JSME S 012-1998）」による評価を行い、問題とならないことを確認しており、同様な設計方針に基づき施設されているその他の箇所についても同様と考える。このような条件は経年的に変化するものではないことから、高

経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

4 1 次冷却材管

[対象機器]

① 1 次冷却材管

目 次

1. 対象機器	1
2. 1次冷却材管の技術評価	2
2.1 構造、材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	5
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	10

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている1次冷却材管の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 川内1号炉 1次冷却材管の主な仕様

機器名称	重要度*1	使用条件		
		運 転	最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)
1次冷却材管	PS-1、重*2	連 続	約17.2	約343

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 1次冷却材管の技術評価

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 1次冷却材管

(1) 構造

1次冷却材管は原子炉容器、蒸気発生器及び1次冷却材ポンプ相互を連絡し、循環回路を形成している。1次冷却材管は直管部とエルボ部からなる母管と母管に取り付けられた複数の管台及び温度計ウェル等から構成されている。

各ループでは、原子炉容器と蒸気発生器間をホットレグ、蒸気発生器と1次冷却材ポンプ間をクロスオーバーレグ、1次冷却材ポンプと原子炉容器間をコールドレグと呼んでいる。

川内1号炉は3ループプラントであり、1次冷却材管の配置を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の1次冷却材管の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

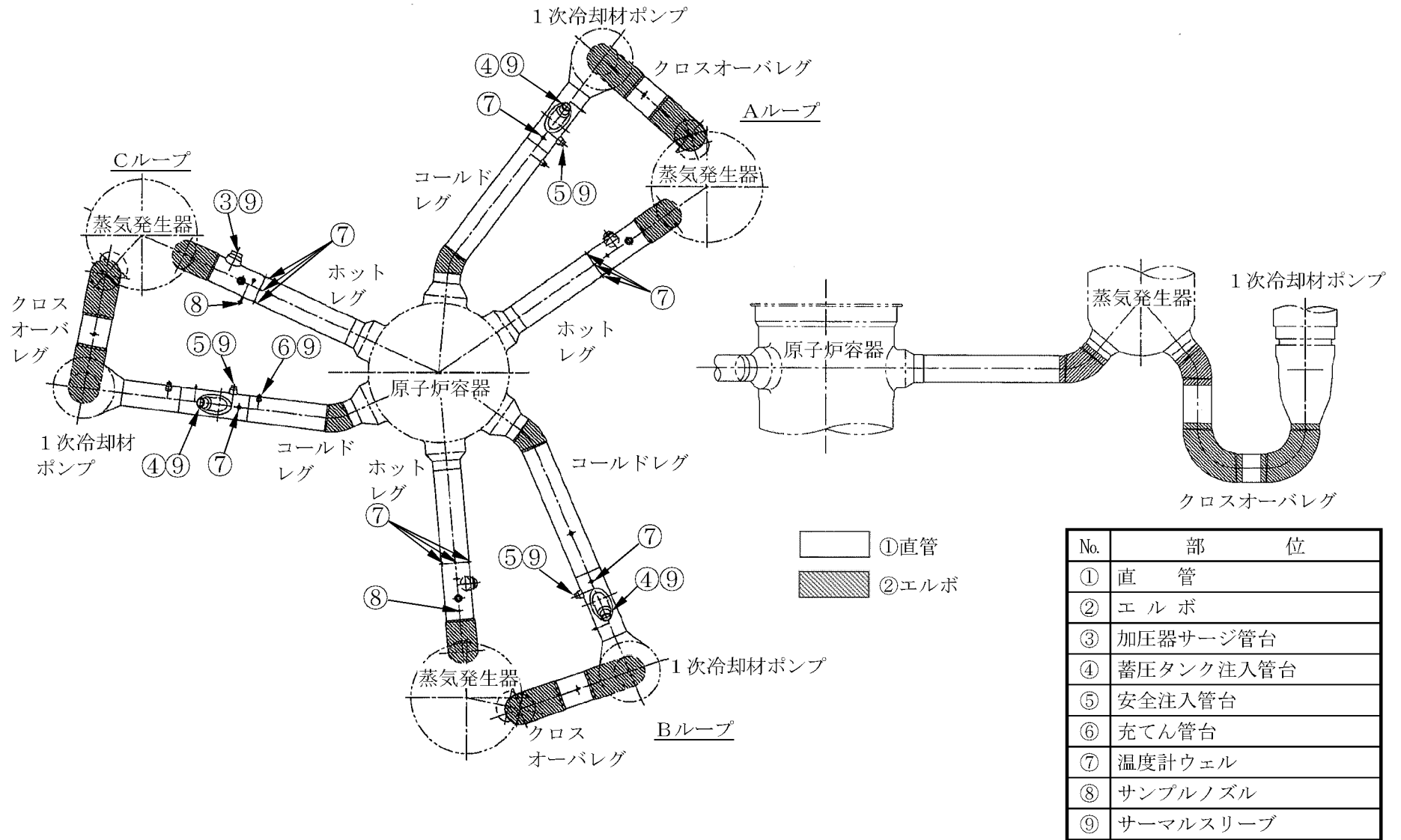


図2.1-1 川内1号炉 1次冷却材管配置図

表2.1-1 川内1号炉 1次冷却材管の使用材料

部 位		材 料
母 管	直 管	ステンレス鋼鋳鋼
	エ ル ボ	ステンレス鋼鋳鋼
管 台	加圧器サージ管台	ステンレス鋼
	蓄圧タンク注入管台	ステンレス鋼鋳鋼
	安全注入管台	ステンレス鋼
	充てん管台	ステンレス鋼
温度計ウェル		ステンレス鋼
サンプルノズル		ステンレス鋼
サーマルスリーブ		ステンレス鋼

表2.1-2 川内1号炉 1次冷却材管の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約343℃
1次冷却材流量	約 46×10^6 kg/h
内 部 流 体	1次冷却材

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

1次冷却材管の機能である耐圧機能を維持するためには、次の項目が必要である。

① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

1次冷却材管について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 母管及び管台の疲労割れ

プラントの起動・停止時等に発生する1次冷却材の温度、圧力及び流量変化による応力変動によって、材料に疲労が蓄積することから、経年劣化に対する評価が必要である。

(2) 母管及び管台の熱時効

母管及び管台に使用しているステンレス鋼（2相ステンレス鋼）は、高温での長時間の使用に伴い靱性の低下等、材料特性変化を起こすことから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) 母管及び管台の応力腐食割れ

母管（原子炉容器及び蒸気発生器と接続するセーフエンドの溶接部を含む）及び管台はステンレス鋼鋳鋼又はステンレス鋼を使用しており応力腐食割れが想定される。

しかしながら、定期検査時に飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体が流入する際は流体温度が低い（最高でも80℃程度）ため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。また、定期検査後のプラント起動時には1次冷却材中の溶存酸素濃度低減のための運転操作を実施するため、高温（100℃以上）で使用する場合は溶存酸素濃度が0.1ppm以下に低減された流体となっていることから応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、溶接部を対象とした超音波探傷検査、浸透探傷検査又は漏えい検査により機器の健全性を確認している。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(2) 温度計ウェル及びサンプルノズルの高サイクル疲労割れ

1995年12月、もんじゅの温度計ウェルで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。この事象は、プラント運転中に内部流体の流れによる流体振動を受け、流れ方向（抗力方向）に共振が発生し、温度計ウェルの付け根部に応力集中が生じたものである。

しかしながら、川内1号炉の温度計ウェル及びサンプルノズルは、保安院指示文書（平成17・12・22原院第6号 NISA-163a-05-3）に基づき「(社)日本機械学会 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針（JSME S 012-1998）」による評価を行い、問題とならないことを確認しており、このような条件は経年的に変化するものではないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) サーマルスリーブの高サイクル疲労割れ

1981年7月、大飯2号炉の2点溶接タイプのサーマルスリーブで流体振動による高サイクル疲労割れが発生している。

しかしながら、川内1号炉のサーマルスリーブは全て全周溶接タイプであり、2点溶接タイプに比べて発生応力が十分小さいことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

図2.2-1にサーマルスリーブの構造を示す。

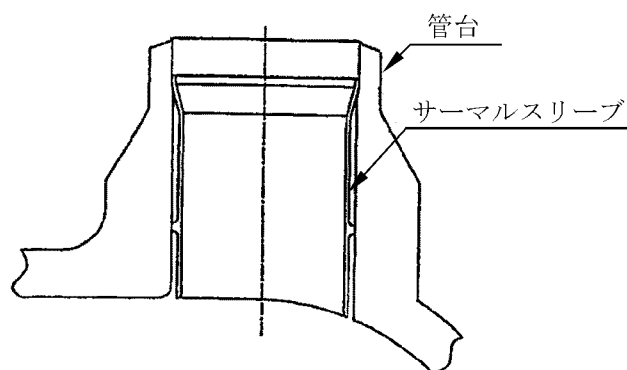


図2.2-1 川内1号炉 サーマルスリーブ構造図

(4) 温度計ウェル等の応力腐食割れ

温度計ウェル、サンプルノズル及びサーマルスリーブはステンレス鋼を使用しており応力腐食割れが想定される。

しかしながら、定期検査時に飽和溶存酸素濃度（最大約8ppm）の流体が流入する際は流体温度が低い（最高でも80℃程度）ため、応力腐食割れが発生する可能性は小さい。また、定期検査後のプラント起動時には1次冷却材中の溶存酸素濃度低減のための運転操作を実施するため、高温（100℃以上）で使用する場合は溶存酸素濃度が0.1ppm以下に低減された流体となっていることから応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

表2.2-1 川内1号炉 1次冷却材管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	直 管		ステンレス鋼鋳鋼			○	△	○			*1：高サイクル疲労割れ
	エルボ		ステンレス鋼鋳鋼			○	△	○			
	加圧器サージ管台		ステンレス鋼			○	△				
	蓄圧タンク注入管台		ステンレス鋼鋳鋼			○	△	○			
	安全注入管台		ステンレス鋼			○	△				
	充てん管台		ステンレス鋼			○	△				
	温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*1	▲				
	サンプルノズル		ステンレス鋼			▲*1	▲				
	サーマルスリーブ		ステンレス鋼			▲*1	▲				

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 母管及び管台の疲労割れ

a. 事象の説明

母管及び管台は、プラントの起動・停止時等に熱過渡を繰り返し受け、さらに管台は冷水注入による熱過渡を受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

母管及び管台の健全性評価にあたっては、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価を行った。

また、使用環境を考慮した疲労について、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

評価点を図2.3-1に、疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。

なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

表2.3-1 川内1号炉 1次冷却材管の疲労評価に用いた過渡回数

運転状態 I

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値
起動 (温度上昇率55.6°C/h)	38	69
停止 (温度下降率55.6°C/h)	36	69
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	335	809
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	324	798
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	25	62
0%から15%への負荷上昇	39	72
15%から0%への負荷減少	30	61
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
I) 停 止	0	2
II) 起 動	0	2

運転状態 II

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2020年3月末時点	運転開始後60年 時点の推定値
負荷の喪失	5	7
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	2
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2
タービン回転試験	2	2
1次系漏えい試験	31	61

*1：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動が

あるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-2 川内1号炉 1次冷却材管 疲労評価結果

評価対象部位 (使用材料)	評価点	疲労累積係数 (許容値：1以下)	
		設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
ホットレグ (ステンレス鋼鋳鋼)	図2.3-1	0.001	0.003
クロスオーバーレグ (ステンレス鋼鋳鋼)		0.002	0.009
コールドレグ (ステンレス鋼鋳鋼)		0.001	0.004
加圧器サージ管台 (ステンレス鋼)		0.031	0.162
蓄圧タンク注入管台 (ステンレス鋼鋳鋼)		0.008	0.031
安全注入管台 (ステンレス鋼)		0.007	0.023
充てん管台 (ステンレス鋼)		0.003	0.023

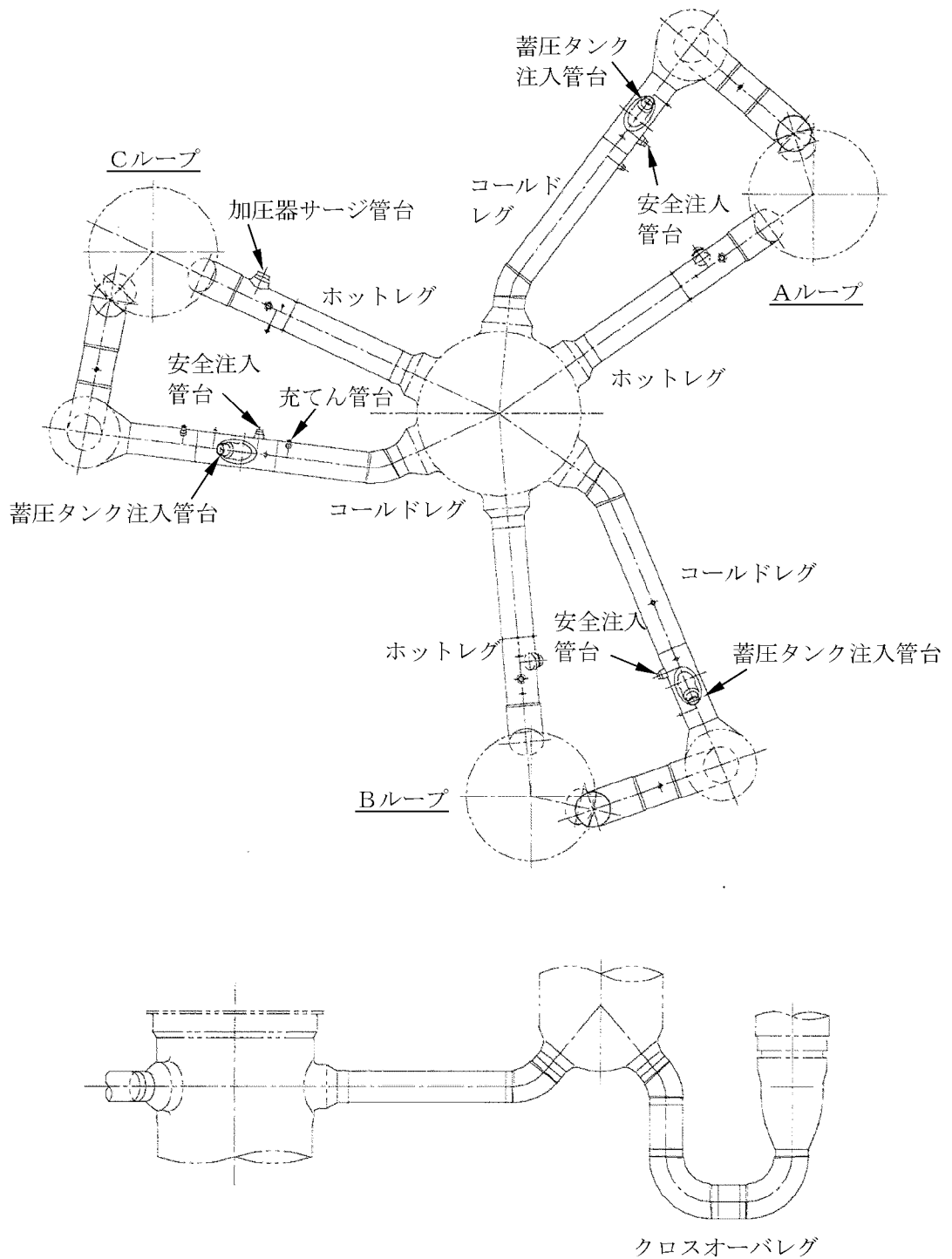


図2.3-1 川内1号炉 1次冷却材管の疲労評価点

② 現状保全

母管及び管台の疲労割れに対しては、定期的に溶接部の超音波探傷検査又は浸透探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。また、定期的に漏えい検査を実施し健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価にあわせて実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、疲労割れ発生の可能性はないと考える。ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後も実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

現在実施している溶接部の超音波探傷検査等は疲労割れを検知可能であり、また、割れが発生するとすれば応力の観点から溶接部であると判断されることから、点検手法として適切である。さらに、疲労割れによる機器の健全性への影響は、漏えい検査により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

母管及び管台の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

2.3.2 母管及び管台の熱時効

a. 事象の説明

母管及び管台に使用しているステンレス鋼は、オーステナイト相中に一部フェライト相を含む2相組織であるため、高温での長期の使用に伴い、時間とともにフェライト相内でより安定な組織形態へ移行しようとし、相分離が起こることにより、靱性の低下等、材料特性変化を起こす。

b. 技術評価

① 健全性評価

プラント長期間の運転中に熱時効を受けたステンレス鋼は、引張強さは増加するので材料強度の評価上の余裕は向上するが、材料の靱性が低下する。

ここでは、き裂の存在を仮定し、破壊力学的手法を用いて、ステンレス鋼の熱時効後の構造上の安全性を評価した。

初期き裂については、「(社)日本電気協会 原子力発電所配管破損防護設計技術指針 (JEAG4613-1998)」に準拠し、超音波探傷検査の検出能力を基に余裕を見込んで設定している。また、熱時効後の材料試験データを見ても延性安定き裂成長が認められるため、弾塑性破壊力学的解析手法に基づき評価を行った。

熱時効による靱性低下への影響は、フェライト量が多いほど大きくなる。また、使用条件としては、応力が大きいほど厳しくなることから、1次冷却材管として使用されているステンレス鋼の部位で、応力が最も大きいホットレグ直管とフェライト量^{*1}が最も多いコールドレグ直管を評価部位として選定した。さらに応力とフェライト量の組合せを考慮し、蓄圧タンク注入管台を評価部位として選定した。また、エルボで応力が高くなると考えられるSG入口50°エルボについても評価部位として選定した。

具体的には、川内1号炉評価対象部位の熱時効後の材料のき裂進展抵抗^{*2} (J_{mat}) と構造系に作用する応力 (重大事故等時^{*3} + 地震動による荷重) から算出されるき裂進展力 (J_{app}) を求めてその比較を行った。なお、供用状態A、Bの破壊力学評価結果は、より評価が厳しくなる重大事故等時の評価結果に包含される。

その結果、図2.3-2に示すように、運転開始後60年時点までの疲労き裂進展長さを考慮した評価用き裂^{*4}を想定しても、材料の J_{mat} と J_{app} との交点

において、 J_{mat} の傾きが J_{app} の傾きを上回ることから^{*5}、配管は不安定破壊することはなく、健全性評価上問題とならないと判断する。

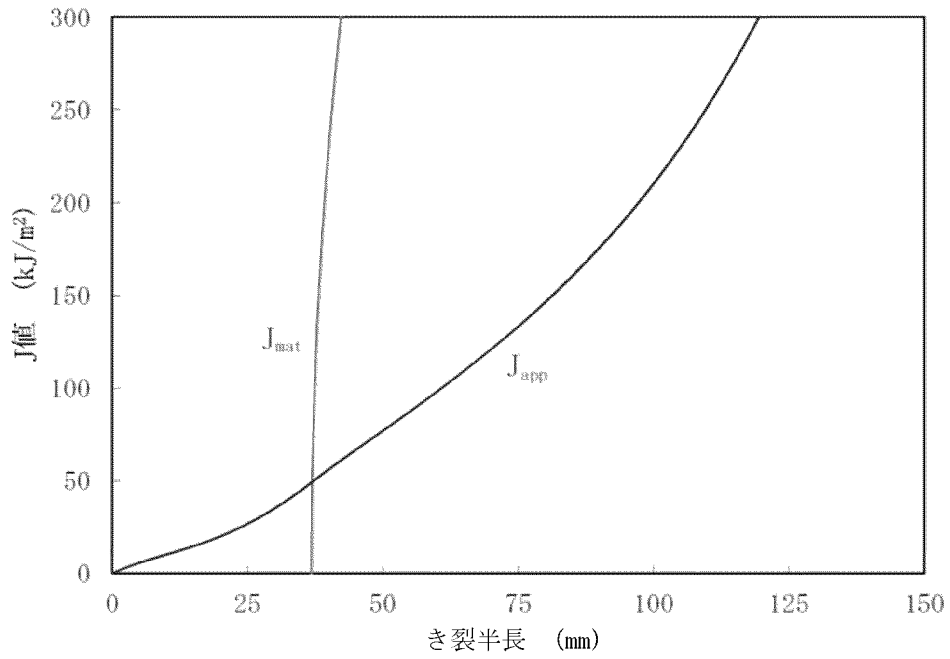
*1: フェライト量は、製造時記録の材料成分を用いて、「Standard Practice for Estimating Ferrite Content of Stainless Steel Castings Containing Both Ferrite and Austenite (ASTM A800/A800M-20)」に示される線図により決定した

*2: き裂進展抵抗は、電力共同研究「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEP III) (その2)」(1998年度)で改良された脆化予測モデル (H3Tモデル: Hyperbolic-Time, Temperature Toughness) を用いて、評価部位のフェライト量を基に、完全時効後の値 (飽和値) として決定した。また、予測の下限值 (-2σ) を採用した

*3: 重大事故等時におけるプラント条件 (ピーク温度360°C、ピーク圧力18.5MPa) を考慮した

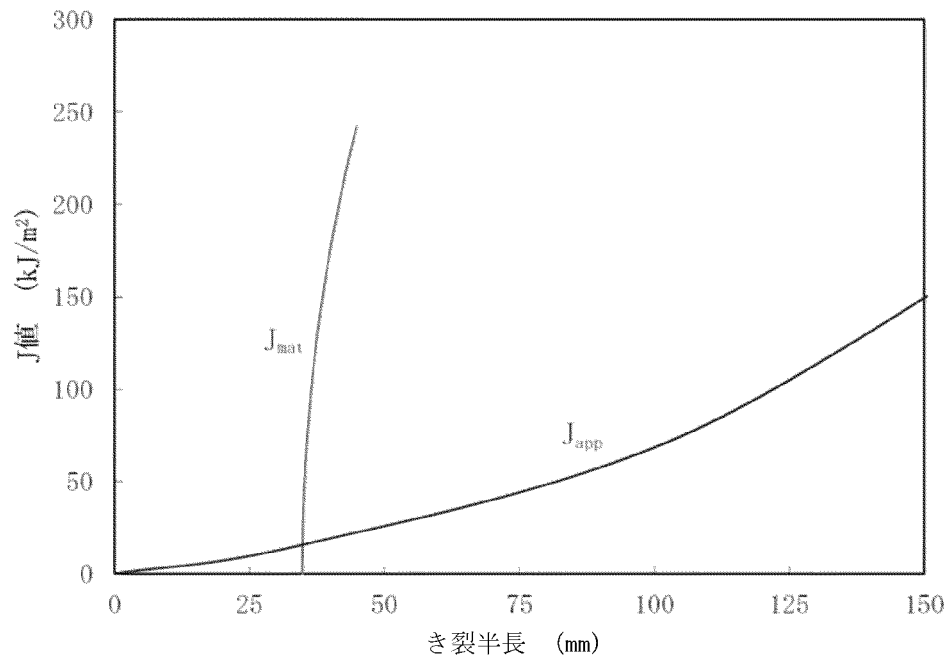
*4: 表2.3-1に示す運転過渡及び地震動による運転開始後60年時点までの疲労き裂の進展を考慮しても、当該き裂は配管を貫通しない評価結果となったが、その後の弾塑性破壊力学解析においては、解析の簡便性のため、保守的に貫通き裂を想定した

*5: 初期き裂の想定、き裂進展、貫通き裂の想定及びき裂進展力は「(社)日本電気協会 原子力発電所配管破損防護設計技術指針 (JEAG4613-1998)」の評価手法に準拠した。そのため、き裂進展力の評価についても内圧、自重、熱応力に加えて、地震を考慮した



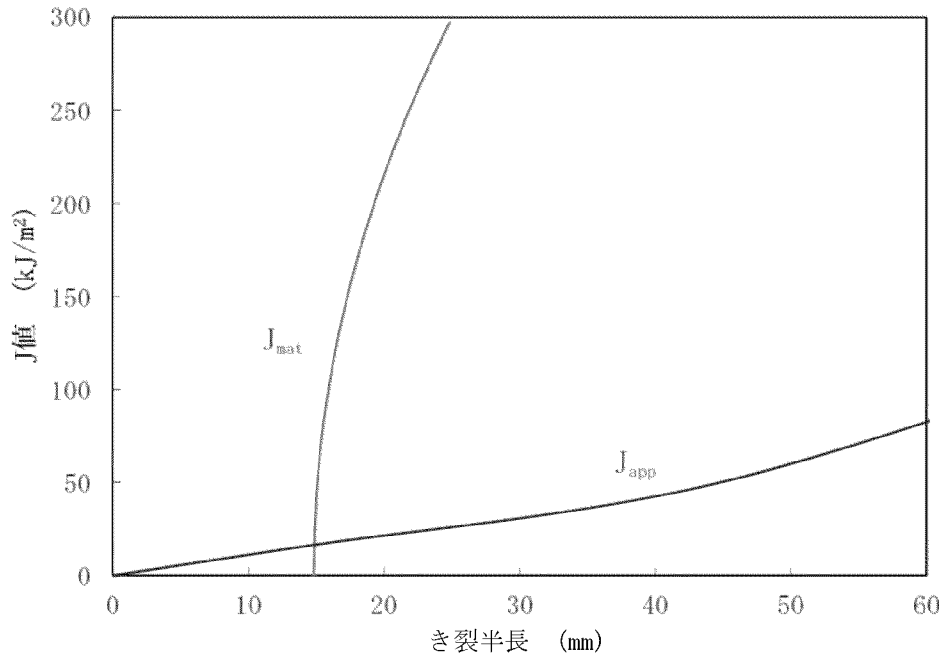
ホットレグ直管

図2.3-2(1/4) 川内1号炉 熱時効に対する破壊力学評価結果 (重大事故等時^{*6})



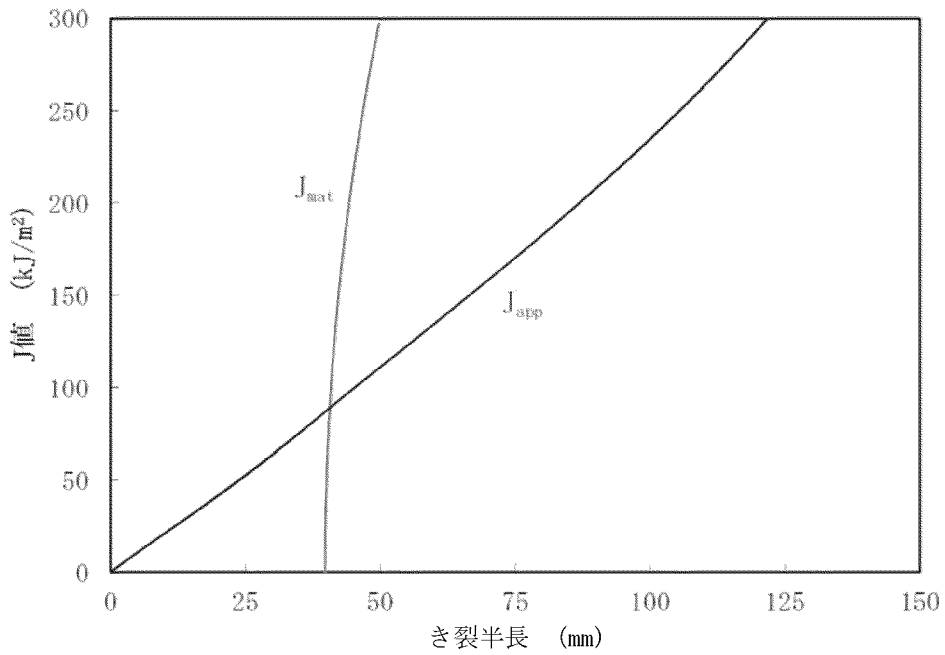
コールドレグ直管

図2.3-2(2/4) 川内1号炉 熱時効に対する破壊力学評価結果 (重大事故等時^{*6})



蓄圧タンク注入管台

図 2.3-2(3/4) 川内 1 号炉 熱時効に対する破壊力学評価結果 (重大事故等時*6)



SG入口50° エルボ

図 2.3-2(4/4) 川内 1 号炉 熱時効に対する破壊力学評価結果 (重大事故等時*6)

*6：重大事故等時にき裂進展力が大きくなる部位の評価を実施した。また供用状態 A、B の破壊力学評価結果は、より評価が厳しくなる重大事故等時の評価結果（図 2.3-2）に包含される

② 現状保全

母管及び管台の熱時効に対しては、定期的に溶接部の超音波探傷検査を実施し、評価で想定したき裂のないことを確認している。

また、定期的に漏えい検査を実施し、健全性を確認している。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、母管及び管台の熱時効は高経年化対策上問題となる可能性はないと考える。

現在実施している溶接部の超音波探傷検査は内面からの割れを検知可能であり、また、割れが発生するとすれば応力の観点から溶接部であると判断されることから、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

母管及び管台の熱時効については、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

5 配管サポート

[対象機器]

- ① アンカー
- ② Uバンド
- ③ Uボルト
- ④ スライドサポート
- ⑤ レストレイント
- ⑥ スプリングハンガ
- ⑦ オイルスナバ
- ⑧ メカニカルスナバ

目 次

1. 対象機器	1
2. 配管サポートの技術評価	2
2.1 構造及び材料	2
2.2 経年劣化事象の抽出	26
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	39

1. 対象機器

川内1号炉で使用されている主要な配管サポートの主な仕様を表1-1に示す。

これらの配管サポートについては、型式ごとに各々対象とした。

表1-1 川内1号炉 配管サポートの主な仕様

機 器 名 称	仕 様
アンカー	配管の全方向の変位及びモーメントを拘束する。
Uバンド	配管の全方向の変位を拘束する。
Uボルト	配管の軸直方向の変位を拘束する。
スライドサポート	配管の軸直方向の変位及び全方向のモーメントを拘束する。
レストレイント	配管の特定1方向の変位を拘束する。
スプリングハンガ	配管自重を支持する。
オイルスナバ	地震時に、配管の特定1方向の変位を拘束する。
メカニカルスナバ	地震時に、配管の特定1方向の変位を拘束する。

2. 配管サポートの技術評価

本章では、1章で対象とした以下の8種類の配管サポートについて、技術評価を実施する。

- ① アンカー
- ② Uバンド
- ③ Uボルト
- ④ スライドサポート
- ⑤ レストレイント
- ⑥ スプリングハンガ
- ⑦ オイルスナバ
- ⑧ メカニカルスナバ

2.1 構造及び材料

2.1.1 アンカー

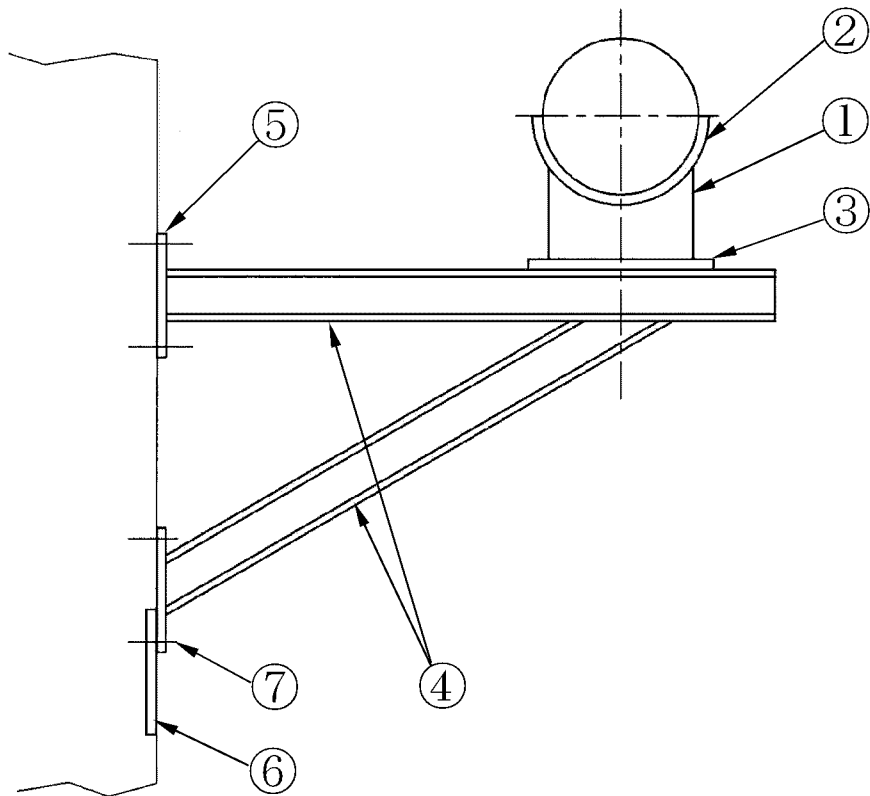
(1) 構造

アンカーは、配管の全方向の変位及びモーメントを拘束する構造である。

川内1号炉のアンカーの構造図（概念図）を図2.1-1に示す。

(2) 材 料

川内1号炉のアンカー主要部位の使用材料を表2.1-1に示す。



No.	部 位
①	ラ グ
②	パ ッ ド
③	プ レ ー ト
④	鋼 材
⑤	ベ ー ス プ レ ー ト
⑥	埋 込 金 物
⑦	基 礎 ボ ル ト
	基 礎 ボ ル ト (ケ ミ カ ル ア ン カ)

図2.1-1 川内1号炉 配管サポート アンカー構造図 (概念図)

表2.1-1 川内1号炉 配管サポート アンカー主要部位の使用材料

部 位	材 料
ラ グ	ステンレス鋼 炭 素 鋼
パ ッ ド	ステンレス鋼 炭 素 鋼
プレート	炭 素 鋼
鋼 材	炭 素 鋼
ベースプレート	炭 素 鋼
埋込金物	炭 素 鋼
基礎ボルト	炭 素 鋼
基礎ボルト (ケミカルアンカ)	炭 素 鋼 不飽和ポリエステル樹脂

2.1.2 Uバンド

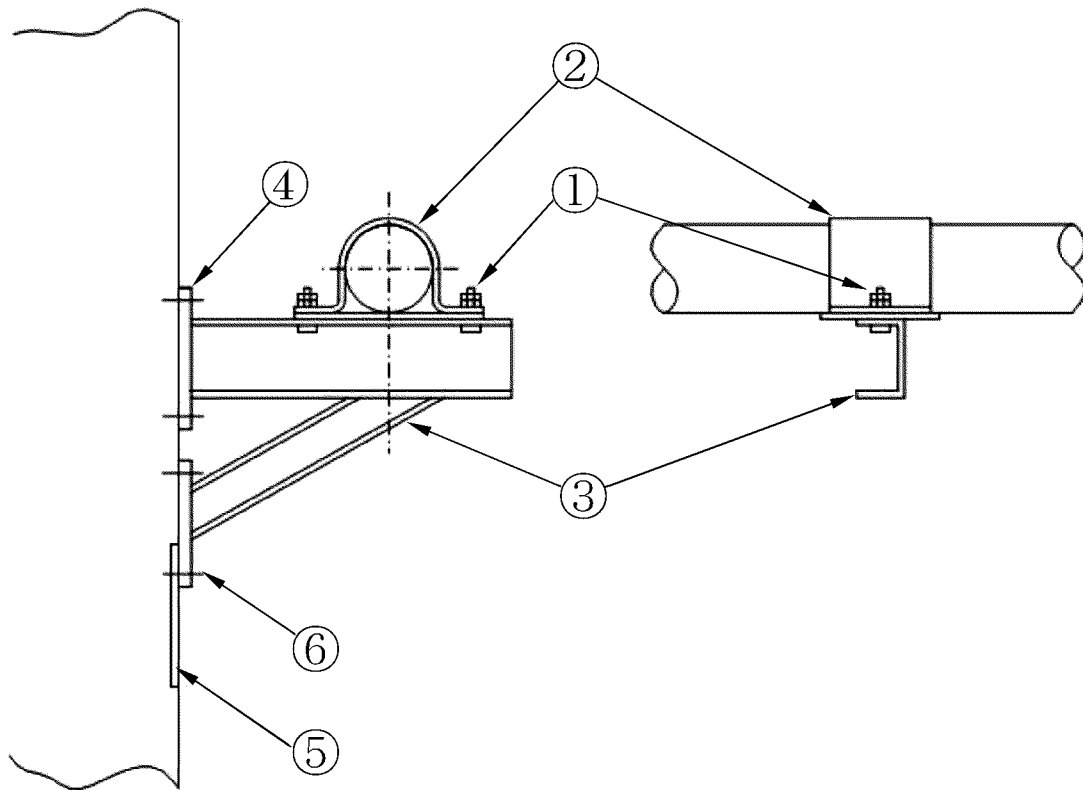
(1) 構造

Uバンドは、配管の全方向の変位を拘束する構造である。

川内1号炉のUバンドの構造図（概念図）を図2.1-2に示す。

(2) 材料

川内1号炉のUバンド主要部位の使用材料を表2.1-2に示す。



No.	部 位
①	ボルト、ナット
②	Uバンド本体
③	鋼 材
④	ベースプレート
⑤	埋込金物
⑥	基礎ボルト (メカニカルアンカ)
	基礎ボルト (ケミカルアンカ)

図2.1-2 川内1号炉 配管サポート Uバンド構造図 (概念図)

表2.1-2 川内1号炉 配管サポート Uバンド主要部位の使用材料

部 位	材 料
ボルト、ナット	炭素鋼
Uバンド本体	ステンレス鋼 炭素鋼
鋼 材	炭素鋼
ベースプレート	炭素鋼
埋込金物	炭素鋼
基礎ボルト（メカニカルアンカ）	炭素鋼
基礎ボルト（ケミカルアンカ）	炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂

2.1.3 Uボルト

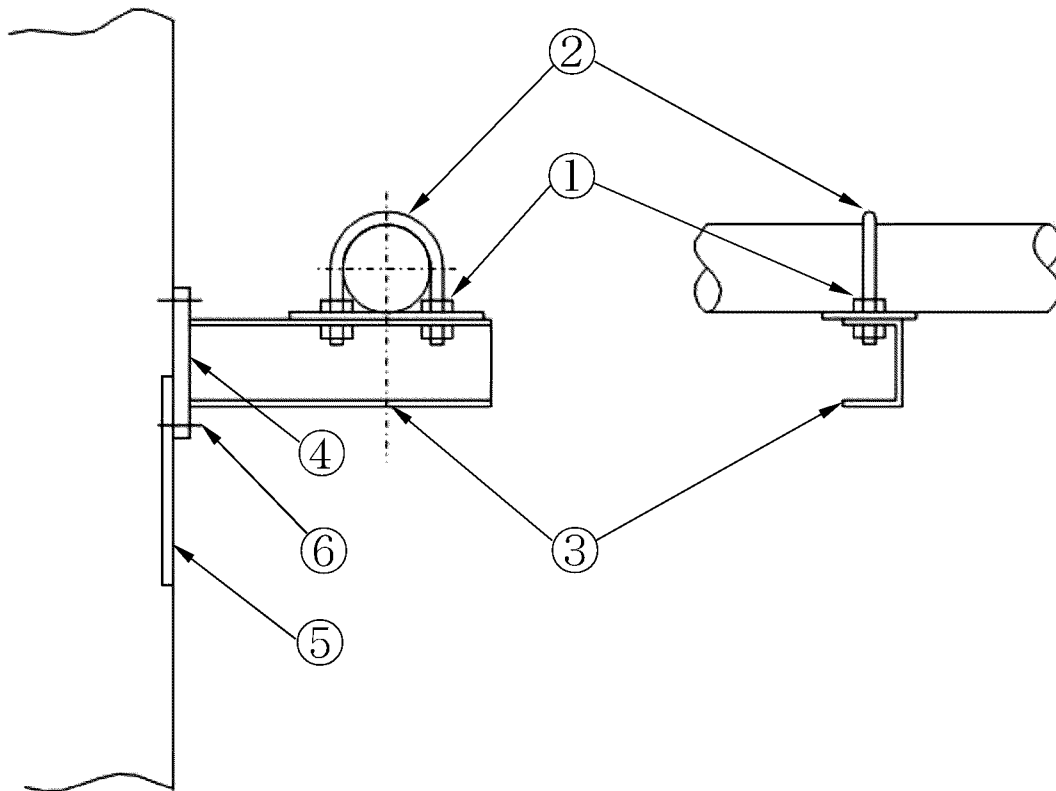
(1) 構造

Uボルトは、配管の軸直方向の変位を拘束する構造であり、配管との間に間隙を設け配管軸方向の変位を容易にしている。

川内1号炉のUボルトの構造図（概念図）を図2.1-3に示す。

(2) 材料

川内1号炉のUボルト主要部位の使用材料を表2.1-3に示す。



No.	部 位
①	ナ ッ ト
②	Uボルト本体
③	鋼 材
④	ベースプレート
⑤	埋込金物
⑥	基礎ボルト (メカニカルアンカ)
	基礎ボルト (ケミカルアンカ)

図2.1-3 川内1号炉 配管サポート Uボルト構造図 (概念図)

表2.1-3 川内1号炉 配管サポート Uボルト主要部位の使用材料

部 位	材 料
ナ ッ ト	ステンレス鋼 炭 素 鋼
Uボルト本体	ステンレス鋼 炭 素 鋼
鋼 材	炭 素 鋼
ベースプレート	炭 素 鋼
埋込金物	炭 素 鋼
基礎ボルト (メカニカルアンカ)	炭 素 鋼
基礎ボルト (ケミカルアンカ)	炭 素 鋼 不飽和ポリエステル樹脂

2.1.4 スライドサポート

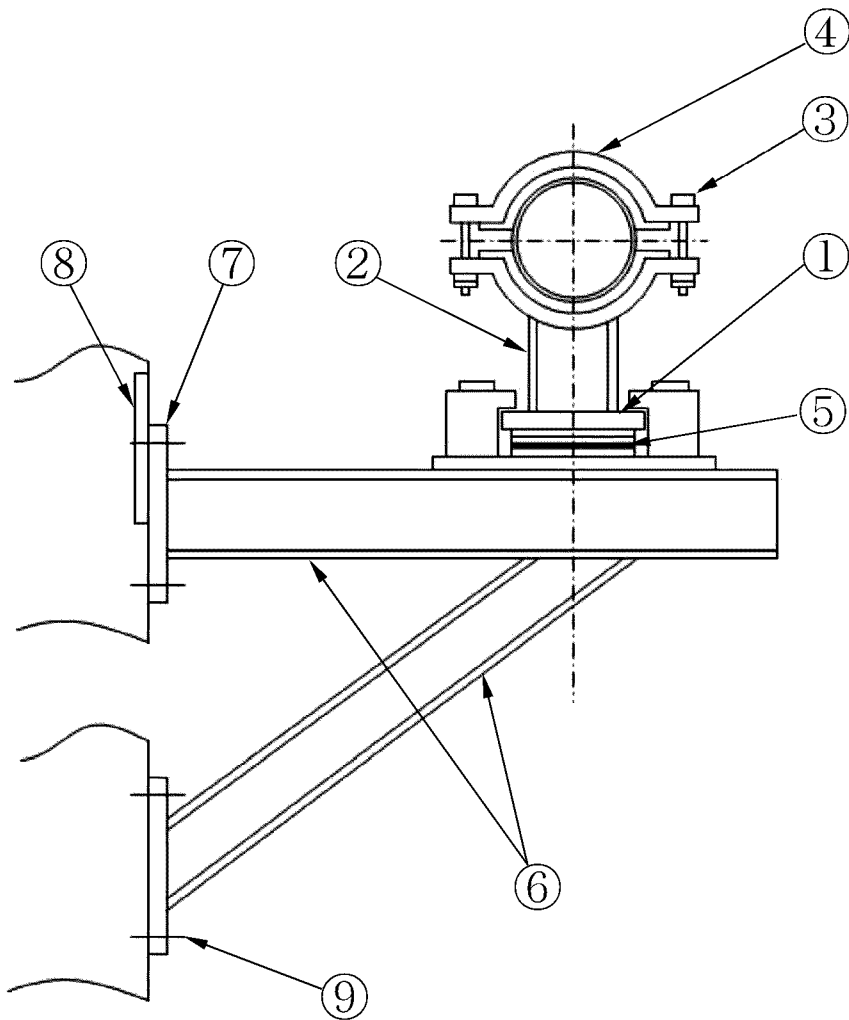
(1) 構造

スライドサポートは、配管の軸直方向の変位及び全方向のモーメントを拘束する構造である。

川内1号炉のスライドサポートの構造図（概念図）を図2.1-4に示す。

(2) 材料

川内1号炉のスライドサポート主要部位の使用材料を表2.1-4に示す。



No.	部 位
①	プレート
②	ラ グ
③	ボルト、ナット
④	クランプ
⑤	スライドプレート
⑥	鋼 材
⑦	ベースプレート
⑧	埋込金物
⑨	基礎ボルト (メカニカルアンカ)
	基礎ボルト (ケミカルアンカ)

図2.1-4 川内1号炉 配管サポート スライドサポート構造図 (概念図)

表2.1-4 川内1号炉 配管サポート スライドサポート主要部位の使用材料

部 位	材 料
プレート	ステンレス鋼 炭素鋼
ラ グ	ステンレス鋼 炭素鋼
ボルト、ナット	炭素鋼
クランプ	炭素鋼
スライドプレート	ステンレス鋼+テフロン 炭素鋼+テフロン
鋼 材	炭素鋼
ベースプレート	炭素鋼
埋込金物	炭素鋼
基礎ボルト（メカニカルアンカ）	炭素鋼
基礎ボルト（ケミカルアンカ）	炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂 ビニルウレタン樹脂

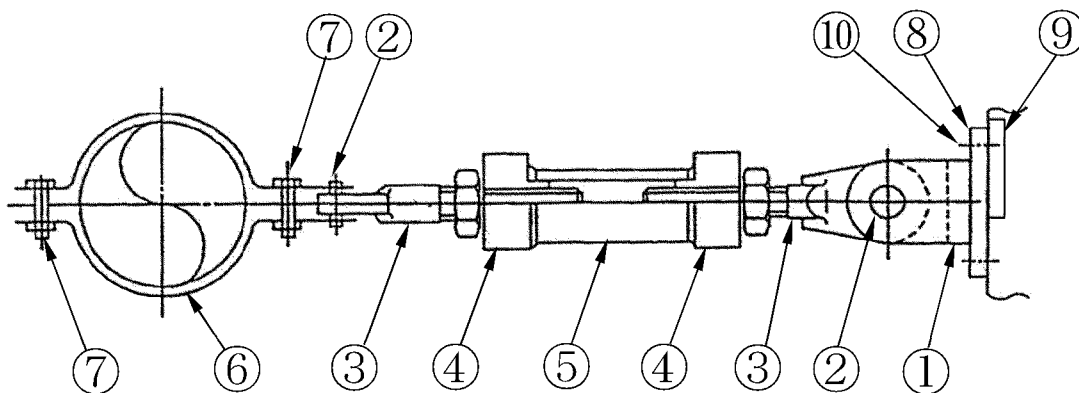
2.1.5 レストレイント

(1) 構 造

レストレイントは、配管の特定1方向の変位を拘束する構造である。
川内1号炉のレストレイントの構造図（概念図）を図2.1-5に示す。

(2) 材 料

川内1号炉のレストレイント主要部位の使用材料を表2.1-5に示す。



No.	部 位
①	ブラケット
②	ピ ン
③	スヘリカルアイボルト
④	アジャストナット
⑤	パ イ プ
⑥	パイプクランプ
⑦	ボルト、ナット
⑧	ベースプレート
⑨	埋込金物
⑩	基礎ボルト
	基礎ボルト (メカニカルアンカ)
	基礎ボルト (ケミカルアンカ)

図2.1-5 川内1号炉 配管サポート レストレイント構造図 (概念図)

表2.1-5 川内1号炉 配管サポート レストレイント主要部位の使用材料

部 位	材 料
ブラケット	炭素鋼
ピン	炭素鋼
スヘリカルアイボルト	炭素鋼
アジャストナット	炭素鋼
パイプ	炭素鋼
パイプクランプ	ステンレス鋼 炭素鋼
ボルト、ナット	炭素鋼
ベースプレート	炭素鋼
埋込金物	炭素鋼
基礎ボルト	炭素鋼
基礎ボルト（メカニカルアンカ）	炭素鋼
基礎ボルト（ケミカルアンカ）	炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂

2.1.6 スプリングハンガ

(1) 構造

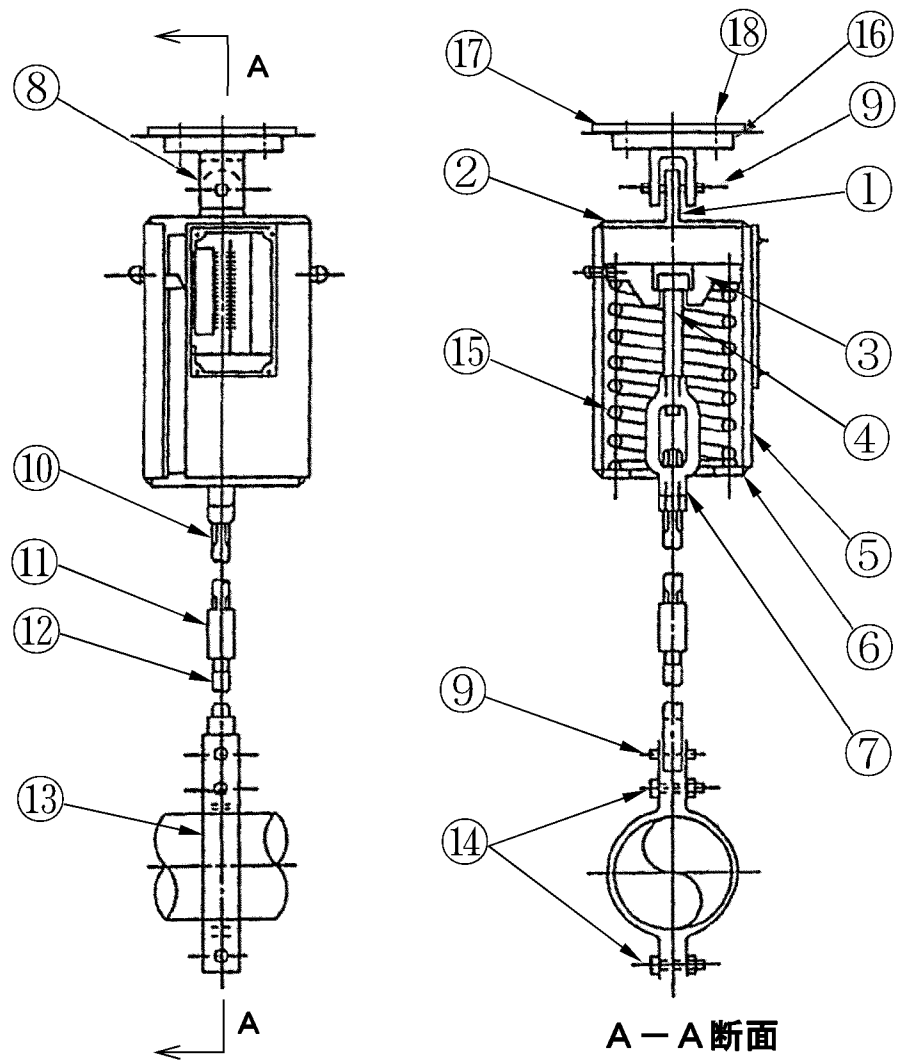
スプリングハンガは、配管自重を支持する構造である。

また、スプリングハンガはターンバックルを調整することによりばねの伸縮量を調整可能である。

川内1号炉のスプリングハンガの構造図（概念図）を図2.1-6に示す。

(2) 材料

川内1号炉のスプリングハンガ主要部位の使用材料を表2.1-6に示す。



No.	部 位
①	イーヤ
②	上部カバー
③	ピストンプレート
④	ハンガロッド
⑤	スプリングケース
⑥	下部カバー
⑦	ターンバックル
⑧	クレビスブラケット
⑨	ピ ン
⑩	無頭ボルト
⑪	ロッドカプラー
⑫	アイボルト
⑬	パイプクランプ
⑭	ボルト、ナット
⑮	ば ね
⑯	ベースプレート
⑰	埋込金物
⑱	基礎ボルト (メカニカルアンカ)

図2.1-6 川内1号炉 配管サポート スプリングハンガ構造図 (概念図)

表2.1-6 川内1号炉 配管サポート スプリングハンガ主要部位の使用材料

部 位	材 料
イ ー ヤ	炭 素 鋼
上部カバー	炭 素 鋼
ピストンプレート	炭 素 鋼 鋳 鉄
ハンガロッド	炭 素 鋼
スプリングケース	炭 素 鋼
下部カバー	炭 素 鋼
ターンバックル	炭 素 鋼
クレビスブラケット	炭 素 鋼
ピ ン	ステンレス鋼 炭 素 鋼
無頭ボルト	炭 素 鋼
ロッドカプラー	炭 素 鋼
アイボルト	炭 素 鋼
パイプクランプ	ステンレス鋼 炭 素 鋼
ボルト、ナット	炭 素 鋼
ば ね	ばね 鋼 ばね用オイルテンパー線
ベースプレート	炭 素 鋼
埋込金物	炭 素 鋼
基礎ボルト (メカニカルアンカ)	炭 素 鋼

2.1.7 オイルスナバ

(1) 構造

オイルスナバは、地震時に配管の特定 1 方向の変位を拘束する構造である。
抵抗力発生媒体にオイルを使用している。

川内 1 号炉のオイルスナバの構造図（概念図）を図 2.1-7 に示す。

(2) 材料

川内 1 号炉のオイルスナバ主要部位の使用材料を表 2.1-7 に示す。

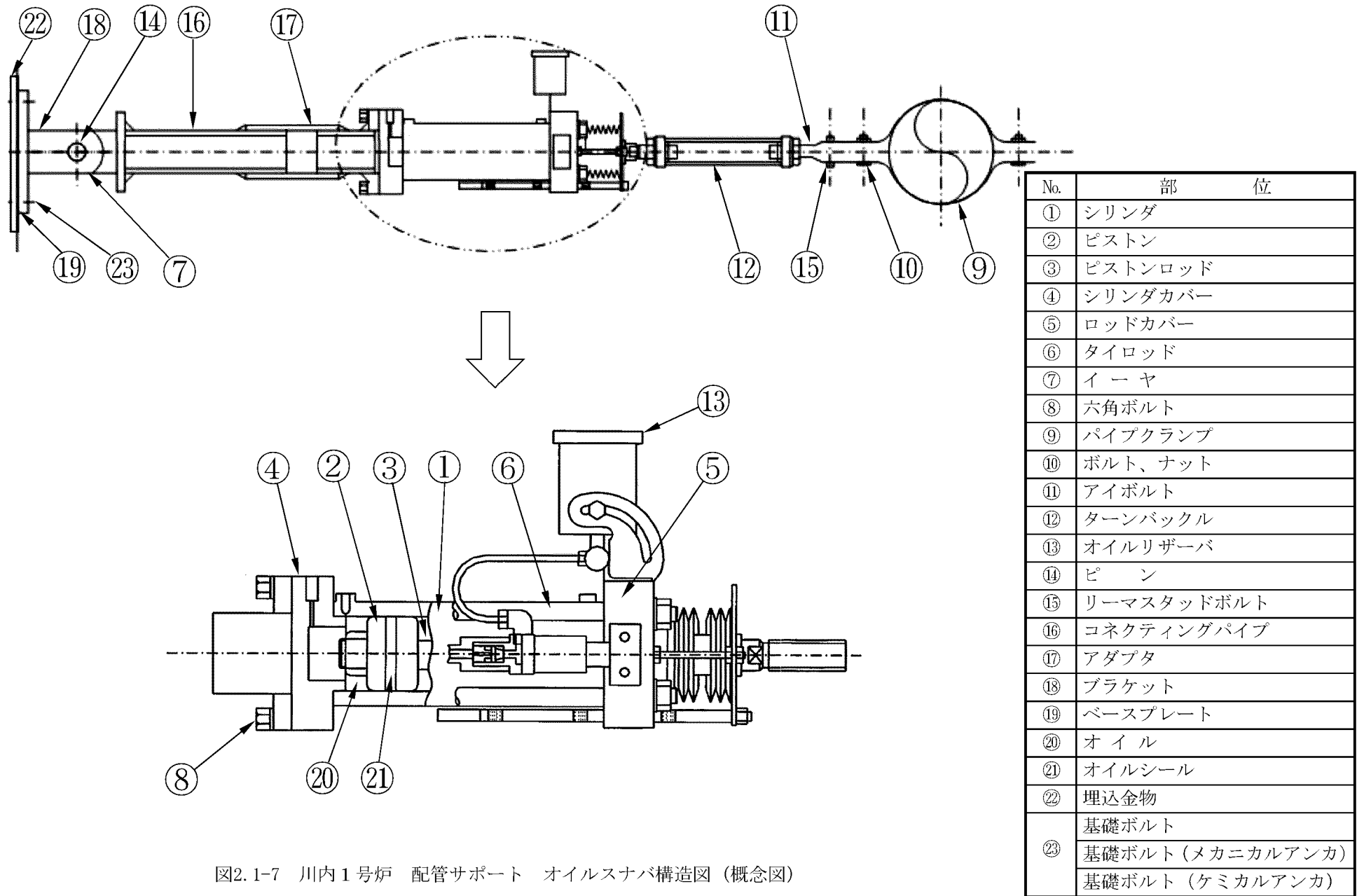


図2.1-7 川内1号炉 配管サポート オイルスナバ構造図 (概念図)

表2.1-7 川内1号炉 配管サポート オイルスナバ主要部位の使用材料

部 位	材 料
シリンダ	炭素鋼
ピストン	鋳鉄
ピストンロッド	炭素鋼
シリンダカバー	炭素鋼
ロッドカバー	鋳鉄 炭素鋼
タイロッド	炭素鋼
イーヤ	炭素鋼
六角ボルト	低合金鋼
パイプクランプ	ステンレス鋼 炭素鋼
ボルト、ナット	炭素鋼
アイボルト	炭素鋼
ターンバックル	炭素鋼
オイルリザーバ	ステンレス鋼 炭素鋼
ピ ン	炭素鋼
リーマスタッドボルト	炭素鋼
コネクティングパイプ	炭素鋼
アダプタ	炭素鋼
ブラケット	炭素鋼
ベースプレート	炭素鋼
オ イ ル	消耗品・定期取替品
オイルシール	消耗品・定期取替品
埋込金物	炭素鋼
基礎ボルト	炭素鋼
基礎ボルト（メカニカルアンカ）	炭素鋼
基礎ボルト（ケミカルアンカ）	炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂 ビニルウレタン樹脂

2.1.8 メカニカルスナバ

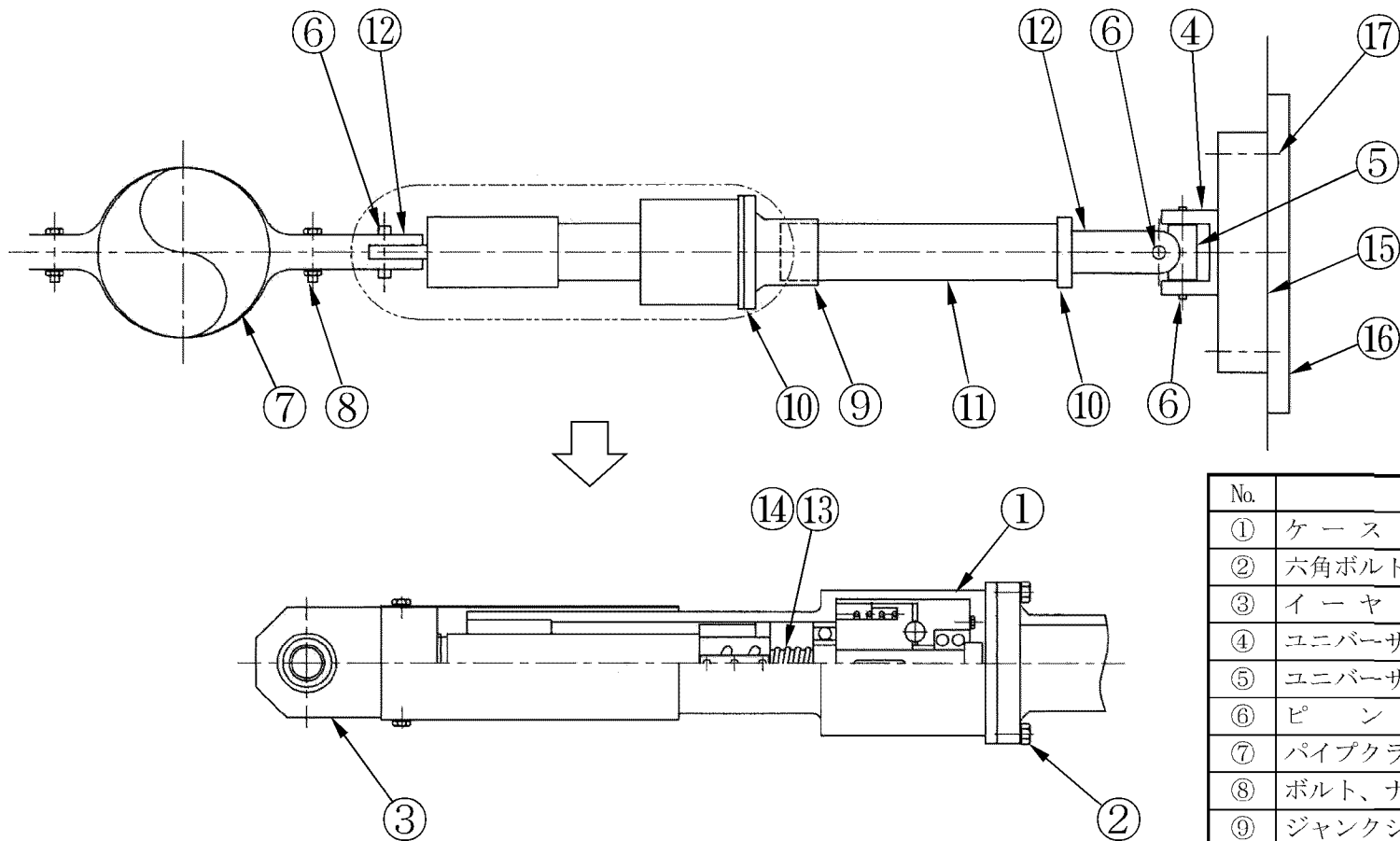
(1) 構 造

メカニカルスナバは、地震時に配管の特定 1 方向の変位を拘束する構造である。主要な構造は全て機械的な部位で構成されており、ボールナットにより往復運動（地震時の変位）を回転運動に変換することで抵抗力を発生する。

川内 1 号炉のメカニカルスナバの構造図（概念図）を図2.1-8に示す。

(2) 材 料

川内 1 号炉のメカニカルスナバ主要部位の使用材料を表2.1-8に示す。



No.	部 位
①	ケース
②	六角ボルト
③	イーヤ
④	ユニバーサルブラケット
⑤	ユニバーサルボックス
⑥	ピン
⑦	パイプクランプ
⑧	ボルト、ナット
⑨	ジャンクションコラムアダプター
⑩	プレート
⑪	コネクティングチューブ
⑫	ブラケット
⑬	ボールネジ、ボールナット
⑭	グリス
⑮	ベースプレート
⑯	埋込金物
⑰	基礎ボルト (メカニカルアンカ)
	基礎ボルト (ケミカルアンカ)

図2.1-8 川内1号炉 配管サポート メカニカルスナバ構造図 (概念図)

表2.1-8 川内1号炉 配管サポート メカニカルスナバ主要部位の使用材料

部 位	材 料
ケ ー ス	炭 素 鋼
六角ボルト	低合金鋼
イ ー ヤ	炭 素 鋼
ユニバーサルブラケット	炭 素 鋼
ユニバーサルボックス	炭 素 鋼
ピ ン	炭 素 鋼
パイプクランプ	ステンレス鋼 炭 素 鋼
ボルト、ナット	炭 素 鋼
ジャンクションコラムアダプター	炭 素 鋼
プレート	炭 素 鋼
コネクティングチューブ	炭 素 鋼
ブラケット	炭 素 鋼
ボールネジ、ボールナット	低合金鋼
グ リ ス	シリコン系オイル
ベースプレート	炭 素 鋼
埋込金物	炭 素 鋼
基礎ボルト (メカニカルアンカ)	炭 素 鋼
基礎ボルト (ケミカルアンカ)	炭 素 鋼 不飽和ポリエステル樹脂

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

配管サポートの機能を維持するためには、次の項目が必要である。

① 配管支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

配管サポート個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-8に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-8で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) ラグとプレートの溶接部等のサポート取付部の疲労割れ

[アンカー、スライドサポート、レストレイント]

配管熱変位の拘束に伴う繰返し荷重により、取付部の溶接部に疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-8で△又は▲となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

(1) ベースプレート、パイプクランプ等の腐食（全面腐食）〔共通〕

炭素鋼等を使用しているベースプレート及びパイプクランプ等の配管サポート部位は腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) ピン等摺動部材の摩耗

[Uボルト、スライドサポート、レストレイント、スプリングハンガ、オイルスナバ、メカニカルスナバ]

配管移動を許容するサポートの摺動部材は、配管熱移動や振動により摩耗が生じ、支持機能への影響が想定される。

しかしながら、巡視点検等で目視により摺動部又は支持状態に異常のないことを確認し、必要に応じて部品の交換を実施することで、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目す

べき経年劣化事象ではない。

(3) スライドプレートのテフロンのはく離 [スライドサポート]

主蒸気管等の大口径配管のスライドサポートのスライド部には、摩擦力を低減するために炭素鋼やステンレス鋼表面にテフロン加工したスライドプレートを使用しているが、高温条件下で長期にわたり使用した場合テフロンのはく離が生じ、スライド部の固着等により支持機能への影響が想定される。

しかしながら、巡視点検等で目視により動作状況に異常のないことを確認し、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) ばねの変形（応力緩和） [スプリングハンガ]

スプリングハンガのばねは、配管の自重に相当する荷重が常時加わっており、長期間保持されることにより変形（応力緩和）が生じ、支持機能への影響が想定される。

しかしながら、ばねに発生する応力は弾性範囲内であり、日本ばね工業会にて実施したばね材料と使用環境温度の実態調査結果と比べて、当該ばねは同等以下の環境で使用しており、これまでに有意な変形は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、巡視点検等で目視により動作状況に異常のないことを確認し、機器の健全性を確認している。

(5) グリスの劣化 [メカニカルスナバ]

メカニカルスナバのボールネジ部には、円滑な作動を確保するために潤滑剤としてグリスが塗布されている。このグリスが劣化し潤滑剤として機能しなくなった場合、ボールネジ部固着等により支持機能に影響が想定される。

しかしながら、熱によるグリスの劣化は、グリスの油分減少に伴い発生するものであるが、蒸発試験を実施した結果を用いて、60年間の油分減少量を外挿により推定した値は、安全側に設定した許容値に対して十分低いことを確認した。また、放射線によるグリスの劣化については、耐放射線試験を実施し、長期の運

転を考慮しても特に問題ないことを確認している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、巡視点検等で目視により動作状況に異常のないことを確認し、機器の健全性を確認している。

(6) 基礎ボルトの腐食（全面腐食）及び樹脂の劣化〔共通〕

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食が想定される。また、ケミカルアンカには樹脂を使用しており、劣化が想定される。

基礎ボルトの健全性評価については各機器で共通であることから、機械設備の技術評価書のうち「基礎ボルト」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

前述の2)に該当する事象のうち、日常劣化管理事象を除く事象（日常劣化管理事象ではない事象）を以下に示す。

(7) 埋込金物のコンクリート埋設部の腐食（全面腐食）〔共通〕

埋込金物は炭素鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるが、コンクリートが中性化に至り、埋込金物に有意な腐食が発生するまで長期間を要することから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

オイルスナバのオイル及びオイルシールは、分解点検時に取り替えている消耗品であり、長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 配管サポート アンカーに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	ラ グ		ステンレス鋼 炭素鋼		△	○				*1：大気接触部 *2：コンクリート埋設部 *3：樹脂の劣化	
	パ ッ ド		ステンレス鋼 炭素鋼		△						
	プレート		炭素鋼		△						
	鋼 材		炭素鋼		△						
	ベースプレート		炭素鋼		△						
	埋込金物		炭素鋼		△ ^{*1} ▲ ^{*2}						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルアンカ)		炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂		△				△ ^{*3}		

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-2 川内1号炉 配管サポート Uバンドに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	ボルト、ナット		炭素鋼		△					*1：大気接触部 *2：コンクリート埋設部 *3：樹脂の劣化	
	Uバンド本体		ステンレス鋼 炭素鋼		△						
	鋼 材		炭素鋼		△						
	ベースプレート		炭素鋼		△						
	埋込金物		炭素鋼		△ ^{*1} ▲ ^{*2}						
	基礎ボルト(メカカルアンカ)		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルアンカ)		炭素鋼 不飽和ポリエステル 樹脂		△				△ ^{*3}		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-3 川内1号炉 配管サポート Uボルトに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	ナ ッ ト		ステンレス鋼 炭素鋼		△					*1：大気接触部 *2：コンクリート埋設部 *3：樹脂の劣化	
	Uボルト本体		ステンレス鋼 炭素鋼	△	△						
	鋼 材		炭素鋼		△						
	ベースプレート		炭素鋼		△						
	埋込金物		炭素鋼		△ ^{*1} ▲ ^{*2}						
	基礎ボルト(メカカルアンカ)		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルアンカ)		炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂		△				△ ^{*3}		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-4 川内1号炉 配管サポート スライドサポートに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	プレート		ステンレス鋼 炭素鋼		△					*1：テフロンのはく離 *2：大気接触部 *3：コンクリート埋設部 *4：樹脂の劣化	
	ラ グ		ステンレス鋼 炭素鋼		△	○					
	ボルト、ナット		炭素鋼		△						
	クランプ		炭素鋼		△						
	スライドプレート		ステンレス鋼+テフロン 炭素鋼+テフロン	△	△				△*1		
	鋼 材		炭素鋼		△						
	ベースプレート		炭素鋼		△						
	埋込金物		炭素鋼		△*2 ▲*3						
	基礎ボルト(メカカルアンカ)		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルアンカ)		炭素鋼 不飽和ポリエステル樹脂 ビニルエタン樹脂		△				△*1		

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-5 川内1号炉 配管サポート レストレイントに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	ブラケット		炭素鋼	△	△	○					*1：大気接触部 *2：コンクリート埋設部 *3：樹脂の劣化
	ピ ン		炭素鋼	△	△						
	スヘリカルアイボルト		炭素鋼	△	△						
	アジャストナット		炭素鋼		△						
	パイ プ		炭素鋼		△						
	パイプクランプ		ステンレス鋼 炭素鋼	△	△						
	ボルト、ナット		炭素鋼		△						
	ベースプレート		炭素鋼		△						
	埋込金物		炭素鋼		△ ^{*1} ▲ ^{*2}						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(メカニカルアンカ)		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルアンカ)		炭素鋼 不飽和 ポリエステル樹脂		△				△ ^{*3}		

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-6 川内1号炉 配管サポート スプリングハンガに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	イーヤ		炭素鋼	△	△					*1：変形 (応力緩和) *2：大気接触部 *3：コンクリート埋設部	
	上部カバー		炭素鋼		△						
	ピストンプレート		炭素鋼 鋳 鉄		△						
	ハンガロッド		炭素鋼		△						
	スプリングケース		炭素鋼		△						
	下部カバー		炭素鋼		△						
	ターンバックル		炭素鋼		△						
	クレビスブラケット		炭素鋼	△	△						
	ピ ン		ステンレス鋼 炭素鋼	△	△						
	無頭ボルト		炭素鋼		△						
	ロッドカプラー		炭素鋼		△						
	アイボルト		炭素鋼	△	△						
	パイプクランプ		ステンレス鋼 炭素鋼	△	△						
	ボルト、ナット		炭素鋼		△						
	ば ね		ばね鋼 ばね用材料テンパー線		△				△*1		
	ベースプレート		炭素鋼		△						
埋込金物		炭素鋼		△*2 ▲*3							
基礎ボルト(カニカアソカ)		炭素鋼		△							

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-7(1/2) 川内1号炉 配管サポート オイルスナバに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	シリンダ		炭素鋼		△						
	ピストン		鋳 鉄		△						
	ピストンロッド		炭素鋼		△						
	シリンダカバー		炭素鋼		△						
	ロッドカバー		鋳 鉄 炭素鋼		△						
	タイロッド		炭素鋼		△						
	イーヤ		炭素鋼	△	△						
	六角ボルト		低合金鋼		△						
	パイプクランプ		ステンレス鋼 炭素鋼	△	△						
	ボルト、ナット		炭素鋼		△						
	アイボルト		炭素鋼	△	△						
	ターンバックル		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-7(2/2) 川内1号炉 配管サポート オイルスナバに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	オイルリザーバ		ステンレス鋼 炭素鋼		△					*1：大気接触部 *2：コンクリート埋設部 *3：樹脂の劣化	
	ピ ン		炭素鋼	△	△						
	リーマスタッドボルト		炭素鋼	△	△						
	コネクティングパイプ		炭素鋼		△						
	アダプタ		炭素鋼		△						
	ブラケット		炭素鋼	△	△						
	ベースプレート		炭素鋼		△						
	オ イ ル	◎	—								
	オイルシール	◎	—								
	埋込金物		炭素鋼		△ ^{*1} ▲ ^{*2}						
	基礎ボルト		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(メカカルアンカ)		炭素鋼		△						
	基礎ボルト(ケミカルアンカ)		炭素鋼 不飽和ポリエステル 樹脂 ビニルエタン樹脂		△				△ ^{*3}		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-8 川内1号炉 配管サポート メカニカルスナバに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐蝕割れ	熱時効	劣 化		
配管支持	ケ ー ス		炭 素 鋼		△					*1：大気接触部 *2：コンクリート埋設部 *3：樹脂の劣化	
	六角ボルト		低合金鋼		△						
	イ ー ヤ		炭 素 鋼	△	△						
	ユニバーサルブラケット		炭 素 鋼	△	△						
	ユニバーサルボックス		炭 素 鋼	△	△						
	ピ ン		炭 素 鋼	△	△						
	パイプクランプ		ステンレス鋼 炭 素 鋼	△	△						
	ボルト、ナット		炭 素 鋼		△						
	ジャンクションコラムアダプター		炭 素 鋼		△						
	プレート		炭 素 鋼		△						
	コネクティングチューブ		炭 素 鋼		△						
	ブラケット		炭 素 鋼	△	△						
	ボールネジ、ボールナット		低合金鋼	△							
	グ リ ス		シリコン系オイル						△		
	ベースプレート		炭 素 鋼		△						
	埋込金物		炭 素 鋼		△ ^{*1} ▲ ^{*2}						
基礎ボルト(メカカルアソカ)		炭 素 鋼		△							
基礎ボルト(ケミカルアソカ)		炭 素 鋼 不飽和ポリエステル樹脂		△				△ ^{*3}			

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 ラグとプレートの溶接部等のサポート取付部の疲労割れ

[アンカー、スライドサポート、レストレイント]

a. 事象の説明

プラントの起動・停止時等に伴う配管内部流体の温度過渡により配管は熱変位する。配管熱変位を拘束するサポートは、配管熱変位の拘束に伴う繰返し荷重を受け、溶接部等において疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

ラグとプレートの溶接部等のサポート取付部の健全性評価にあたっては、以下に示す要領により応力算出並びに評価を行った。

配管が受ける温度過渡回数が多く、大口径配管であるため大きな熱変位拘束荷重等が発生する余熱除去系統配管を代表とし、その中から、配管の全方向の変位及びモーメントを拘束するため、発生する応力が他の型式のサポートに比べて大きいと考えられるアンカーサポートについて応力評価を行った。

評価部位は、応力評価上最も厳しいと考えられる配管とパッドの溶接部、パッドとラグの溶接部及びラグとプレートの溶接部とした。

評価対象部位を図2.3-1に示す。

配管とパッド、パッドとラグ及びラグとプレートの溶接部に発生する応力については、配管系の3次元梁モデルを作成し、荷重を算出した上で、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」等に基づき評価を実施した。

評価結果を表2.3-1に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

なお、スライドサポート及びレストレイントについては、一部拘束機能があるものの、主要な配管熱変位を拘束しない構造となっており、疲労割れが発生する可能性はないと考える。

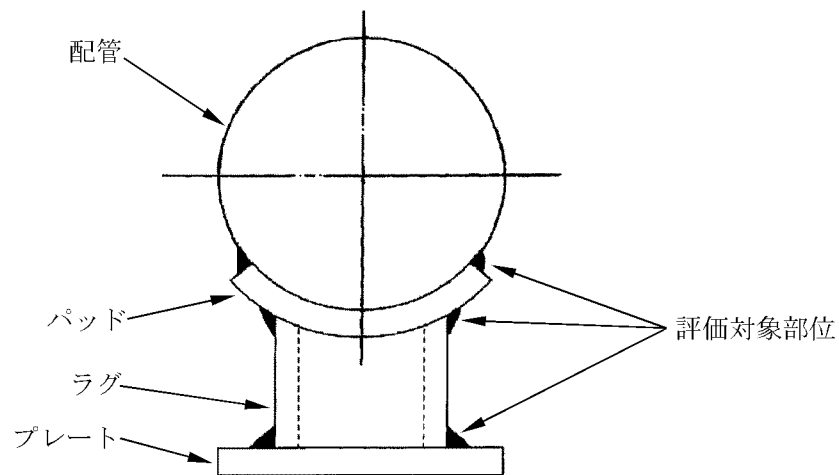


図2.3-1 川内1号炉 配管サポート 応力評価対象配管サポートの構造（アンカー）及び評価対象部位

表2.3-1 川内1号炉 余熱除去系統配管 配管サポートの応力評価結果

評価部位	応力比 (発生応力/許容応力)
配管とパッドの溶接部	0.22
パッドとラグの溶接部	0.04
ラグとプレートの溶接部	0.03

② 現状保全

サポート取付部の疲労割れに対しては、クラス1、クラス2の配管サポートについては定期的に溶接部の浸透探傷検査又は目視確認にて有意な割れがないことを確認している。また、それ以外の配管のサポートは、巡視点検等で目視により支持状態に異常のないことを確認し、機器の健全性を維持している。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、サポート取付部の疲労割れの可能性はないと考える。

疲労割れは、目視確認又は浸透探傷検査により検知可能であり、また、疲労割れが発生するとすれば溶接部であると判断されることから、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

ラグとプレートの溶接部等のサポート取付部の疲労割れについては、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

川内原子力発電所 1 号炉

弁 の 技 術 評 価 書

[運転を断続的に行うことを前提とした評価]

九州電力株式会社

川内1号炉の弁のうち、評価対象機器は安全重要度分類審査指針におけるクラス1、2の機器、高温・高圧の環境下にあるクラス3の機器及び常設重大事故等対処設備に属する機器である。

弁を分類するにあたり、仕切弁、玉形弁等の汎用の弁（ここでは一般弁と定義する）と主蒸気止め弁、蒸気加減弁等の蒸気タービンプラント特有に使用している弁（ここでは特殊弁と定義する）に分類した。さらに、一般弁については本体部と駆動部に分類した。弁本体は、仕切弁、玉形弁等の型式ごとに分類し、駆動部については電動装置と空気作動装置の型式ごとに分類した。

一般弁の本体部及び駆動部については構造が基本的に同様に、環境等の使用条件により材質及び詳細な寸法を選定しているため、型式ごとに代表的な弁及び弁駆動装置を評価することが適当であると判断した。

特殊弁については構造が固有であることから、駆動装置を含めた個々の特殊弁ごとに評価を実施することが適当であると判断した。

一般弁の本体部、駆動部及び特殊弁（駆動部を含む）の一覧を表1に、弁の種類と各々の使用系統を整理したものを表2に、また、使用系統の機能を表3に、弁の機能（一般弁については弁の型式ごとの機能）を表4に示す。

本評価書においては、これら代表機器について技術評価を行うとともに、代表機器以外の機器についても技術評価を展開している。本評価書における技術評価結果で現状保全を継続すべき項目としたものについては、現状保全の点検手法の適切性を確認しており、現状保全を継続することで健全性の維持は可能であると考えられる。

なお、点検等で確認した結果、異常が認められた場合、速やかに対策を施すこととしており、異常が認められた場合に対策を実施する旨の記載は省略している。

本評価書では弁の型式等を基に、以下の3つに分類している。

1 一般弁（本体部）

- 1.1 仕切弁
- 1.2 玉形弁
- 1.3 バタフライ弁
- 1.4 ダイヤフラム弁
- 1.5 スイング逆止弁
- 1.6 リフト逆止弁
- 1.7 安全逃がし弁

2 一般弁（駆動部）

- 2.1 電動装置
- 2.2 空気作動装置

3 特殊弁

- 3.1 主蒸気止め弁
- 3.2 蒸気加減弁
- 3.3 インターセプト弁・再熱蒸気止め弁
- 3.4 タービン動主給水ポンプ駆動タービン蒸気止め弁・蒸気加減弁

なお、一般弁の本体部及び駆動部のサポートは配管のサポートと同様であり、「配管の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含まれていない。

また、川内1、2号炉の共用設備のうち2号炉で設置されている弁については、「川内原子力発電所1号炉 共用設備（他号炉設備）の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含まれていない。

表1 川内1号炉 一般弁・特殊弁の一覧

一般弁	本体部	仕切弁
		玉形弁
		バタフライ弁
		ダイヤフラム弁
		スイング逆止弁
		リフト逆止弁
		安全逃がし弁
	駆動部	電動装置
		空気作動装置
特殊弁 (駆動部を含む)	主蒸気止め弁	
	蒸気加減弁	
	インターセプト弁・再熱蒸気止め弁	
	タービン動主給水ポンプ駆動タービン蒸気止め弁・蒸気加減弁	

表2 川内1号炉 主要な弁の設置系統一覧

系 統 名	仕切弁	玉形弁	バタフライ弁	ダイヤフラム弁	スイング逆止弁	リフト逆止弁	安全逃がし弁	特殊弁
1次冷却材系統	○	○				○	○	
化学体積制御系統	○	○		○	○	○	○	
蒸気発生器ブローダウン系統	○	○				○		
使用済燃料ピット浄化冷却系統		○			○			
燃料取替用水系統	○	○		○	○	○		
1次系補給水系統(*)				○		○		
原子炉補機冷却水系統	○	○	○		○	○	○	
原子炉補機冷却海水系統	○	○	○	○	○	○	○	
液体廃棄物処理系統		○	○	○	○	○		
気体廃棄物処理系統		○		○		○	○	
1次系試料採取系統		○				○		
空気サンプリング系統(*)		○				○		
炉内核計装ガスバージ系統(*)		○				○		
原子炉格納容器真空逃がし系統(*)					○			
換気空調系統		○	○		○	○		
空調用冷水系統	○	○	○		○			
安全注入系統	○	○			○	○	○	
余熱除去系統	○	○	○		○		○	
原子炉格納容器スプレイ系統	○	○			○	○	○	
主蒸気系統	○	○			○		○	○
再熱蒸気系統								○
抽気系統	○				○			
2次系復水系統	○	○			○		○	
2次系ドレン系統	○	○			○	○	○	
主給水系統	○	○			○	○	○	
補助給水系統	○	○			○	○	○	
タービンランド蒸気系統	○	○					○	
非常用ディーゼル発電機系統	○	○	○	○	○	○	○	
制御用空気系統		○			○	○	○	
所内用空気系統(*)		○				○		
補助蒸気系統	○	○	○		○	○	○	○
消火系統	○	○			○	○		
潤滑・制御油系統	○	○			○	○	○	
大容量空冷式発電機系統		○				○		
緊急時対策所用燃料油系統		○			○			
緊急時対策所用加圧設備系統		○					○	

(注) 1. ○印は、当該弁ありを示す

2. 1次冷却材管、再熱蒸気系統には、主要な一般弁は設置していない

(*) 格納容器バウンダリに該当するため格納容器隔離弁 (MS-1) を対象弁とする

表 3 (1/2) 川内 1 号炉 一般弁・特殊弁の使用系統の機能

系 統	機 能
1 次冷却材系統	炉心で発生した熱を蒸気発生器で 2 次系に伝達する。
化学体積制御系統	1 次冷却系統の 1 次冷却材保有量を適正に調整し、1 次冷却材中の核分裂生成物、腐食生成物等の不純物を除去する。
蒸気発生器ブローダウン系統	蒸気発生器の水質管理のため、器内水をブローする。
使用済燃料ピット浄化冷却系統	使用済燃料ピット中の使用済燃料からの崩壊熱を除去し、使用済燃料ピット水の冷却を行うとともに、使用済燃料ピット、原子炉キャビティ及び燃料取替用水タンクのほう酸水を浄化する。
燃料取替用水系統	燃料取替用水タンク水の浄化及び水温の維持並びに燃料ピットの補給水としてほう酸水を補給する。
1 次系補給水系統	1 次系へ純水を供給する。
原子炉補機冷却水系統	1 次系補機に冷却水を供給する。
原子炉補機冷却海水系統	1 次系の系統及び補機において発生又は蓄積された熱を除去する。
液体廃棄物処理系統	液体の廃棄物を各処理装置へ供給する。
気体廃棄物処理系統	窒素をカバーガスとする各タンクからのベントガス等の窒素廃ガス及び体積制御タンク等からパージされる水素廃ガスを貯留し、放射能を減衰処理する。
1 次系試料採取系統	1 次冷却材の化学的性質及び放射性物質の種類と量を把握するための流体サンプルを採取する。
空気サンプリング系統	放射能レベルを把握するための空気サンプルを採取する。
炉内核計装ガスパージ系統	炉内核計装装置へ二酸化炭素を供給する。
原子炉格納容器真空逃がし系統	原子炉格納容器内が格納容器スプレイ動作後に真空状態とならないように外気を流入させる。
換気空調系統	原子炉補助建屋内等の換気空調を行う。
空調用冷水系統	空調用冷凍機で冷却された冷水を各空調装置に循環させる。
安全注入系統	1 次冷却材喪失事故・主蒸気管破断事故等に、ほう酸水を原子炉容器に注入することにより炉心の冷却かつ負の反応度添加を行う。

表 3 (2/2) 川内 1 号炉 一般弁・特殊弁の使用系統の機能

系 統	機 能
余熱除去系統	炉を停止した後に 1 次冷却材系統に残留している熱、炉心の崩壊熱及び 1 次冷却材系統を均一に冷却する目的で運転すると共に 1 次冷却材ポンプの発生熱を除去し、1 次冷却材系統を降温させる。
原子炉格納容器スプレイ系統	事故時における格納容器からの放射性物質の漏えいを最小にし公衆の安全を確保する。
主蒸気系統	蒸気発生器にて発生した蒸気をタービンに送る。
再熱蒸気系統	高圧タービンから出た蒸気を湿分分離加熱器に送り、湿分を除去すると共に過熱された蒸気を低圧タービンへ供給する。
抽気系統	高低圧タービンからの抽気を低圧第 1 ～ 4 給水加熱器、脱気器、高圧第 6 給水加熱器及び湿分分離加熱器へ供給する。
2 次系復水系統	復水器により回収された復水を脱気器へ供給する。
2 次系ドレン系統	各加熱器より発生したドレンを移送、回収する。
主給水系統	蒸気発生器の水位を維持するために復水を蒸気発生器に給水する。
補助給水系統	主給水が使用できない場合に補助給水を蒸気発生器に供給する。
タービングランド蒸気系統	タービンのグランド部へ蒸気シールの蒸気を供給する。
非常用ディーゼル発電機系統	冷却水、潤滑・燃料油、蒸気及び始動空気を非常用ディーゼル発電機機関本体及び付属設備に供給する。
制御用空気系統	清浄で乾燥した圧縮空気をタービン建屋、補助建屋及び格納容器内の空気作動弁等に供給する。
所内用空気系統	雑用空気を各使用先へ供給する。
補助蒸気系統	スチームコンバータ等にて発生した蒸気を各装置に供給する。
消火系統	消火用水及び二酸化炭素を供給する。
潤滑・制御油系統	潤滑・制御油を移送・回収する。
大容量空冷式発電機系統	大容量空冷式発電機へ燃料油を供給する。
緊急時対策所用燃料油系統	緊急時対策所用発電機車へ燃料油を供給する。
緊急時対策所用加圧設備系統	緊急時対策棟を加圧する。

表4 川内1号炉 主要な弁の機能

弁	種類	機能
一般弁	仕切弁	主に流体の仕切に使用する弁である。
	玉形弁	主に流体の仕切及び流量調節に使用する弁である。
	バタフライ弁	
	ダイヤフラム弁	主に流体の仕切に使用する弁である。
	スイング逆止弁	主に流体の流れ方向を制限するために使用する弁である。
	リフト逆止弁	
	安全逃がし弁	主に流体吹き出しにより入口圧力を抑制するために使用する弁である。
特殊弁	主蒸気止め弁	高圧タービン入口に設置され、トリップ時に蒸気を遮断する弁である。
	蒸気加減弁	高圧タービン入口に設置され、蒸気流量を調整してタービンの回転数及び負荷を調整する弁である。
	インターセプト弁	低圧タービン入口に設置され、負荷遮断時蒸気流量を調整してタービン過速度を防止する弁である。
	再熱蒸気止め弁	低圧タービン入口に設置され、トリップ時に蒸気を遮断する弁である。
	タービン動主給水ポンプ 駆動タービン 蒸気止め弁・蒸気加減弁	タービン動主給水ポンプ駆動タービン入口に設置され、蒸気の遮断及び蒸気流量を調整してタービンの回転数及び負荷を調整する弁である。

1 一般弁（本体部）

[対象機器]

- 1.1 仕切弁
- 1.2 玉形弁
- 1.3 バタフライ弁
- 1.4 ダイヤフラム弁
- 1.5 スイング逆止弁
- 1.6 リフト逆止弁
- 1.7 安全逃がし弁

1. 1 仕切弁

[対象機器]

- ① 1次冷却材系統仕切弁
- ② 化学体積制御系統仕切弁
- ③ 蒸気発生器ブローダウン系統仕切弁
- ④ 燃料取替用水系統仕切弁
- ⑤ 原子炉補機冷却水系統仕切弁
- ⑥ 原子炉補機冷却海水系統仕切弁
- ⑦ 空調用冷水系統仕切弁
- ⑧ 安全注入系統仕切弁
- ⑨ 余熱除去系統仕切弁
- ⑩ 原子炉格納容器スプレイ系統仕切弁
- ⑪ 主蒸気系統仕切弁
- ⑫ 抽気系統仕切弁
- ⑬ 2次系復水系統仕切弁
- ⑭ 2次系ドレン系統仕切弁
- ⑮ 主給水系統仕切弁
- ⑯ 補助給水系統仕切弁
- ⑰ タービンランド蒸気系統仕切弁
- ⑱ 非常用ディーゼル発電機系統仕切弁
- ⑲ 補助蒸気系統仕切弁
- ⑳ 消火系統仕切弁
- ㉑ 潤滑・制御油系統仕切弁

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	6
2.1 構造、材料及び使用条件	6
2.2 経年劣化事象の抽出	30
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	44
3. 代表機器以外への展開	47
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	47
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	48

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な仕切弁の主な仕様を表1-1に示す。

これらの仕切弁を設置場所、内部流体及び材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す仕切弁について、設置場所、内部流体及び材料を分離基準として考えると、合計8つのグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

- (1) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：1次冷却材・ほう酸水、材料：ステンレス鋼

このグループには、1次冷却材系統、化学体積制御系統、燃料取替用水系統、安全注入系統、余熱除去系統及び原子炉格納容器スプレイ系統の仕切弁が属するが、使用条件が厳しく、口径が大きいRHR S入口隔離弁を代表機器とする。

- (2) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：蒸気、材料：炭素鋼

このグループには、主蒸気系統、抽気系統、2次系ドレン系統、タービン格蘭ド蒸気系統及び補助蒸気系統の仕切弁が属するが、重要度が高く、使用条件が厳しい主蒸気逃がし弁元弁を代表機器とする。

- (3) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：蒸気、材料：ステンレス鋼

このグループには、抽気系統及び2次系ドレン系統の仕切弁が属するが、口径が大きい第5抽気弁を代表機器とする。

- (4) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：給水・純水、材料：炭素鋼・低合金鋼・銅合金

このグループには、蒸気発生器ブローダウン系統、空調用冷水系統、2次系復水系統、2次系ドレン系統、主給水系統、補助給水系統、非常用ディーゼル発電機系統及び補助蒸気系統の仕切弁が属するが、重要度が高く、口径が大きい主給水隔離弁（外隔離弁）を代表機器とする。

- (5) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：給水・純水・ヒドラジン水・空気、材料：ステンレス鋼

このグループには、蒸気発生器ブローダウン系統、原子炉補機冷却水系統、余熱除去系統、原子炉格納容器スプレイ系統、2次系ドレン系統及び補助給水系統の仕切弁が属するが、重要度が高く、屋外に設置しているタービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁を代表機器とする。

- (6) 設置場所：屋内、内部流体：ヒドラジン水・油、材料：炭素鋼

このグループには、原子炉補機冷却水系統、非常用ディーゼル発電機系統及び潤滑・制御油系統の仕切弁が属するが、重要度が高く、口径が大きく、使用頻度が高い補機冷却水供給Cヘッド止弁を代表機器とする。

- (7) 設置場所：屋内、内部流体：ろ過水、材料：炭素鋼

このグループには、消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）のみが属しているため、消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）を代表機器とする。

- (8) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：海水、材料：銅合金

このグループには、原子炉補機冷却海水系統の仕切弁が属するが、重要度が高い海水ポンプ軸冷海水供給弁を代表機器とする。

表1-1(1/3) 川内1号炉 仕切弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準			代表機器の選定			
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
							最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)			
屋内・屋外	1次冷却材 ほう酸水	ステンレス鋼	3	1次冷却材系統	3	PS-1、重*3	約17.2	約343、約360	◎	R H R S 入口隔離弁 (12B 約17.2MPa 約343°C)	使用条件 口径
			27	化学体積制御系統	3~8	MS-1、重*3	約0.98~18.8	約127、約150			
			4	燃料取替用水系統	4~20	MS-1、MS-2 重*3	大気圧~約0.98	約95、約127			
			24	安全注入系統	3~14	MS-1、高*2 重*3	大気圧~約18.8	約95~200			
			12	余熱除去系統	8~14	PS-1、MS-1 重*3	約4.1、約17.2	約200、約343			
			10	原子炉格納容器スプレイ系統	10、14	MS-1、重*3	約0.22、約2.7	約127、約150			
屋内・屋外	蒸 気	炭 素 鋼	38	主蒸気系統	3~16	MS-1、高*2 重*3	約7.5	約291	◎	主蒸気逃がし弁元弁 (6B 約7.5MPa 約291°C)	重要度 使用条件
			10	抽気系統	12~26	高*2	約0.20~2.8	約135~235			
			7	2次系ドレン系統	2~6	高*2	約0.10~2.8	約100~235			
			24	タービンランド蒸気系統	2~12	高*2	約0.69~7.5	約180~291			
			126	補助蒸気系統	1/2~12	MS-1、高*2	約0.09~7.5	約120~291			
屋内・屋外	蒸 気	ステンレス鋼	1	抽気系統	28	高*2	約1.4	約200	◎	第5抽気弁 (28B 約1.4MPa 約200°C)	口径
			1	2次系ドレン系統	4	高*2	約2.8	約235			

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1(2/3) 川内1号炉 仕切弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準				代表機器の選定		
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)							
屋内・屋外	給水、純水	炭素鋼 低合金鋼 銅合金	3	蒸気発生器ブローダウン系統	3	高*2	約7.5	約291	◎	主給水隔離弁（外隔離弁） (16B 約8.6MPa 約291°C)	重要度、口径
			28	空調用冷水系統	4~8	MS-1	約0.98	約15			
			40	2次系復水系統	1/2~18	高*2	約4.0	約80			
			62	2次系ドレン系統	3~14	高*2	約0.10~7.5	約85~291			
			36	主給水系統*4	2~24	MS-1、高*2	約1.4~11.0	約200~291			
			22	補助給水系統	1・1/2、3	MS-1、重*3	約8.6~12.3	約40、約291			
			10	非常用ディーゼル発電機系統	1・1/2、6	MS-1	約0.49	約60、約90			
			20	補助蒸気系統	3、4	高*2	大気圧~約1.6	約90~200			
屋内・屋外	給水、純水 ヒドラジン水 空 気	ステンレス鋼	3	蒸気発生器ブローダウン系統	8	高*2	約7.5	約291	◎	タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁 (10B 約0.26MPa 約40°C)	重要度、屋外
			2	原子炉補機冷却水系統	3	重*3	約0.98	約95			
			1	余熱除去系統	4	重*3	約4.1	約200			
			5	原子炉格納容器スプレイ系統	4~8	重*3	大気圧~約2.7	約95、約150			
			5	2次系ドレン系統	4、8	高*2	約1.9、約7.5	約200、約291			
			10	補助給水系統	6~10	MS-1、重*3	大気圧、約0.26	約40、約95			

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：2次系給水系統を含む

表1-1(3/3) 川内1号炉 仕切弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準				代表機器の選定		
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
							最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)			
屋 内	ヒドラジン水 油	炭 素 鋼	76	原子炉補機冷却水系統	2~20	MS-1、重*3	約0.98	約95~160	◎	補機冷却水供給Cヘッド止弁 (16B 約0.98MPa 約95°C)	重要度、口径 使用頻度
			4	非常用ディーゼル発電機系統	6	MS-1	約0.78	約80			
			6	潤滑・制御油系統	1/4	高*2	約16.2	約75			
屋 内	ろ過水	炭 素 鋼	1	消火系統	4	MS-1	約1.5	約127	◎	消火用水格納容器入口弁(外隔離弁) (4B 約1.5MPa 約127°C)	
屋内・屋外	海 水	銅 合 金	3	原子炉補機冷却海水系統	3	MS-1、重*3	約0.7	約50	◎	海水ポンプ軸冷海水供給弁 (3B 約0.7MPa 約50°C)	重要度

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の8種類の仕切弁について技術評価を実施する。

- ① R H R S 入口隔離弁
- ② 主蒸気逃がし弁元弁
- ③ 第5抽気弁
- ④ 主給水隔離弁（外隔離弁）
- ⑤ タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁
- ⑥ 補機冷却水供給Cヘッド止弁
- ⑦ 消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）
- ⑧ 海水ポンプ軸冷海水供給弁

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 R H R S 入口隔離弁

(1) 構造

川内1号炉のR H R S 入口隔離弁は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、余熱除去系統に2台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋にはステンレス鋼鋳鋼を使用しており、1次冷却材に接液している。

川内1号炉のR H R S 入口隔離弁の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のR H R S 入口隔離弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

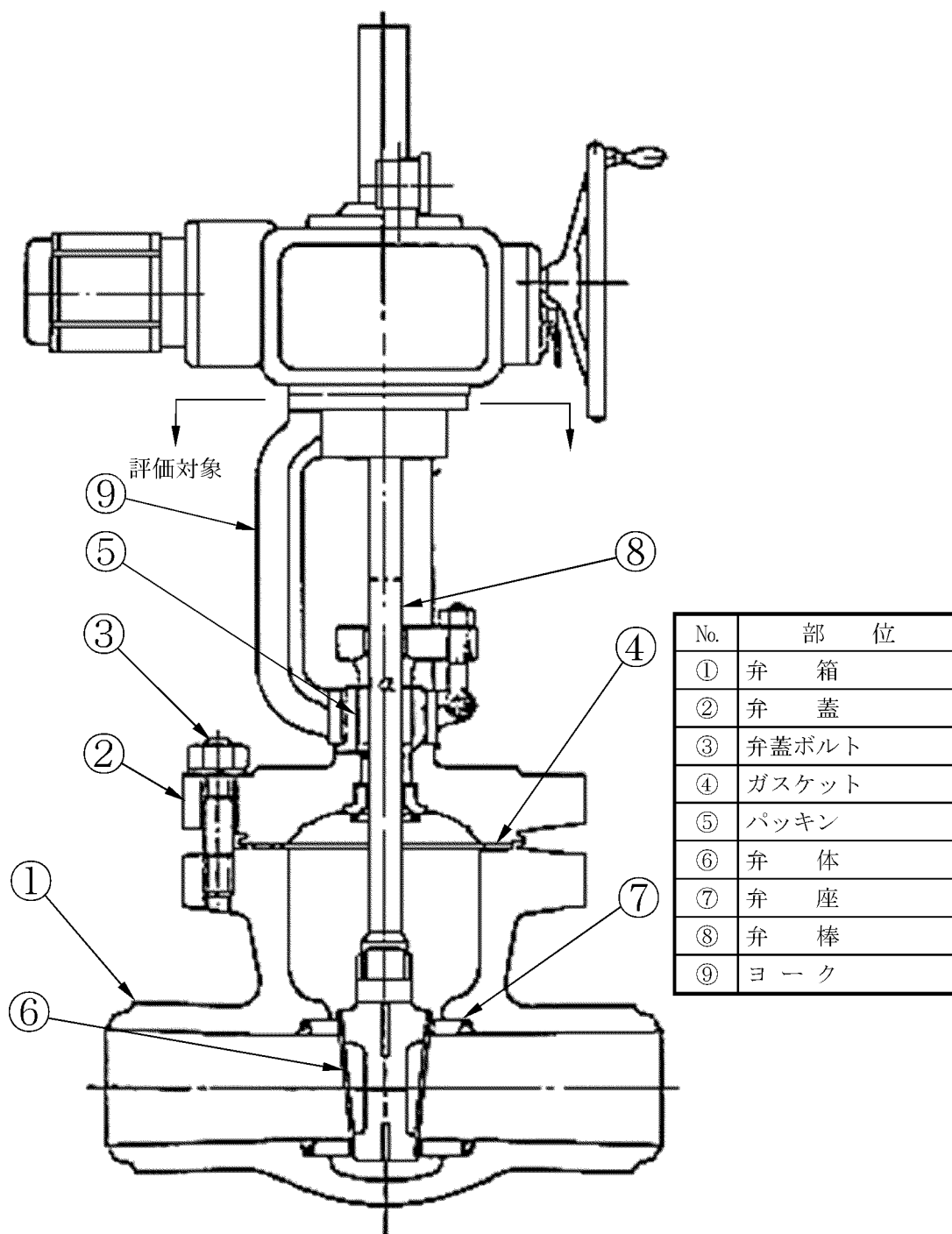


図2.1-1 川内1号炉 RHR S入口隔離弁構造図

表2.1-1 川内1号炉 RHR S入口隔離弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	ステンレス鋼鋳鋼
弁 蓋	ステンレス鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	消耗品・定期取替品
弁 座	ステンレス鋼（ステライト肉盛）
弁 棒	ステンレス鋼
ヨーク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-2 川内1号炉 RHR S入口隔離弁の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約343℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.1.2 主蒸気逃がし弁元弁

(1) 構造

川内1号炉の主蒸気逃がし弁元弁は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、主蒸気系統に3台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体には炭素鋼鋳鋼を使用しており、蒸気に接している。

川内1号炉の主蒸気逃がし弁元弁の構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主蒸気逃がし弁元弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

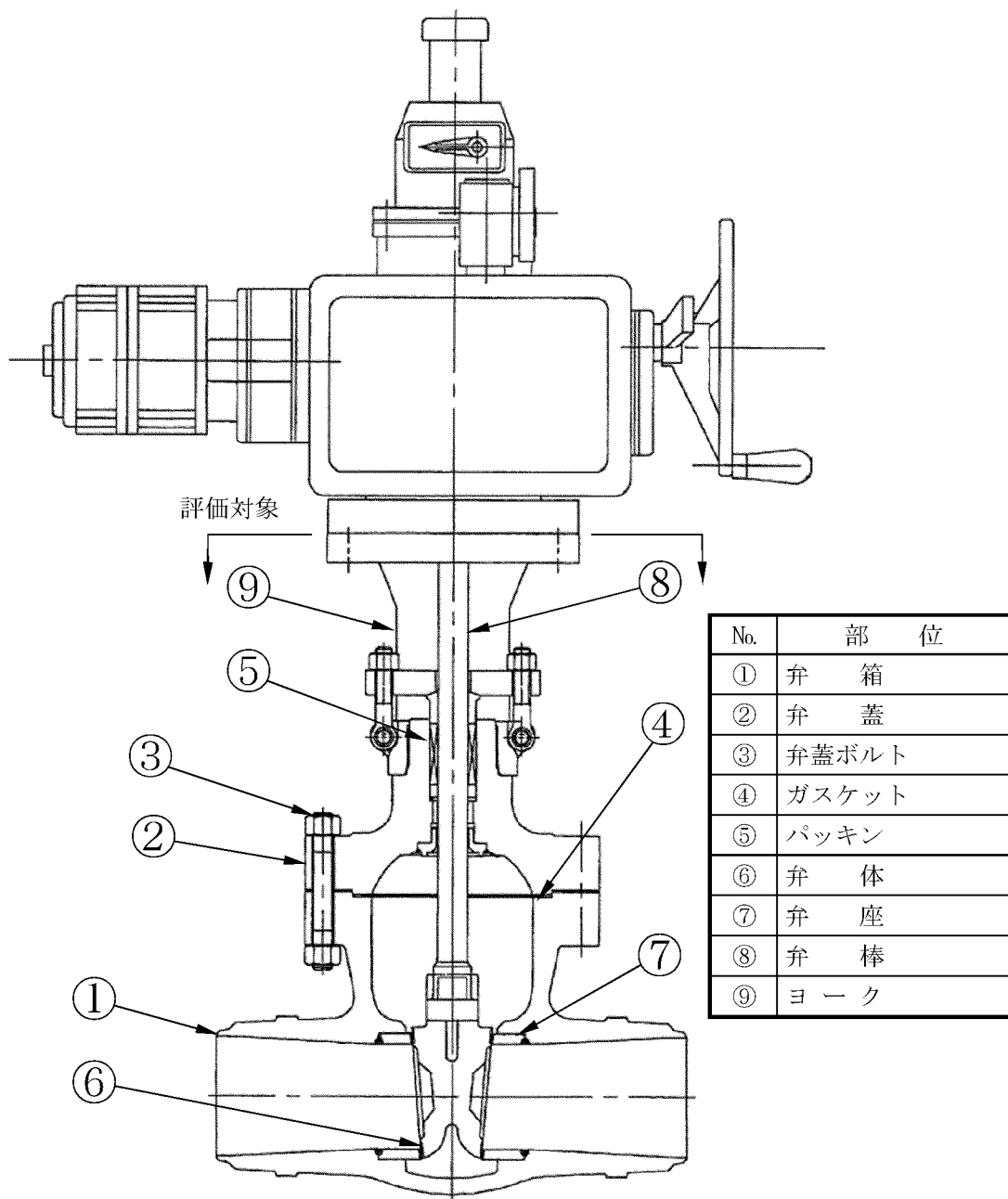


図2.1-2 川内1号炉 主蒸気逃がし弁元弁構造図

表2.1-3 川内1号炉 主蒸気逃がし弁元弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	炭素鋼鋳鋼
弁 蓋	炭素鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	炭素鋼鋳鋼（ステライト肉盛）
弁 座	炭 素 鋼（ステライト肉盛）
弁 棒	ステンレス鋼
ヨ ー ク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-4 川内1号炉 主蒸気逃がし弁元弁の使用条件

最高使用圧力	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.3 第5抽気弁

(1) 構造

川内1号炉の第5抽気弁は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、抽気系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体にはステンレス鋼鋳鋼を使用しており、蒸気に接している。

川内1号炉の第5抽気弁の構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の第5抽気弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。

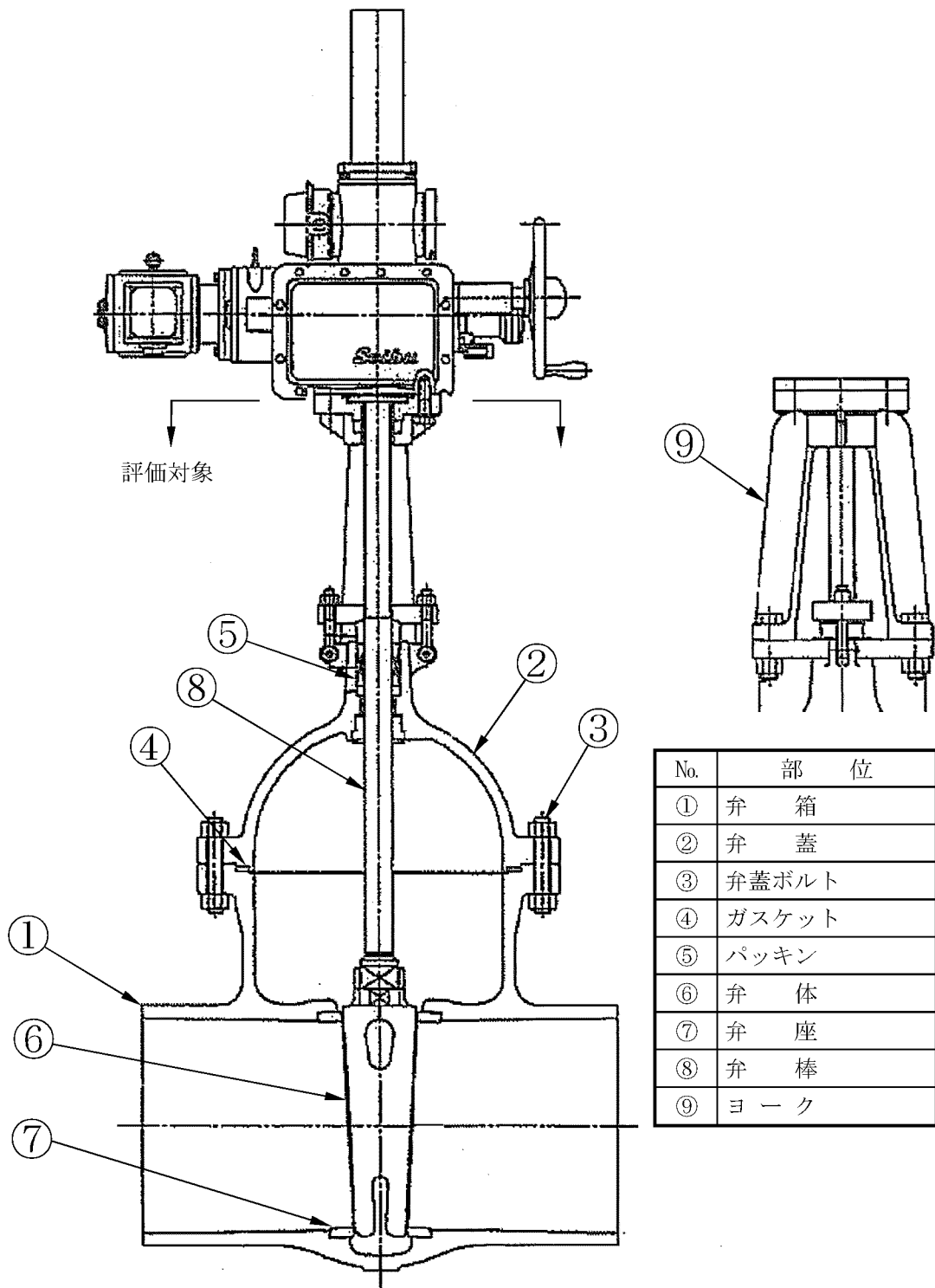


図2.1-3 川内1号炉 第5抽気弁構造図

表2.1-5 川内1号炉 第5抽気弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	ステンレス鋼鋳鋼
弁 蓋	ステンレス鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)
弁 座	ステンレス鋼 (ステライト肉盛)
弁 棒	ステンレス鋼
ヨーク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-6 川内1号炉 第5抽気弁の使用条件

最高使用圧力	約1.4MPa[gage]
最高使用温度	約200℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.4 主給水隔離弁（外隔離弁）

(1) 構造

川内1号炉の主給水隔離弁（外隔離弁）は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、主給水系統に3台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体には炭素鋼鋳鋼を使用しており、給水に接液している。

川内1号炉の主給水隔離弁（外隔離弁）の構造図を図2.1-4に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主給水隔離弁（外隔離弁）主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。

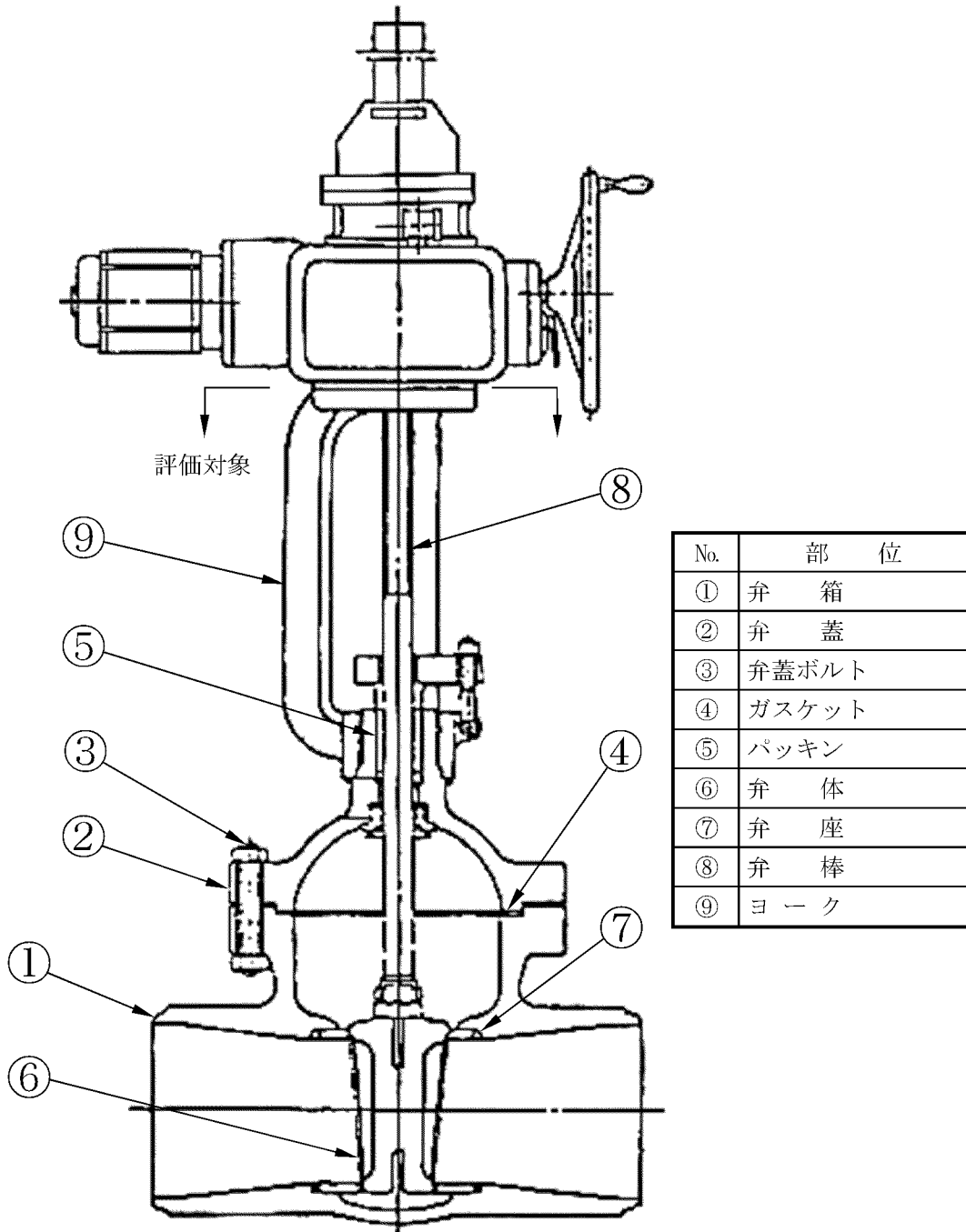


図2.1-4 川内1号炉 主給水隔離弁（外隔離弁）構造図

表2.1-7 川内1号炉 主給水隔離弁（外隔離弁）主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	炭素鋼鋳鋼
弁 蓋	炭素鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	炭素鋼鋳鋼（ステライト肉盛）
弁 座	炭 素 鋼（ステライト肉盛）
弁 棒	ステンレス鋼
ヨ ー ク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-8 川内1号炉 主給水隔離弁（外隔離弁）の使用条件

最高使用圧力	約8.6MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	給 水

2.1.5 タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁

(1) 構造

川内1号炉のタービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、補助給水系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体にはステンレス鋼鋳鋼を使用しており、給水に接液している。

川内1号炉のタービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁の構造図を図2.1-5に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のタービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。

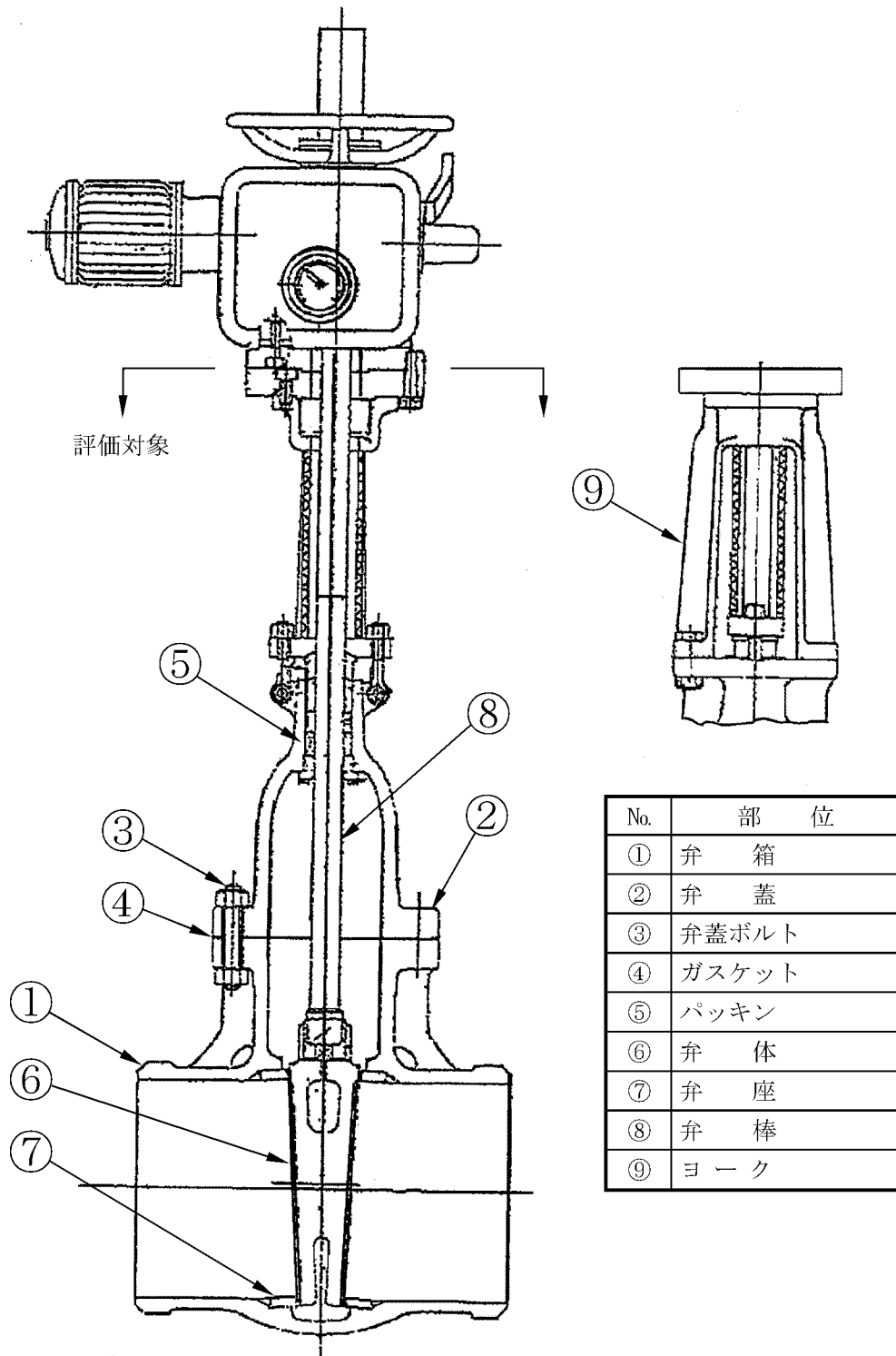


図2.1-5 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁構造図

表2.1-9 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	ステンレス鋼鋳鋼
弁 蓋	ステンレス鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	炭 素 鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)
弁 座	ステンレス鋼 (ステライト肉盛)
弁 棒	ステンレス鋼
ヨ ー ク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-10 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁の使用条件

最高使用圧力	約0.26MPa[gage]
最高使用温度	約40°C
内 部 流 体	給 水

2.1.6 補機冷却水供給Cヘッド止弁

(1) 構造

川内1号炉の補機冷却水供給Cヘッド止弁は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、原子炉補機冷却水系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体には炭素鋼鋳鋼を使用しており、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

川内1号炉の補機冷却水供給Cヘッド止弁の構造図を図2.1-6に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の補機冷却水供給Cヘッド止弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。

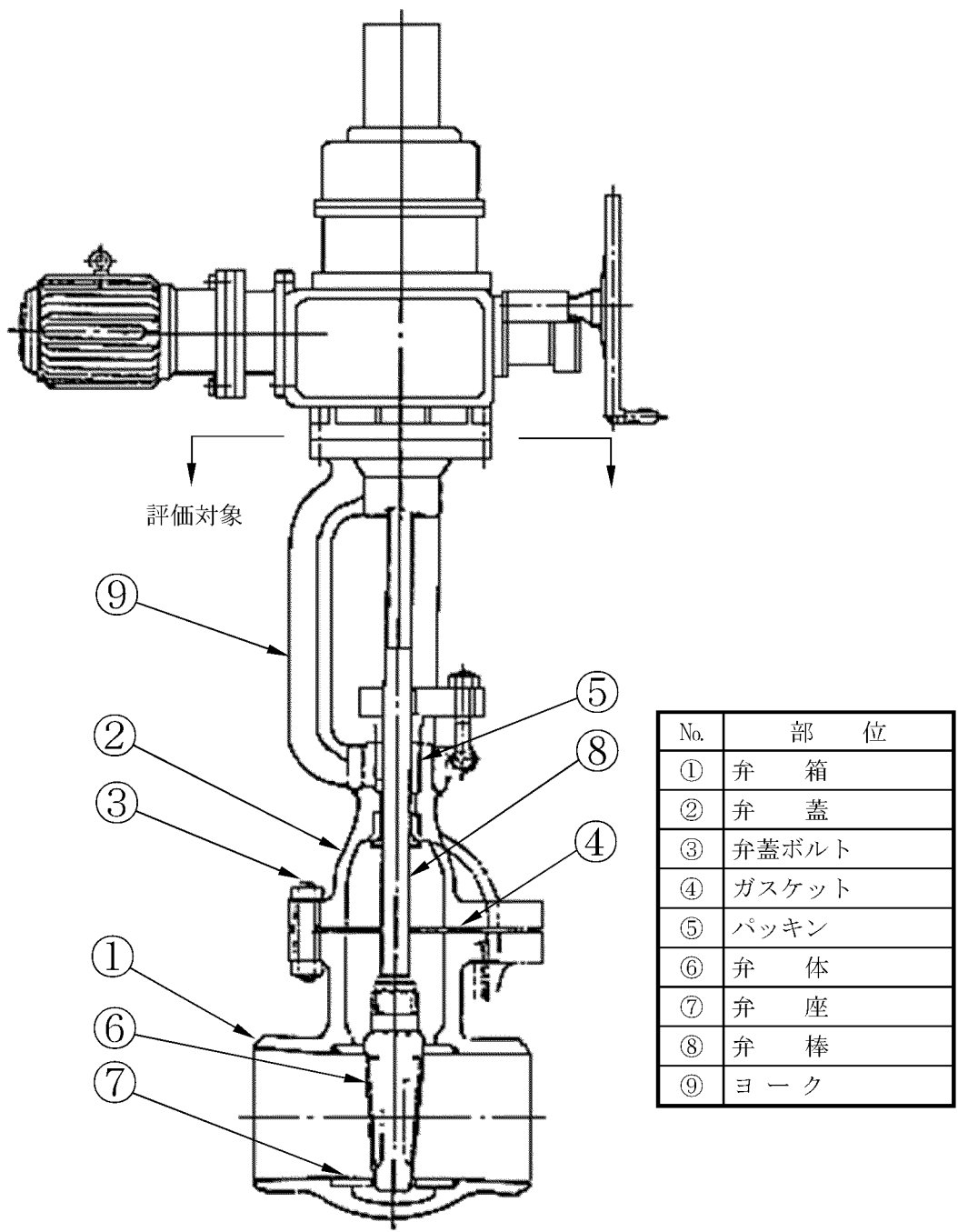


図2.1-6 川内1号炉 補機冷却水供給Cヘッド止弁構造図

表2.1-11 川内1号炉 補機冷却水供給Cヘッド止弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	炭素鋼鋳鋼
弁 蓋	炭素鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	炭素鋼鋳鋼（ステライト肉盛）
弁 座	炭 素 鋼（ステライト肉盛）
弁 棒	ステンレス鋼
ヨ ー ク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-12 川内1号炉 補機冷却水供給Cヘッド止弁の使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約95℃
内 部 流 体	ヒドラジン水

2.1.7 消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）

(1) 構造

川内1号炉の消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）は、電動装置を駆動源とした仕切弁であり、消火系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋は炭素鋼鋳鋼、弁体には炭素鋼を使用しており、ろ過水に接液している。

川内1号炉の消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）の構造図を図2.1-7に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-13及び表2.1-14に示す。

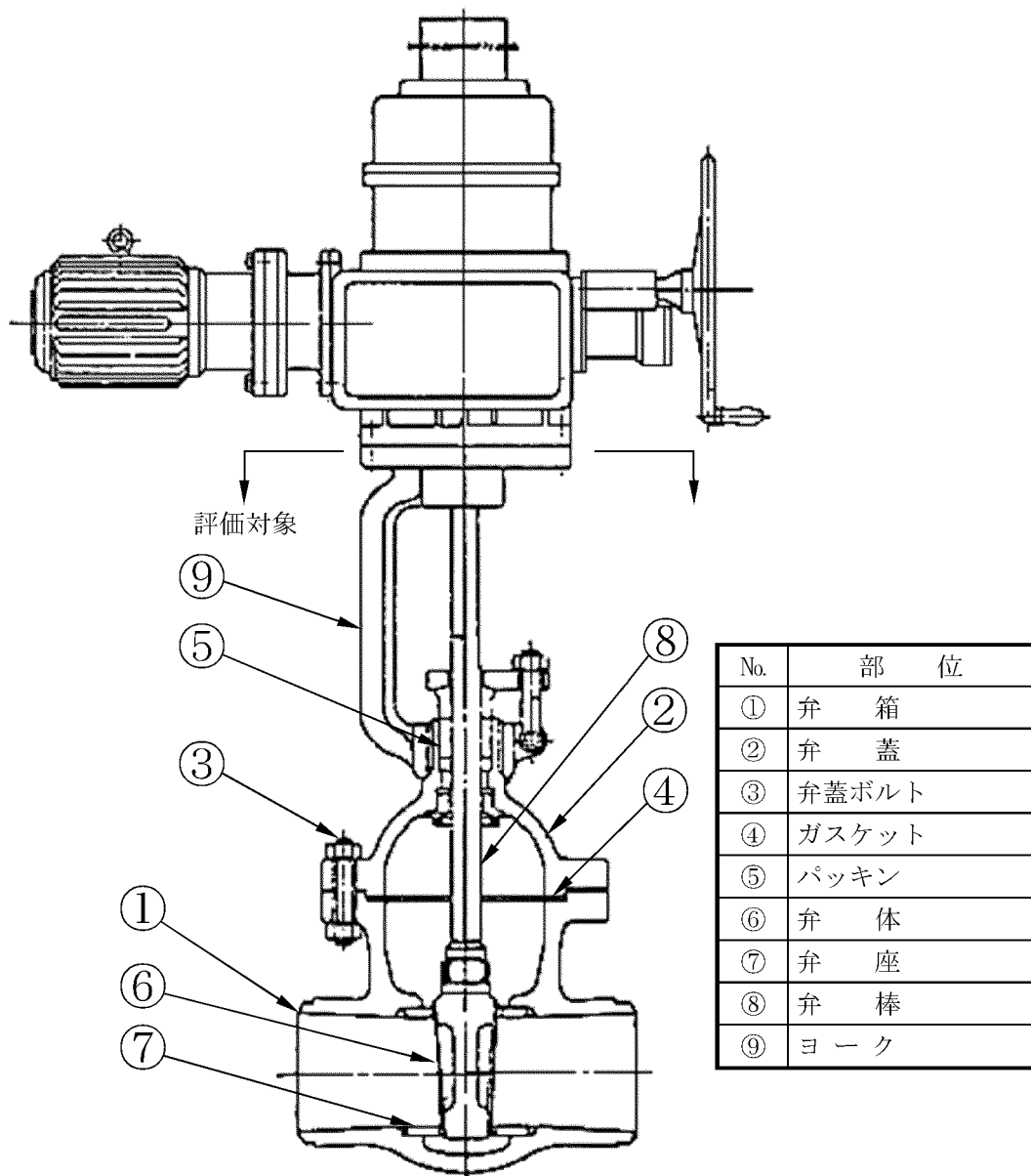


図2.1-7 川内1号炉 消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）構造図

表2.1-13 川内1号炉 消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	炭素鋼鋳鋼
弁 蓋	炭素鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	炭 素 鋼（ステライト肉盛）
弁 座	炭 素 鋼（ステライト肉盛）
弁 棒	ステンレス鋼
ヨ ー ク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-14 川内1号炉 消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）の使用条件

最高使用圧力	約1.5MPa[gage]
最高使用温度	約127℃
内 部 流 体	ろ 過 水

2.1.8 海水ポンプ軸冷海水供給弁

(1) 構造

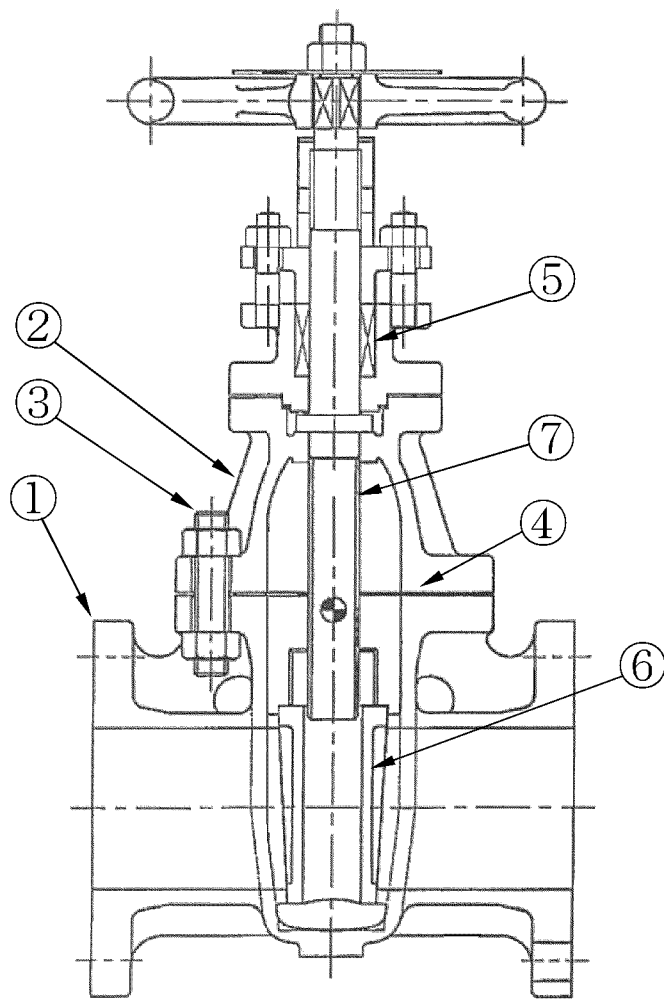
川内1号炉の海水ポンプ軸冷海水供給弁は、手動の仕切弁であり、原子炉補機冷却海水系統に2台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

川内1号炉の海水ポンプ軸冷海水供給弁の構造図を図2.1-8に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の海水ポンプ軸冷海水供給弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-15及び表2.1-16に示す。



No.	部 位
①	弁箱（弁座と一体）
②	弁 蓋
③	弁蓋ボルト
④	ガスケット
⑤	パッキン
⑥	弁 体
⑦	弁 棒

図2.1-8 川内1号炉 海水ポンプ軸冷海水供給弁構造図

表2.1-15 川内1号炉 海水ポンプ軸冷海水供給弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁箱（弁座と一体）	消耗品・定期取替品
弁 蓋	消耗品・定期取替品
弁蓋ボルト	消耗品・定期取替品
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	消耗品・定期取替品
弁 棒	消耗品・定期取替品

表2.1-16 川内1号炉 海水ポンプ軸冷海水供給弁の使用条件

最高使用圧力	約0.7MPa[gage]
最高使用温度	約50℃
内 部 流 体	海 水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

仕切弁の機能である流体の仕切機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① バウンダリの維持
- ② 閉止機能の維持
- ③ 作動機能の維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

仕切弁個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-8に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-8で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 弁箱の疲労割れ [RHR S入口隔離弁]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体の温度、圧力の変化により、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-8で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 弁箱、弁蓋等の腐食（流れ加速型腐食）

[主蒸気逃がし弁元弁、主給水隔離弁（外隔離弁）]

弁箱、弁蓋、弁体及び弁座は炭素鋼又は炭素鋼鋳鋼であり、内部流体が蒸気又は給水であるため、内部流体による流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(2) 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）[補機冷却水供給Cヘッド止弁]

弁箱、弁蓋、弁体及び弁座は炭素鋼又は炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）で腐食が発生し難い環境にあり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

- (3) 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）〔消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）〕
弁箱、弁蓋、弁体及び弁座は炭素鋼又は炭素鋼鋳鋼であり、内部流体がろ過水（飽和溶存酸素濃度：最大約8ppm）であるため、長期使用により腐食が想定される。
しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。
- (4) 弁箱、弁蓋（外面）の腐食（全面腐食）
〔主蒸気逃がし弁元弁、主給水隔離弁（外隔離弁）、補機冷却水供給Cヘッド止弁、消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）〕
弁箱及び弁蓋は炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。
しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。
また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。
- (5) 弁箱、弁蓋（外面）の応力腐食割れ
〔タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁〕
弁箱及び弁蓋はステンレス鋼鋳鋼であり、屋外に設置されているため、大気中の海塩粒子等の塩分が付着した場合、塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。
しかしながら、大気接触部は塗装又は防水措置（保温）を施しており、大気中の海塩粒子が付着する可能性は小さく、塗装又は防水措置（保温）が健全であれば応力腐食割れの可能性は小さい。
また、巡視点検等で目視により塗装又は防水措置（保温）の状態を確認し、必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(6) 弁箱、弁蓋の熱時効 [R H R S 入口隔離弁]

弁箱及び弁蓋はステンレス鋼であり、かつ使用温度が約 321℃と高いため熱時効により材料特性が変化する可能性があるが、熱時効は材質変化に加え、欠陥が存在し、かつ高い応力が存在する場合について検討が必要となる。

しかしながら、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認しており、熱時効評価上の健全性が確認されている 1 次冷却材管（ホットレグの直管部等）と比較してフェライト量及び応力が小さく、熱時効による不安定破壊は起こらない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(7) 弁蓋ボルトの腐食（全面腐食） [海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通]

弁蓋ボルトはガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(8) 弁体、弁座又は弁箱弁座部（シート面）の摩耗

[海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通]

弁体、弁座又は弁箱弁座部シート面は弁の開閉による摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により状態を確認し、必要に応じてシート面摺り合わせ手入れ、取替を行うことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(9) 弁体、弁棒（連結部）の摩耗 [海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通]

弁体と弁棒の連結部ははめ込み式であり、弁内部の流れにより弁体が振動してその連結部が摩耗することが想定される。

しかしながら、弁体にはその振動等を拘束するためのガイド部を設けるとともに、流れの影響を受けないよう開弁時には弁体を弁蓋内に収める構造としており、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(10) 弁棒（パッキン受け部）の摩耗 [海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通]

弁棒は開閉に伴うパッキン受け部との摺動により、摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(11) 弁棒の腐食（隙間腐食） [海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通]

弁棒はパッキンとの接触部において腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(12) 弁棒の応力腐食割れ [海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通]

1989年3月、川内2号炉の仕切弁で水素脆化型の応力腐食割れ（遅れ割れ）による弁棒のき裂損傷が発生しているが、当該事象は開弁時にバックシートを効かせ過ぎたことによる過大な応力が原因で発生したものである。

しかしながら、運用の改善を図り、電動弁はバックシートを効かせないように開弁位置を設定している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(13) ヨークの腐食（全面腐食）〔海水ポンプ軸冷海水供給弁を除く弁共通〕

ヨークは炭素鋼鋳鋼であり腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケット及びパッキンは分解点検時に取り替えている消耗品であり、また、RHR S 入口隔離弁の弁体及び海水ポンプ軸冷海水供給弁は定期取替品である。いずれも長期使用はせず取替えを前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 RHR S入口隔離弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		ステンレス鋼鋳鋼			○		△		*1：連結部 *2：パッキン受け部 *3：隙間腐食	
	弁 蓋		ステンレス鋼鋳鋼					△			
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体	◎	—								
	弁 座		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△							
	弁 棒		ステンレス鋼	△*1,2	△*3		△				
	ヨーク		炭素鋼鋳鋼		△						

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-2 川内1号炉 主蒸気逃がし弁元弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		炭素鋼鋳鋼		△*1 △(外面)					*1：流れ加速型腐食 *2：シート面 *3：連結部 *4：パッキン受け部 *5：隙間腐食	
	弁 蓋		炭素鋼鋳鋼		△*1 △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		炭素鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)	△*2,3	△*1						
	弁 座		炭 素 鋼 (ステライト肉盛)	△	△*1						
	弁 棒		ステンレス鋼	△*3,4	△*5		△				
	ヨ ー ク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-3 川内1号炉 第5抽気弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		ステンレス鋼鋳鋼								*1：シート面 *2：連結部 *3：パッキン受け部 *4：隙間腐食
	弁 蓋		ステンレス鋼鋳鋼								
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)	△*1,2							
	弁 座		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△							
	弁 棒		ステンレス鋼	△*2,3	△*4		△				
	ヨーク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-4 川内1号炉 主給水隔離弁（外隔離弁）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象						備 考	
				減 肉		割 れ		材質変化			その他
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		炭素鋼鋳鋼		△*1 △(外面)					*1：流れ加速型腐食 *2：シート面 *3：連結部 *4：パッキン受け部 *5：隙間腐食	
	弁 蓋		炭素鋼鋳鋼		△*1 △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		炭素鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)	△*2,3	△*1						
	弁 座		炭 素 鋼 (ステライト肉盛)	△	△*1						
	弁 棒		ステンレス鋼	△*3,4	△*5		△				
	ヨ ー ク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-5 川内1号炉 タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		ステンレス鋼鋳鋼				△(外面)				*1：シート面 *2：連結部 *3：パッキン受け部 *4：隙間腐食
	弁 蓋		ステンレス鋼鋳鋼				△(外面)				
	弁蓋ボルト		炭 素 鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)	△*1,2							
	弁 座		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△							
	弁 棒		ステンレス鋼	△*2,3	△*4		△				
	ヨ ー ク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-6 川内1号炉 補機冷却水供給Cヘッド止弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		炭素鋼鋳鋼		△ △(外面)						*1：シート面 *2：連結部 *3：パッキン受け部 *4：隙間腐食
	弁 蓋		炭素鋼鋳鋼		△ △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		炭素鋼鋳鋼 (ステライト肉盛)	△*1,2	△						
	弁 座		炭 素 鋼 (ステライト肉盛)	△	△						
	弁 棒		ステンレス鋼	△*2,3	△*4		△				
	ヨ ー ク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-7 川内1号炉 消火用水格納容器入口弁（外隔離弁）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		炭素鋼鋳鋼		△ △(外面)						*1：シート面 *2：連結部 *3：パッキン受け部 *4：隙間腐食
	弁 蓋		炭素鋼鋳鋼		△ △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		炭 素 鋼 (ステライト肉盛)	△*1,2	△						
	弁 座		炭 素 鋼 (ステライト肉盛)	△	△						
	弁 棒		ステンレス鋼	△*2,3	△*4		△				
	ヨ ー ク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-8 川内1号炉 海水ポンプ軸冷海水供給弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱 (弁座と一体)	◎	—								
	弁 蓋	◎	—								
	弁蓋ボルト	◎	—								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体	◎	—								
	弁 棒	◎	—								

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 弁箱の疲労割れ [RHR S入口隔離弁]

a. 事象の説明

弁箱は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

RHR S入口隔離弁の高応力部位を対象とした健全性評価を以下に示す要領にて実施した。

評価対象部位を図2.3-1に示す。

弁箱に発生する応力については、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価した。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

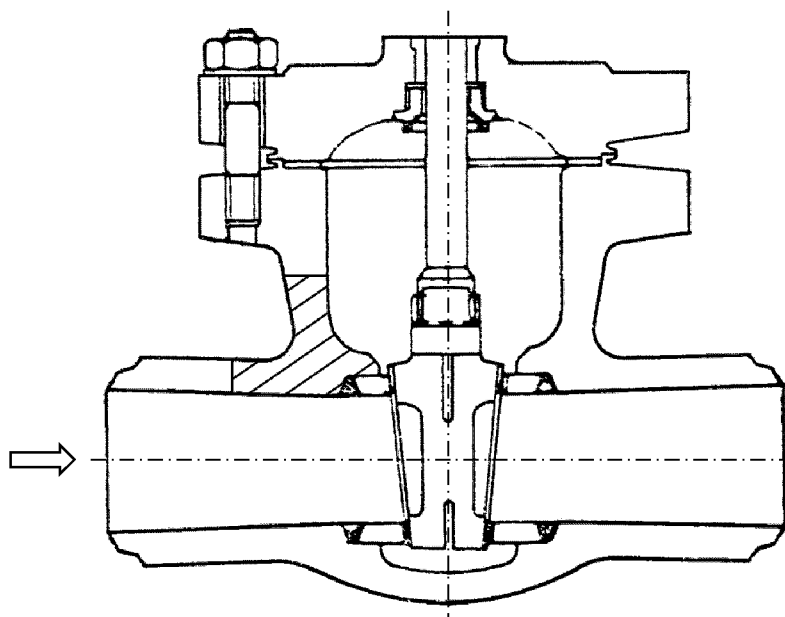


図2.3-1 川内1号炉 RHR S入口隔離弁

弁箱の疲労評価対象部位 (斜線部)

表2.3-1 川内1号炉 R H R S入口隔離弁 弁箱の疲労評価に用いた過渡回数

	過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
		2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
運 転 状 態 I	起動（温度上昇率55.6℃/h）	38	69
	停止（温度下降率55.6℃/h）	36	69
	負荷上昇（負荷上昇率5%/min）	335	809
	負荷減少（負荷減少率5%/min）	324	798
	90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
	100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
	100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
	定常負荷運転時の変動 ^{*1}	—	—
	燃料交換	25	62
	0%から15%への負荷上昇	39	72
	15%から0%への負荷減少	30	61
運 転 状 態 II	1 ループ停止 / 1 ループ起動		
	I) 停 止	0	2
	II) 起 動	0	2
	負荷の喪失	5	7
	外部電源喪失	1	4
	1次冷却材流量の部分喪失	0	2
	100%からの原子炉トリップ		
	I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
	II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
	III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
	1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2	
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2	
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2	
タービン回転試験	2	2	
1次系漏えい試験	31	61	

*1：設計評価においては、1次冷却材温度±1.7℃、圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-2 川内1号炉 弁箱の疲労評価結果

評価対象	疲 勞 累 積 係 数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
R H R S入口隔離弁	0.004	0.113

② 現状保全

弁箱の疲労割れについては、定期的を目視確認を実施し、有意な異常がないことを確認すると共に、定期的な漏えい検査を実施し健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、弁箱の疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、弁箱の疲労割れによる機器の健全性への影響は漏えい検査により、異常のないことは目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

弁箱の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 弁箱の疲労割れ [1次冷却材系統、余熱除去系統、補助給水系統の仕切弁]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体の温度、圧力変化を受けるRHRS入口隔離弁の疲労評価結果では表2.3-2に示すように疲労割れが発生する可能性はないと考えられ、当該弁と同等以下の過渡しか受けないその他の弁についても、疲労割れが発生する可能性はないと考える。

また、弁箱の疲労割れによる機器の健全性への影響は漏えい検査により、異常のないことは目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

したがって、弁箱の疲労割れについては、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 弁箱、弁蓋等の腐食（流れ加速型腐食）

[主蒸気系統、抽気系統、2次系ドレン系統、タービングランド蒸気系統、補助蒸気系統、蒸気発生器ブローダウン系統、2次系復水系統、主給水系統の仕切弁]

炭素鋼製の弁箱、弁蓋等は、内部流体が蒸気又は給水であるため、内部流体による流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.2 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）

[空調用冷水系統、原子炉補機冷却水系統、非常用ディーゼル発電機系統、潤滑・制御油系統の仕切弁]

炭素鋼製等の弁箱、弁蓋等は腐食が想定される。

しかしながら、内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）、脱気された純水又は油で腐食が発生し難い環境にあり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

- 3.2.3 弁箱、弁蓋の腐食（全面腐食）〔2次系ドレン系統、主給水系統の仕切弁〕
低合金鋼・鋳鋼の弁箱、弁蓋は、長期使用により腐食が想定される。
しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。
- 3.2.4 弁箱、弁蓋等の腐食（エロージョン）〔2次系ドレン系統の仕切弁〕
蒸気、凝縮水が流れる弁のうち、高減圧部となる部位では流速が大きくなるため、弁箱、弁蓋、弁体及び弁座にエロージョンによる減肉が想定される。
しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。
- 3.2.5 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）
〔補助給水系統、非常用ディーゼル発電機系統の仕切弁〕
炭素鋼製の弁箱、弁蓋等は、内部流体が純水又は給水（飽和溶存酸素濃度：最大約8ppm）であるため、長期使用により腐食が想定される。
しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。
- 3.2.6 弁箱、弁蓋（外面）の腐食（全面腐食）〔炭素鋼製の弁共通〕
炭素鋼製の弁箱及び弁蓋は腐食が想定される。
しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。
また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。
したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.7 弁箱、弁蓋（外面）の応力腐食割れ

[燃料取替用水系統、2次系ドレン系統、補助給水系統の仕切弁]

屋外に設置されたステンレス鋼製鋼製の弁箱及び弁蓋は、大気中の海塩粒子等の塩分が付着した場合、塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装又は防水措置（保温）を施しており、大気中の海塩粒子が付着する可能性は小さく、塗装又は防水措置（保温）が健全であれば応力腐食割れの可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装又は防水措置（保温）の状態を確認し、必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.8 弁箱、弁蓋の熱時効 [ステンレス鋼製鋼製の弁共通]

ステンレス鋼製鋼製の弁箱及び弁蓋は、熱時効により材料特性が変化する可能性があるが、熱時効は材質変化に加え、欠陥が存在し、かつ高い応力が存在する場合について検討が必要となる。

しかしながら、使用温度は代表機器以下であり、また、代表機器と同様に製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認しており、熱時効評価上の健全性が確認されている1次冷却材管（ホットレグの直管部等）と比較してフェライト量及び応力が小さく、熱時効による不安定破壊は起こらない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.9 弁蓋ボルトの腐食（全面腐食） [ステンレス鋼製弁蓋ボルトを除く弁共通]

弁蓋ボルトはガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.10 弁体、弁座又は弁箱弁座部（シート面）の摩耗 [共通]

弁体、弁座又は弁箱弁座部シート面は弁の開閉による摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により状態を確認し、必要に応じてシート面摺り合わせ手入れ、取替を行うことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.11 弁体、弁棒（連結部）の摩耗 [共通]

弁体と弁棒の連結部ははめ込み式であり、弁内部の流れにより弁体が振動してその連結部が摩耗することが想定される。

しかしながら、弁体にはその振動等を拘束するためのガイド部を設けるとともに、流れの影響を受けないよう開弁時には弁体を弁蓋内に収める構造としており、これまでに有意な摩耗は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.12 弁棒（パッキン受け部）の摩耗 [共通]

弁棒は開閉に伴うパッキン受け部との摺動により摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.13 弁棒の腐食（隙間腐食） [共通]

弁棒はパッキンとの接触部において腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.14 弁棒の応力腐食割れ〔共通〕

1989年3月、川内2号炉の仕切弁で水素脆化型の応力腐食割れ(遅れ割れ)による弁棒のき裂損傷が発生しているが、当該事象は開弁時にバックシートを効かせ過ぎたことによる過大な応力が原因で発生したものである。

しかしながら、運用の改善を図り手動弁は開弁時バックシートを効かせず、また、電動弁や空気作動弁はバックシート部の発生応力を制限して開弁時のバックシート部に過大な応力が発生しないような操作を行っている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.15 ヨークの腐食(全面腐食)〔ヨークのある弁共通〕

炭素鋼製等のヨークは腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

1. 2 玉形弁

[対象機器]

- | | |
|---------------------|--------------------|
| ① 1次冷却材系統玉形弁 | ⑱ 主蒸気系統玉形弁 |
| ② 化学体積制御系統玉形弁 | ⑲ 2次系復水系統玉形弁 |
| ③ 蒸気発生器ブローダウン系統玉形弁 | ⑳ 2次系ドレン系統玉形弁 |
| ④ 使用済燃料ピット浄化冷却系統玉形弁 | ㉑ 主給水系統玉形弁 |
| ⑤ 燃料取替用水系統玉形弁 | ㉒ 補助給水系統玉形弁 |
| ⑥ 原子炉補機冷却水系統玉形弁 | ㉓ タービングラウンド蒸気系統玉形弁 |
| ⑦ 原子炉補機冷却海水系統玉形弁 | ㉔ 非常用ディーゼル発電機系統玉形弁 |
| ⑧ 液体廃棄物処理系統玉形弁 | ㉕ 制御用空気系統玉形弁 |
| ⑨ 気体廃棄物処理系統玉形弁 | ㉖ 所内用空気系統玉形弁 |
| ⑩ 1次系試料採取系統玉形弁 | ㉗ 補助蒸気系統玉形弁 |
| ⑪ 空気サンプリング系統玉形弁 | ㉘ 消火系統玉形弁 |
| ⑫ 炉内核計装ガスパージ系統玉形弁 | ㉙ 潤滑・制御油系統玉形弁 |
| ⑬ 換気空調系統玉形弁 | ⑳ 大容量空冷式発電機系統玉形弁 |
| ⑭ 空調用冷水系統玉形弁 | ㉑ 緊急時対策所用燃料油系統玉形弁 |
| ⑮ 安全注入系統玉形弁 | ㉒ 緊急時対策所用加圧設備系統玉形弁 |
| ⑯ 余熱除去系統玉形弁 | |
| ⑰ 原子炉格納容器スプレイ系統玉形弁 | |

目 次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1
1.2 代表機器の選定	1
2. 代表機器の技術評価	8
2.1 構造、材料及び使用条件	8
2.2 経年劣化事象の抽出	44
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	63
3. 代表機器以外への展開	66
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	66
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	67

1. 対象機器及び代表機器の選定

川内1号炉で使用されている主要な玉形弁の主な仕様を表1-1に示す。

これらの玉形弁を設置場所、内部流体及び材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

表1-1に示す玉形弁について、設置場所、内部流体及び材料を分離基準として考えると、合計12のグループに分類される。

1.2 代表機器の選定

- (1) 設置場所：屋内、内部流体：1次冷却材・ほう酸水、材料：ステンレス鋼

このグループには、1次冷却材系統、化学体積制御系統、使用済燃料ピット浄化冷却系統、燃料取替用水系統、液体廃棄物処理系統、1次系試料採取系統、安全注入系統、余熱除去系統及び原子炉格納容器スプレイ系統の玉形弁が属するが、重要度及び使用頻度が高く、使用条件が厳しく、口径が大きい加圧器水位制御弁を代表機器とする。

- (2) 設置場所：屋内、内部流体：苛性ソーダ溶液、材料：ステンレス鋼

このグループには、原子炉格納容器スプレイ系統の玉形弁が属するが、使用頻度が高いよう素除去薬注弁を代表機器とする。

- (3) 設置場所：屋内、内部流体：廃液、材料：ステンレス鋼

このグループには、液体廃棄物処理系統の玉形弁が属するが、重要度が高いC/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁を代表機器とする。

- (4) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：蒸気、材料：炭素鋼・低合金鋼

このグループには、主蒸気系統、2次系ドレン系統、タービングランド蒸気系統、非常用ディーゼル発電機系統及び補助蒸気系統の玉形弁が属するが、重要度が高く、口径が大きい主蒸気逃がし弁を代表機器とする。

- (5) 設置場所：屋内、内部流体：蒸気、材料：ステンレス鋼

このグループには、2次系ドレン系統及びタービングランド蒸気系統の玉形弁が属するが、使用頻度が高い高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁を代表機器とする。

- (6) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：給水・純水、材料：炭素鋼・低合金鋼・鋳鉄

このグループには、蒸気発生器ブローダウン系統、空調用冷水系統、2次系復水系統、2次系ドレン系統、主給水系統、補助給水系統、非常用ディーゼル発電機系統及び補助蒸気系統の玉形弁が属するが、使用条件が厳しく、口径が大きい主給水制御弁を代表機器とする。

- (7) 設置場所：屋内、内部流体：給水・純水・蒸留水・油、材料：ステンレス鋼

このグループには、1次冷却材系統、化学体積制御系統、蒸気発生器ブローダウン系統、液体廃棄物処理系統、原子炉格納容器スプレイ系統、2次系復水系統及び潤滑・制御油系統の玉形弁が属するが、重要度が高く、使用条件が厳しいS/Gサンプル隔離弁(外隔離弁)を代表機器とする。

- (8) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：希ガス等・窒素・空気・炭酸ガス、材料：炭素鋼・低合金鋼・銅合金・鋳鉄

このグループには、1次冷却材系統、原子炉補機冷却水系統、液体廃棄物処理系統、気体廃棄物処理系統、空気サンプリング系統、換気空調系統、安全注入系統、非常用ディーゼル発電機系統、制御用空気系統、所内用空気系統及び消火系統の玉形弁が属するが、使用条件が厳しい蓄圧タンクN₂ライン隔離弁(外隔離弁)を代表機器とする。

- (9) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：希ガス等・空気・炭酸ガス、材料：ステンレス鋼

このグループには、1次冷却材系統、使用済燃料ピット浄化冷却系統、原子炉補機冷却水系統、液体廃棄物処理系統、気体廃棄物処理系統、1次系試料採取系統、空気サンプリング系統、炉内核計装ガスパーズ系統、換気空調系統、消火系統及び緊急時対策所用加圧設備系統の玉形弁が属するが、重要度が高く、使用条件が厳しいPRTガス分析ライン隔離弁(内隔離弁)を代表機器とする。

- (10) 設置場所：屋内・屋外、内部流体：ヒドラジン水・油、材料：炭素鋼・銅合金・
鋳鉄

このグループには、原子炉補機冷却水系統、非常用ディーゼル発電機系統、制御用空気系統、潤滑・制御油系統、大容量空冷式発電機系統及び緊急時対策所用燃料油系統の玉形弁が属するが、重要度が高く、使用条件が厳しい余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁を代表機器とする。

- (11) 設置場所：屋外、内部流体：海水、材料：ステンレス鋼

このグループには、ストレーナ入口弁のみが属しているため、ストレーナ入口弁を代表機器とする。

- (12) 設置場所：屋外、内部流体：海水、材料：炭素鋼（ライニング）

このグループには、海水ポンプモーター冷却水入口調節弁のみが属しているため、海水ポンプモーター冷却水入口調節弁を代表機器とする。

表1-1(1/4) 川内1号炉 玉形弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準			代表機器の選定			
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)							
屋 内	1次冷却材 ほう酸水	ステンレス鋼	8	1次冷却材系統	1~4	PS-1、重*3	約17.2	約343、約360	◎	加圧器水位制御弁 (3B 約17.2MPa 約343°C)	重要度 使用頻度 使用条件 口径
			94	化学体積制御系統	3/4~3	PS-1、MS-1 PS-2、高*2 重*3	約0.98~18.8	約65~343			
			2	使用済燃料ピット浄化冷却系統	2	MS-2	約1.4	約95			
			2	燃料取替用水系統	4	MS-2	約1.4	約95			
			6	液体廃棄物処理系統	1~3	MS-1、高*2	約0.98、約1.4	約127、約150			
			36	1次系試料採取系統	3/8、3/4	MS-1、MS-2 高*2	約0.98~17.2	約95~360			
			22	安全注入系統	3/4~3	MS-1、高*2 重*3	約7.8~18.8	約150			
			4	余熱除去系統	2	MS-1、PS-2	約4.1	約200			
			9	原子炉格納容器スプレイ系統	2~6	MS-1、高*2	約2.7	約150			
屋 内	苛性ソーダ溶液	ステンレス鋼	8	原子炉格納容器スプレイ系統	2	MS-1	約0.07、約2.7	約65、約150	◎	よう素除去薬注弁 (2B 約2.7MPa 約150°C)	使用頻度
屋 内	廃 液	ステンレス鋼	28	液体廃棄物処理系統	3/4~3	MS-1、高*2	大気圧~約0.98	約105~150	◎	C/Vサブポンプ 出口ライン第1隔離弁 (2B 約0.98MPa 約127°C)	重要度
屋内・屋外	蒸 気	炭 素 鋼	57	主蒸気系統	3/4~8	MS-1、高*2 重*3	約7.5	約291	◎	主蒸気逃がし弁 (6B 約7.5MPa 約291°C)	重要度、口径
			6	2次系ドレン系統	1・1/2~5	高*2	約1.4、約2.8	約200、約235			
		13	タービンランド蒸気系統	2~3	高*2	約0.69~7.5	約180~291				
		18	非常用ディーゼル発電機系統	3/4、1	高*2	約1.0	約260				
		71	補助蒸気系統	1/2~6	高*2	約0.09~7.5	約170~291				

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1(2/4) 川内1号炉 玉形弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準			代表機器の選定			
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)							
屋 内	蒸 気	ステンレス鋼	16	2次系ドレン系統	1・1/2	高*2	約2.8、約7.5	約235、約291	◎	高圧タービングラント蒸気スバルオーバー弁 (8B 約0.69MPa 約180°C)	使用頻度
			1	タービングラント蒸気系統	8	高*2	約0.69	約180			
屋内・屋外	給 水	炭 素 鋼	17	蒸気発生器ブローダウン系統	3/4~6	MS-1、高*2	大気圧~約7.5	約100、約291	◎	主給水制御弁 (16B 約11.0MPa 約235°C)	使用条件、 口径
			8	空調用冷水系統	1・1/2~6	MS-1	約0.98	約45			
		低合金鋼	15	2次系復水系統	3/4~18	高*2	約1.2、約4.0	約80、約165			
			34	2次系ドレン系統	1~10	高*2	負圧~約7.5	約85~291			
	純 水	低合金鋼	17	主給水系統*4	2~16	MS-2、高*2	約1.4~11.0	約200、約235			
			12	補助給水系統	1~5	MS-1、高*2 重*3	約12.3	約40			
		鑄 鉄	22	非常用ディーゼル発電機系統	3/8~6	MS-1	約0.49	約60、約90			
			9	補助蒸気系統	1~3	高*2	約0.49~1.6	約100			

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：2次系給水系統を含む

表1-1(3/4) 川内1号炉 玉形弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準				代表機器の選定		
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
							最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)			
屋 内	給 水 純 水 蒸 留 水 油	ステンレス鋼	1	1次冷却材系統	2	MS-1	約0.98	約127	◎	S/Gサンプル隔離弁(外隔離弁) (3/8B 約7.5MPa 約291°C)	重要度 使用条件
			1	化学体積制御系統	2	MS-2	約0.98	約65			
			21	蒸気発生器ブローダウン系統	3/8	MS-1、高*2	約7.5	約65、約291			
			20	液体廃棄物処理系統	3/4~ 1・1/2	高*2	約0.98	約150			
			1	原子炉格納容器スプレイ系統	6	重*3	約1.9	約40			
			3	2次系復水系統	1/2	高*2	約1.5	約80			
			4	潤滑・制御油系統	1/8	高*2	約16.2	約75			
屋内・屋外	希ガス等 窒 素 空 気 炭酸ガス	炭 素 鋼 低合金鋼 銅 合 金 鑄 鉄	1	1次冷却材系統	1	MS-1	約0.98	約127	◎	蓄圧タンクN ₂ ライン隔離弁(外隔離弁) (1B 約17.2MPa 約127°C)	使用条件
			2	原子炉補機冷却水系統	3/4、1	重*3	約0.98	約95			
			3	液体廃棄物処理系統	1	MS-1	約0.69、約0.98	約127			
			40	気体廃棄物処理系統	3/4~2	PS-2、MS-2	約0.98	約65、約95			
			2	空気サンプリング系統	3/4	MS-1	約0.22	約127			
			2	換気空調系統	2	MS-1	約0.83	約127			
			1	安全注入系統	1	MS-1	約17.2	約127			
			16	非常用ディーゼル発電機系統	3/8~ 2・1/2	MS-1、高*2	約3.2	約50			
			72	制御用空気系統	1/2~3	MS-1、重*3	約0.83、約0.98	約50~250			
			1	所内用空気系統	2	MS-1	約0.83	約127			
			17	消火系統	3/4~3	高*2	約10.8、約16.2	約40			

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表1-1(4/4) 川内1号炉 玉形弁の主な仕様

分離基準			台数	該当系統	選定基準			代表機器の選定			
設置場所	内部流体	材 料			口径(B)	重要度*1	使用条件		選定	代 表 弁	選定理由
			最高使用圧力 (MPa[gage])	最高使用温度 (°C)							
屋内・屋外	希ガス等 空 気 炭酸ガス	ステンレス鋼	2	1次冷却材系統	3/8	MS-1	約0.69	約170	◎	PRTガス分析ライン隔離弁(内隔離弁) (3/8B 約0.69MPa 約170°C)	重要度 使用条件
			4	使用済燃料ピット浄化冷却系統	4	重*3	約1.2、約2.1	約40、約95			
			2	原子炉補機冷却水系統	6	重*3	約0.98	約160			
			4	液体廃棄物処理系統	3/8、3/4	MS-1、高*2	約0.10、約0.22	約127、約150			
			5	気体廃棄物処理系統	3/8、1	PS-2、高*2	約0.69、約0.98	約65、約170			
			13	1次系試料採取系統	3/4	MS-1、高*2 重*3	約0.22~0.98	約95、約127			
			3	空気サンプリング系統	1・1/2	MS-1	約0.22	約127			
			1	炉内核計装ガスパーズ系統	3/4	MS-1	約0.22	約127			
			2	換気空調系統	3/4	MS-1	約0.22	約127			
			1	消火系統	3	MS-1	約16.2	約127			
18	緊急時対策所用加圧設備系統	2、3	重*3	大気圧	約40						
屋内・屋外	ヒドラジン水 油	炭 素 鋼 銅 合 金 鑄 鉄	58	原子炉補機冷却水系統	1~6	MS-1、重*3	約0.98	約95、約127	◎	余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁 (3B 約0.98MPa 約127°C)	重要度 使用条件
			38	非常用ディーゼル発電機系統	3/8~5	MS-1、重*3	約0.49、約0.78	約40、約80			
			12	制御用空気系統	1、1・1/2	MS-1	約0.98	約95			
			13	潤滑・制御油系統	φ8~2・1/2	高*2	約0.44~16.2	約60~80			
			4	大容量空冷式発電機系統	1、1・1/2	重*3	大気圧	約40			
			8	緊急時対策所用燃料油系統	1~2	重*3	大気圧	約40			
屋 外	海 水	ステンレス鋼	8	原子炉補機冷却海水系統	2	MS-1	約0.69	約50	◎	ストレーナ入口弁 (2B 約0.69MPa 約50°C)	
屋 外	海 水	炭 素 鋼 (ライニング)	4	原子炉補機冷却海水系統	1	MS-1	約0.7	約50	◎	海水ポンプモーター冷却水入口調節弁 (1B 約0.7MPa 約50°C)	

*1：機能は最上位の機能を示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の12種類の玉形弁について技術評価を実施する。

- ① 加圧器水位制御弁
- ② よう素除去薬注弁
- ③ C/Vサンプルポンプ出口ライン第1隔離弁
- ④ 主蒸気逃がし弁
- ⑤ 高圧タービングラウンド蒸気スピルオーバー弁
- ⑥ 主給水制御弁
- ⑦ S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）
- ⑧ 蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）
- ⑨ PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）
- ⑩ 余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁
- ⑪ ストレーナ入口弁
- ⑫ 海水ポンプモーター冷却水入口調節弁

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 加圧器水位制御弁

(1) 構造

川内1号炉の加圧器水位制御弁は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、化学体積制御系統に2台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン、ベローズ）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋にはステンレス鋼を使用しており、1次冷却材に接液している。

川内1号炉の加圧器水位制御弁の構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の加圧器水位制御弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-1及び表2.1-2に示す。

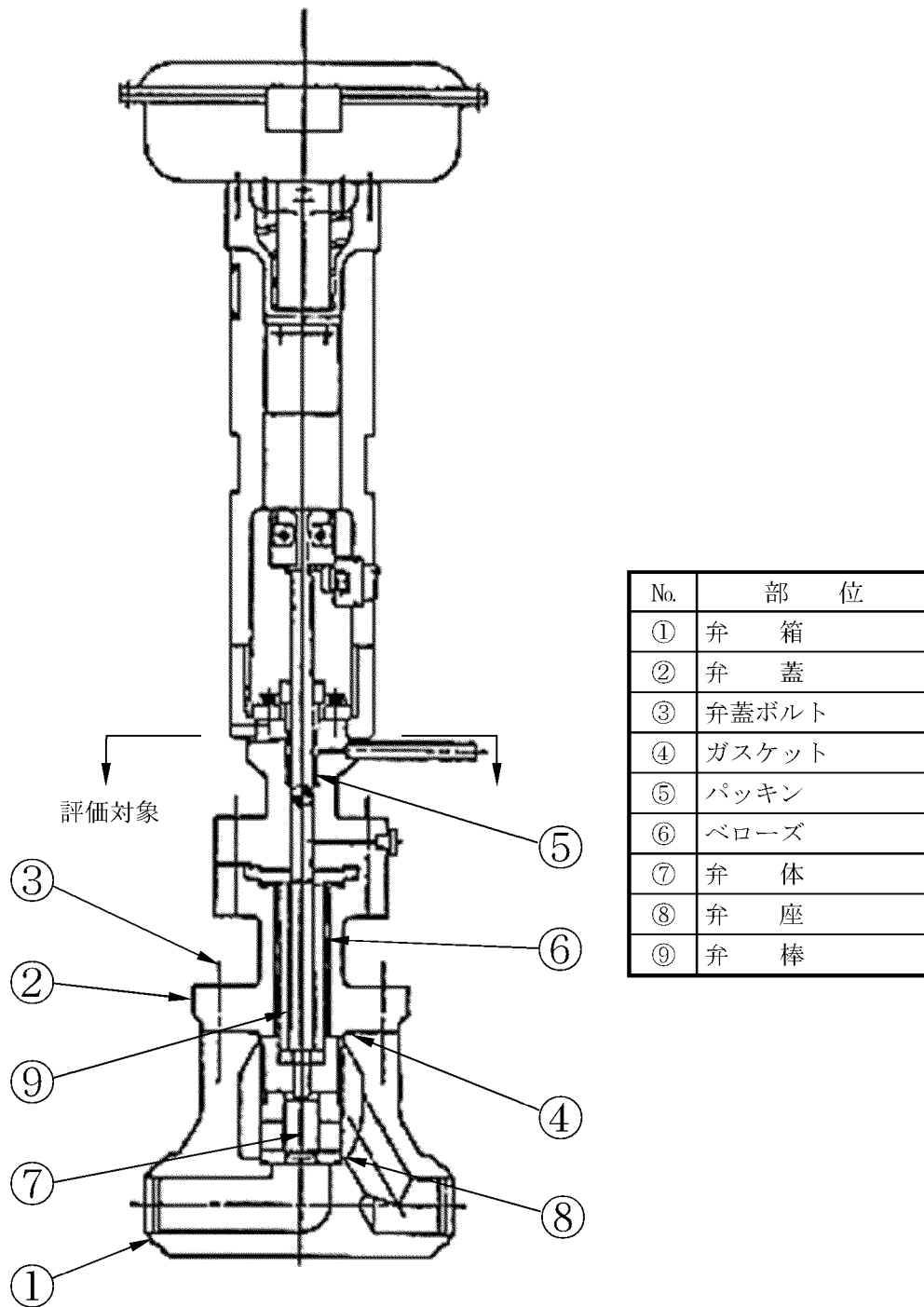


図2.1-1 川内1号炉 加圧器水位制御弁構造図

表2.1-1 川内1号炉 加圧器水位制御弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	ステンレス鋼
弁 蓋	ステンレス鋼 (ステライト肉盛)
弁蓋ボルト	ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
ペローズ	消耗品・定期取替品
弁 体	消耗品・定期取替品
弁 座	消耗品・定期取替品
弁 棒	消耗品・定期取替品

表2.1-2 川内1号炉 加圧器水位制御弁の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約343℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.1.2 よう素除去薬注弁

(1) 構造

川内1号炉のよう素除去薬注弁は、電動装置を駆動源とした玉形弁であり、原子炉格納容器スプレイ系統に2台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体にはステンレス鋼を使用しており、苛性ソーダ溶液に接液している。

川内1号炉のよう素除去薬注弁の構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のよう素除去薬注弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-3及び表2.1-4に示す。

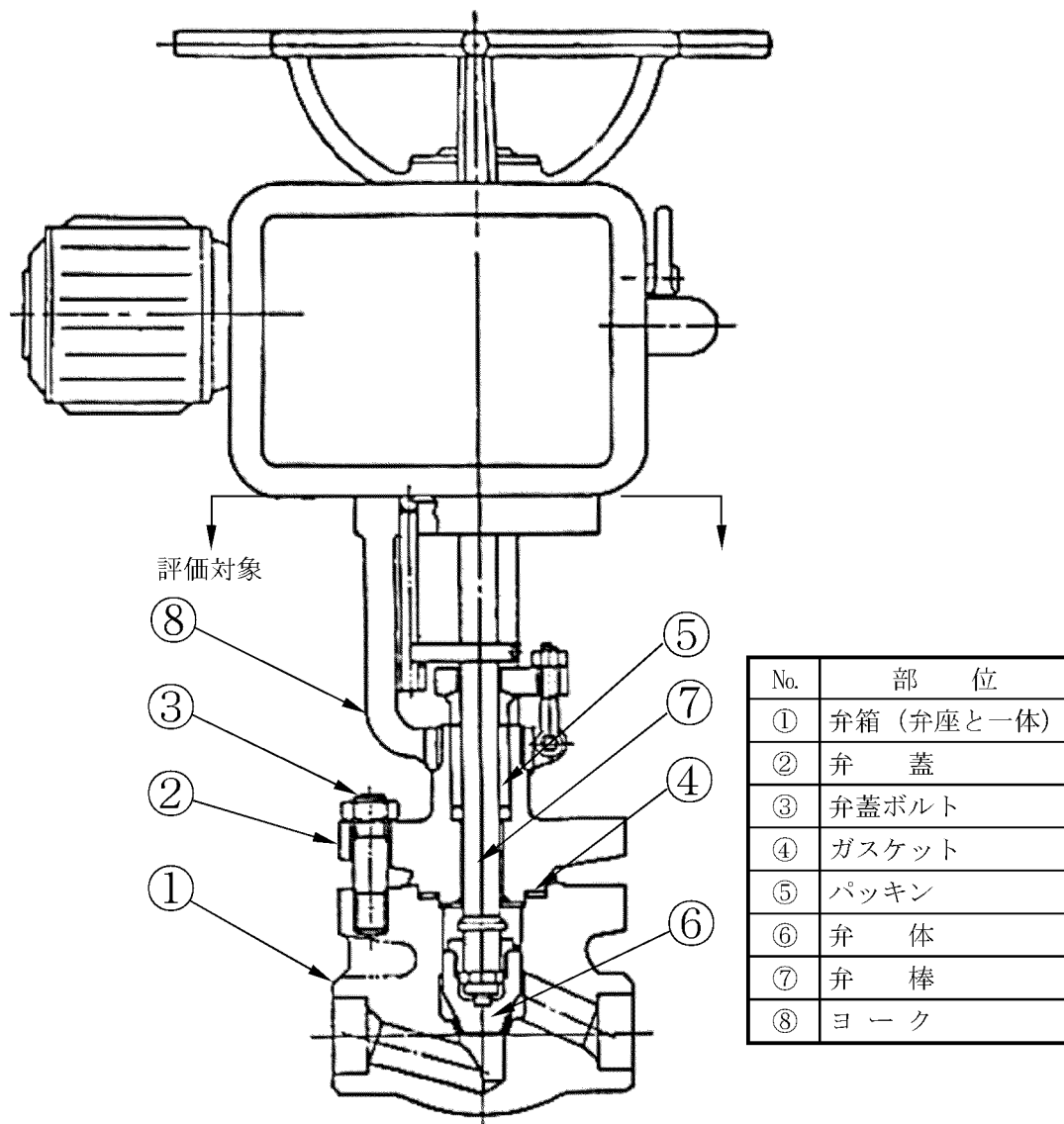


図2.1-2 川内1号炉 よう素除去薬注弁構造図

表2.1-3 川内1号炉 よう素除去薬注弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁箱（弁座と一体）	ステンレス鋼（ステライト肉盛）
弁 蓋	ステンレス鋼（ステライト肉盛）
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼（ステライト肉盛）
弁 棒	ステンレス鋼
ヨ ー ク	炭素鋼鋳鋼

表2.1-4 川内1号炉 よう素除去薬注弁の使用条件

最高使用圧力	約2.7MPa[gage]
最高使用温度	約150℃
内 部 流 体	苛性ソーダ溶液

2.1.3 C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁

(1) 構造

川内1号炉のC/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、液体廃棄物処理系統に1台設置されている。

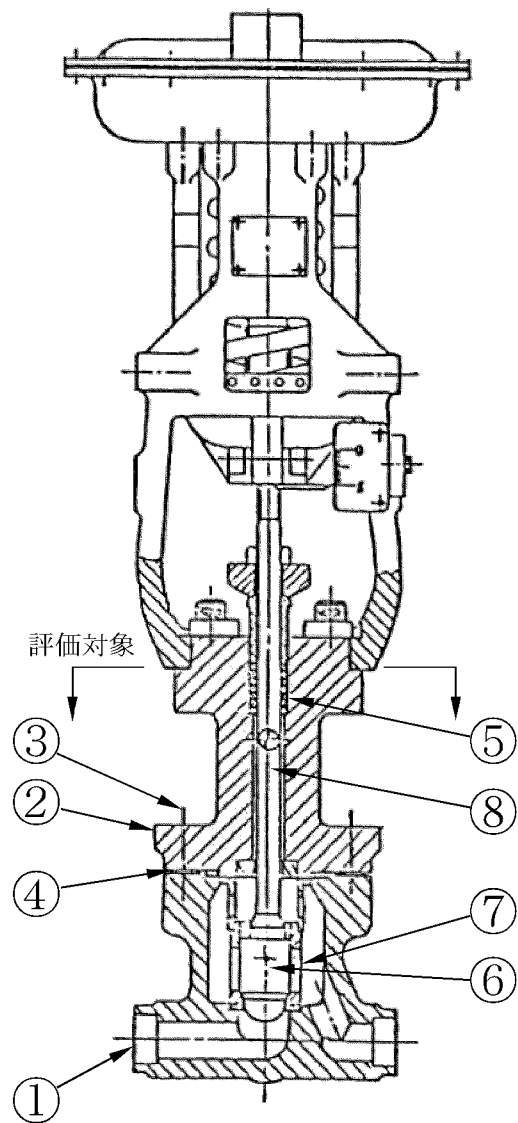
弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体にはステンレス鋼を使用しており、廃液に接液している。

川内1号炉のC/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁の構造図を図2.1-3に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のC/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-5及び表2.1-6に示す。



No.	部 位
①	弁 箱
②	弁 蓋
③	弁蓋ボルト
④	ガスケット
⑤	パッキン
⑥	弁 体
⑦	弁 座
⑧	弁 棒

図2. 1-3 川内1号炉 C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁構造図

表2.1-5 川内1号炉 C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	ステンレス鋼
弁 蓋	ステンレス鋼
弁蓋ボルト	ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼
弁 座	ステンレス鋼
弁 棒	ステンレス鋼

表2.1-6 川内1号炉 C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁の使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約127℃
内 部 流 体	廃 液

2.1.4 主蒸気逃がし弁

(1) 構造

川内1号炉の主蒸気逃がし弁は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、主蒸気系統に3台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋は低合金鋼鋳鋼、弁体にはステンレス鋼を使用しており、蒸気に接している。

川内1号炉の主蒸気逃がし弁の構造図を図2.1-4に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主蒸気逃がし弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-7及び表2.1-8に示す。

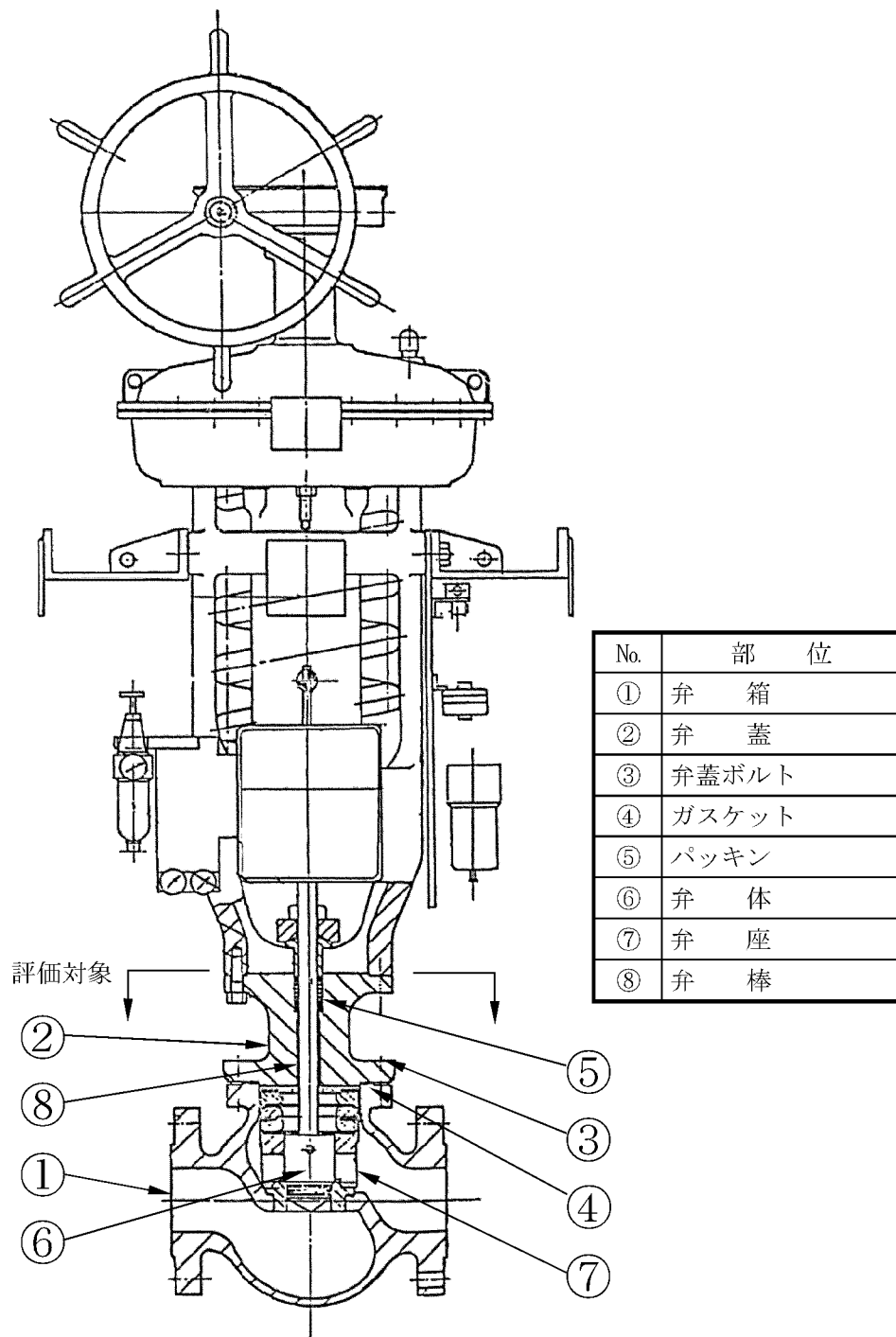


図2.1-4 川内1号炉 主蒸気逃がし弁構造図

表2.1-7 川内1号炉 主蒸気逃がし弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	低合金鋼鋳鋼
弁 蓋	低合金鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼 (ステライト肉盛)
弁 座	ステンレス鋼 (ステライト肉盛)
弁 棒	ステンレス鋼

表2.1-8 川内1号炉 主蒸気逃がし弁の使用条件

最高使用圧力	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.5 高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁

(1) 構造

川内1号炉の高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、タービンランド蒸気系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋はステンレス鋼鋳鋼、弁体にはステンレス鋼を使用しており、蒸気に接している。

川内1号炉の高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁の構造図を図2.1-5に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-9及び表2.1-10に示す。

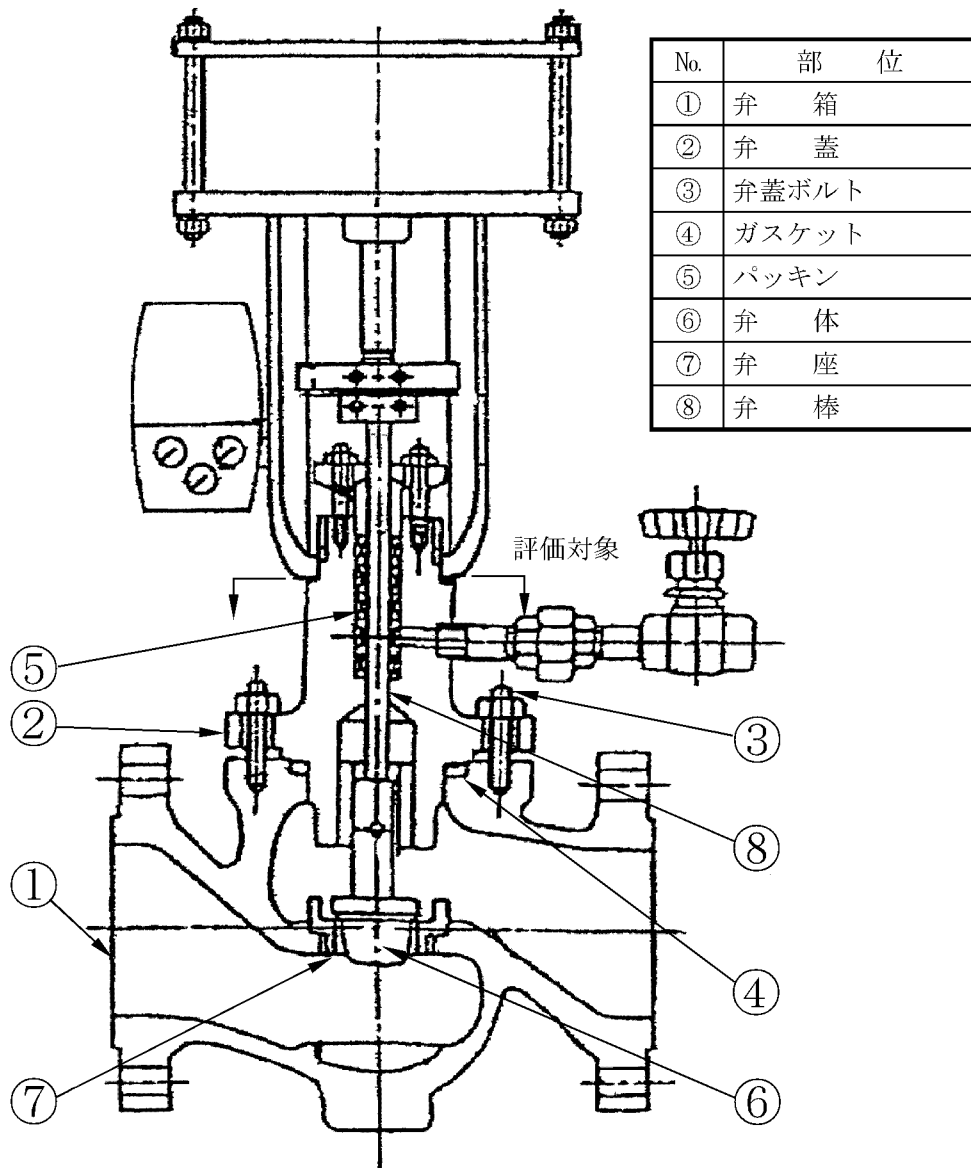


図2.1-5 川内1号炉 高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁構造図

表2.1-9 川内1号炉 高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	ステンレス鋼鋳鋼
弁 蓋	ステンレス鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼
弁 座	ステンレス鋼
弁 棒	ステンレス鋼

表2.1-10 川内1号炉 高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁の使用条件

最高使用圧力	約0.69MPa[gage]
最高使用温度	約180℃
内 部 流 体	蒸 気

2.1.6 主給水制御弁

(1) 構造

川内1号炉の主給水制御弁は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、主給水系統に3台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱は低合金鋼鋳鋼、弁蓋は低合金鋼、弁体にはステンレス鋼を使用しており、給水に接液している。

川内1号炉の主給水制御弁の構造図を図2.1-6に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の主給水制御弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-11及び表2.1-12に示す。

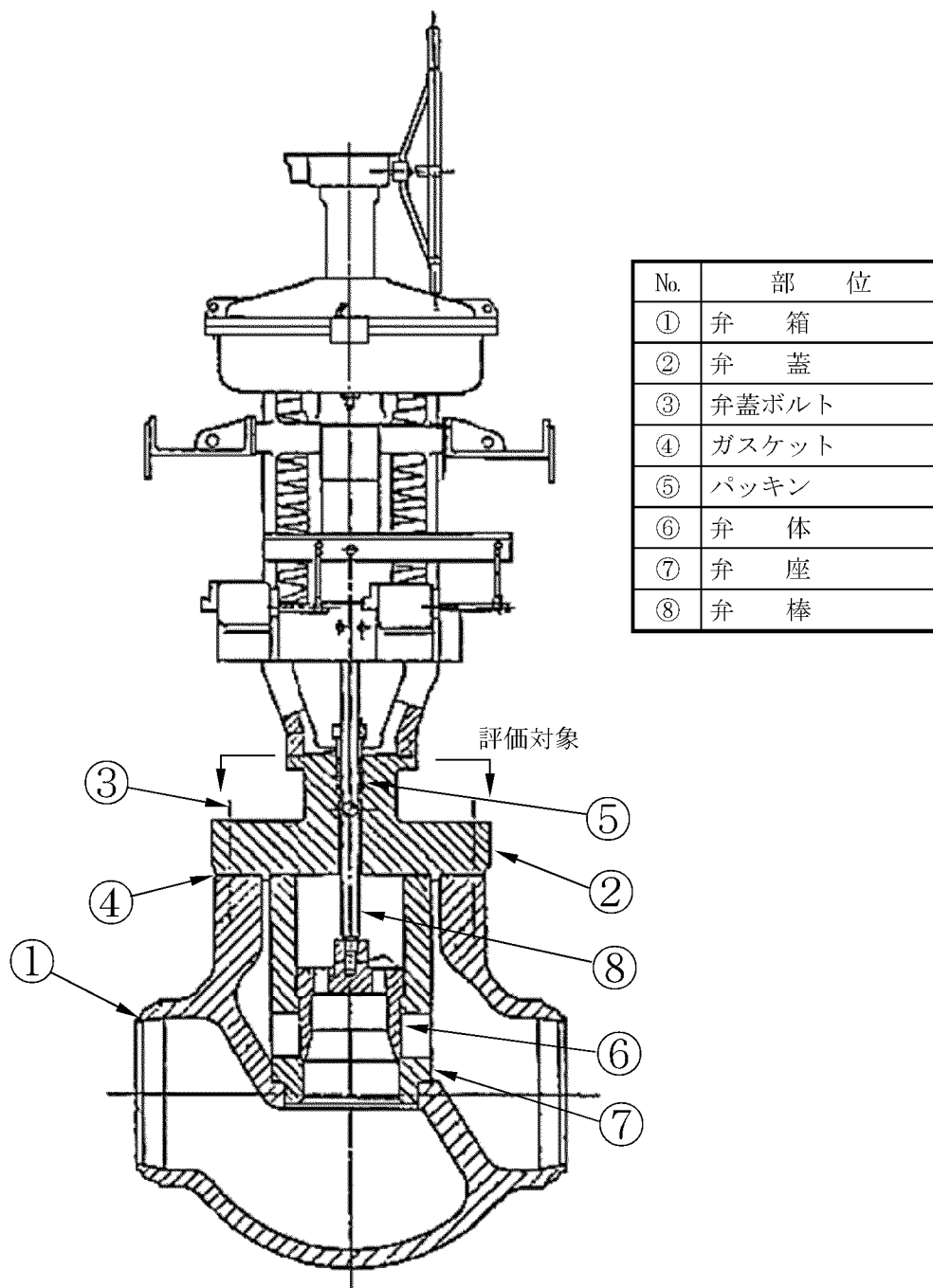


図2.1-6 川内1号炉 主給水制御弁構造図

表2.1-11 川内1号炉 主給水制御弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	低合金鋼鋳鋼
弁 蓋	低合金鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼
弁 座	ステンレス鋼
弁 棒	ステンレス鋼

表2.1-12 川内1号炉 主給水制御弁の使用条件

最高使用圧力	約11.0MPa[gage]
最高使用温度	約235℃
内 部 流 体	給 水

2.1.7 S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）

(1) 構造

川内1号炉のS/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、蒸気発生器ブローダウン系統に3台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体）からなる。

弁箱、弁蓋及び弁体にはステンレス鋼を使用しており、給水に接液している。

川内1号炉のS/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）の構造図を図2.1-7に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のS/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-13及び表2.1-14に示す。

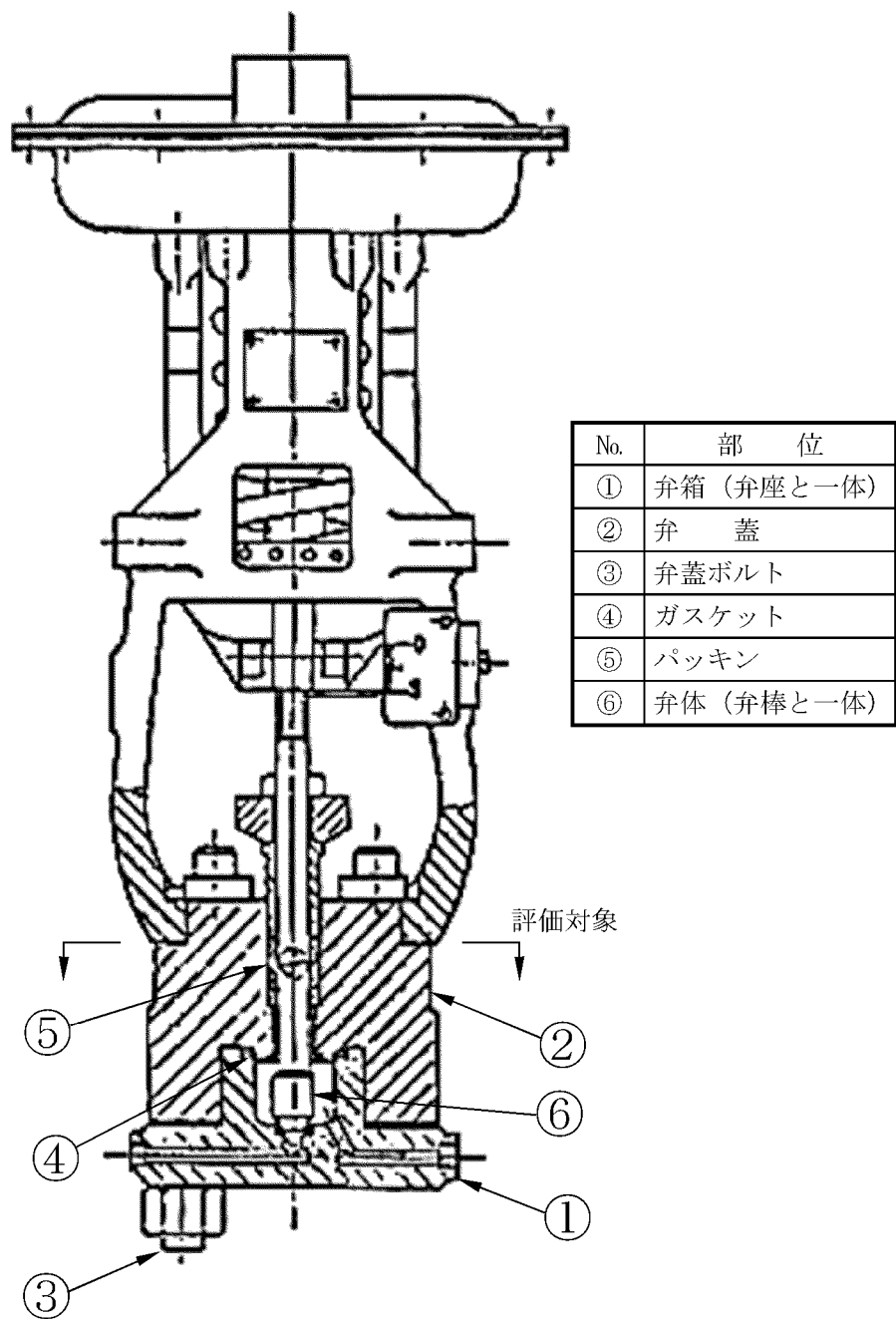


図2.1-7 川内1号炉 S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）構造図

表2.1-13 川内1号炉 S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁箱（弁座と一体）	ステンレス鋼（ステライト肉盛）
弁 蓋	ステンレス鋼
弁蓋ボルト	ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁体（弁棒と一体）	ステンレス鋼

表2.1-14 川内1号炉 S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）の使用条件

最高使用圧力	約7.5MPa[gage]
最高使用温度	約291℃
内 部 流 体	給 水

2.1.8 蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）

(1) 構造

川内1号炉の蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、安全注入系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）からなる。

弁箱及び弁蓋は低合金鋼、弁体にはステンレス鋼を使用しており、窒素に接している。

川内1号炉の蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）の構造図を図2.1-8に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-15及び表2.1-16に示す。

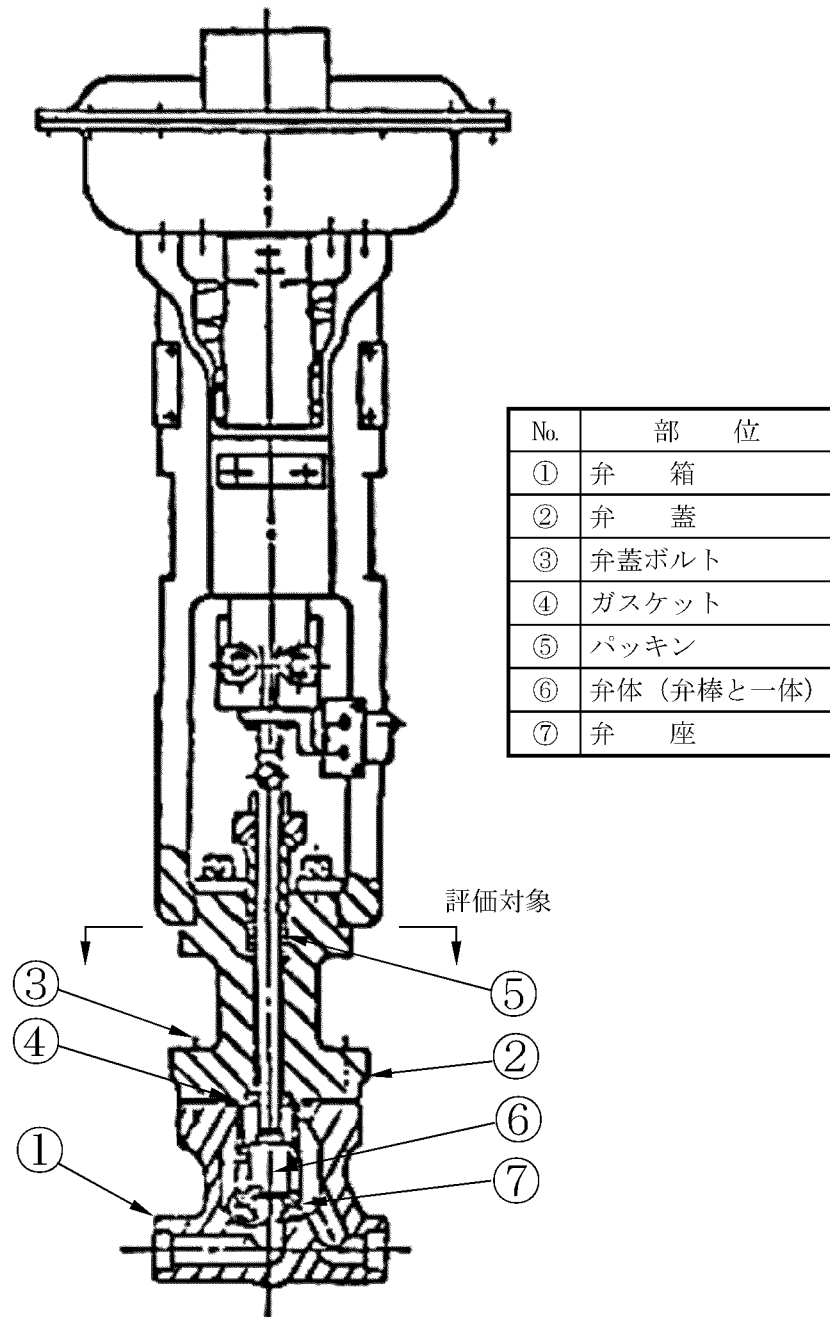


図2.1-8 川内1号炉 蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）構造図

表2.1-15 川内1号炉 蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	低合金鋼
弁 蓋	低合金鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁体（弁棒と一体）	ステンレス鋼
弁 座	ステンレス鋼

表2.1-16 川内1号炉 蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約127℃
内 部 流 体	窒 素

2.1.9 PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）

(1) 構造

川内1号炉のPRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、1次冷却材系統に1台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン、ベローズ）、流体を仕切る隔離部（弁体）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋にはステンレス鋼を使用しており、希ガス等に接している。

川内1号炉のPRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）の構造図を図2.1-9に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のPRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-17及び表2.1-18に示す。

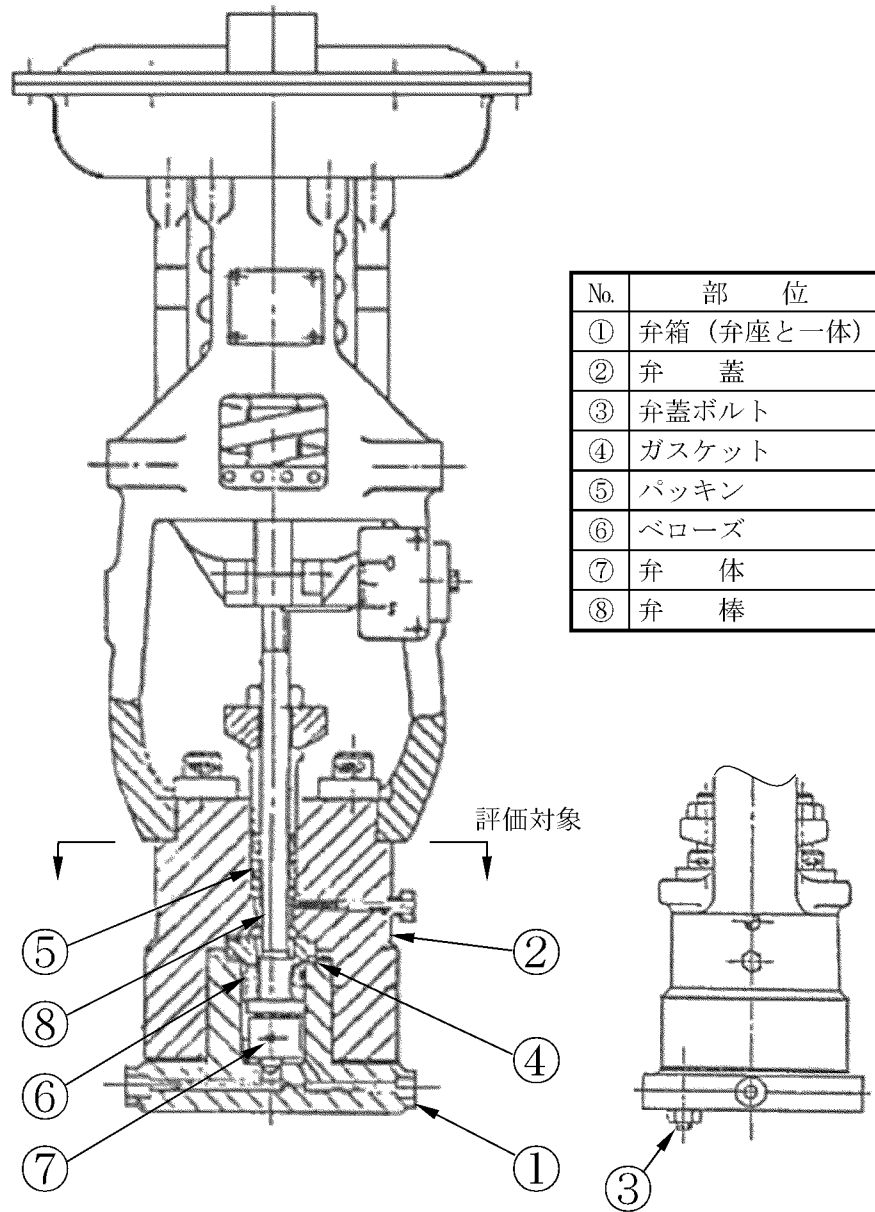


図2. 1-9 川内1号炉 PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）構造図

表2.1-17 川内1号炉 PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁箱（弁座と一体）	ステンレス鋼（ステライト肉盛）
弁 蓋	ステンレス鋼
弁蓋ボルト	ステンレス鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
ペローズ	消耗品・定期取替品
弁 体	消耗品・定期取替品
弁 棒	消耗品・定期取替品

表2.1-18 川内1号炉 PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）の使用条件

最高使用圧力	約0.69MPa[gage]
最高使用温度	約170℃
内 部 流 体	希ガス等

2.1.10 余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁

(1) 構造

川内1号炉の余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁は、空気作動装置を駆動源とした玉形弁であり、原子炉補機冷却水系統に1台設置されている。

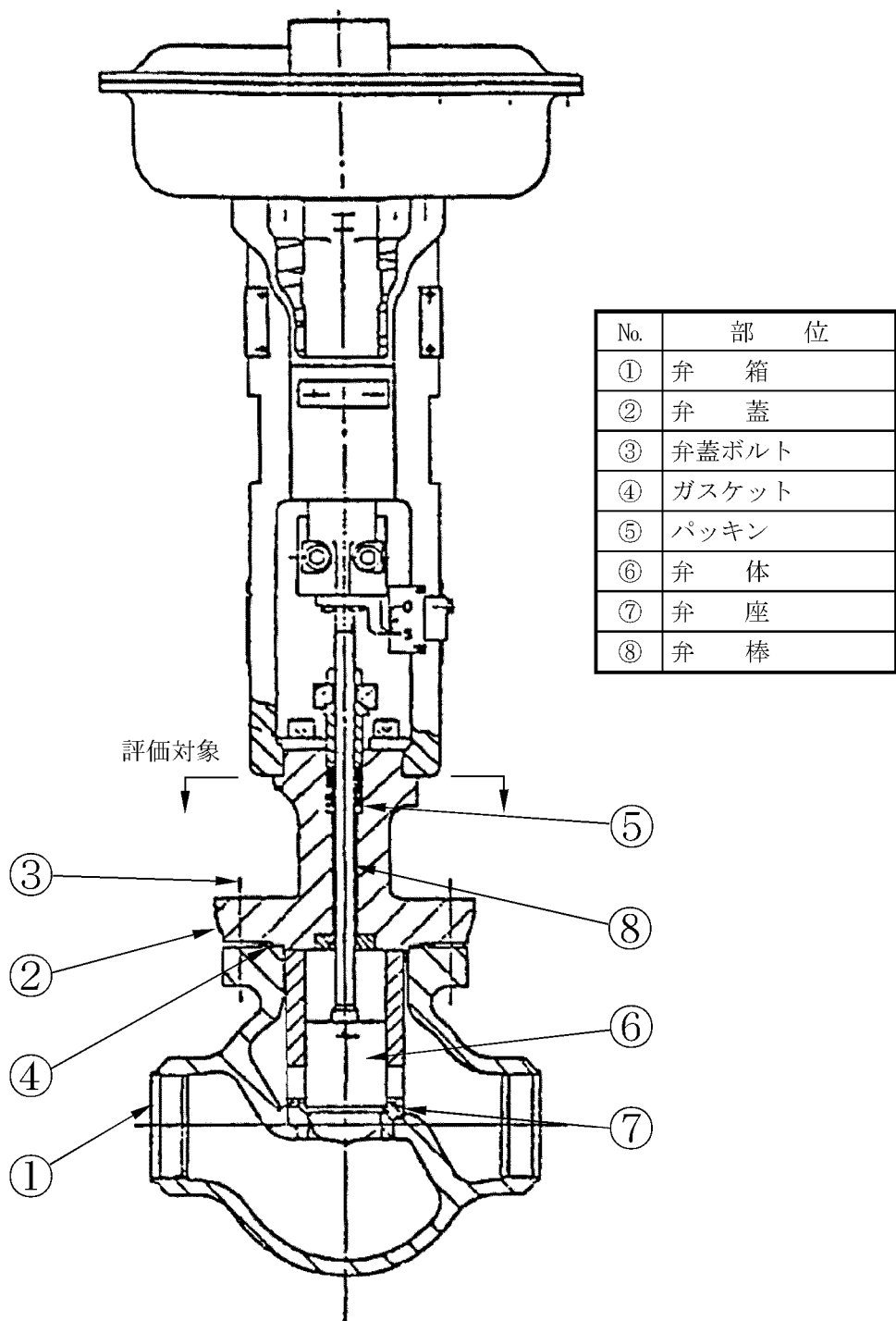
弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

弁箱及び弁蓋は炭素鋼鋳鋼、弁体にはステンレス鋼を使用しており、ヒドラジン水（防錆剤注入水）に接液している。

川内1号炉の余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁の構造図を図2.1-10に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-19及び表2.1-20に示す。



No.	部 位
①	弁 箱
②	弁 蓋
③	弁蓋ボルト
④	ガスケット
⑤	パッキン
⑥	弁 体
⑦	弁 座
⑧	弁 棒

図2.1-10 川内1号炉 余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁構造図

表2.1-19 川内1号炉 余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	炭素鋼鋳鋼
弁 蓋	炭素鋼鋳鋼
弁蓋ボルト	低合金鋼
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	ステンレス鋼
弁 座	ステンレス鋼
弁 棒	ステンレス鋼

表2.1-20 川内1号炉 余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁の使用条件

最高使用圧力	約0.98MPa[gage]
最高使用温度	約127℃
内 部 流 体	ヒドラジン水

2.1.11 ストレーナ入口弁

(1) 構造

川内1号炉のストレーナ入口弁は、手動の玉形弁であり、原子炉補機冷却海水系統に8台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、ガスケット、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体、弁座）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

川内1号炉のストレーナ入口弁の構造図を図2.1-11に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉のストレーナ入口弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-21及び表2.1-22に示す。

No.	部 位
①	弁 箱
②	弁 蓋
③	弁蓋ボルト
④	ガスケット
⑤	パッキン
⑥	弁 体
⑦	弁 座
⑧	弁 棒

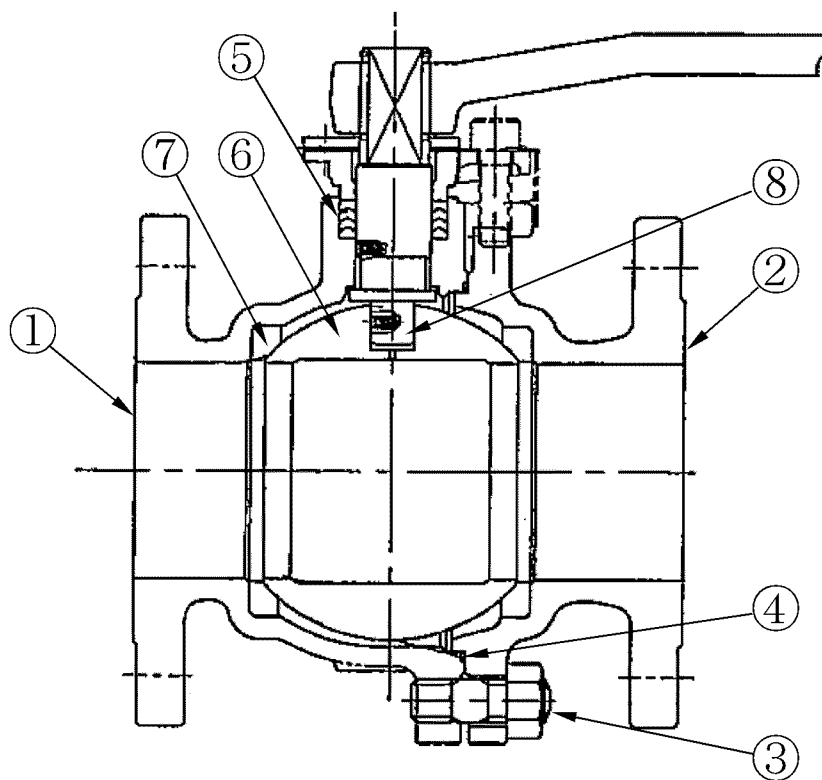


図2.1-11 川内1号炉 ストレーナ入口弁構造図

表2.1-21 川内1号炉 ストレーナ入口弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁 箱	消耗品・定期取替品
弁 蓋	消耗品・定期取替品
弁蓋ボルト	消耗品・定期取替品
ガスケット	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	消耗品・定期取替品
弁 座	消耗品・定期取替品
弁 棒	消耗品・定期取替品

表2.1-22 川内1号炉 ストレーナ入口弁の使用条件

最高使用圧力	約0.69MPa[gage]
最高使用温度	約50℃
内 部 流 体	海 水

2.1.12 海水ポンプモーター冷却水入口調節弁

(1) 構造

川内1号炉の海水ポンプモーター冷却水入口調節弁は、手動の玉形弁であり、原子炉補機冷却海水系統に4台設置されている。

弁本体は流体を内包するバウンダリを構成する耐圧部（弁箱、弁蓋、弁蓋ボルト、パッキン）、流体を仕切る隔離部（弁体）及び弁体を作動させる作動部（弁棒）からなる。

川内1号炉の海水ポンプモーター冷却水入口調節弁の構造図を図2.1-12に示す。

(2) 材料及び使用条件

川内1号炉の海水ポンプモーター冷却水入口調節弁主要部位の使用材料及び使用条件を表2.1-23及び表2.1-24に示す。

No.	部 位
①	弁箱 (弁座と一体)
②	弁蓋 (ヨークと一体)
③	弁蓋ボルト
④	パッキン
⑤	弁 体
⑥	弁 棒

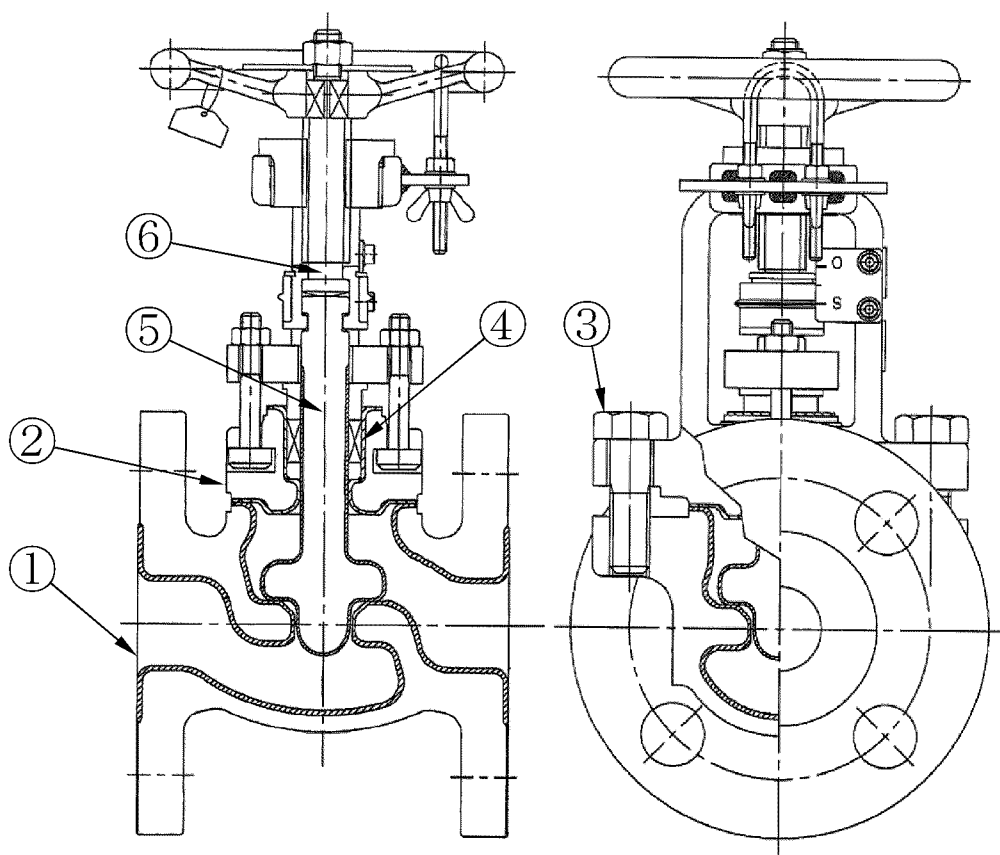


図2.1-12 川内1号炉 海水ポンプモーター冷却水入口調節弁構造図

表2.1-23 川内1号炉 海水ポンプモーター冷却水入口調節弁主要部位の使用材料

部 位	材 料
弁箱（弁座と一体）	消耗品・定期取替品
弁蓋（ヨークと一体）	消耗品・定期取替品
弁蓋ボルト	消耗品・定期取替品
パッキン	消耗品・定期取替品
弁 体	消耗品・定期取替品
弁 棒	消耗品・定期取替品

表2.1-24 川内1号炉 海水ポンプモーター冷却水入口調節弁の使用条件

最高使用圧力	約0.7MPa[gage]
最高使用温度	約50℃
内 部 流 体	海 水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

玉形弁の機能である流体の仕切及び流量調節機能を維持するためには、次の3つの項目が必要である。

- ① バウンダリの維持
- ② 閉止機能の維持
- ③ 作動機能の維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

玉形弁個々について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、代表機器ごとに表2.2-1～表2.2-12に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1～表2.2-12で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 弁箱の疲労割れ [加圧器水位制御弁]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体の温度、圧力の変化により、疲労が蓄積する可能性があることから、経年劣化に対する評価が必要である。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象（表2.2-1～表2.2-12で△となっているもの）については、想定される経年劣化事象であるが、

- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

上記の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

(1) 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）

[よう素除去薬注弁、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁]

蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）及び余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁の弁箱及び弁蓋は低合金鋼又は炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、内部流体は窒素又はヒドラジン水（防錆剤注入水）で腐食が発生し難い環境にあり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

また、よう素除去薬注弁は内部流体が苛性ソーダ溶液であり、腐食が想定される。

しかしながら、弁箱、弁蓋、弁体及び弁棒はステンレス鋼であり、苛性ソーダの濃度及び使用温度が低く、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(2) 弁箱、弁蓋の腐食（全面腐食）〔主蒸気逃がし弁、主給水制御弁〕

弁箱及び弁蓋は低合金鋼鋳鋼又は低合金鋼であり、長期使用により腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) 弁箱、弁蓋（外面）の腐食（全面腐食）

〔主蒸気逃がし弁、主給水制御弁、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁〕

弁箱及び弁蓋は炭素鋼鋳鋼、低合金鋼又は低合金鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 弁箱、弁蓋等の応力腐食割れ [よう素除去薬注弁]

弁箱、弁蓋、弁体及び弁棒はステンレス鋼であり、内部流体が苛性ソーダ溶液であることから、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、図2.2-1に示すように苛性ソーダの濃度及び使用温度が低く、応力腐食割れが発生し難い環境にあり、これまでに有意な割れは認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

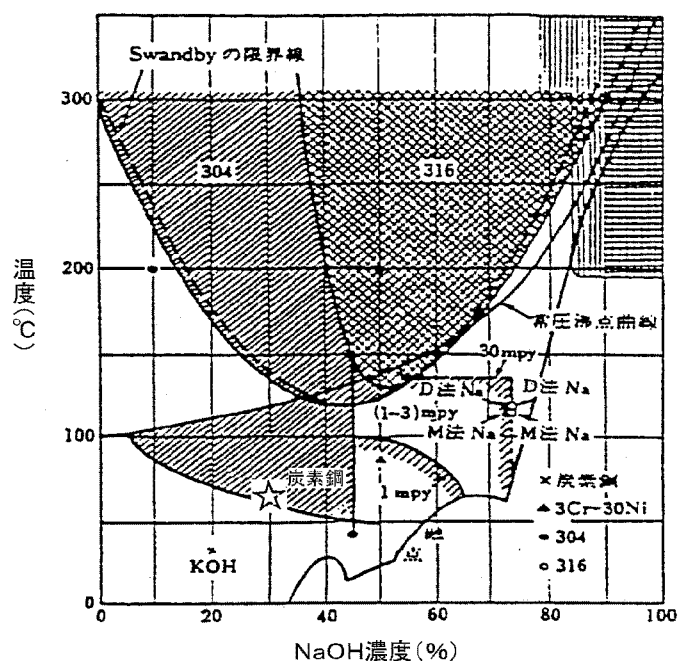


図2.2-1 SUS304/316材のNaOH溶液中でのSCC感受性

[出典：大久保勝夫、徳永一弘：化学工学、40（1976）]

(☆：よう素除去薬品タンクの使用環境：65°C、30%を出典文献に追記)

(5) 弁蓋ボルトの腐食（全面腐食）

[よう素除去薬注弁、主蒸気逃がし弁、主給水制御弁、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁]

弁蓋ボルトはガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(6) 弁体、弁座又は弁箱弁座部（シート面）の摩耗

[よう素除去薬注弁、C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁、主蒸気逃がし弁、高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁、主給水制御弁、S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁]

弁体、弁座又は弁箱弁座部シート面は弁の開閉による摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により状態を確認し、必要に応じてシート面摺り合わせ手入れ、取替を行うことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(7) 弁体、弁座の腐食（エロージョン）

[主蒸気逃がし弁、高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁、主給水制御弁]

中間開度で制御されている弁の弁体及び弁座については、内部流体によるエロージョンにより減肉が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(8) 弁棒（パッキン受け部）の摩耗

[よう素除去薬注弁、C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁、主蒸気逃がし弁、高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁、主給水制御弁、S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁]

弁棒は開閉に伴うパッキン受け部との摺動により、摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(9) 弁棒の腐食（隙間腐食）

[よう素除去薬注弁、C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁、主蒸気逃がし弁、高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁、主給水制御弁、S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁]

弁棒はパッキンとの接触部において腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(10) 弁棒の応力腐食割れ

[よう素除去薬注弁、C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁、主蒸気逃がし弁、高圧タービンランド蒸気スピルオーバー弁、主給水制御弁、S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）、蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）、余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁]

1989年3月、川内2号炉の仕切弁で水素脆化型の応力腐食割れ（遅れ割れ）による弁棒のき裂損傷が発生しているが、当該事象は開弁時にバックシートを効かせ過ぎたことによる過大な応力が原因で発生したものである。

しかしながら、運用の改善を図り、電動弁や空気作動弁はバックシート部の発生応力を制限して開弁時のバックシート部に過大な応力が発生しないような操作を行っている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

(11) ヨークの腐食（全面腐食）〔よう素除去薬注弁〕

ヨークは炭素鋼鋳鋼であり、腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

ガスケット及びパッキンは分解点検時に取り替えている消耗品であり、また、ベローズ、加圧器水位制御弁の弁体、弁座及び弁棒、P R Tガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）の弁体及び弁棒、ストレーナ入口弁及び海水ポンプモーター冷却水入口調節弁は定期取替品である。いずれも長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

表2.2-1 川内1号炉 加圧器水位制御弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		ステンレス鋼			○					
	弁 蓋		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)								
	弁蓋ボルト		ステンレス鋼								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
	ベローズ	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体	◎	—								
	弁 座	◎	—								
	弁 棒	◎	—								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

表2.2-2 川内1号炉 よう素除去薬注弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱 (弁座と一体)		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△*3	△*1		△*2				*1：苛性ソーダによる腐食 *2：苛性ソーダによる応力腐食割れ *3：シート面 *4：隙間腐食 *5：バックシート部
	弁 蓋		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)		△*1		△*2				
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△	△*1		△*2				
	弁 棒		ステンレス鋼	△	△*1,4		△*2,5				
	ヨ ー ク		炭素鋼鋳鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-3 川内1号炉 C/Vサンプポンプ出口ライン第1隔離弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		ステンレス鋼								*1：隙間腐食
	弁 蓋		ステンレス鋼								
	弁蓋ボルト		ステンレス鋼								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼	△							
	弁 座		ステンレス鋼	△							
	弁 棒		ステンレス鋼	△	△*1		△				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-4 川内1号炉 主蒸気逃がし弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		低合金鋼鋳鋼		△ △(外面)						*1：エロージョン *2：隙間腐食
	弁 蓋		低合金鋼鋳鋼		△ △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△	△*1						
	弁 座		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△	△*1						
	弁 棒		ステンレス鋼	△	△*2		△				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-5 川内1号炉 高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		ステンレス鋼鋳鋼								*1：エロージョン *2：隙間腐食
	弁 蓋		ステンレス鋼鋳鋼								
	弁蓋ボルト		ステンレス鋼								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼	△	△*1						
	弁 座		ステンレス鋼	△	△*1						
	弁 棒		ステンレス鋼	△	△*2		△				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-6 川内1号炉 主給水制御弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		低合金鋼鋳鋼		△ △(外面)						*1：エロージョン *2：隙間腐食
	弁 蓋		低合金鋼		△ △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼	△	△*1						
	弁 座		ステンレス鋼	△	△*1						
	弁 棒		ステンレス鋼	△	△*2		△				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-7 川内1号炉 S/Gサンプル隔離弁（外隔離弁）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱 (弁座と一体)		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△*1							*1：シート面 *2：パッキン受け部 *3：隙間腐食 *4：バックシート部
	弁 蓋		ステンレス鋼								
	弁蓋ボルト		ステンレス鋼								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体 (弁棒と一体)		ステンレス鋼	△*1,2	△*3		△*4				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-8 川内1号炉 蓄圧タンクN₂ライン隔離弁（外隔離弁）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		低合金鋼		△ △(外面)						*1：シート面 *2：パッキン受け部 *3：隙間腐食 *4：バックシート部
	弁 蓋		低合金鋼		△ △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体 (弁棒と一体)		ステンレス鋼	△*1,2	△*3		△*4				
	弁 座		ステンレス鋼	△							

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-9 川内1号炉 PRTガス分析ライン隔離弁（内隔離弁）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱 (弁座と一体)		ステンレス鋼 (ステライト肉盛)	△*1							*1：シート面
	弁 蓋		ステンレス鋼								
	弁蓋ボルト		ステンレス鋼								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
	ベローズ	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体	◎	—								
	弁 棒	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-10 川内1号炉 余剰抽出冷却器冷却水第1出口弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・定期取替品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱		炭素鋼鋳鋼		△ △(外面)						*1：隙間腐食
	弁 蓋		炭素鋼鋳鋼		△ △(外面)						
	弁蓋ボルト		低合金鋼		△						
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体		ステンレス鋼	△							
	弁 座		ステンレス鋼	△							
	弁 棒		ステンレス鋼	△	△*1		△				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2.2-11 川内1号炉 ストレーナ入口弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱	◎	—								
	弁 蓋	◎	—								
	弁蓋ボルト	◎	—								
	ガスケット	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体	◎	—								
	弁 座	◎	—								
	弁 棒	◎	—								

表2.2-12 川内1号炉 海水ポンプモーター冷却水入口調節弁に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部 位	消耗品・ 定期 取 替 品	材 料	経 年 劣 化 事 象							備 考
				減 肉		割 れ		材質変化		その他	
				摩 耗	腐 食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣 化		
バウンダリの維持	弁 箱 (弁座と一体)	◎	—								
	弁 蓋 (ヨークと一体)	◎	—								
	弁蓋ボルト	◎	—								
	パッキン	◎	—								
閉止機能の維持 作動機能の維持	弁 体	◎	—								
	弁 棒	◎	—								

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 弁箱の疲労割れ [加压器水位制御弁]

a. 事象の説明

弁箱は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する。

b. 技術評価

① 健全性評価

加压器水位制御弁の高応力部位を対象とした健全性評価を以下に示す要領にて実施した。

評価対象部を図2.3-1に示す。

弁箱に発生する応力については、「(社)日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)」に基づき評価した。

また、使用環境を考慮した疲労については、「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-1に示す。なお、2019年度末までの運転実績に基づき推定した2020年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的に設定した過渡回数とした。

評価結果を表2.3-2に示すが、許容値を満足する結果が得られている。

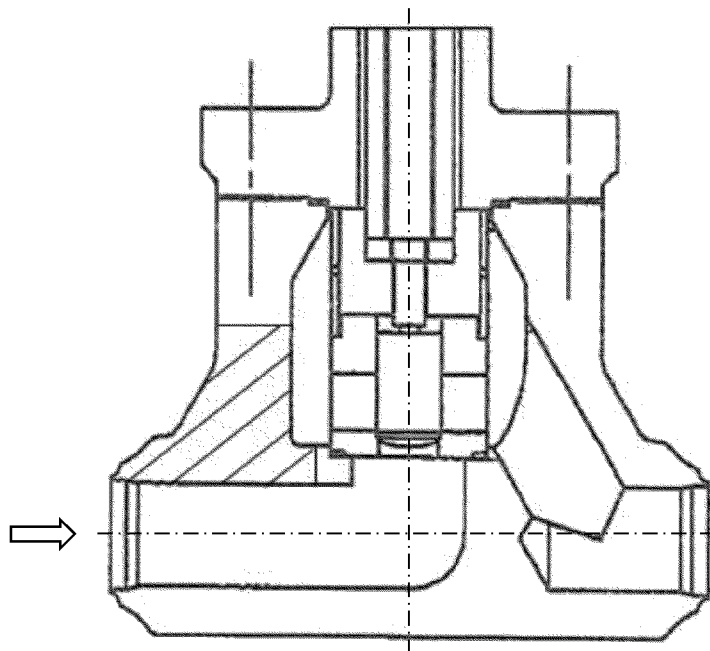


図2.3-1 川内1号炉 加压器水位制御弁

弁箱の疲労評価対象部位 (斜線部)

表2.3-1 川内1号炉 加圧器水位制御弁 弁箱の疲労評価に用いた過渡回数

	過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
		2020年3月末時点	運転開始後60年 時点での推定値
運 転 状 態 I	起動（温度上昇率55.6℃/h）	38	69
	停止（温度下降率55.6℃/h）	36	69
	負荷上昇（負荷上昇率5%/min）	335	809
	負荷減少（負荷減少率5%/min）	324	798
	90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	5
	100%から90%へのステップ状負荷減少	4	6
	100%からの大きいステップ状負荷減少	1	3
	定常負荷運転時の変動*1	—	—
	燃料交換	25	62
	0%から15%への負荷上昇	39	72
	15%から0%への負荷減少	30	61
運 転 状 態 II	1 ループ停止 / 1 ループ起動		
	I) 停 止	0	2
	II) 起 動	0	2
	負荷の喪失	5	7
	外部電源喪失	1	4
	1次冷却材流量の部分喪失	0	2
	100%からの原子炉トリップ		
	I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	3	6
	II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	2
	III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	0	2
	1次冷却系の異常な減圧	0	2
制御棒クラスタの落下	0	2	
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	2	
1次冷却系停止ループの誤起動	0	2	
タービン回転試験	2	2	
1次系漏えい試験	31	61	

*1：設計評価においては、1次冷却材温度±1.7℃、圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない

表2.3-2 川内1号炉 弁箱の疲労評価結果

評価対象	疲 勞 累 積 係 数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
加圧器水位制御弁	0.051	0.693

② 現状保全

弁箱の疲労割れについては、定期的を目視確認を実施し、有意な異常がないことを確認すると共に、定期的な漏えい検査を実施し健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて、実績過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、弁箱の疲労割れ発生の可能性はないと考える。

ただし、疲労評価は実績過渡回数に依存するため、今後実績過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、弁箱の疲労割れによる機器の健全性への影響は漏えい検査により、異常のないことは目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

弁箱の疲労割れについては、実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

3. 代表機器以外への展開

本章では2章で実施した代表機器の技術評価結果について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

なお、経年劣化事象の抽出にあたっては、2章の代表機器における経年劣化事象の抽出と同様に水平展開機器各々の構造、材料、使用条件等の特殊性を考慮して選定している。

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

3.1.1 弁箱の疲労割れ

[1次冷却材系統、化学体積制御系統、1次系試料採取系統、余熱除去系統の玉形弁]

プラントの起動・停止時等に発生する内部流体の温度、圧力変化を受ける加圧器水位制御弁の疲労評価結果では表2.3-2に示すように疲労割れが発生する可能性はないと考えられ、当該弁と同等以下の過渡しか受けないその他の弁についても、疲労割れが発生する可能性はないと考える。

また、弁箱の疲労割れによる機器の健全性への影響は漏えい検査により、異常のないことは目視確認により検知可能であり、点検手法として適切である。

したがって、弁箱の疲労割れについては、現状保全項目に、高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.2.3の1)又は2)に該当する事象であるが、保全によりその傾向が維持できていることを確認している事象（日常劣化管理事象）を以下に示す。

なお、日常劣化管理事象ではない事象はない。

3.2.1 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）

[1次冷却材系統、原子炉補機冷却水系統、液体廃棄物処理系統、気体廃棄物処理系統、空調用冷水系統、原子炉格納容器スプレイ系統、非常用ディーゼル発電機系統、制御用空気系統、消火系統、潤滑・制御油系統、大容量空冷式発電機系統、緊急時対策所用燃料油系統の玉形弁]

炭素鋼製等の弁箱、弁蓋等は腐食が想定される。

しかしながら、内部流体はヒドラジン水（防錆剤注入水）、脱気された純水、希ガス等、乾燥した空気、窒素、炭酸ガス又は油で腐食が発生し難い環境にあり、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

また、原子炉格納容器スプレイ系統玉形弁の一部は内部流体が苛性ソーダ溶液であり、腐食が想定される。

しかしながら、弁箱、弁蓋等はステンレス鋼であり、苛性ソーダの濃度及び使用温度が低く、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.2 弁箱、弁蓋等の腐食（流れ加速型腐食）

[主蒸気系統、2次系ドレン系統、タービングランド蒸気系統、非常用ディーゼル発電機系統、補助蒸気系統、蒸気発生器ブローダウン系統、2次系復水系統、主給水系統の玉形弁]

炭素鋼製の弁箱及び弁蓋等は、内部流体が蒸気又は給水であるため、内部流体による流れ加速型腐食により減肉が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により状態を確認し、必要に応じて摺り合わせ手入れ、取り替え等の補修を行うことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.3 弁箱、弁蓋の腐食（全面腐食）

[主蒸気系統、2次系ドレン系統、タービングランド蒸気系統、補助蒸気系統、蒸気発生器ブローダウン系統、2次系復水系統、主給水系統の玉形弁]

低合金鋼鑄鋼の弁箱、弁蓋は、長期使用により腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.4 弁箱、弁蓋等の腐食（エロージョン） [2次系ドレン系統の玉形弁]

蒸気、凝縮水が流れる弁のうち、高減圧部となる部位では流速が大きくなるため、弁箱、弁蓋、弁体及び弁座にエロージョンによる減肉が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.5 弁箱、弁蓋等の腐食（全面腐食）

[補助給水系統、空気サンプリング系統、換気空調系統、非常用ディーゼル発電機系統、所内用空気系統の玉形弁]

炭素鋼製等の弁箱、弁蓋等は、内部流体が純水、給水（飽和溶存酸素濃度：最大約8ppm）又は空気であるため、長期使用により腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.6 弁箱、弁蓋（外面）の腐食（全面腐食）[炭素鋼製等の弁共通]

炭素鋼製等の弁箱及び弁蓋は腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装等により腐食を防止しており、塗装等が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装等の状態を確認し、はく離等が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.7 弁箱、弁蓋等の応力腐食割れ [原子炉格納容器スプレイ系統の玉形弁]

原子炉格納容器スプレイ系統玉形弁のうち一部は、弁箱、弁蓋等がステンレス鋼であり、内部流体が苛性ソーダ溶液であることから応力腐食割れが想定される。

しかしながら、代表機器と同様に苛性ソーダの濃度及び使用温度が低く、応力腐食割れが発生し難い環境にあり、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.8 弁箱、弁蓋等の応力腐食割れ [液体廃棄物処理系統の玉形弁]

液体廃棄物処理系統玉形弁の弁箱、弁蓋等はステンレス鋼製等であり、内部流体は廃液で塩化物イオン濃度が高く、かつ高温であるため、応力腐食割れが想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.9 弁箱、弁蓋(外面)の応力腐食割れ [使用済燃料ピット浄化冷却系統の玉形弁]

屋外に設置されたステンレス鋼製鋼製の弁箱及び弁蓋は、大気中の海塩粒子等の塩分が付着した場合、塩化物イオンにより応力腐食割れが想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装又は防水措置(保温)を施しており、大気中の海塩粒子が付着する可能性は小さく、塗装又は防水措置(保温)が健全であれば応力腐食割れの可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装又は防水措置(保温)の状態を確認し、必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.10 弁箱、弁蓋の熱時効 [ステンレス鋼製鋼製の弁共通]

ステンレス鋼製鋼製の弁箱及び弁蓋は、熱時効により材料特性が変化する可能性があるが、熱時効は材質変化に加え、欠陥が存在し、かつ高い応力が存在する場合について検討が必要となる。

しかしながら、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認しており、熱時効評価上の健全性が確認されている1次冷却材管(ホットレグの直管部等)と比較してフェライト量及び応力が小さく、熱時効による不安定破壊は起こらない。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.11 弁蓋ボルトの腐食（全面腐食）〔ステンレス鋼製弁蓋ボルトを除く弁共通〕

弁蓋ボルトはガスケットからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、これまでに有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.12 弁体、弁座又は弁箱弁座部（シート面）の摩耗〔共通〕

弁体、弁座又は弁箱弁座部シート面は弁の開閉による摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により状態を確認し、必要に応じてシート面摺り合わせ手入れ、取替を行うことにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.13 弁体、弁座又は弁箱弁座部の腐食（エロージョン）

〔中間開度で制御されている弁共通〕

中間開度で制御されている弁の弁体、弁座又は弁箱弁座部については、内部流体によるエロージョンにより減肉が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.14 弁棒（パッキン受け部）の摩耗〔共通〕

弁棒は開閉に伴うパッキン受け部との摺動により、摩耗が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.15 弁棒の腐食（隙間腐食）〔共通〕

弁棒はパッキンとの接触部において腐食が想定される。

しかしながら、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

3.2.16 弁棒の応力腐食割れ〔共通〕

1989年3月、川内2号炉の仕切弁で水素脆化型の応力腐食割れ（遅れ割れ）による弁棒のき裂損傷が発生しているが、当該事象は開弁時にバックシートを効かせ過ぎたことによる過大な応力が原因で発生したものである。

しかしながら、運用の改善を図り手動弁は開弁時バックシートを効かせず、また、電動弁や空気作動弁はバックシート部の発生応力を制限して開弁時のバックシート部に過大な応力が発生しないような操作を行っている。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

なお、分解点検時の目視確認により、機器の健全性を確認している。

3.2.17 ヨークの腐食（全面腐食）〔ヨークのある弁共通〕

炭素鋼製等のヨークは腐食が想定される。

しかしながら、大気接触部は塗装により腐食を防止しており、塗装が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、巡視点検等で目視により塗装の状態を確認し、はく離が認められた場合には必要に応じて補修することにより、機器の健全性を維持している。

したがって、今後も機能の維持は可能であることから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。