

原子力発電所の運転期間と機器・構造物の経年劣化影響
に関する技術レポート

北海道電力株式会社
東北電力株式会社
東京電力ホールディングス株式会社
中部電力株式会社
北陸電力株式会社
関西電力株式会社
中国電力株式会社
四国電力株式会社
九州電力株式会社
日本原子力発電株式会社
電源開発株式会社

改訂の経緯

初 版 平成30年 7月

第1回改訂 平成30年11月

目次

1. はじめに	1-1
2. 国内の原子力発電プラントの概要	2-1
2. 1 原子力発電プラントの概況	2-1
2. 2 長期運転への取組み	2-3
3. 経年劣化への対応	3-1
3. 1 経年劣化に対する事業者の活動	3-1
3. 1. 1 事業者の保守管理活動	3-1
3. 1. 2 高経年化技術評価	3-6
3. 2 主要な経年劣化事象への対応	3-10
3. 2. 1 日常的な保全活動により管理される事象	3-11
3. 2. 1 (1) 腐食	3-11
3. 2. 1 (2) 応力腐食割れ	3-18
3. 2. 2 高経年化対策で着目すべき経年劣化事象への対応	3-27
3. 2. 2. 1 容器、配管等に想定される主要な経年劣化事象への対応	3-27
3. 2. 2. 1 (1) 低サイクル疲労	3-28
3. 2. 2. 1 (2) 原子炉压力容器の中性子照射脆化	3-36
3. 2. 2. 1 (3) 照射誘起型応力腐食割れ	3-47
3. 2. 2. 1 (4) ステンレス鋼鋳鋼の熱時効	3-57
3. 2. 2. 2 電気・計装設備に想定される主要な劣化事象への対応	3-67
3. 2. 2. 3 コンクリート構造物に想定される主要な劣化事象への対応	3-77
3. 3 長期停止に伴う経年劣化の影響	3-94
3. 3. 1 電気・計装設備の絶縁低下	3-96
3. 3. 2 コンクリートの強度低下	3-102
4. まとめ	4-1

1. はじめに

従来から、原子力発電所を所有する電気事業者（以下、「事業者」という。）は、原子力発電所の安全性・信頼性の維持向上のために、機器・構造物を日常的に点検し、必要に応じて補修するなど、機器・構造物の状態に応じた適切な保守管理活動を継続的に実施してきており、その中では国内外のトラブル事例や最新知見を踏まえた予防保全対策として機器の取替などにも計画的に取り組んできた。その上で、高経年化対策制度に基づき、機器・構造物に想定される経年劣化事象を踏まえた高経年化技術評価を実施し、60年の運転期間を想定した機器・構造物の健全性を確認するとともに、評価結果に基づく長期保守管理方針を策定するなどして、長期の運転への対応を図ってきた。

こういった活動を着実に実施している中、東日本大震災が発生し、福島第一原子力発電所事故という未曾有の事故を経験した。この事故を受け、我が国では、原子炉等規制法が改正され、運転期間を40年とし、その満了までに経年劣化に係る技術的な評価等を行い原子力規制委員会の認可を得れば1回に限り最大20年まで延長できるとする運転期間延長認可制度が導入された。

一方、福島第一原子力発電所事故後には、原子力発電所の設計等に関する厳格な新規制基準も導入され、基準適合のための対応や自主的な安全性向上対策に真摯に取り組んできたが、事故から7年以上が経過した現在においても、再稼動を果たしたプラントは僅かであり、多くのプラントは長期停止したまま法令上の運転期間である40年あるいは60年に近づいている状態にある。

本レポートは、以上の経緯を踏まえて、一般財団法人 電力中央研究所をはじめ産業界の関係者の協力の下、事業者として、改めてこれまでの高経年化対策における経年劣化への対応を整理するとともに、プラントの長期停止状態が機器・構造物の経年劣化に及ぼす影響について確認し、取りまとめたものである。

2. 国内の原子力発電プラントの概要

2. 1 原子力発電プラントの概況

1970年に、軽水炉の国内原子力発電所として敦賀発電所1号機が営業運転を開始してから、半世紀を迎えようとしている。これまで、沸騰水型原子炉プラント（以下、「BWR」という。）35基、加圧水型原子炉プラント（以下、「PWR」という。）24基が建設されてきたが、東日本大震災等により廃止措置に至ったものもあり、図2.1-1に示すとおり、2018年6月30日時点で42基となっている。これらの運転開始からの経過年数は図2.1-2に示す通りであるが、経過年数が30年以上のプラントは17基となっている。

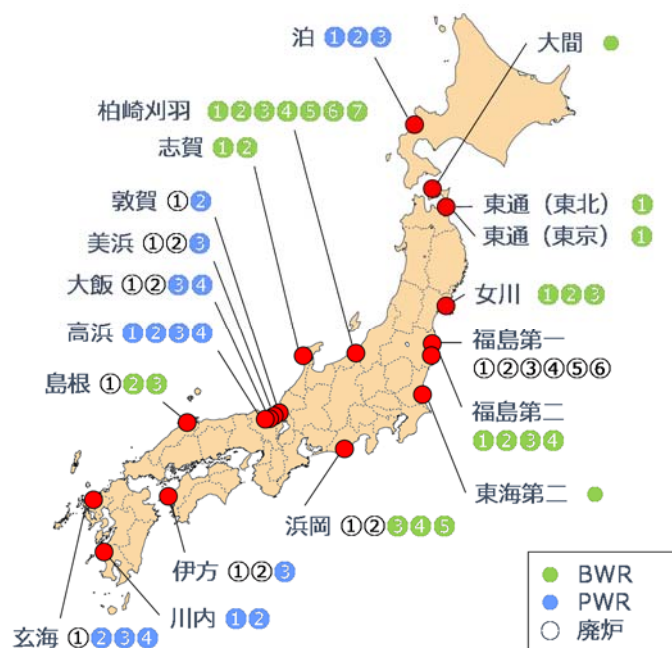


図 2.1-1 国内プラントの概況 (2018年6月30日時点)

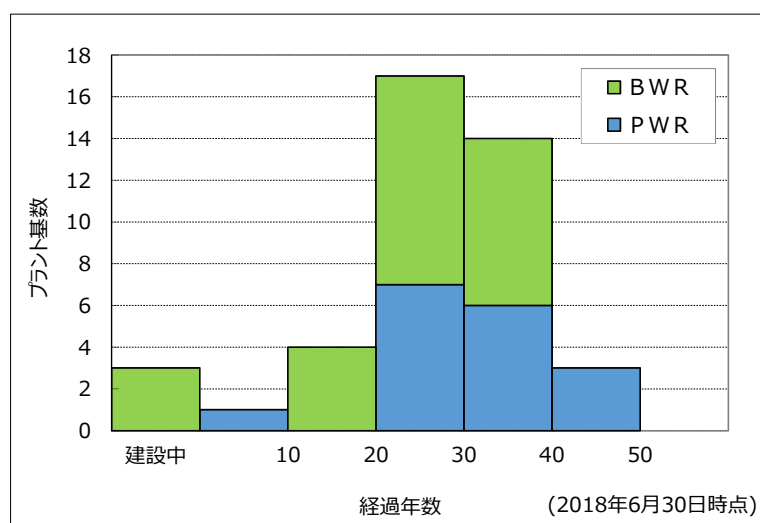


図 2.1-2 プラント経過年数

また、東日本大震災以降のプラントの運転状況を図 2.1-3 に示す。2018 年 6 月 30 日時点で、国内において再稼動しているプラントは僅かであり、多くは長期停止したままの状態である。



図 2.1-3 プラント運転状況 (2018 年 6 月 30 日時点)

2. 2 長期運転への取組み

我が国の原子力発電プラントは、建設時点では、例えば 40 年といった一定の運転年数を仮定した設計上の評価がなされてきた。この運転年数は容器や配管といった重要な機器・構造物の設計において、発生し得る経年劣化事象を評価し、設計の妥当性や保守性を確認するために想定した年数である。

実際に発生する経年劣化は、実機での運転条件や実績等に影響を受けるものであり、実機条件での評価や機器・構造物に対する経年劣化の監視（検査等）を行うとともに、運転経験や試験研究等により得られた知見を反映した予防保全や経年劣化状況に応じた機器取替等の保全活動を的確に実施することで、機器・構造物の健全性・信頼性の維持・向上が図れ、原子力発電プラントの安全・安定運転が継続される。

具体的には、原子力発電所では、日常の巡視点検に加え定期的に詳細な検査や点検等を実施するとともに、経年劣化等に関するこれまでの検査・点検結果や最新の技術知見、国内外発電所の運転経験を反映するための改造等を必要に応じて実施し、機器・構造物の健全性・信頼性の維持向上に努めてきている。また、こういった活動の一環として、事業者は長期視点に立って、1970 年代頃からプラントメーカーとともに経年劣化事象の解明やその対策、大規模な機器取替工法の検討等積極的な取組みを行ってきた。

一方、国においても一般財団法人 発電設備技術検査協会を中心に 1980 年代頃から「プラント長寿命化技術開発プロジェクト (PLEX)」等に着手するとともに精力的な安全研究が実施されてきており、これらは単に経年劣化メカニズムの解明やその評価技術だけでなく、劣化を早期に検知するための検査技術の開発や劣化が顕在化した場合の補修技術の開発等、非常に広範囲なものになっている。また、当時の原子力発電技術機構では、炉内構造物取替技術に関する実証試験や減肉配管の耐震信頼性実証試験などの大規模な実証試験も実施されている。

以上のように、従前から事業者は勿論、国も含めて初期プラントが運転開始してからプラント建設時に機器・構造物の健全性を評価するために仮定した運転期間（例えば 40 年）にとらわれず、プラントの安全・安定運転に向けた積極的な取組みを行ってきた。

このような取組みを行っている中、初期プラントが 30 年を迎えようとする 1990 年代に入ると、建設時に機器・構造物を評価するために仮定した運転期間を超えること、所謂、高経年化対策に関する調査・検討が開始された。こういった検討を踏まえ、我が国における原子力発電所の高経年化対策として、1996 年 4 月に通商産業省（現：経済産業省）資源エネルギー庁が「高経年化に関する基本的な考え方」をまとめ、基本方針を示し、以降、「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。）に基づいて、供用年数が 30 年となるプラントでは 60 年の運転を想定した高経年化技術評価を実施、長期保守管理方針（当時は、長期保全計画としていた。）の策定等を実施して、国はその妥当性の評価、確認を行ってきた。

2008 年 8 月には、実用炉規則がさらに改正され、高経年化対策を通常の保守管理活動の

中に位置付けて、高経年化技術評価に基づく長期保守管理方針が原子炉施設保安規定の認可事項となった。美浜発電所 1 号機、美浜発電所 2 号機などでは、40 年目の高経年化技術評価を実施し、長期保守管理方針を定めた保安規定変更認可申請を行い、国の意見聴取会を含む審査を経て認可を受けている。

また、一般社団法人 日本原子力学会（以下、「日本原子力学会」という。）では、原子力発電所の運転・管理を行う事業者が実施する高経年化対策の実施方法を規定する標準として、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」を制定、2009 年 2 月に改正された 2008 版では、運転期間に応じた経年劣化事象に対する保全プログラムと連携した実施内容を規定するとともに、機器ごとに想定される経年劣化事象を“経年劣化メカニズムまとめ表”（附属書）として取りまとめ、経年劣化管理への要求事項を規定している。この日本原子力学会標準は海外の知見や最新の高経年化技術評価を継続的に反映して改正されてきており、原子力発電所の高経年化技術評価を実施する際の基準となっている。

さらに、高経年化対策の着実な推進のため、国や事業者等で実施してきた研究等による原子力発電に関する技術の進展と経験の蓄積に伴い、それらを反映した新たな安全基盤研究を遂行するものとして我が国の原子力に関係する諸組織（規制機関、産業界、研究機関、大学、学協会）が、中長期的な観点から原子力安全に貢献できるよう、産官学による技術情報調整委員会並びに下部組織として、安全研究 WG、情報基盤 WG 及び国際協力 WG が設置され、最新の技術的知見や運転経験などをもとに運転年数が長期にわたるプラントの安全性を確保する基盤として高経年化対応技術戦略マップが策定され、産官学の自律的、分散的、協調的な体制の下、役割に応じて戦略的、効果的かつ効率的に安全研究を実施してきた。

こういった高経年化対策に対する活動を実施している中、2011 年に東日本大震災による福島第一原子力発電所事故が発生し、2013 年 7 月に改正された原子炉等規制法に基づき、新規制基準への適合性を求められるとともに、原子力発電所の運転期間を規定する運転期間延長認可制度が導入された。

運転期間延長認可制度は、原子力発電所の運転期間を運転開始から 40 年とし、その満了までに原子力規制委員会の認可を受ければ、1 回に限り最大 20 年まで延長できるとするものである。運転期間延長認可申請のためには、原子炉圧力容器などに対する特別点検を実施し、それらの結果も踏まえた設備に対する 60 年を想定した劣化状況評価、長期の保守管理方針の策定が必要となり、運転期間延長認可のためには、劣化状況評価の結果等が審査基準に適合するもの（60 年の劣化を考慮しても技術基準に適合するもの）である必要があり、規制基準への適合のための安全性向上対策などに係る工事計画の認可を得ている必要がある。図 2.2-1 に運転期間延長認可申請において実施する内容を示す。

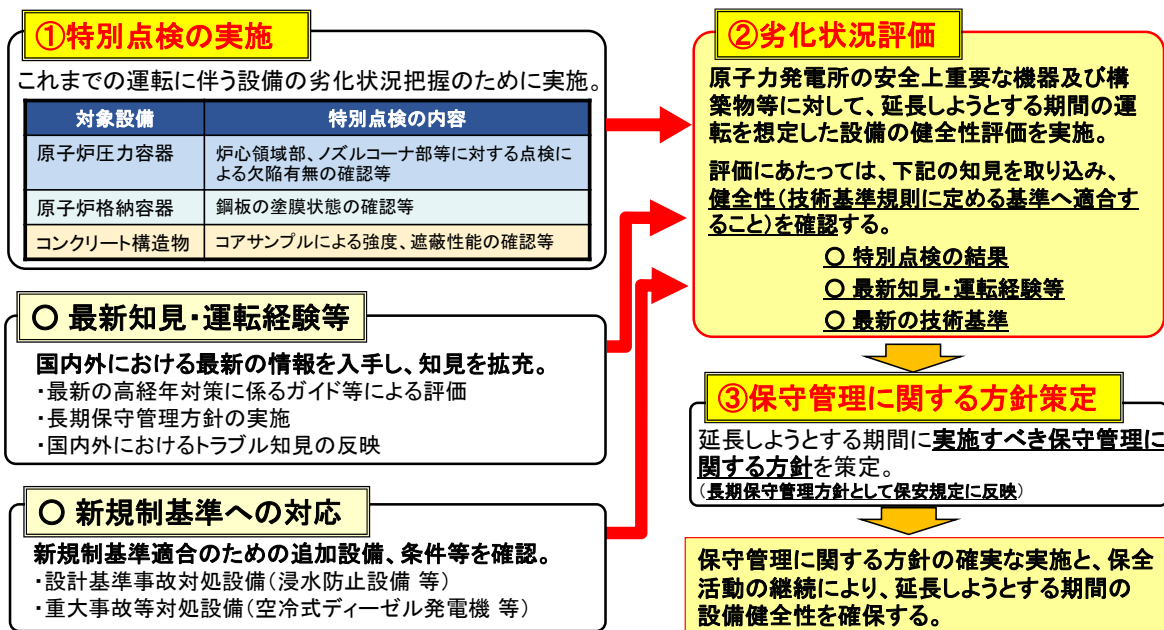


図 2.2-1 運転期間延長認可申請の実施内容

以上、原子力発電所では、これまでの機器・構造物に対しての保全活動の経験と劣化評価技術や保全技術の開発等の取組みが積み重ねられてきており、その間、高経年化対策制度、民間規格が整備されてきており、一方、福島事故の教訓を踏まえた新規制基準及び運転期間延長認可制度が制定されてきたが、最新知見を反映して継続的に機器・構造物の経年劣化評価を行い、プラントの長期保全計画を策定していく高経年化対策のあり方は、新規制基準への適合性との両輪で長期運転に対する安全性を確保する有効な方策と考えられる。

一方、事業者は、高経年化対策制度と新規制基準に基づく安全性向上活動を徹底していくため、審査対応及び安全対策工事について、必要な期間を確保して着実に取り組んでいることから、大部分の原子力発電所は長期停止した状態となっており、これまで実施してきた高経年化対策におけるプラント概況とは相違した状態となっている。

従って、事業者として、これまでの保全活動や高経年化対策に対する取組みを基に、長期停止した状態での機器・構造物に対する経年劣化の影響を取りまとめることとした。

3. 経年劣化への対応

3. 1 経年劣化に対する事業者の活動

3. 1. 1 事業者の保守管理活動

原子力発電所では、機器・構造物の経年劣化が徐々に進行して故障等に至ることがないよう品質保証体制の下で適切な保守管理活動を継続的に実施している。図 3.1.1-1、3.1.1-2 に示すように、運転パラメータの監視や巡視点検、状態監視技術による機器の劣化傾向診断、ポンプ等の定期的な起動試験といったプラント運転中における日々の活動を通じて機器・構造物の健全性を確認し、経年劣化等の兆候の早期発見に努めるとともに、定期的にプラントを停止し、詳細な非破壊検査や機器を分解した部品レベルの点検を行っている。

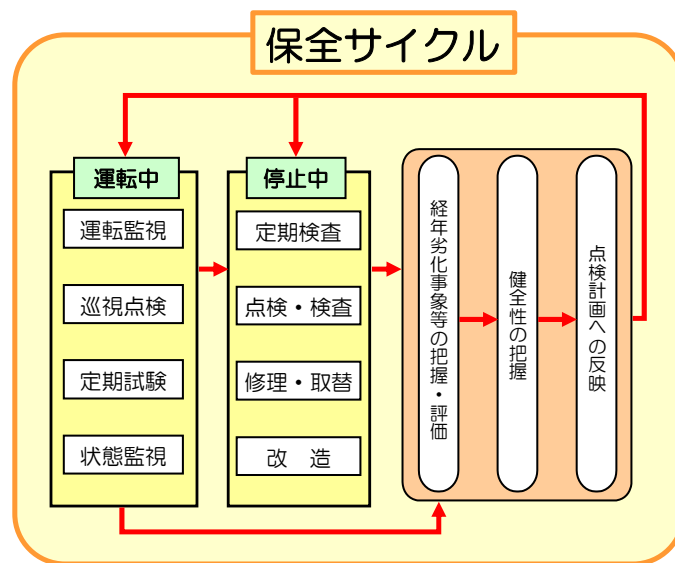


図 3.1.1-1 原子力発電所の保守管理活動の仕組み

巡視点検や定期的なポンプの起動試験等に加えて、さまざまな診断技術も活用しながら、設備の異常の早期発見に努めている。

対象設備ごとの診断技術(例)

対象設備	設備診断技術
ポンプ・モータ・ファン等	振動診断
	潤滑油診断
盤・配線等	赤外線診断

盤内配線の赤外線温度診断

定期的に機器を部品ごとに分解し、細部まで確認している。

蒸気タービンの分解点検

配管減肉の点検

ポンプの分解点検

図 3.1.1-2 保守管理活動の例 (左：日常点検、右：定期検査)

さらに、この保守管理活動の中では、一般社団法人 原子力安全推進協会等と連携して収集、分析した国内外の原子力発電所におけるトラブル事例等の知見や一般財団法人 電力中央研究所をはじめ産官学で取り組んでいる経年劣化に係る研究開発活動の成果等に基づき、機器・構造物の健全性が損なわれる前に補修・取替等の予防保全対策活動を積極的に実施してきている。

例えば、PWR では、これまで蒸気発生器や原子炉压力容器上蓋等の大型機器や 2 次系炭素鋼配管等、多くの機器の取替を実施してきた。また、600 系ニッケル基合金に対する応力腐食割れ対策として原子炉压力容器等の管台溶接部への 690 系ニッケル基合金内張り溶接による材料改善やウォータージェットピーニング (WJP) による応力改善を行うなど、経年劣化事象に対する予防保全対策に取り組んできている。

BWR においても、オーステナイト系ステンレス鋼製の炉内構造物等の大型機器や原子炉再循環系等の配管について取替を実施してきており、さらに、応力腐食割れへの対策として、ピーニングや高周波誘導加熱応力改善工法 (IHSI) 等による応力改善を行うなど予防保全対策を進めてきている。

図 3.1.1-3~3.1.1-5 に、PWR 及び BWR において実施した代表的な大型機器取替等の事例を示す。

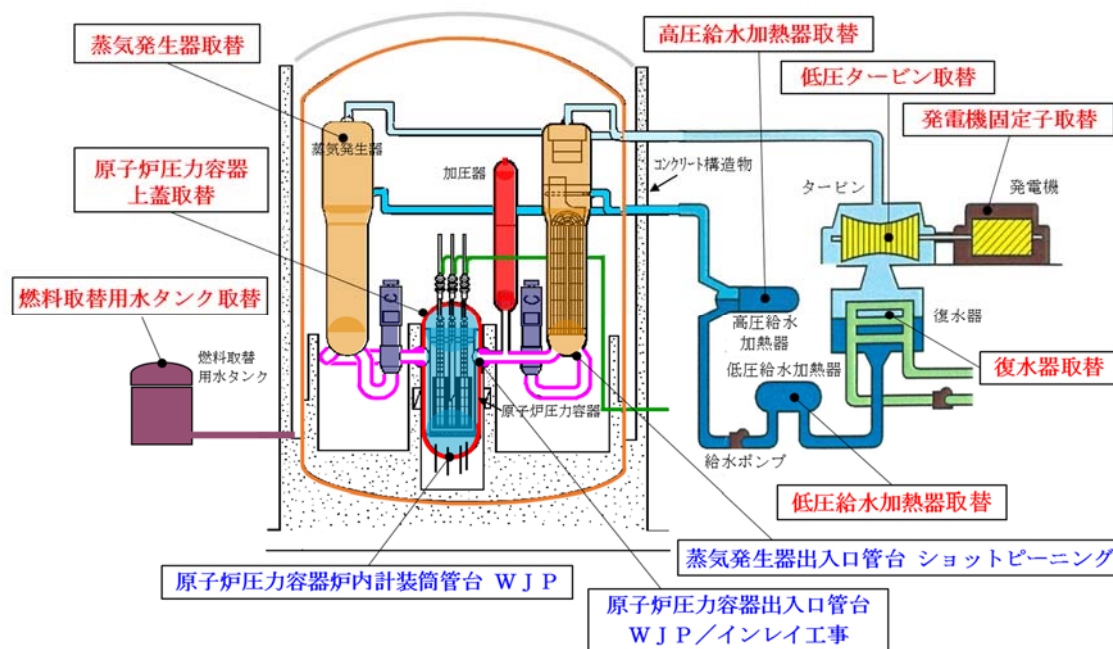


図 3.1.1-3 大型機器の取替等の実績 (PWR の例)

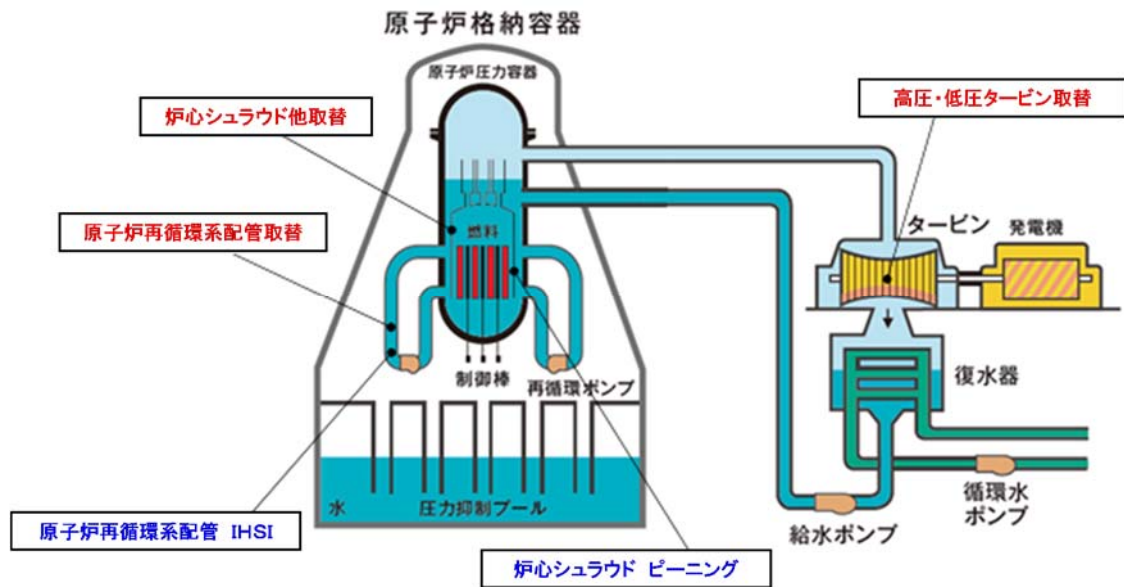


図 3.1.1-4 大型機器の取替等の実績（BWR の例） [1]

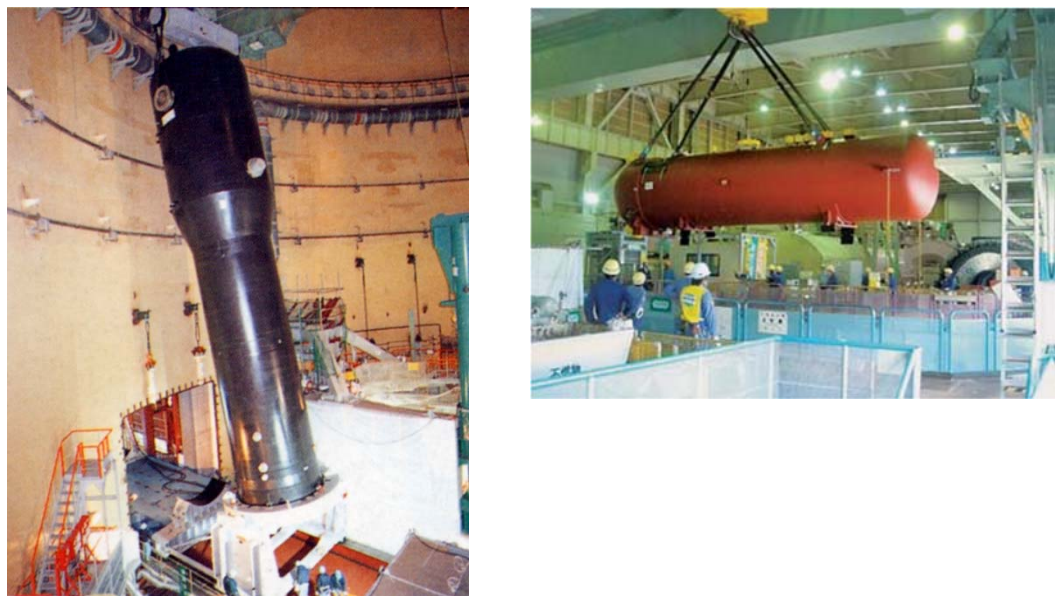


図 3.1.1-5 大型機器の取替作業の例（左：蒸気発生器、右：高圧給水加熱器）

このように、事業者は、日常的な点検・監視や積極的な予防保全活動を実施することにより、原子力発電所の機器、構造物におけるトラブルの未然防止を図ってきた。図 3.1.1-6 は、福島第一原子力発電所事故発生前までに 30 年を超えて運転していた国内の軽水炉型の原子力発電所 18 基について、プラントの運転年数と 1 基あたりのトラブル件数を比較したグラフであるが、運転期間が長くなるとともに、トラブルが増加するという傾向は確認できない。

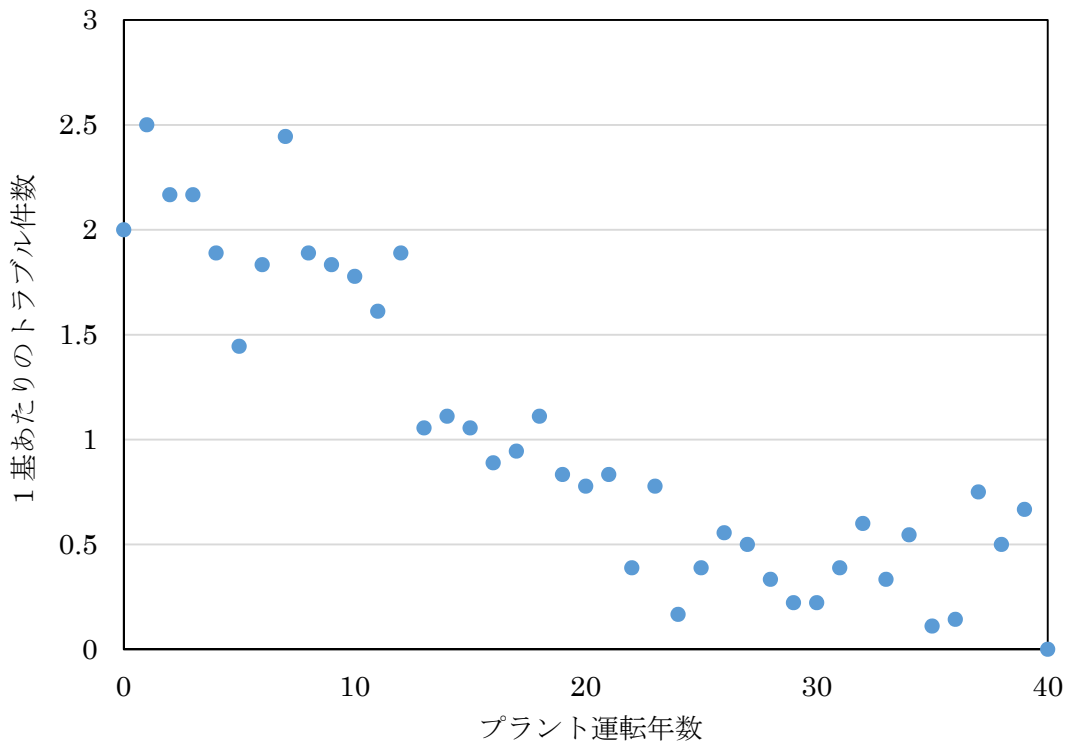


図 3.1.1-6 30年を超えて運転したプラント1基あたりのトラブル件数の推移
(福島第一原子力発電所事故発生前まで)¹

また、プラントの運転期間を40年から延長しようとする事業者については、図3.1.1-7、3.1.1-8に示すような原子炉圧力容器、原子炉格納容器及びコンクリート構造物に対して、運転期間延長認可制度の下で、運転期間が40年近く経過した機器・構造物の劣化状況を詳細に把握することを目的とした特別点検を実施している。これまで国内ではPWRとして高浜発電所1、2号機及び美浜発電所3号機、BWRとして東海第二発電所において特別点検が実施された実績がある。

¹ 福島第一原子力発電所事故発生前までに30年を超えて運転していた国内の軽水炉型原子力発電所において、運転開始時から福島第一原子力発電所事故発生前までの期間に発生したトラブルを対象としている。原子力施設情報公開ライブラリー (<http://www.nucia.jp/>) に登録された事象のうち、原子炉施設の故障が原因で原子炉を停止したり、基準を超える放射性物質の漏れが発生したりした場合など、法令（「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（実用炉規則）等）に基づき国への報告が必要となるトラブル情報のみを抽出し、それ以外の軽微な事象等については含んでいない。

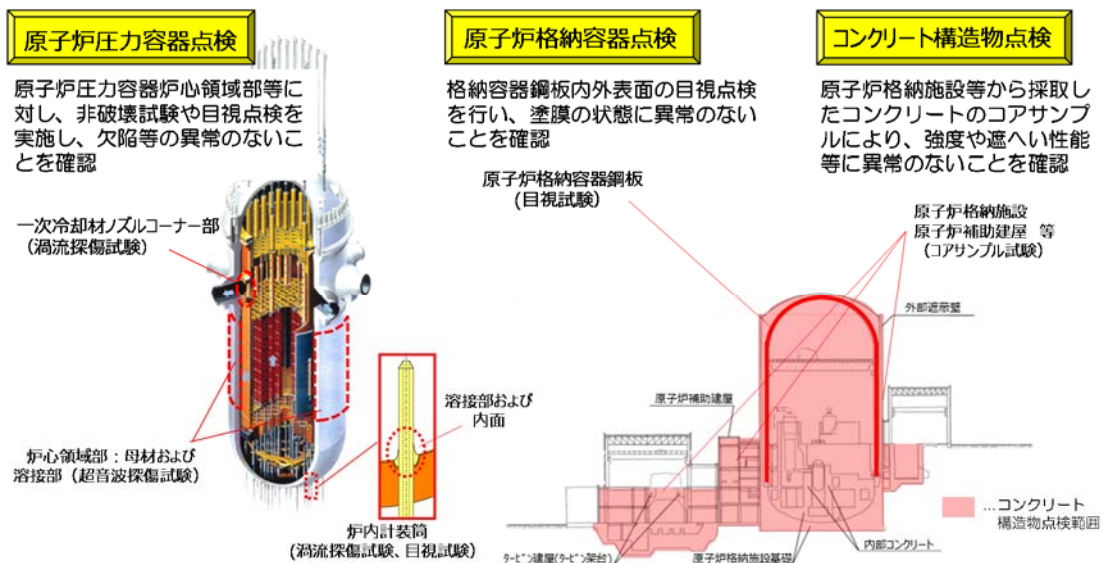


図 3.1.1-7 特別点検の概要 (PWR の例)

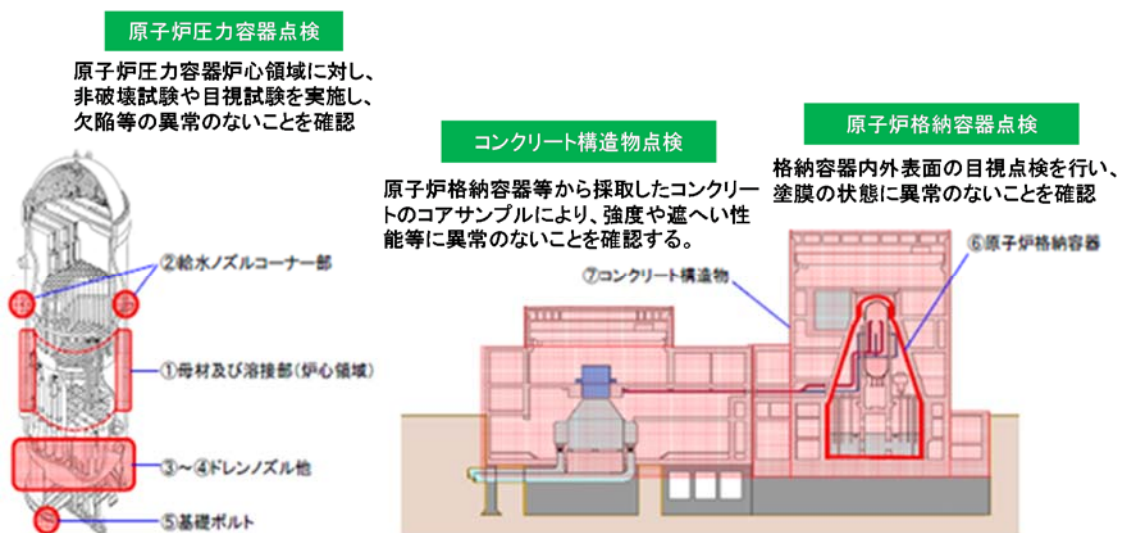


図 3.1.1-8 特別点検の概要 (BWR の例)

PWR における特別点検の実績を例に挙げると、経年劣化事象として中性子照射脆化が想定される原子炉圧力容器の胴部（炉心領域部）については、通常の供用期間中検査で対象としている溶接部とその近傍だけでなく、母材部も含めて 100%の領域に対して、原子炉圧力容器内面からの超音波探傷試験（UT）を実施し、内表面近傍に有意な欠陥のないことを確認することができた。事業者としては従来から原子炉圧力容器の胴部については欠陥の発生する可能性は小さいと評価してきたが、特別点検によって実証されたとと言える。

コンクリート構造物に対する特別点検では、原子炉格納施設、原子炉補助建屋、タービン建屋、取水構造物等について、コンクリートコアサンプルを採取し、コンクリートの強

度、遮蔽能力、中性化、塩分浸透およびアルカリ骨材反応について確認を行ったが、想定を超える劣化の進行は認められなかった。

特別点検については、今後、点検実績やその評価結果を踏まえて実施内容の更なる改善の必要性について検討がなされていくと考えられるが、これまでの事業者の保守管理活動の妥当性を示すことができた検査として有効であったと考えられる。

また、2.1 項でも述べた通り、福島第一原子力発電所事故を受け、大部分のプラントは長期停止状態となったが、事業者はこの長期停止期間中においても、満水保管あるいは乾燥保管といった経年劣化を抑制するための保管対策を取るとともに、保管状況に応じた適切な保守管理活動として、巡視点検や定期試験、検査等を実施することで、通常時と同様に、機器・構造物の維持管理に努めている。

事業者としては、このような保守管理活動を通じて原子力発電所の機器・構造物の健全性を維持しているが、運転期間が 30 年を経過するような原子力発電所については、高経年化対策制度の下、10 年毎に実施する高経年化技術評価によって長期運転を想定した場合の機器・構造物の健全性を評価し、現状の保全項目に追加すべきものがないかを確認している。高経年化技術評価については、3.1.2 項で詳しく述べる。

3. 1. 2 高経年化技術評価

1999 年に敦賀発電所 1 号機、美浜発電所 1 号機、福島第一原子力発電所 1 号機の 3 基について国内で初めての高経年化技術評価を実施して以降、2018 年 2 月時点において、これまで合計 35 基分²の高経年化技術評価が既に実施されてきた。この間、国内外の原子力発電所の運転経験や研究開発成果等の最新知見を適宜取り入れ、高経年化技術評価の手法も改善が図られてきた。図 3.1.2-1 は高経年化技術評価の流れであるが、以下にその概要を示す。

高経年化技術評価では、原子力発電所における安全機能を有する全ての機器・構造物³を評価対象とし、材料、使用条件等を踏まえ、各対象機器・構造物の部位ごとに想定される経年劣化事象を抽出整理する。この際、日本原子力学会の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」の別冊として取りまとめられている「経年劣化メカニズムまとめ表」⁴を活用し、最新知見や運転経験を基に、想定される経年劣化事象が適切に抽出

² 同一発電所の同一号機において運転開始から 30 年目及び 40 年目の各々の時点で高経年化技術評価を実施した場合は、2 基分としてカウントしている。また、冷温停止状態を前提とした評価のみを実施したプラントについてはカウント対象外としている。

³ 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（平成 2 年 8 月 30 日原子力安全委員会決定）において安全機能を有する構造物、系統及び機器として定義されるクラス 1、2 及び 3 の機能を有するもの並びに常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物を対象として選定。

⁴ 国内の原子力発電所で実施されてきた高経年化技術評価の知見及び原子力発電所の運転経験を基に、原子力発電所を構成する構造物、系統及び機器に想定される経年劣化事象を具体的かつ包括的に取りまとめたものであり、最新知見・運転経験を基に継続的に改定されている。

されていることを確認している。この中から、摩耗や腐食のように日常的な監視、検査等で劣化の傾向を把握し、必要に応じて補修、取替をする等、適切に保守管理が行われている経年劣化事象や、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、または進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象を除いたものについて高経年化技術評価を行う上で着目すべき経年劣化事象として抽出する。着目すべき経年劣化事象に対しては、長期運転（例えば 60 年間）における経年劣化事象の発生・進展状況を想定した上で機器・構造物の構造／機能健全性が確保されるかの確認を行う。さらに、想定される経年劣化事象に対して現状の保全活動が適切であるかの評価もあわせて行い、長期運転に対する総合的な評価を行っている。これに加えて、耐震、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象については、着目すべき経年劣化事象に加えて抽出し、長期間の供用に伴い想定される経年劣化の発生・進展状態を考慮した機器・構造物の耐震、耐津波安全性評価を行い、許容値を満足することを確認している。

評価に当たっては、最新の規格基準や国内外のトラブル事例などの最新知見、評価時点までの運転実績、運転経験を反映した評価を行うとともに、最新の技術基準への適合のために追加される設備や、重大事故等時の環境条件なども考慮した技術評価を行っており、また、冷温停止状態を前提とした経年劣化に対する技術評価についても実施し、プラントの長期停止が機器・構造物の健全性に及ぼす影響についても確認している。

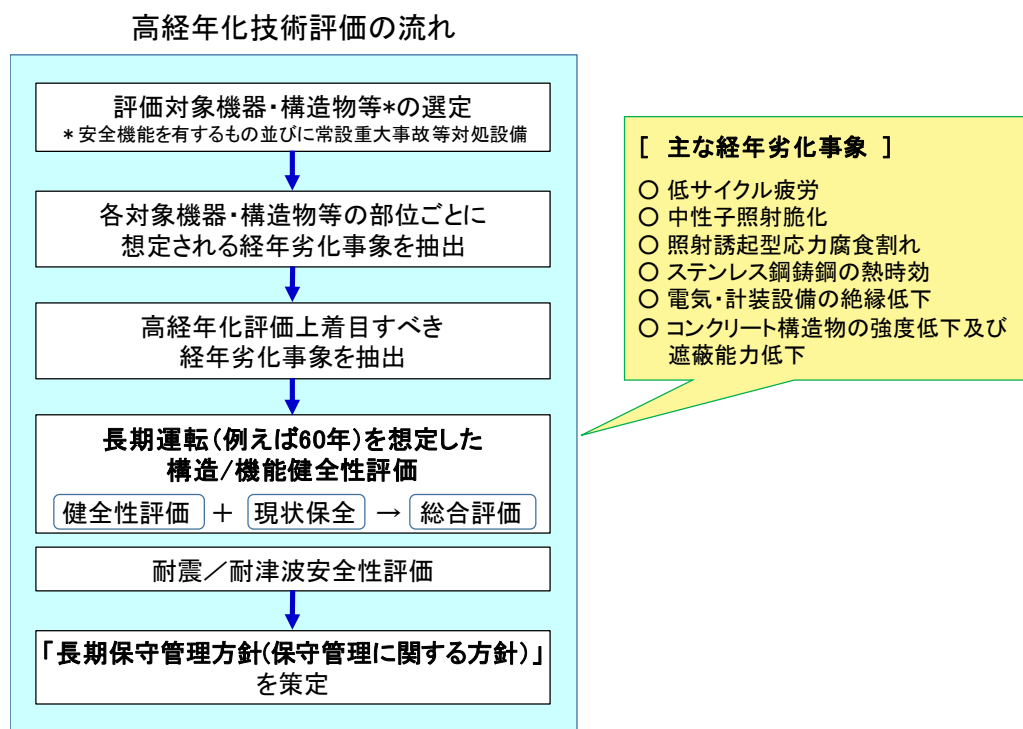


図 3.1.2-1 高経年化技術評価の流れ

これらの評価の結果、今後の 10 年間（運転期間延長に関しては延長しようとする期間（20 年間等））の運転期間に現状保全項目に追加して実施すべき新たな保全策があれば長期保守管理方針が策定され、原子炉施設保安規定に明記される。

ここまで、高経年化技術評価の大まかな流れを紹介したが、以下ではいくつかの具体例について触れる。高経年化技術評価の中で抽出される着目すべき経年劣化事象としては、これまでの研究開発等で蓄積した知見を基に、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、ステンレス鋼鋳鋼の熱時効、電気・計装設備の絶縁低下、コンクリート構造物の強度低下及び遮蔽能力低下の 6 劣化事象が代表的なものとして挙げられる。これらの事象の詳細については 3.2 項に取りまとめているが、技術評価の例を表 3.1.2-1 に示す。

表 3.1.2-1 主要な経年劣化事象に対する技術評価の例

経年劣化事象	評価の例
低サイクル疲労	原子炉圧力容器等の評価対象機器について、運転開始（又は取替）以降に経験した起動・停止等の実績過渡回数に、今後 60 年までの運転に対して保守的に想定した過渡回数を加えて、疲労評価を実施し、疲労累積係数が 1 を下回ることを確認する。
中性子照射脆化	原子炉圧力容器材料に対して 60 年時点での上部棚吸収エネルギーの予測値が要求値を上まわることを確認する。 PWR については、加圧熱衝撃に対する評価として、原子炉圧力容器胴部材料に対する 60 年運転時の破壊靱性予測値が、原子炉圧力容器胴部に想定する欠陥に対する事故時（重大事故等時の過渡を含む）の応力拡大係数を上回ることをあわせて確認する。
照射誘起型応力腐食割れ	（PWR の例） 炉内構造物のバップルフォーマボルト等に対し、材料、温度、応力条件から照射誘起型応力腐食割れの発生に対する評価を実施する。 バップルフォーマボルトについて、60 年時点の照射量と応力状態から損傷ボルト発生の予測評価を行う。 （BWR の例） 炉内構造物のうち炉心シュラウドや上部格子板等について、仮に亀裂が発生、進展した場合を想定して 60 年時点での機器の健全性を評価する。
ステンレス鋼鋳鋼の熱時効	熱時効の想定されるステンレス鋼鋳鋼配管やポンプ等について、フェライト量を考慮した延性亀裂進展抵抗 (J_{mat}) 低下と、保守的に設定した欠陥に対する力による亀裂進展力 (J_{app}) より、亀裂安定性評価を行う。
電気・計装設備の絶縁低下	事故時環境下で安全機能維持要求のあるケーブル等電気・計装設備について、環境認定試験データ等から長期使用後の事故時暴露条件における健全性評価を行う。
コンクリート構造物の強度低下及び遮蔽能力低下	コンクリート構造物について、評価部位の熱、放射線照射、中性化、塩分浸透等による強度低下が生じていないこと、及び熱による遮蔽能力低下が生じていないことを基準値との照査等により確認する。

評価に際しては、重大事故等時の荷重条件や温度等環境条件も考慮しており、例えば、PWRにおいて実施する原子炉压力容器の中性子照射脆化に対する加圧熱衝撃評価において重大事故等時（2次冷却系除熱機能喪失）の過渡変化を考慮、1次冷却材配管の熱時効に対する評価においても重大事故等時（原子炉停止機能喪失）の荷重条件を考慮した亀裂進展力による健全性評価を行っている。また、電気・計装設備の絶縁性能低下に対しては、従来の設計基準事故時だけでなく、重大事故等時（格納容器過温破損、格納容器過圧破損）の温度や放射線量を考慮した健全性評価を行っている。

さらに、耐震安全性評価では、長期間の供用に伴い想定される経年劣化の発生・進展状態を考慮した上で、地震（基準地震動 S_s 等）を想定しても機器・構造物の健全性が維持されることを確認している。上述の原子炉压力容器の中性子照射脆化に対する加圧熱衝撃評価と、1次冷却材管の熱時効に対する健全性評価においては、事故時に亀裂に作用する応力拡大係数や亀裂進展力に地震による増分を考慮した評価を行っている。また、屋外タンクの基礎ボルトの腐食を想定した耐震安全性評価や、2次系炭素鋼配管に必要最小肉厚までの流れ加速型腐食による減肉を想定した耐震安全性評価を実施し、許容値を満足することを確認している。

最後に、高経年化技術評価の結果から抽出された現状保全項目に追加すべき新たな保全策の具体例として、2016年6月に運転期間延長が認可された高浜発電所1、2号機の長期保守管理方針の概要を表3.1.2-2に示す。

表 3.1.2-2 長期保守管理方針の概要（高浜発電所1、2号機の例）

No.	保守管理の項目（概要）	実施時期
1	【原子炉压力容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化】 今後の原子炉の運転時間・照射量を勘案して適切な時期に第5回監視試験を実施する。	運転開始後 50 年まで
2	【抽気系統配管等の腐食（流れ加速型腐食）】 サポート改造等の設備対策を行い、これを反映した耐震安全性評価を実施する。	運転開始後 45 年まで
3	【低圧ケーブルの絶縁低下】 ACAガイド*に従った長期健全性評価結果から評価期間に至る前に取替を実施する。 *：原子力安全基盤機構「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド JNES-RE-2013-2049」	1号機： 運転開始後 50 年まで 2号機： 運転開始後 45 年まで
4	【原子炉压力容器等の低サイクル疲労】 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。	運転開始後 60 年まで

参考文献

- [1] 一般財団法人日本原子力文化財団、原子力・エネルギー図面集 2016

3. 2 主要な経年劣化事象への対応

本項では、原子力発電所の機器・構造物に想定される経年劣化事象のうち主要なものについて述べる。

原子力発電所の機器・構造物に想定される経年劣化事象の大半は、これまでの運転経験や産官学における継続的な取り組みの成果に基づき、各々の事象に相応した適切な監視、検査等の手法によって劣化傾向を把握し、必要に応じて補修、取替等を行うことで、機器・構造物の健全性が損なわれる前に機能回復を図ることができるものであり、長期間の供用であっても日常的な保全活動によって適切に管理可能な事象である。3.2.1 項ではこのような経年劣化事象の代表例として腐食と応力腐食割れ（照射誘起型応力腐食割れを除く）を取り上げ、事象の概要及び管理方法について紹介する。

一方、原子炉圧力容器に想定される中性子照射脆化をはじめとした一部の経年劣化事象については、日常的な保全活動のみならず長期間の供用に際して機器・構造物の健全性に及ぼす影響を詳細に把握しておく必要のある事象であり、3.1.2 項で述べた高経年化技術評価の中で着目すべき経年劣化事象と称して、解析等の手法を用いて劣化の発生・進展状況を詳細に評価し、長期間の供用における機器・構造物の健全性及び必要な保守管理を確認している。このような経年劣化事象としては、以下の 6 つが挙げられるが、これらの事象は原子力規制委員会の定める高経年化対策実施ガイド¹の中でも着目すべき事象として明記されているものである。

- ① 低サイクル疲労
- ② 中性子照射脆化
- ③ 照射誘起型応力腐食割れ
- ④ ステンレス鋼鑄鋼の熱時効
- ⑤ 電気・計装設備の絶縁低下
- ⑥ コンクリート構造物の強度低下及び遮蔽能力低下

3.2.2 項ではこれら 6 事象について、事象の概要、長期間の供用に当たっての対応方法について述べる。

¹ 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制定について（平成 29 年 9 月 20 日改正、原規規発第 1709202 号）

3. 2. 1 日常的な保全活動により管理される事象

(1) 腐食

本節では、鉄の酸化によって機械強度の低下が生じる腐食事象について、環境条件によってその進行が促進される一般的な腐食（全面腐食や局部腐食）と、流体の流れによって腐食事象が促進される配管減肉事象について述べる。

1) 事象の概要

(a) 一般的な腐食

金属材料の腐食現象は、外観的な特徴によって全面腐食と局部腐食に大きく分けられ[1]、機械的な強度の低下やバウンダリの破壊を生じさせることがあるため、それぞれの事象に対して適切な保全管理を実施する必要がある。国内では、BWRの中央制御室空調換気系のダクトにおいて、海塩粒子を含んだ水の付着・滞留により、ステンレス鋼板製、および亜鉛メッキ鋼板製のダクトに腐食孔が生じたことがある[2]。

発電プラントの機器や配管、ボルトなどの材質として広く用いられる炭素鋼などの鋼材は、一般に乾燥空气中（相対湿度60%以下）では腐食しないと言われている。これに対し、高湿空气中や降雨の影響のある外気中、水溶液中などの湿潤環境では、材料表面において腐食反応（アノード反応： $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ 、カソード反応： $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ または $1/2 \text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ ）が生じ、腐食が進行する。

例えば、炭素鋼材の湿潤環境での腐食挙動は、表面に生成する酸化皮膜（不動態皮膜）の影響を受け、不動態皮膜が安定となる環境条件（例えば図3.2.1(1)-1 [3]の領域III）では腐食速度が低下し、皮膜の保護作用が弱くなる（例えば図3.2.1(1)-1 [3]の領域II）と、材料表面全体で腐食が進行する。

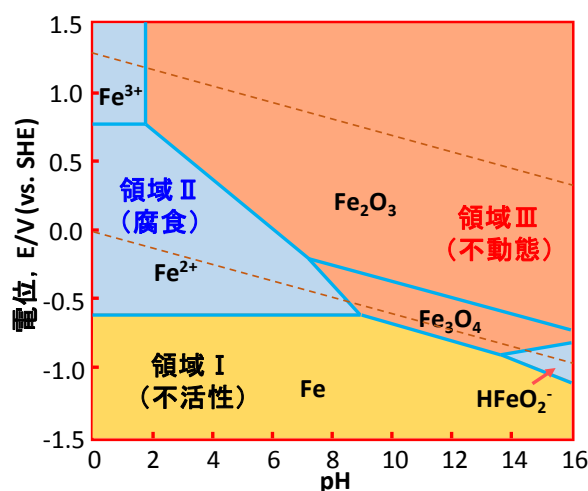


図 3.2.1 (1)-1 鉄の電位-pH 図[3]

このような現象を全面腐食と呼び、その進行によって機器・配管の機械的な強度が低下するため、全面腐食の経年評価を実施し、必要に応じて保全管理に組み込む必要がある。全面腐食は不動態皮膜が相対的に強固なステンレス鋼などでは進行しにくい現象であるが、その進行速度は温度や pH、酸化還元条件（溶存酸素濃度など）のほか、溶液中の不純物や流速にも影響を受けると考えられており、用いられる環境に応じた腐食対策を講じる必要がある。

一方、機械的作用や化学反応など、何らかの作用で材料表面の不動態皮膜が局部的にはく離した場合、はく離部においてアノード反応が、周囲の不動態皮膜においてカソード反応が生じ、局部的な腐食が進行することがある。このような現象を局部腐食と呼ぶ。

局部腐食は、塩化物イオンなどによる不動態皮膜の局部的な破壊により進行する孔食や、フランジ面などの構造のすき間部などで生じるすき間腐食、異種金属が接触することで生じる電位差が駆動力となる異種金属接触腐食など様々な形態がある。

局部腐食は機器・配管の機械的な強度に影響を与えにくいですが、貫通口を形成してバウンダリの破壊を生じさせることがあり、また、全面腐食が生じにくいステンレス鋼などにおいても、局所的な不動態皮膜の破壊が見られた場合などに局部腐食が進行することがあるため、局部腐食についても必要に応じて保全管理に組み込む必要がある。なお、局部腐食の進行速度は、全面腐食と同様に環境条件に大きく影響を受ける現象であり、すき間腐食などではすき間部の構造も影響因子となるため、用いられる状況に応じた腐食対策を講じる必要がある。

(b) 配管減肉

発電プラントの系統配管では、水や蒸気の流れによって配管内面の腐食・壊食が促進される配管減肉事象が生じることがある。原子力プラントに生じる主要な配管減肉事象としては、流れ加速型腐食（Flow Accelerated Corrosion、以下、「FAC」という。）と、液滴衝撃エロージョン（Liquid Droplet Impingement Erosion、以下、「LDI」という。）があり（図 3.2.1 (1)-2）、全面的な減肉進行による大規模な破口や局所的な減肉によるピンホールリークを生じさせることがあるため、それぞれについて適切な保全管理を実施する必要がある。国内では、PWR の復水系のオリフィス下流配管において、FAC による減肉の進行によって大規模な破口事故が発生したことがある[4]。

FAC は、配管内壁面近傍の流れによって物質移動が促進されることで、配管材の腐食が加速する現象である。炭素鋼表面には、マグネタイトに代表される酸化皮膜が存在しており、この酸化皮膜の水中への溶出が律速となって減肉が進行する。FAC は水単相流の配管系以外に、管壁に液膜が形成される水-蒸気二相流の配管系で見られ、給復水系やヒータードレン系、抽気系などの炭素鋼配管で発生することがある。また、FAC は比較的広範囲に減肉が進行する現象であるため、大規模な破口が生じる可能性があり、適切な FAC 管理が重要である。

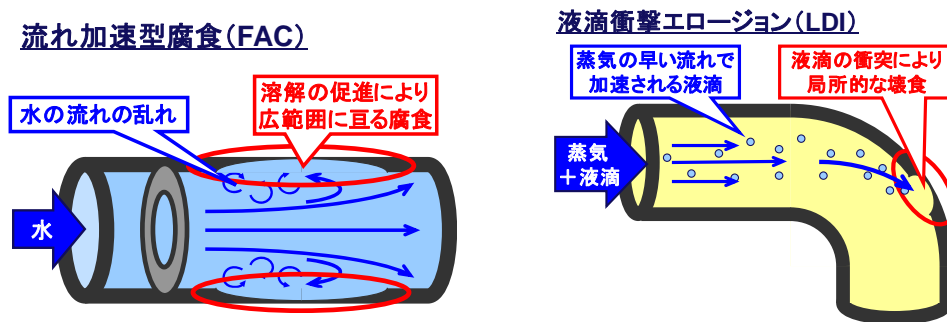


図 3.2.1 (1)-2 FAC および LDI の事象の概要

FAC に影響を与える因子は、流動因子、材料因子、水化学因子の 3 つに大きく分けられ、流速や形状、温度、pH、溶存酸素濃度などの様々な因子が影響する事象であるが、一般的には物質移動係数（流動因子）、材料中の Cr 濃度（材料因子）、鉄の溶解度（水化学因子）として各影響因子は纏められている[5][6]（表 3.2.1 (1)-1）。

LDI は、蒸気と液滴が混在するような湿り蒸気が、絞り部などで加速された後に配管壁面に衝突することで生じる局所的な衝撃力によって、配管材が機械的に壊食されていく現象である。湿り度を有する高流速の蒸気配管系において見られ、実機プラントでは、復水器に接続されるヒーターベント系などで発生することがある。また、LDI は液滴が衝突する箇所において局所的に減肉が進行することがあるため、小規模な破口（ピンホールリーク）が生じやすい傾向があり、その定量的な検出が FAC と比較して困難となることがあるため、LDI についても適切に管理を進めることが重要となる。

LDI による減肉速度に影響を与える因子は、主に流動因子、材料因子の 2 つと考えられている。流動因子としては、流速や蒸気湿り度、液滴径など様々なものがある。材料因子は主には材料硬さが影響すると言われており、ビッカース硬さなどを用いた耐エロージョン性の指標などが用いられている[5][6]（表 3.2.1 (1)-2）。

表 3.2.1 (1)-1 FAC の影響因子

影響因子	FAC の主要パラメータ	
流動因子	物質移動係数	流速、および配管要素形状に依存する流れの乱れの強さが影響
材料因子	Cr 濃度	Cr 濃度の上昇に応じて減肉が低下。Cr 濃度 > 0.5% 以上で十分に抑制[7]
水化学因子	温度	マグネタイトの溶解度に影響を与え、150℃ 近辺で減肉速度が最大となる[7] - [11])
	pH	<ul style="list-style-type: none"> ・ pH の上昇に伴ってマグネタイトの溶解度が減少して減肉が抑制 ・ pH9.2～pH10 程度までの間で減肉速度は急速に低下[12]
	溶存酸素濃度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 酸化皮膜の生成に影響を与え、酸素の添加によって FAC が抑制 ・ pH7 では数十 ppb 程度、pH9.2 では数 ppb～十数 ppb 程度で FAC が抑制[13] - [16]

表 3.2.1 (1)-2 LDI の影響因子

影響因子	LDI の主要パラメータ	
流動因子	液滴の衝突速度	衝撃力に対する主要因子。減肉速度は液滴の速度（衝突速度）の 3～7 乗に比例[17]・[21]
	蒸気の湿り度	液滴衝突頻度に影響
	液滴径	
材料因子	硬さ	ビッカース硬さなどで整理[21]・[22]

2) 管理方法

(a) 一般的な腐食

全面腐食・局部腐食の進行が想定される部位については、設計段階における機器の材質選定や、表面塗装・ライニングによる表面保護などの腐食による劣化を抑制する設計や、運用段階における水質管理、定期的な機器の点検の実施などで、適切な保全管理が可能である（[23]など）。例えば、ポンプや容器、配管、弁等、多くの機器は塗装により腐食を防止しているが、日常的に目視による塗膜の状態確認を行っており、塗膜の劣化が確認された場合は再塗装を行っている。内面にライニングが施されている海水管に対しては定期的な目視点検やピンホール検査によってライニングの健全性が確認される。また、塗装やライニングを施していないが環境の影響で腐食が懸念される機器についても、定期的な分解点検等の際に腐食の発生状況が確認でき、必要に応じて予防保全が実施されている。

(b) 配管減肉

BWR では冷却水中への酸素添加による溶存酸素濃度の増加、PWR では pH9.3 程度以上の水質を維持するなどにより、鉄の溶解を低下させて FAC の抑制に努めている。更に、時間に対して線形的な現象であると考えられる配管減肉に対して、事業者は日本機械学会の配管減肉管理技術規格[24][25]（以下、「JSME 減肉管理規格」という。）に基づく、定期事業者検査時に配管の肉厚検査をベースとした減肉管理を実施している（図 3.2.1 (1)-3）。2006 年に発行された JSME 減肉管理規格では、適用設備や対象とする配管減肉事象、文書および記録の記載方法などの一般的な事項に加え、肉厚検査を実施すべき配管系統・配管要素（部位）の選定方法やその実施時期（試験計画）、超音波探傷による肉厚検査の実施方法（試験）、肉厚検査結果による減肉率・余寿命の算出方法（評価）、評価結果を踏まえた取替・補修などの実施（措置）といった、配管減肉管理の PDCA サイクルの各プロセスの詳細が記載されている。JSME 減肉管理規格は、その策定プロセスの公正性・公平性・公開性、および技術的要求事項の規制側との整合性、減肉管理手法の技術的妥当性について、当時の原子力安全・保安院によって確認[26]されており、配管減肉に対する保全管理を適切に実施可能なものと判断されている。

更に、上記 JSME 減肉管理規格に則った適切な減肉管理に加え、事業者は、配管材の低合金鋼・ステンレス鋼への交換や PWR 二次系での冷却水の高 pH 化などの耐 FAC 性の向

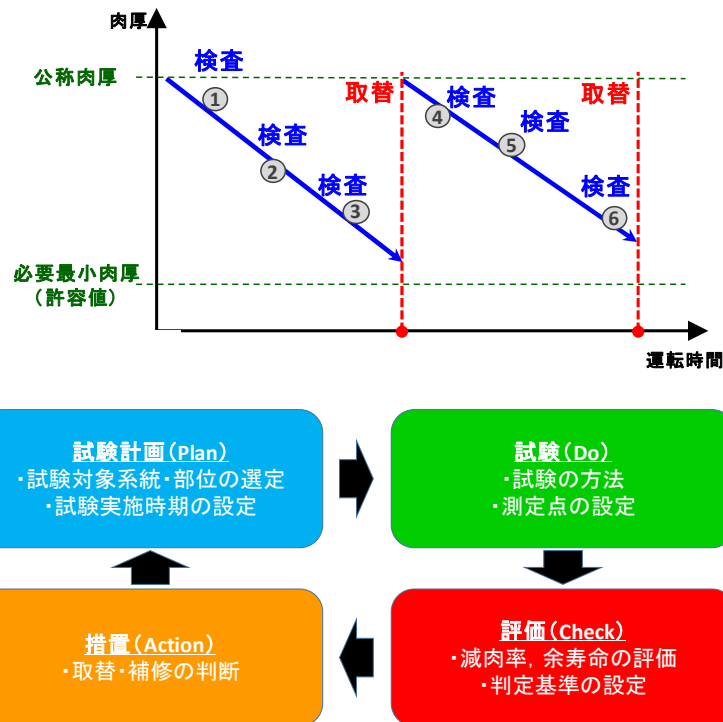


図 3.2.1 (1)-3 JSME 規格における減肉管理の概要

上や、配管レイアウトの変更による流動因子の影響緩和など、これまでの研究で明らかとなっている減肉事象の予防保全対策を自主的に実施して減肉の進行の抑制にも努めており、有意な減肉が発生する可能性のある箇所を適切に管理可能であると考えられる。

3) プラント長期停止の影響

腐食事象については、2) で示したように事業者がそれぞれの現象にあった適切な保全管理を実施し、更に必要に応じて予防保全対策が取られている。

長期停止時の影響についても、一般的な腐食では、通常時と同様に定期的な点検や水質の管理の実施、再塗装を実施するなどの保全管理の実施、加えて、必要に応じて乾燥保管やヒドラジン水などによる湿式保管を実施することにより、長期停止中における事象の進展を適切に把握・管理することが可能であるといえる。

また、配管減肉では、JSME 減肉管理規格において、「常時停滞の配管系（計装配管含む）」や「流れのない計装用配管等」は、「FACおよびLDIのいずれについても発生の可能性がないか、あるいは非常に低いと判断されるため対象外とする」、あるいは「試験対象系統から除外することが出来る」と記載があるため、流体の流れが無い主要な配管系統での顕著な配管減肉が発生する可能性は十分小さいと考えられる。さらに、長期停止中に流体が流れる一部の系統についても、一般的な腐食と同様、通常の保全管理を実施することで、長期停止中における事象の進展を適切に把握・管理することが可能であるといえる。

参考文献

- [1] 大久保ほか、「腐食の事例と対策」、日本材料学会会誌「材料」、第 35 巻、第 399 号 (1986)
- [2] NUCIA、2016-中国-T001 (2018)
- [3] 腐食防食協会編、「腐食防食ハンドブック」、丸善 (2000)、P7
- [4] NUCIA、2004-関西-T012 (2004)
- [5] 日本機械学会、「発電用設備規格 配管減肉管理に関する規格 (2016 年版)」、JSME S CA1-2016 (2016)
- [6] 日本機械学会、P-SCCII-4「配管減肉管理法の改良・実用化に向けた調査研究分科会」成果報告書 (2014)
- [7] T. Tsuruta, et al., “FLOW ACCELERATED CORROSION STUDY USING ROTATING DISC SPECIMEN”, Proceedings of Fontevraud 6 "Contribution of Materials Investigations to Improve the Safety and Performance of LWRs, Volume 1, Session A, p.181-190, SFEN, September 18-22 (2006).
- [8] G. J. Bignold, K. Garbett and I. S. Woolsey, in Ph. Berge and F. Kahn, eds., Corrosion-Erosion of Steels in High Temperature Water and Wet Steam (France: Electricite de France, Les Renardieres, Paper No. 12 (1982)
- [9] C. Cragolino, “A Review of Erosion-Corrosion of Steels in High Temperature Water,” Proc. 3rd Int. Symp. on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors, TMS/ASM Nuclear Metallurgy Committee, pp.397-406 (1987)
- [10] G. J. Bignold, C. H. de Whalley, K. Garbett and I. S. Woolsey, Water Chemistry of Nuclear Reactor System 3, vol.1 (London: British Nuclear Energy Society, 219 (1983)
- [11] K. Fujiwara, et al., “Correlation of flow accelerated corrosion rate with iron solubility”, Nuclear Engineering and Design, Vol.241(11), pp.4482-4486 (2011)
- [12] W. Kastner, K. Riedle and H. Tratz, “Experimental Investigations on Material Loss due to Erosion-Corrosion.”VGB Kraftwerkstechnik,64, No.3, 411 (1984)
- [13] K. Fujiwara, et al., “Electrochemical measurements of carbon steel under high flow rate condition and thermodynamic solubility of iron”, Proc. 16th Pacific Basin Nuclear Conference, Paper ID P16P1048 (2008)
- [14] 広田ほか、「火力プラントの配管減肉における水質の影響」、火力原子力発電大会論文集平成 18 年度 (2006)
- [15] T. Satoh, et al., “Flow-Assisted Corrosion of Carbon Steel Under Neutral Water Conditions”, CORROSION, Vol.63, No.8, pp770-780 (2007)
- [16] O.de Bouvier, M. Bouchacourt and K. Fruzzetti, Redox Condition Effect on Flow

- Accelerated Corrosion : Influence of Hydrazine and Oxygen, Proc. of International Conference Water Chemistry in Nuclear reactor Systems. 117, Avignon, France (2002)
- [17] M.C.Rochester, J.H.Brunton, “Influence of Physical Properties of the Liquid on the Erosion of Solids”, ASTM STP 567, 128-151 (1974)
- [18] S. Hattori and M. Takinami, “Comparison of cavitation erosion rate with liquid impingement erosion rate”, Wear, 269, 310–316 (2010)
- [19] T. Yamagata, N. Fujisawa, A. Ikarashi, D. Hama and T. Takano, “Experiments on Liquid Droplet Impinging Erosion”, Proceedings of the ASME 2010 International Mechanical Engineering Congress & Exposition (IMECE2010), IMECE2010-37230 (2010)
- [20] “Standard Practice for Liquid Impingement Erosion Testing”, Annual Book of ASTM Standards, G73
- [21] 磯本、宮田、「液滴衝突エロージョン現象と実用材料の寿命予測－第2 報推算式の確立と材料評価法－」、材料と環境、57、146-152 (2008)
- [22] F.J.Heymann, “Toward Quantitative Prediction of Liquid Impact Erosion”, ASTM STP 474, 212-248 (1970)
- [23] 四国電力株式会社プレスリリース、「伊方発電所2号機の高経年化技術評価および定期安全レビューの実施について」、2011/3 (2011)
- [24] 日本機械学会、「発電用設備規格 沸騰水型原子力発電所 配管減肉管理に関する技術規格 (2006年版)」、JSME S NH1-2006 (2006)
- [25] 日本機械学会、「発電用設備規格 加圧水型原子力発電所 配管減肉管理に関する技術規格 (2006年版)」、JSME S NG1-2006 (2006)
- [26] 原子力安全・保安院、「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」、NISA-163c-08-5 (2008)

(2) 応力腐食割れ

1) 応力腐食割れの概要

応力腐食割れ（SCC）とは、材料が特定の環境条件と応力条件に曝された時に割れを生じる現象である(図 3.2.1 (2)-1)。SCCは材料と環境と応力条件が重畳した場合に発生する。SCCは以下の特徴を有する[1]。

- ・ 合金に発生し、純金属には発生しない。
- ・ 引張応力下では発生するが、圧縮応力下では生じない。
- ・ 割れを生じる環境と材料とで特定の組み合わせがある。
- ・ 三因子のうちの一因子以上を取り除けば SCC は発生しない。
- ・ 割れ形態は、粒界型と粒内型に大別できる。

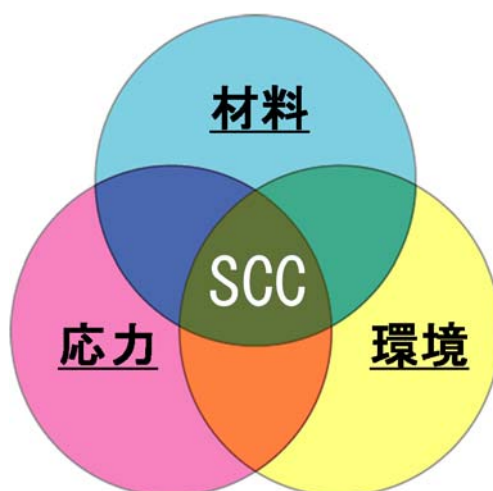


図 3.2.1 (2)-1 応力腐食割れの 3 因子と発生条件

軽水炉において SCC が懸念される機器・部位は、冷却材に接する配管や炉内構造物などである。例えば、配管において SCC が発生・進展した場合には、次のことが懸念される。SCC が板厚を貫通することにより冷却材が漏洩する。貫通に至らない場合においても、SCC の寸法が大きい場合には、地震等において大きな荷重が付加された場合に、SCC の先端を起点に破壊が生じ、圧力バウンダリ機能が失われる。軽水炉においては、1960 年代に BWR の再循環（PLR）配管の溶接熱影響部において、溶接時の入熱により鋭敏化した 304 ステンレス鋼に SCC が発生した[2]。これ以降、軽水炉の冷却材環境中において、BWR の低炭素ステンレス鋼製の炉心シュラウド、再循環配管、制御棒管台[3]、シュラウドサポートにおけるニッケル基合金溶接金属[4]、PWR の原子炉圧力容器上蓋制御棒駆動管台、原子炉圧力容器出口管台、蒸気発生器入口管台、加圧器逃し弁管台などニッケル基合金溶接金属等において SCC 損傷が発生した[5]。また、塩化物イオンによる大気中 SCC についても PWR の余熱除去系配管などにおいて損傷事例がある[6]。これらの SCC に対応するための上記の

特徴を利用した予防保全技術や補修・取替技術、健全性評価手法などについて研究開発が精力的に実施され、SCC 対策の拡充が図られてきた[5]、[7]-[10]。その結果、現在では SCC に対する一通りの対応が可能な状況になっている。

2) 応力腐食割れに影響を及ぼす因子

SCC は、応力、材料、環境の 3 因子の重畳により発生する現象である[1]。3 因子の影響について以下に述べると共に表 3.2.1 (2)-1 に纏めた。

(a) 材料因子

SCC が発生する材料と環境に特定の組合せが存在することから、組合せにより材料の影響因子が異なる場合がある。環境と材料の組合せに依らない共通の因子としては、硬さが挙げられる。製造時の加工や溶接熱収縮により材料が硬化すると SCC 発生の感受性が増加すると共に SCC 進展速度も大きくなる。また、オーステナイト系ステンレス鋼やニッケル基合金については、クロム含有量を増加させると SCC 感受性が低下することが知られている。粒界型の SCC を生じるステンレス鋼やニッケル基合金については、粒界の耐食性を改善することにより耐 SCC 性を向上させることが出来る。また、BWR 環境におけるステンレス鋼やオーステナイト系ステンレス鋼の溶接金属においては、デルタフェライトの含有量が 6%を超えると SCC 発生が抑制されることが知られている。

(b) 応力因子

SCC を引き起こす主たる応力因子は、溶接時の熱収縮により導入される引張りの溶接残留応力である。引張残留応力が大きいほど、SCC 発生までの時間は短く、SCC の進展速度は大きくなる。SCC が発生する応力にはしきい値があり、軽水炉冷却材環境中においては、SCC 発生に対するしきい値は 0.2%耐力程度と考えられている。塩化物による大気中 SCC (外面 SCC) 発生に対するしきい値については、0.2%耐力の 1/3 程度と考えられている。一方、圧縮応力下では、SCC は発生しない。

(c) 環境因子

高温純水中で SCC を発生させる最大の環境因子は溶存酸素濃度であり、溶存酸素濃度が高いほど、SCC 発生感受性が増加し、SCC 進展速度が大きくなる。また、塩化物イオンや硫酸イオン、クロム酸イオンなど不純物イオン濃度が増加すると SCC 発生感受性が増加し、SCC 進展速度が大きくなる。しかし通常の冷却材水質管理では不純物イオン濃度は SCC 感受性に影響を与えない程度の低い濃度に抑えられている。一方、大気中においては、機器表面に塩化物イオンが存在し、結露などにより表面に水分が存在し、かつ引張応力が働いている場合には、塩化物 SCC が発生する可能性がある。我が国の原子力発電所においては、機器表面の塩化物は SCC が発生しない程度の十分に低い濃度に管理されている。

表 3.2.1 (2)-1 SCC に対する主な影響因子

因子		SCC特性	対象材料
材料	硬さ → 上昇	SCC発生感受性 → 増加	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金、低合金鋼、炭素鋼
		SCC進展速度 → 増加	
	Cr含有量 → 高	SCC発生感受性 → 低下	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金
		SCC進展速度 → 低下	
結晶粒界の耐食性 → 低	SCC発生感受性 → 増加	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金	
	SCC進展速度 → 増加		
δフェライト量 → 減少	SCC発生感受性 → 増加	BWR環境中のステンレス鋼溶接金属、ステンレス鋼	
応力	引張り応力 → 増加	SCC発生時間 → 減少	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金、低合金鋼、炭素鋼
		SCC進展速度 → 増加	
	圧縮応力下	SCCは発生しない	
環境	溶存酸素(DO)濃度、腐食電位(ECP) → 低減	SCC発生時間 → 増加	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金、低合金鋼、炭素鋼
		SCC進展速度 → 減少	
	温度 → 増加	SCC発生時間 → 減少	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金、低合金鋼、炭素鋼
		SCC進展速度 → 増加	
冷却水環境中の不純物イオン濃度(Cl ⁻ など) → 増加	SCC発生時間 → 減少	オーステナイト系ステンレス鋼、ニッケル基合金、低合金鋼、炭素鋼	
	SCC進展速度 → 増加		
	大気中で機器表面に付着した塩化物(Cl ⁻)イオン	Cl ⁻ が付着した状態で機器表面が湿った状態にあるとSCC発生の可能性がある。	オーステナイト系ステンレス鋼

3) SCC 対応

SCC 対応には大きく分けて (a) SCC の発生を抑制する、(b) 維持規格により管理するという 2 つの方法がある。以下にそれぞれの方法について述べる。

(a) SCC の発生を抑制する

SCC の発生抑制は、材料と環境、応力の 3 因子の重畳から 1 つ以上の因子を除去するもしくは因子の影響を低減することを基本としている。発生抑制の基本的な考え方については、日本機械学会の設計・建設規格の事例規格「発電用原子力設備における「応力腐食割れ発生の抑制に対する考慮」」に示されている[11]。除去や低減する因子に応じて、材料変更、応力改善、環境改善と呼ばれている。これまでに精力的に取り組んできた研究開発により、様々な SCC 対策が実用化されている[5]、[7]-[10]。SCC 対策を表 3.2.1 (2)-2 に纏めた。また、PWR の原子炉容器上蓋や炉内構造物、BWR の炉心シュラウドの一体取替も行われている[5]、[8]。取替にあたっては高耐 SCC 材の採用や溶接線の数の低減、溶接施工法の改良などの SCC 対策を組み込んでいる。

表 3.2.1 (2)-2 SCC 対策の概要

因子	対応方針	対策技術	対象機器
材料	硬さの上昇を抑える。	表面の強加工層の除去 狭開先溶接	炉内構造物、管台
	高クロム材料の使用	690合金とその溶接金属	炉内構造物、管台
	粒界の耐食性を向上させる。	BWR 低炭素ステンレス鋼、82合金 固溶体化熱処理 PWR 690TT合金	炉内構造物、管台
	耐SCC材で接液部を覆う	内面クラディング、内面肉盛工法	管台、配管
	δ-フェライト量の制御	化学組成、溶接条件の適正化	BWRの配管、炉内構造物、弁、ポンプケーシング
応力	配管内面の引張り残留応力を改善する。	高周波誘導加熱応力改善工法、レーザー外面照射応力改善、水冷溶接法、狭開先溶接、外面肉盛溶接	配管
	対象機器の表面に圧縮残留応力を付与する。	レーザーピーニング、ウォータージェットピーニング、ショットピーニング、超音波ショットピーニング、表面研磨	炉内構造物、管台
環境	溶存酸素濃度、腐食電位を低く抑える	BWR 起動時脱気運転、水素注入、貴金属注入、貴金属処理	配管、炉内構造物
		PWR 1次系に水素が2次系にはヒドラジンが添加されており、運転時には溶存酸素濃度が極めて低く抑えられている。 起動前の1次系滞留部への通水による酸素濃度低減	配管、炉内構造物
	温度を下げる。	PWR、原子炉容器上蓋の温度を下げた条件で運転する。	原子炉容器
	不純物イオン濃度を低く抑える。	通常の水質条件で不純物イオンは極めて低い濃度の抑えられている。	配管、炉内構造物
	機器表面の塩素イオン濃度を低く抑える。	日常の管理・点検で塩素イオン濃度は問題のない範囲に管理されている。	機器全般

(b) 維持規格による管理

日本機械学会の維持規格[12]では、経年劣化事象と特定しない一般検査規定と経年劣化を特定した個別検査規定が定められており、溶接継ぎ手のカテゴリ毎に検査範囲、方法が定められている。この検査規定に基づき供用期間中検査において超音波などを用いた SCC に対する検査を実施している。供用期間中検査で欠陥が検出された場合には、検出された欠陥に対して亀裂進展評価と健全性評価を行い、健全性評価結果により、継続運転と補修もしくは取替を判断するルールを定めている。これにより、供用期間中検査で SCC が検出された場合にでも、健全性が確保される範囲内で SCC を管理した運転が可能となり、直ちに補修・取替を行う必要はなくなっている。維持規格による欠陥評価の概要を図 3.2.1 (2)-2 に示す。また、維持規格に定められている補修技術に加え、様々な補修・取替技術が開発されており、SCC が検出された場合の対応ができるようになっている。補修・取替技術の例を表 3.2.1 (2)-3 に纏めた。

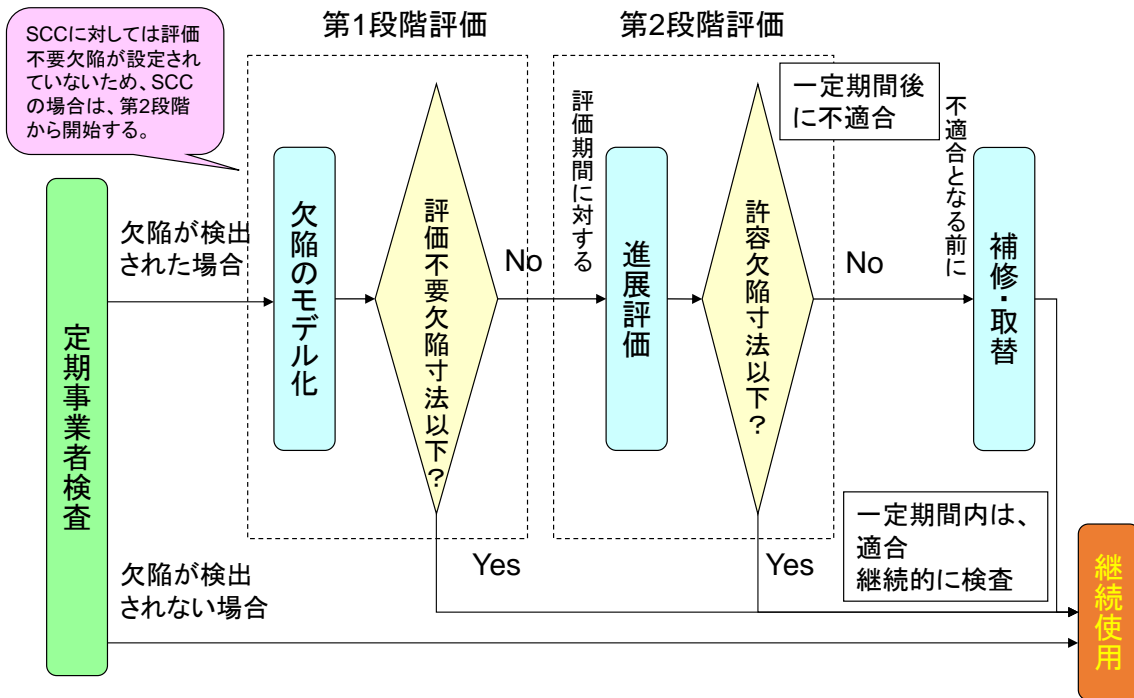


図 3.2.1 (2)-2 維持規格による欠陥評価の概要

表 3.2.1 (2)-3 補修・取替技術の例

工法	原理	対象機器
内面クラディング 封止溶接	接液面を耐SCC性の高い材料で覆う。	PWR管台
キャップ工法 外面肉盛溶接	耐圧バウンダリの外側に新たな耐バウンダリを設ける。	管台
クランプ工法 タイロッド工法 ブランケット工法	クランプやタイロッドなどを用いてSCCが存在する部位の機械的強度を確保する。	BWR ジェットポンプ、 炉心シュラウド
欠陥除去	SCCを研削して除去する。	PWR 管台 BWR 炉心シュラウド
スプールピース（短管）取替え	配管と管台の溶接部の一部を取り替え、耐SCC性の高い材料で溶接する。	PWR 管台

4) 実機損傷事例と対応

これまで、軽水炉においては、(1) に述べたように様々な機器で SCC 損傷が発生してきた。これらに対して、(3) に示した対策を実施し、機器の健全性を確保している。SCC 損傷事例と対応例について表 3.2.1 (2)-4 に纏めた。また、SCC 対策工法の例を図 3.2.1 (2)-3 と図 3.2.1 (2)-4 に示す。

表 3.2.1 (2)-4 SCC 損傷事例と対応例

炉型	機器	材料	対応
BWR	再循環配管	SUS304	損傷発生配管の低炭素ステンレス鋼への取替え 未発生部位に対するIHSIやHSW等の応力改善対策の実施
	再循環配管	SUS316 LC	損傷発生配管の取替え 未発生配管に対するIHSIによる応力改善対策の実施
	炉心シュラウド	SUS316 L	損傷発生部位に対するブラケット工法、タイロッド工法のより強度補強、維持規格に基づく欠陥許容運転 未発生部位に対する各種ピーニングによる応力改善対策の実施
	インコアモニターハウジング	SUS304	損傷発生部位の取替え 未発生部位に対する内面クラディング
	シュラウドサポート	600系Ni基合金溶接金属 (182合金)	損傷発生部位の82合金への取替え、維持規格による欠陥許容運転 未発生部位に対する各種ピーニングによる応力改善
	制御棒駆動機構管台	600系Ni基合金溶接金属 (182合金)	損傷発生部位の82合金への取替え 未発生部位に対する各種ピーニングによる応力改善
PWR	原子炉圧力容器上蓋制御棒管台	600系Ni基合金溶接金属	原子炉容器上蓋を一体取り替えし、損傷発生部位を含め690系Ni基合金溶接金属に変更 未発生部位、ピーニングによる応力改善
	原子炉圧力容器冷却材出口管台	600系Ni基合金溶接金属	損傷部位、内面クラディング 未発生部位ピーニングによる応力改善
	加圧器逃し弁管台	600系Ni基合金溶接金属	損傷部位、スプールピース取替え
	蒸気発生器冷却材入口管台	600系Ni基合金溶接金属	損傷部位、内面クラディング、スプールピース取替え 未発生部位ピーニングによる応力改善

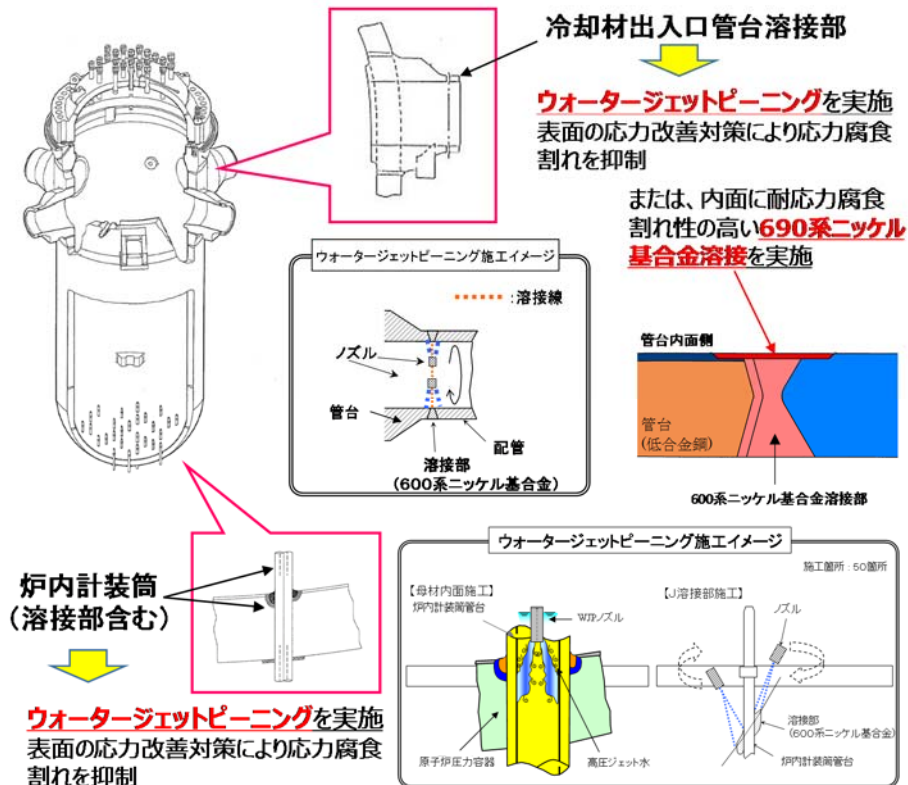


図 3.2.1 (2)-3 PWR 原子炉圧力容器に対する SCC 対策の例

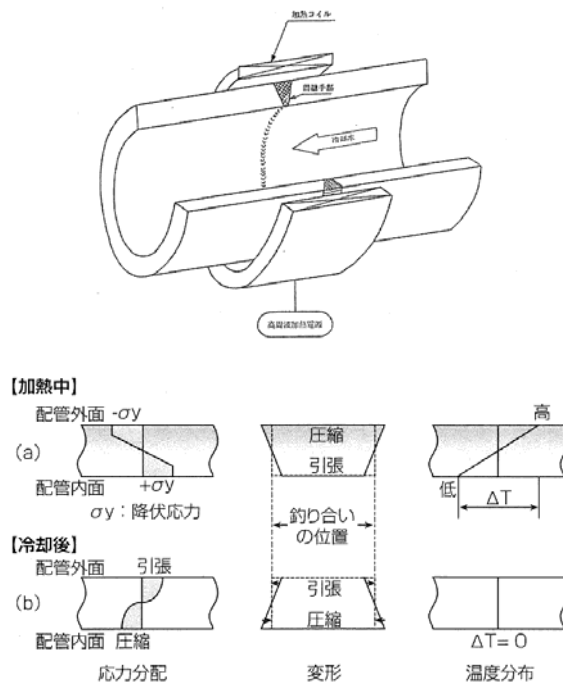


図 3.2.1 (2)-4 BWR 再循環配管に対する高周波誘導加熱応力改善工法 (IHSI) を用いた SCC 対策[9]

(配管内面を水冷しながら外面を高周波により加熱・昇温することにより、配管内面に圧縮の残留応力を導入する。)

5) プラント長期停止の影響

SCC への対応は基本的に SCC の発生の可能性に応じた日常保全による対応である。プラント長期停止中の対応も基本的に変わらない。また、以下の理由により停止中の方が SCC 発生・進展の可能性が小さいことから、プラント長期停止による大きな影響はないと考えられる。SCC の発生・進展が懸念される冷却材の耐圧バウンダリと炉内構造物については、プラント停止中は温度が低下し 100℃未満となる。冷却材環境中の SCC の発生抑制のための基本的な考え方を示した日本機械学会の事例規格[11]と ASME Sec. III, Appendix W[13]では、不純物イオン濃度が低い通常の冷却材水質条件では、それぞれ、100℃以下、200F (93.3℃) 以下では SCC の発生の可能性が低いとしている。PWR において損傷事例がある 600 合金およびその溶接金属の PWSCC については、耐 SCC 性の高い 690 合金・溶接金属への取替やピーニング等による応力改善対策が実施されており、これらの対策後には SCC 発生する可能性はほとんどないと考えられる[5]、[7]。一方、BWR においては、シュラウドサポートのニッケル基合金溶接金属や PLR 配管や炉心シュラウドの低炭素ステンレス鋼に SCC 損傷事例があり、健全性評価制度の下で SCC を残したままのプラントがある[14]。これらの材料のうち、ニッケル基合金溶接金属の SCC 進展速度については、288℃の通常運転時の SCC 進展速度に比して、70℃、40℃の SCC 進展速度はそれぞれ、1桁、2

桁程度小さくなるという知見が得られている[15]。これらの知見を総合すると、プラント停止時に冷却材環境中で新たに SCC が発生する可能性は低く、すでに発生している SCC についても、SCC の進展速度はプラント運転時に比べて十分に小さく、再稼動後の通常点検で十分に対応可能である。一方、塩化物イオンの付着と結露による水膜の存在と溶接残留応力等の引張応力が要因となるステンレス鋼の大気中 SCC については、長期停止期間中においても、発生、進展する可能性があることから、長期停止時の高経年化技術評価においても考慮すべき事象として取り上げられている。塩化物 SCC については、運転中の日常保全の段階から塩分の付着防止や表面の塩分管理を行うことにより発生を防止している。

参考文献

- [1] 小若正倫、新版金属の腐食損傷と防食技術、アグネ承風社、第 6 章、(1995)
- [2] 安藤良夫、「軽水炉機器の故障とその対策」、原子力工業、24、No.9、9 (1978)
- [3] 炉心シュラウド及び原子炉再循環系配管の健全性評価について－検討結果の整理－、原子力安全・保安院、平成 16 年 10 月 22 日
- [4] 青木孝行、服部成雄、安斎英哉、住本秀樹、「BWR 環境で長期使用されたニッケル合金の応力腐食割れ」、Vol.4(1)、2005
- [5] N. Chigusa, S. Hirano, T. Sera, H. Kaguchi, M. Mukai, Y. Yoshida, “STRESS CORROSION CRACKING INCIDENTS AND REPAIR TECHNOLOGIES ON PWR DISSIMILAR WELD METAL JOINTS IN JAPAN”, Proceedings of the 18th International Conference on Nuclear Engineering, ICONE18, May 17-21, 2010, Xi'an, China.
- [6] ニューシア情報公開ライブラリー、「余熱除去系統配管のひびについて」、2003－四国－T005、原子力安全推進協会
- [7] 沖村浩司、「加圧水型原子炉発電プラントに対する予防保全・補修技術」、保全学 7(4)、2009 年
- [8] 山下裕宣、岡村祐一、安川宏、水谷淳、二見常夫、「BWR プラントにおける SCC 対策の実機適用と評価」、保全学 3(3)、2004 年
- [9] 佐藤輝朗、米倉和義、本郷智、林章二、斉藤英世、「原子炉再循環系配管の SCC に対する補修・予防保全技術の紹介」、保全学 3(3)、2004 年
- [10] 田中賢彰、伊東敬、山本哲夫、森敦史、牧野吉延、「BWR 型炉心シュラウドの補修および予防保全工法」、保全学 3(3)、2004 年
- [11] 日本機械学会発電用原子力設備規格 設計建設規格事例規格 JSME S NC-CC-002、「応力腐食割れ発生の抑制に対する考慮」、日本機械学会
- [12] 日本機械学会発電用原子力設備規格 維持規格、JSME S NA1-2016、日本機械学会
- [13] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III-Rules for Construction of Nuclear Facility Components-Division 1, Nonmandatory Appendix W,

“SUMMARIES OF CORROSION DAMAGE MECHANIZMS, ASME, 2017.

- [14] T. Fujino, T. Terakado, K. Dozaki, N. Ito, K. Hasegawa, “CRACK GROWTH BEHAVIOR AND PREVENTIVE MAINTENANCE FOR REACTOR INTERNALS WITH CRACKS IN TOKAI-2 NUCLEAR POWER PLANT”, Proceedings of the ASME 2013 Pressure Vessels and Piping Conference PVP2013-97257, ASME, July 14-18, 2013, Paris, France.
- [15] K. Kumagai, Y. Fukaya, T. Kaminaga and S. Suzuki, “THE EFFECT OF TEMPERATURE ON THE CRACK GROWTH RATE OF NI-BASE ALLOYS IN BWR ENVIRONMENT”, 17th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors, August 9-13, 2015, Ottawa, Ontario, Canada

3. 2. 2 高経年化対策で着目すべき経年劣化事象への対応

高経年化対策で着目すべき経年劣化事象と称して、以下の 6 つの経年劣化事象については、解析等の手法を用いて劣化の発生・進展状況を詳細に評価し、長期間の供用における機器・構造物の健全性及び必要な保守管理を確認している。

- ① 低サイクル疲労
- ② 中性子照射脆化
- ③ 照射誘起型応力腐食割れ
- ④ ステンレス鋼鋳鋼の熱時効
- ⑤ 電気・計装設備の絶縁低下
- ⑥ コンクリート構造物の強度低下及び遮蔽能力低下

前者 4 事象は、容器、配管のような鋼材を主な材料としている機器・構造物（以下、「容器、配管等」という。）に対して想定される主要な経年劣化事象、5 番目は、電気・計装設備に対して想定される主要な経年劣化事象、6 番目はコンクリート構造物に対して想定される主要な経年劣化事象である。

3. 2. 2. 1 容器、配管等に想定される主要な経年劣化事象への対応

容器、配管等に使用される材料は、運転に伴い、亀裂が発生若しくは材質変化が起こり性能低下を生じさせるような経年劣化が起こりえる。

このような状態が生じた場合、構造物としての機能が低下する可能性があることから、適切な保守管理と当該の経年劣化事象の予測評価を行い、構造強度・機能としての長期健全性を確認している。

保守管理活動の例として、供用期間中検査等において原子力発電所の運転（供用）開始後に、定期的に容器、配管等の健全性を確認するため、機器ごとに検査方法・検査範囲・検査期間を計画的に定めて、非破壊検査（目視確認、超音波探傷検査等）を行い、使用されている材料に異常がないことを確認するとともに、漏えい試験により構造物としての健全性を確認することとしている。

このように継続的な保守管理活動により、定期的に健全性を確認するとともに、蓄積された知見・データを基に長期間の供用に対する健全性については解析等の手法を用いて劣化の発生・進展状況を詳細に評価し、容器、配管等の健全性を確認している。以下に想定される劣化事象における健全性評価の概要及び長期供用に当たっての対応について劣化事象ごとに述べる。

(1) 低サイクル疲労

1) 低サイクル疲労とは

材料に対して1回の負荷では破壊しない大きさの荷重でも、これが繰り返し負荷されると材料に局所的かつ微小な変形が蓄積し、これが起点となって亀裂が発生・進展する場合がある。これを疲労現象と呼ぶ。低サイクル疲労は、プラントに起動・停止等の温度や圧力の変化（過渡）によって生じるゆっくりとした応力の変動による疲労現象である。耐圧バウンダリを構成する冷却材配管、圧力容器、蒸気発生器、加圧器の管台部などの形状不連続部は応力が集中しやすいために運転期間を通して低サイクル疲労に対する健全性を確保する必要がある。このため、低サイクル疲労は高経年化技術評価において考慮すべき劣化事象の一つに挙げられている[1]。

2) 低サイクル疲労に対する影響因子

低サイクル疲労特性は疲労試験により評価される。疲労試験は試験片に所定の大きさのひずみを繰り返し付与し、破断までの繰り返し回数を求める。ステンレス鋼の大気中疲労試験結果（ひずみ範囲（ $\Delta\varepsilon$ ）と破断に至るまでの繰り返し数（疲労寿命）（ N ）の関係）の例を図 3.2.2.1 (1)-1 に示す[2]。同図に示されるように、 $\Delta\varepsilon$ が大きい程、 N は小さくなる。軽水炉の冷却材である高温水に曝らされると疲労寿命が低下する場合がある。この現象を環境疲労と呼ぶ。高温水における疲労寿命低下の例を図 3.2.2.1 (1)-2 に示す[3]。疲労寿命の低下の程度は温度やひずみ速度、溶存酸素濃度に依存する。大気中の疲労寿命（ N_{air} ）と環境中の疲労寿命（ N_{en} ）の比（ N_{air}/N_{en} ）を環境効果補正係数（ F_{en} ）と呼ぶ。我が国では環境疲労に関する研究が精力的に行われ、環境疲労評価手法の開発が行われ、その成果は後述する日本機械学会の環境疲労評価手法[5]に反映されている。環境効果補正係数の例を図 3.2.2.1 (1)-3 に示す[4]。

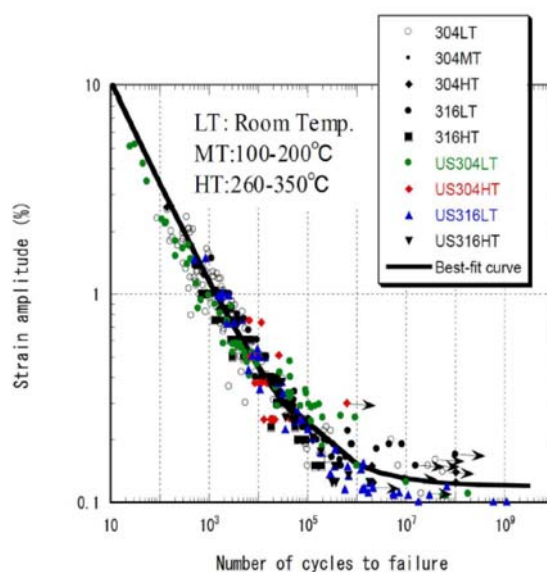


図 3.2.2.1 (1)-1 ステンレス鋼疲労試験データ[2]

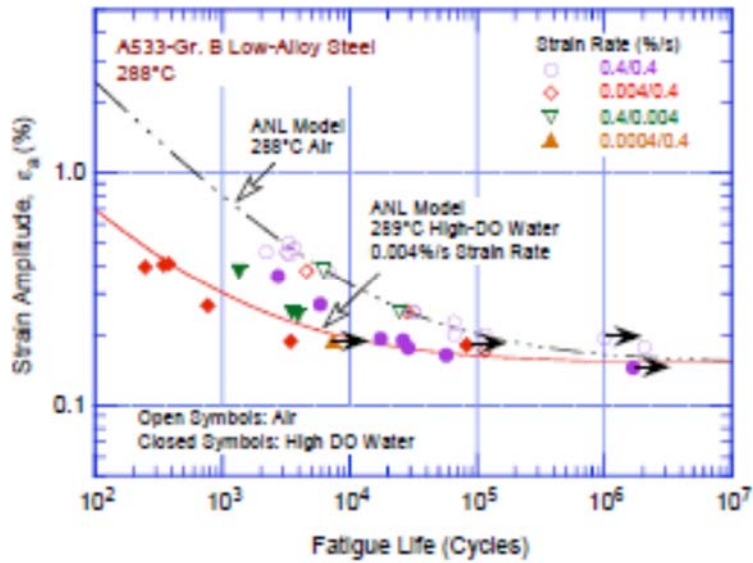


図 3.2.2.1 (1)-2 低合金鋼に対する大気中と酸素を含む高温純水中の疲労試験結果の比較[3]

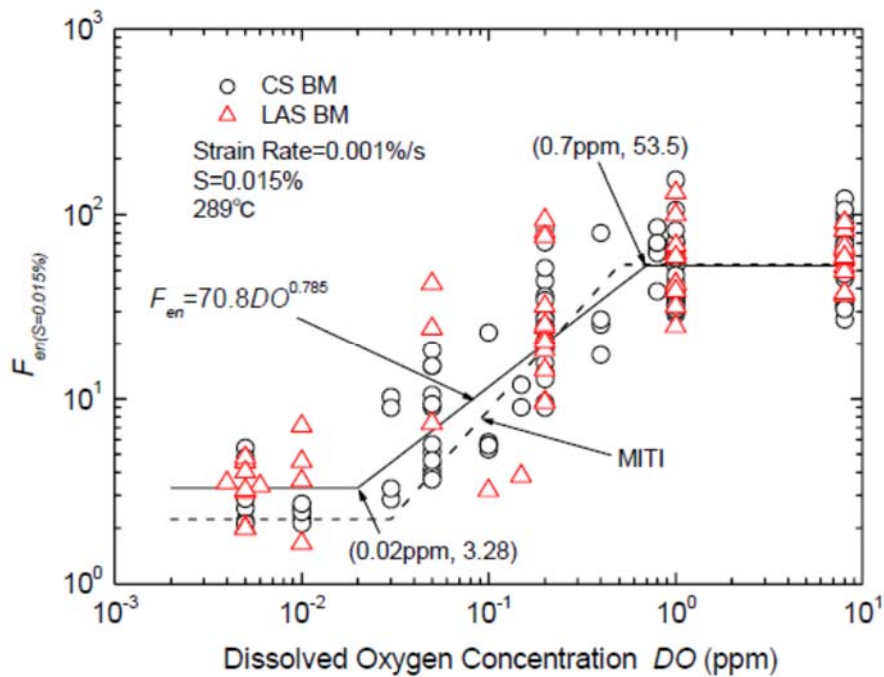


図 3.2.2.1 (1)-3 環境効果補正係数 (F_{en}) の例 (溶存酸素濃度 (DO) の影響) [4]

3) 低サイクル疲労への対応

低サイクル疲労に対しては設計段階において、運転期間中に疲労損傷が発生しないように、保守側に設定した設計過渡事象を用いた疲労評価が日本機械学会の設計建設規格に基づいて行われている[5]。高経年化技術評価においては、評価時点までの過渡実績を基に評

価期間末期までの過渡を設定し、疲労評価を行っている[1]。さらに、環境の影響を受ける部位については、日本機械学会の環境疲労評価手法に基づいて環境効果を考慮して評価が行われている[5]。設計疲労線図は、大気中の疲労評価においては実験データの縦軸をひずみ振幅の代わりにピーク応力強さ ($S_a = \Delta \varepsilon \cdot E$, E は縦弾性係数) を基に求めた最適線に対してピーク応力強さについて 2 倍、繰返し数について 20 倍の裕度を持たせた設計疲労線図を用いて評価を行う。設計疲労線図の模式図を図 3.2.2.1 (1)-4 に示す。疲労評価は基本的に以下の考え方で行う。設計疲労線図においてピーク応力強さ S_x に対応する繰返し回数が N_x の場合、 S_x が N_x 回付与された場合に疲労亀裂の発生可能性がある、すなわち疲労寿命に達したと判断する。また、 S_x が n 回付与された場合には n/N_x の寿命を消費したと判断する。

設定された評価対象となる n 回の過渡について、それぞれの過渡におけるひずみ振幅 S ($i=0 \sim n$) に対応する繰返し数 M ($i=0 \sim n$) から各過渡において消費した疲れ係数 $UF_i = 1/M$ ($i=0 \sim n$) を求めこれを積算した評価期間における疲れ累積係数 UF を求める。

$$UF = \sum_{i=0}^n UF_i \quad (1)$$

$UF \geq 1$ となると疲労損傷が発生し、 $UF < 1$ であれば健全性が確保されていると評価する。疲労評価の模式図を図 3.2.2.1 (1)-5 に示す。環境疲労効果については、環境効果補正係数、 F_{en} を用いて評価する。

$$F_{en} = N_{airi} / N_{eni} \quad (2)$$

ここで、 N_{eni} : 冷却水環境中における繰返し数、 N_{airi} : 大気環境中における繰返し数
高経年化技術評価においては、冷却水に接する機器・部位において疲れ累積係数、 UF が最大となる機器・部位を抽出する。抽出した部位について各過渡の UF_i に対して、各過渡における環境影係数 F_{eni} 、を乗じて、環境中における疲れ係数 $UF_{eni} = F_{eni} \times UF_i$ 、を算出する。大気中と同様に各過渡における UF_{eni} を合算した UF_{en} を求め、 $UF_{en} < 1$ を満足するか否かを判定する。

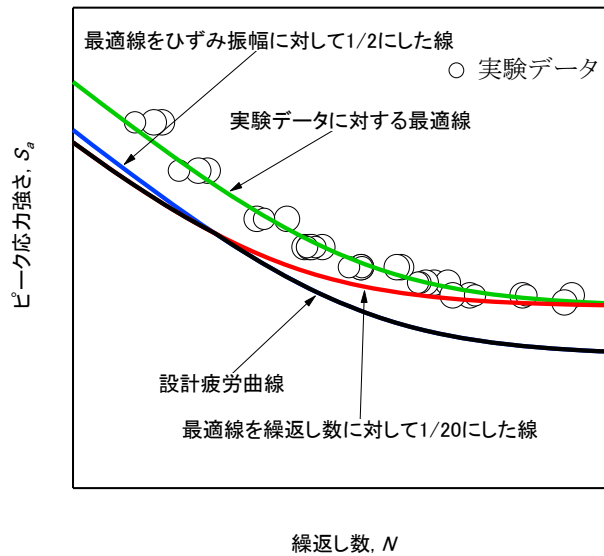


図 3.2.2.1 (1)-4 設計疲労線図の模式図

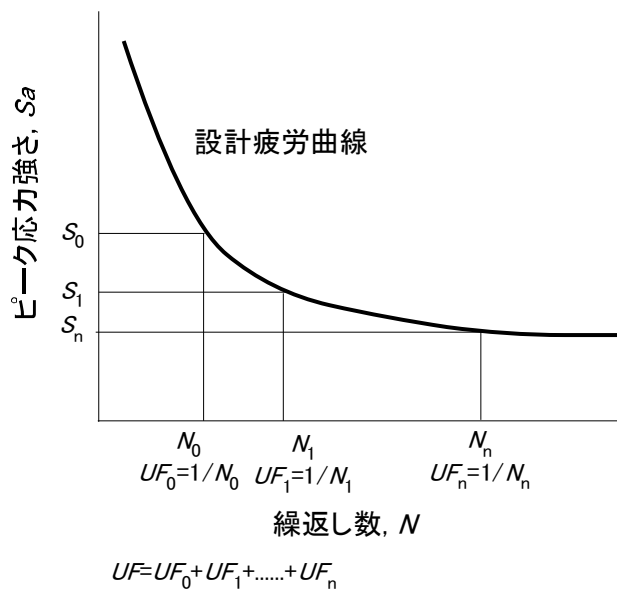


図 3.2.2.1 (1)-5 設計疲労線図と疲労評価の模式図

4) 実機評価例

これまでに実施した PWR および BWR を対象としたいずれの評価においても、評価期間（例えば 60 年間）において健全性が十分に確保されることが示されている。運転期間延長認可申請を行った PWR の高浜発電所 1 号機、2 号機、美浜発電所 3 号機および BWR の東海第二発電所について、原子炉圧力容器の低サイクル疲労評価結果の例を図 3.2.2.1 (1)-6 及び 7 に示す[7]-[10]。これらの評価では、図 3.2.2.1 (1)-8 に模式的に示すように、各過渡の発生回数を過去に発生した過渡の実績回数を基に将来の過渡発生頻度を実績より保守的

に多く見積もって算出するなど評価条件に裕度を持たせて評価を実施している。表 3.2.2.1 (1)-1 は、美浜発電所 3 号機の疲労評価で用いられた過渡回数（運転状態 I の例）を示している。図 3.2.2.1 (1)-6 および 7 に示されるように評価期間末期においても疲れ累積係数が許容値に達しないことが十分な裕度とともに確認できている。

さらに、事業者は、プラントで実際に発生した過渡の回数を継続的に確認し、疲労評価の条件として用いられた評価期間末期における推定過渡回数を上回らないことを確認することを長期保守管理方針として設定しており、プラントの機器が疲労損傷に対して裕度を持った状態であることを確認できる運用になっている。

5) プラント長期停止の影響

低サイクル疲労の評価対象機器において、評価対象となる過渡事象はプラントの起動停止など、表 3.2.2.1 (1)-1 に例示したような事象である。プラント長期停止期間中はこのような過渡事象が発生しないことから、プラントの長期停止が低サイクル疲労に与える影響はないと考えられる。

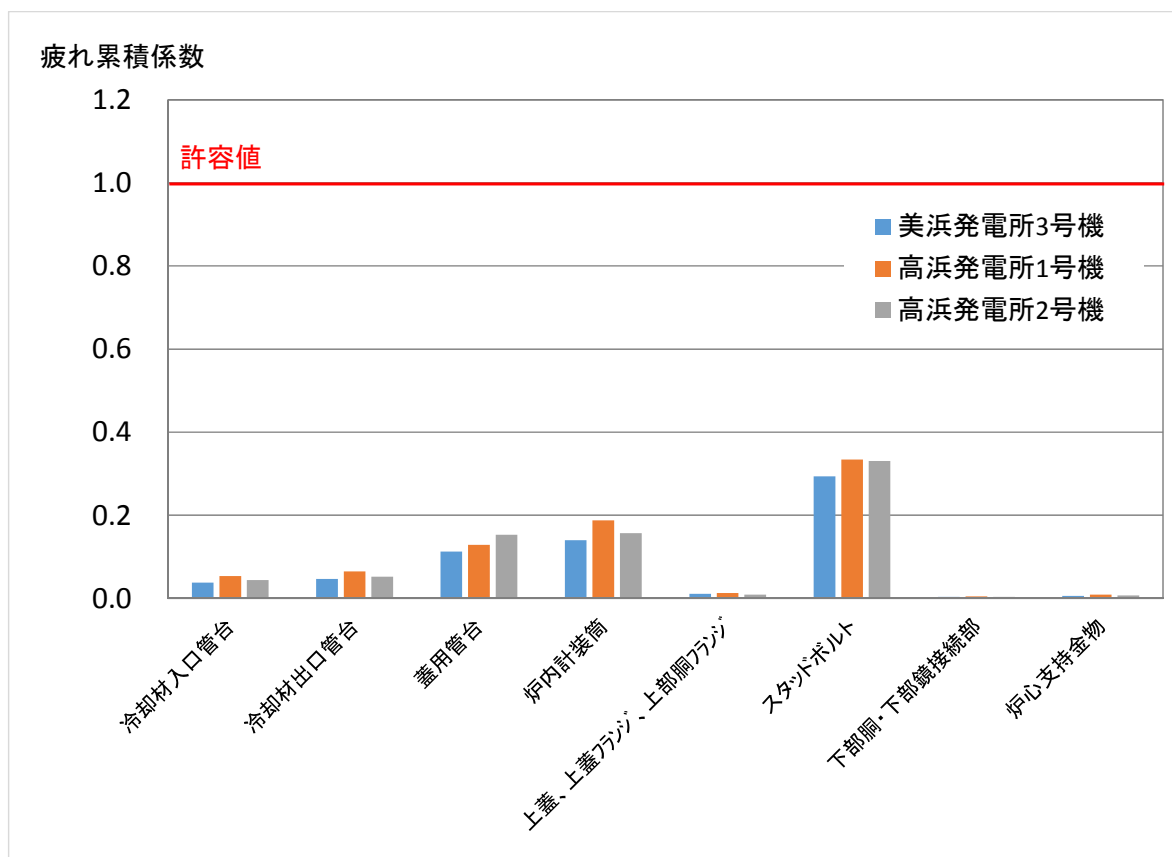


図 3.2.2.1 (1)-6 PWR の原子炉压力容器各部位に対する疲労評価結果の例[7]-[9]
 (非接液部に対する大気中の疲労評価結果と接液部に対する環境効果を考慮した疲労評価結果のうち、疲れ累積係数が大きい方の値を示している。)

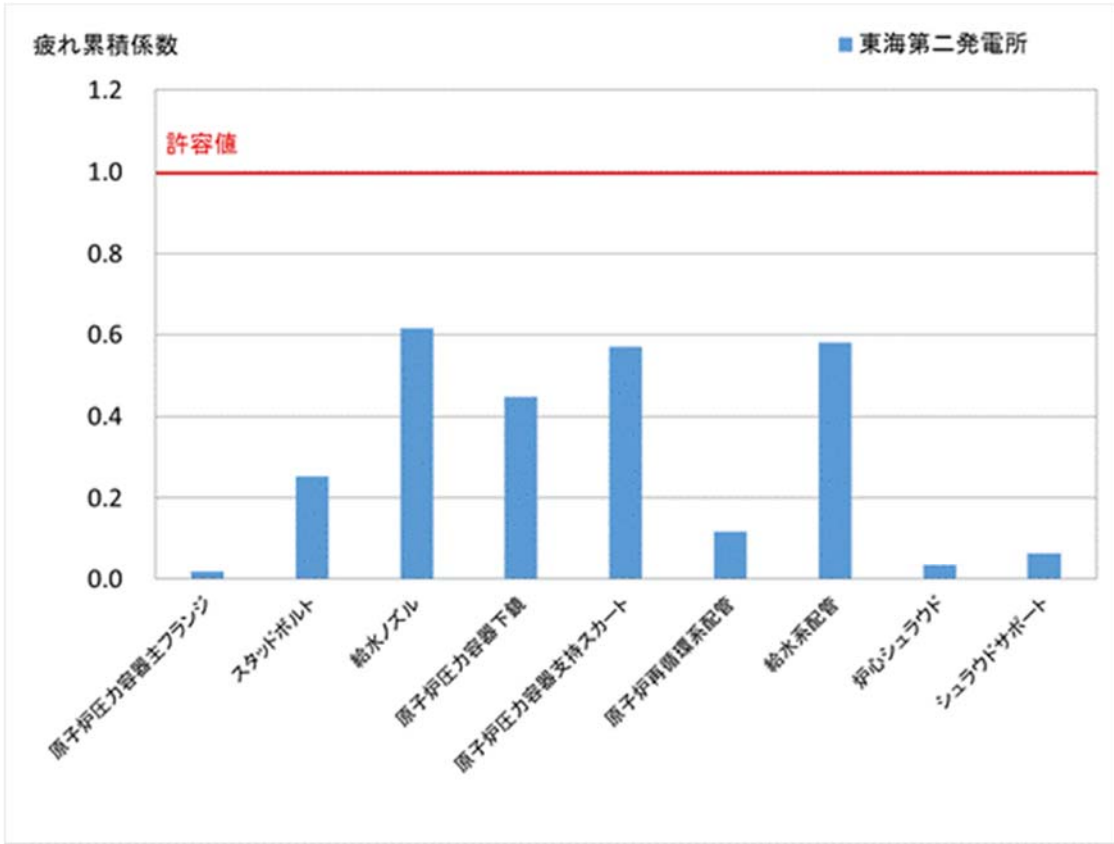


図 3.2.2.1 (1)-7 BWR の原子炉圧力容器各部位に対する疲労評価結果の例[10]
 (非接液部に対する大気中の疲労評価結果と接液部に対する環境効果を考慮した疲労評価結果のうち、疲れ累積係数が大きい方の値を示している。)

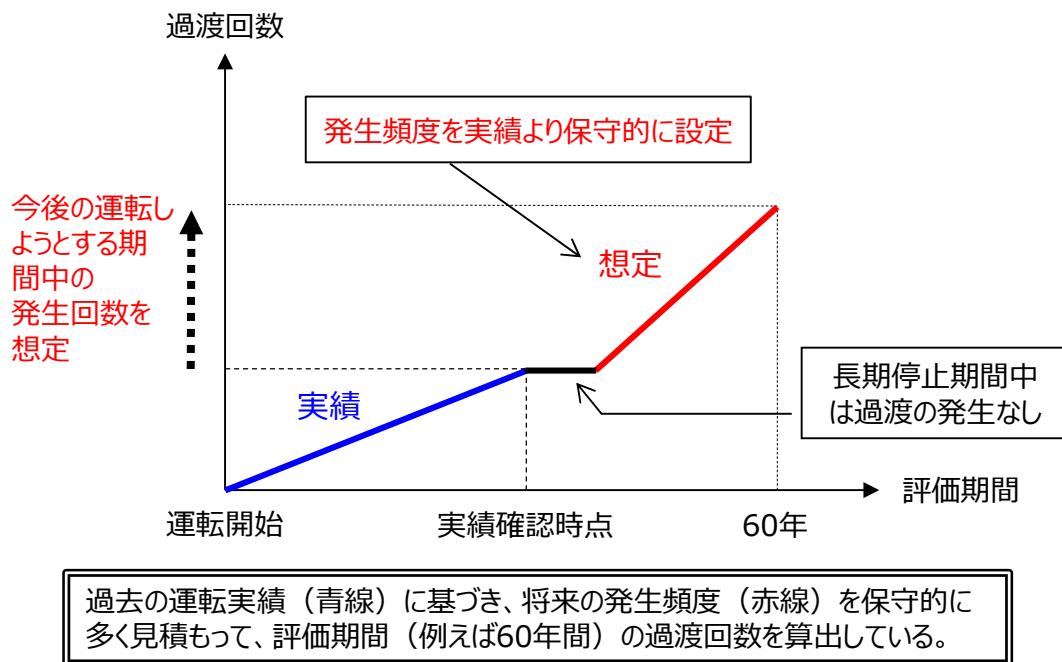


図 3.2.2.1 (1)-8 評価用過渡回数の算出イメージ

表 3.2.2.1 (1)-1 美浜発電所 3号機の疲労評価に用いた過渡回数（運転状態 I の例） [9]

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	過去の実績回数 (2010 年度末時点)	運転開始後 60 年 時点の推定値
起動（温度上昇率 55.6℃/h）	46	78
停止（温度下降率 55.6℃/h）	44	78
負荷上昇（負荷上昇率 5%/min）	368	706
負荷減少（負荷減少率 5%/min）	353	691
90%から 100%へのステップ状負荷上昇	2	3
100%から 90%へのステップ状負荷減少	2	3
100%からの大きいステップ状負荷減少	4	7
定常負荷運転時の変動	—	—
燃料交換	23	52
0%から 15%への負荷上昇	50	84
15%から 0%への負荷減少	37	69
1 ループ停止 / 1 ループ起動		
I) 停 止	0	1
II) 起 動	0	1

参考文献

- [1] 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：2015」、日本原子力学会、2015年
- [2] T. Nakamura, M. Iwasaki, S. Asada, “OPTIMIZATION OF ENVIRONMENTAL FATIGUE EVALUATION (STEP 1)”, Proceedings of 2007 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, PVP2007-26247, ASME, San Antonio, July 2007.
- [3] Chopra, O.K., “Effect of LWR Coolant Environments on Fatigue Life of Reactor Materials,”NUREG/CR-6909, ANL-06/08, U.S. NRC, April 2006
- [4] M. Higuchi, K. Sakaguchi, Y. Nomura, A. Hirano, “FINAL PROPOSAL OF ENVIRONMENTAL FATIGUE LIFE CORRECTION FACTOR (F_{en}) FOR STRUCTURAL MATERIALS IN LWR WATER ENVIRONMENT”, Proceedings of 2007 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, PVP2007- 26100, ASME, San Antonio, July 2007.
- [5] 日本機械学会発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法（2009年版）、JSME S NF1-2009、日本機械学会、2009年
- [6] 日本機械学会発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2016年版）第I編軽水炉規格、JSME S NC1-2016、日本機械学会、2016年
- [7] 高浜発電所運転期間延長認可申請書（1号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「高浜発電所1号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成27年4月（平成28年6月一部変更））
- [8] 高浜発電所運転期間延長認可申請書（2号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「高浜発電所2号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成27年4月（平成28年6月一部変更））
- [9] 美浜発電所運転期間延長認可申請書（3号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「美浜発電所3号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成27年11月（平成28年10月一部変更））
- [10] 東海第二発電所運転期間延長認可申請書（発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「東海第二発電所 劣化状況評価書」、日本原子力発電株式会社（平成29年11月）

(2) 原子炉圧力容器の中性子照射脆化

1) 原子炉圧力容器鋼の中性子照射脆化とは

原子炉圧力容器は軽水炉の健全性を確保する上で最も重要な耐圧バウンダリ機器である。原子炉圧力容器の材料には低合金鋼が使用されている。原子炉圧力容器は運転中に燃料の核分裂反応により発生する中性子の照射を受ける。中性子の照射を受けると原子が通常の格子位置からはじき出され、空孔や格子間原子が生じる、これによりボイドや転位ループ、溶質原子クラスタ形成や粒界偏析などのマイクロ組織変化が生じる[1]。中性子照射によるマイクロ組織変化を図 3.2.2 (2)-1 に模式的に示すとともに中性子照射された低合金鋼の原子プローブ分析で得られたアトムマップの例を図 3.2.2 (2)-2 に示す[2]。このようなマイクロ組織変化が変形時の転位の運動の妨げになり、硬さが増加する。これにより亀裂が存在する場合の材料の破壊に対する抵抗力である破壊靱性値にも次のような変化が生じる。

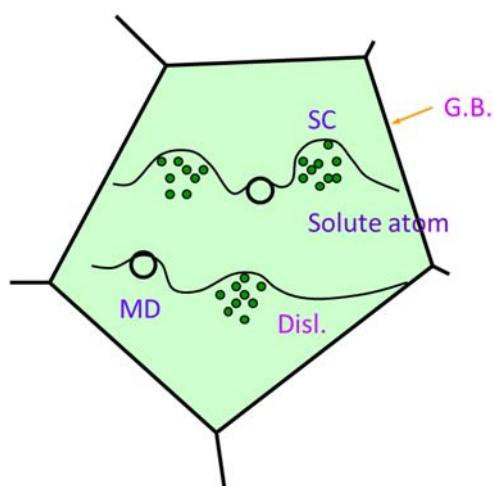


図 3.2.2 (2)-1 中性子照射によるマイクロ組織変化の模式図

(Solute atom : 溶質原子、SC : 溶質原子クラスタ、G.B. : 結晶粒界、MD : マトリックスダメージ、Disl. : 転位)

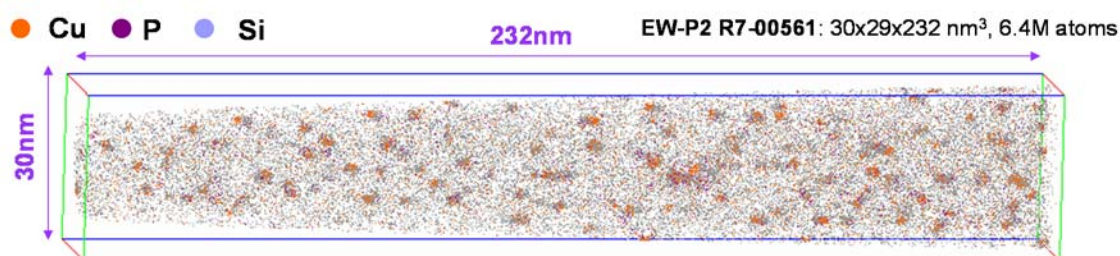


図 3.2.2 (2)-2 アトムプローブ分析で得られたアトムマップの例

(高銅含有量の鋼に燐を意図的に添加した研究用溶接金属供試材の試験炉照射材、中性子照射量 : $9.8 \times 10^{23} \text{ n/m}^2$ ($E > 1 \text{ MeV}$)) [2]

(マップ内の点一つが、一つの原子を表す。銅 (Cu)、燐 (P)、シリコン (Si) が濃化しているスポットが認められ、これらの元素から構成される溶質原子クラスタが形成されているのが判る。)

低合金鋼の破壊靱性は図 3.2.2 (2)-3 に模式的に示すように低温で小さく、温度の上昇に伴い増加し、ある温度以上で一定値を示すという温度依存性を示す。破壊形態は低温では脆性破壊、高温では延性破壊となり、両者の間に延性脆性遷移領域（温度）が存在する。中性子の照射を受けると延性脆性遷移温度が上昇し、上部棚破壊靱性値が低下する。この現象を中性子照射脆化と呼ぶ。照射脆化の進行の監視に用いるシャルピー衝撃試験結果を図 3.2.2 (2)-4 に模式的に示す。シャルピー衝撃特性も破壊靱性と同様の温度依存性を示す。後述する監視試験では、延性脆性遷移温度の上昇を吸収エネルギー（ C_v ）が $C_v = 41\text{J}$ を示す温度（ T_{41J} ）の中性子照射による上昇量、 ΔT_{41J} で評価するとともに、延性破壊に対する抵抗力を上部棚吸収エネルギー（ USE ）を用いて評価する。

中性子照射脆化により破壊靱性に先に述べたような変化が生じる。これにより直ちに破壊を生じる訳ではないが、原子炉圧力容器内面に亀裂が存在し、この亀裂の先端に大きな力が作用した場合に破壊が生じる可能性を考慮する必要がある（図 3.2.2 (2)-5）。原子炉圧力容器は、製造時に非破壊検査を実施し、亀裂等の欠陥が存在しないことを確認している。また、運転期間中に亀裂を生じる劣化事象も想定されない。しかし、原子炉圧力容器は原子炉の安全性を確保する上で最も重要な機器であることから、監視試験[3]・[5]により中性子照射脆化の進行を監視するとともに欠陥を想定した上で大きな荷重が負荷される事象を選定した健全性評価を定期的実施することにより安全性の確認を行っている[6]。

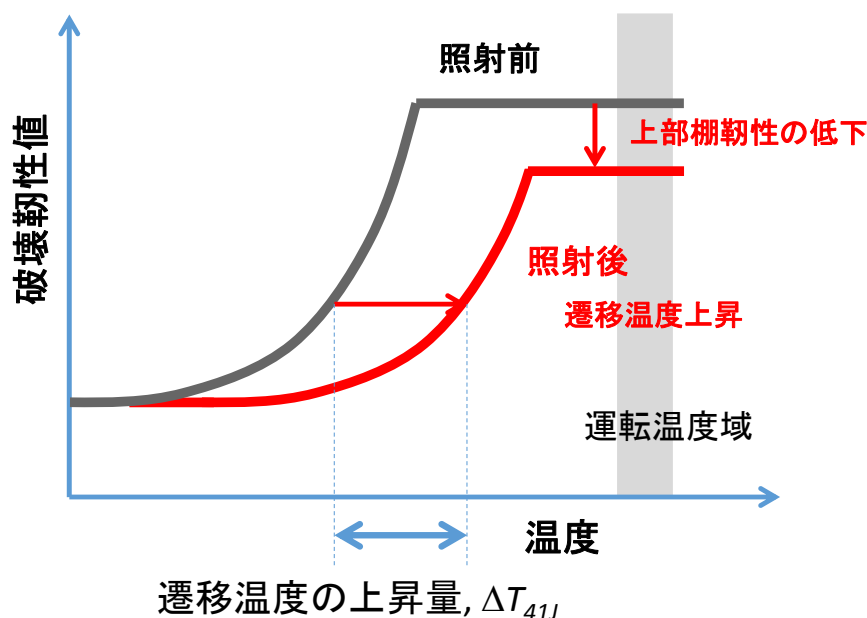


図 3.2.2 (2)-3 中性子照射脆化による破壊靱性低下の模式図

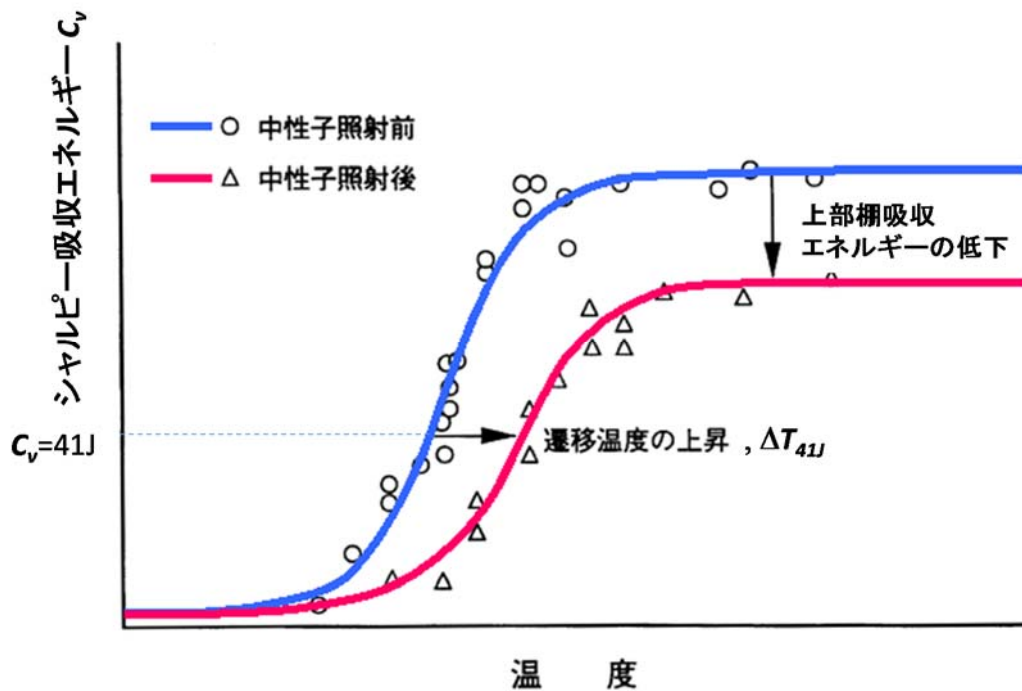


図 3.2.2 (2)-4 シャルピー衝撃試験による評価の模式図

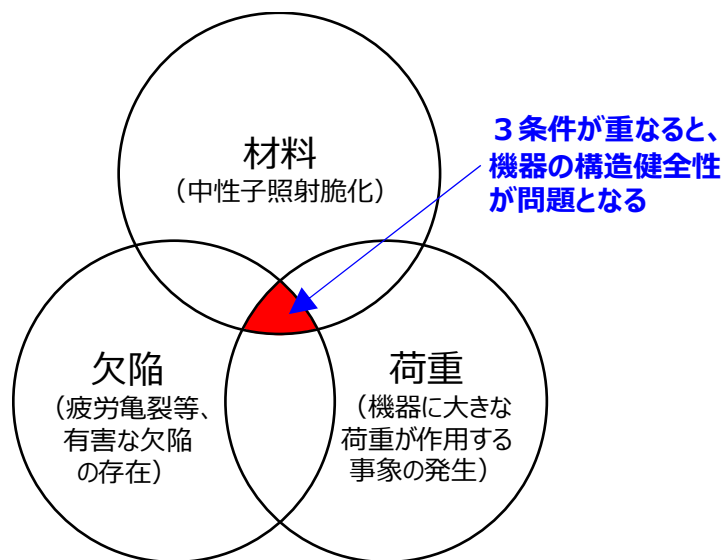


図 3.2.2 (2)-5 中性子照射脆化に起因する破壊が発生するための条件

2) 中性子照射脆化に対する影響因子

中性子照射脆化は中性子照射量の増加とともに進行する現象であり、最大の影響因子は中性子照射量である。照射脆化は中性子照射量の増加とともに進行するが、進行の度合いは中性子照射量の増加とともに穏やかとなる。中性子照射速度も影響因子の一つであり、

照射速度が遅い程、脆化の進行の度合いは大きくなる。鋼材の化学組成も中性子照射脆化に対する主要な影響因子の一つであり、銅 (Cu) やニッケル (Ni) 含有量が多い程、照射脆化に対する感受性が高くなる。これらの因子の影響を図 3.2.2 (2)-6 に模式的に示す。同図は、延性脆性遷移温度の上昇と中性子照射量の関係を模式的に示したものであり、照射速度や化学組成の影響についても図中に示されている。我が国では、後述する監視試験におけるシャルピー衝撃試験とアトムプローブ分析の結果を基に上記の各因子の影響を考慮した照射脆化の傾向式[7]が開発され、実用化されている[3]-[5]。

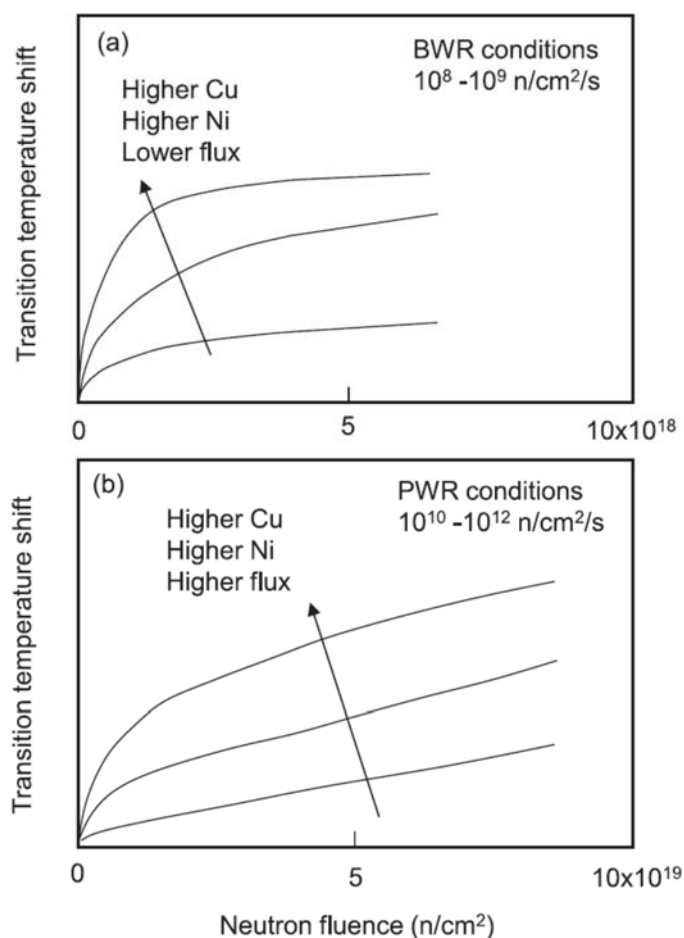


図 3.2.2 (2)-6 中性子照射脆化に及ぼす主要因子の影響の模式図[1]

3) 中性子照射脆化に対する対応

原子炉压力容器に使用されている鋼材については、建設時に原子炉压力容器胴部を構成する材料から採取した監視試験片を、図 3.2.2 (2)-7 に示すとおり、予め炉内に装荷し、JEAC4201[3]-[5]に基づいて計画的にこれらの試験片を取り出し、監視試験を行っている。監視試験では、機械試験などを行い、遷移温度の上昇量と上部棚破壊靱性の低下量を調査することで、中性子照射による鋼材の脆化傾向を把握している。これらの試験結果と併せ

て脆化傾向式に基づく評価を行い、評価期間（例えば 60 年間）における脆化傾向を確認している。

この監視試験の結果を反映した健全性評価が PWR の加圧熱衝撃事象（PTS 事象）に対して実施されている。PWR では配管破断による冷却材喪失事故（LOCA）などで非常用炉心冷却装置（ECCS）が作動し、温度の低い冷却水が炉心に注入されたときに加圧状態が維持されたまま容器内面が冷却される。これにより容器外面と内面の温度差による熱応力が発生する。容器内面に亀裂が存在した場合には、熱応力と内圧により亀裂を進展させようとする力が働くため、PTS 事象に対する健全性を評価する必要がある。PTS 事象を模式的に図 3.2.2 (2)-8 に示す。なお、BWR では供用期間中における中性子照射量が PWR に比べて低いことに加え、構造上、冷却水が直接、容器内面に接することはないといったことから、PTS 事象は生じないものとされている。PTS 事象に対する健全性評価（PTS 評価）では、亀裂が存在する場合の破壊に対する抵抗力（破壊靱性遷移曲線、 K_{Ic} ）と亀裂を進展させようとする駆動力（PTS 状態遷移曲線、 K_I ）を求める。 K_{Ic} には、監視試験の結果を踏まえて評価時点での脆化の程度を反映した値を用いる。 K_I は、内面にある大きさの亀裂を仮定し、冷却水の温度履歴から熱応力を算出し、これを基に求める。事象の発生から終了までを通して K_{Ic} と K_I が交差しなければ（ $K_{Ic} > K_I$ ）、破壊が生じないことが確認できる。PTS 評価の模式図を図 3.2.2 (2)-9 に示す。なお、例え K_{Ic} と K_I が交差したとしても必ずしも破壊が生じるわけではなく、高温予荷重効果の考慮や亀裂の板厚貫通有無の評価といった詳細な評価を行うことで、健全性を確認する手法がある[6]。

また、健全性評価では、 USE が $USE < 68J$ となっていないことを確認することが求められている。 USE は延性亀裂進展に対する抵抗力を示す指標であるが、 $USE < 68J$ となった場合に直ちに延性亀裂進展による破壊が生じる訳ではない。このような場合には、詳細な解析を行い健全性が確保されていることを示すことが求められている[6]。

さらに、監視試験の結果はプラントの運転管理にも反映されている。具体的には、原子炉圧力容器が低温のまま加圧され得るプラントの起動・停止過程や耐圧・漏えい試験時の脆性破壊を防止するために、運転管理上の制限として圧力温度制限曲線が設定され、この制限曲線を上回らない範囲の圧力、温度で推移するようプラントの運転操作が行われる。圧力温度制限曲線を踏まえた運転操作の模式図を図 3.2.2 (2)-10 に示す。圧力温度制限曲線を設定する際には、安全率を考慮したり大きな欠陥を想定したりするなど保守的な評価条件としている。また、実際のプラントの稼動期間が圧力温度制限曲線を設定する際の条件として用いた稼動時間を超えないように監視試験結果を踏まえて同曲線を適宜更新することにより、脆性破壊に対して常に裕度を持った運転管理がなされる運用となっている。

以上のように中性子照射脆化に対する健全性評価手法や運転管理手順は確立されているが、更なる評価の高度化を目的に照射脆化予測の高度化、破壊評価の高度化に関する研究開発が継続的に行われている [7]-[10]。

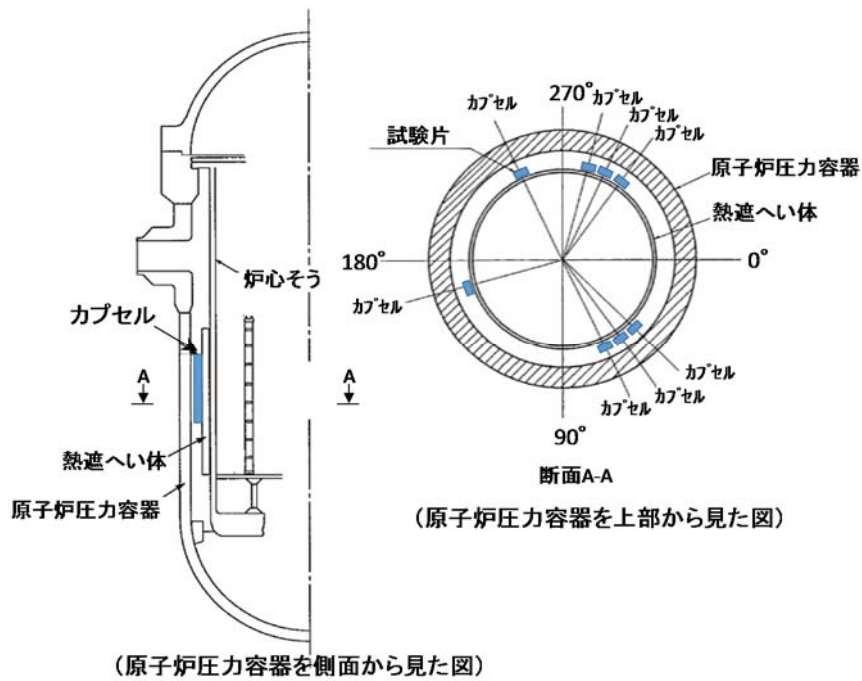


図 3.2.2 (2)-7 PWR の監視試験カプセルの装荷位置 (例)

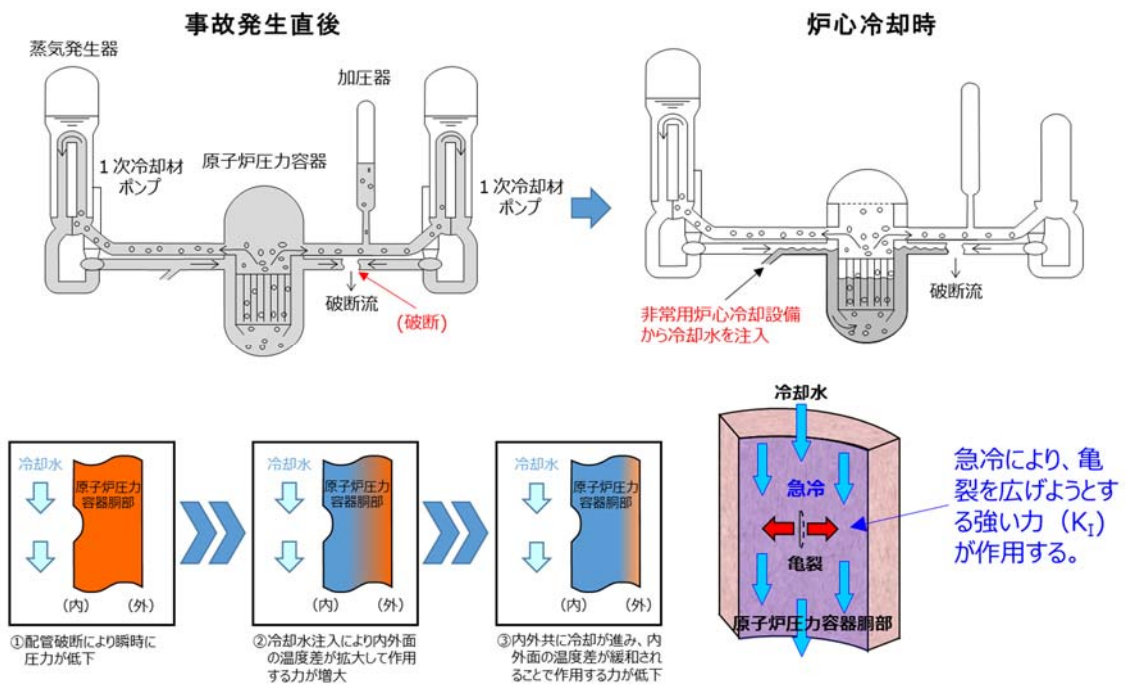


図 3.2.2 (2)-8 PTS 事象のうち大破断冷却材喪失事故の模式図

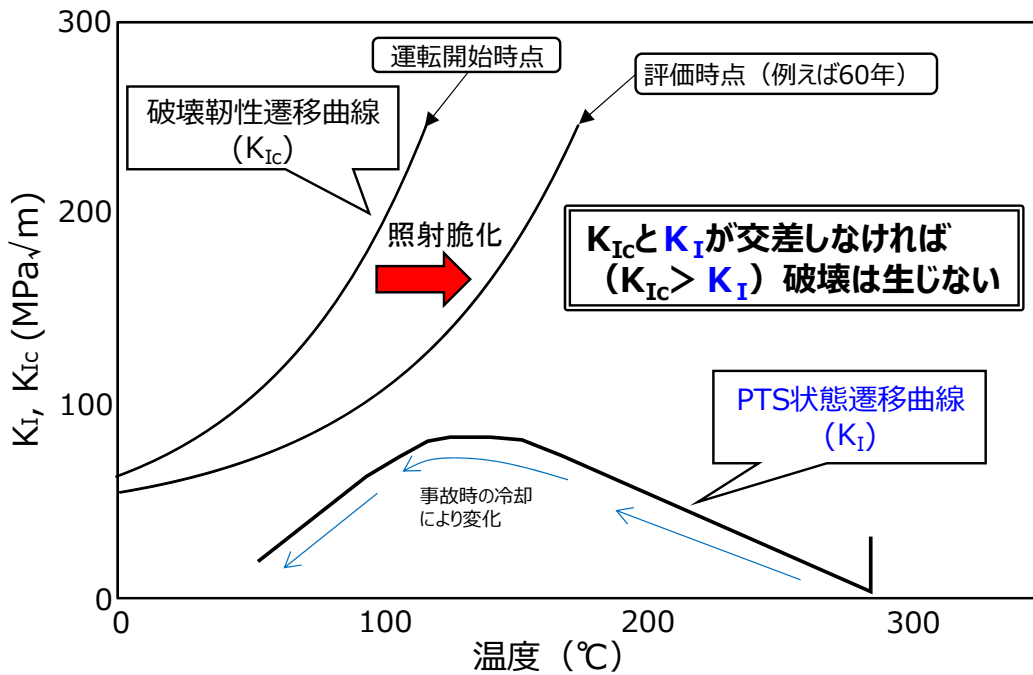


図 3.2.2 (2)-9 PTS 事象に対する健全性評価の模式図

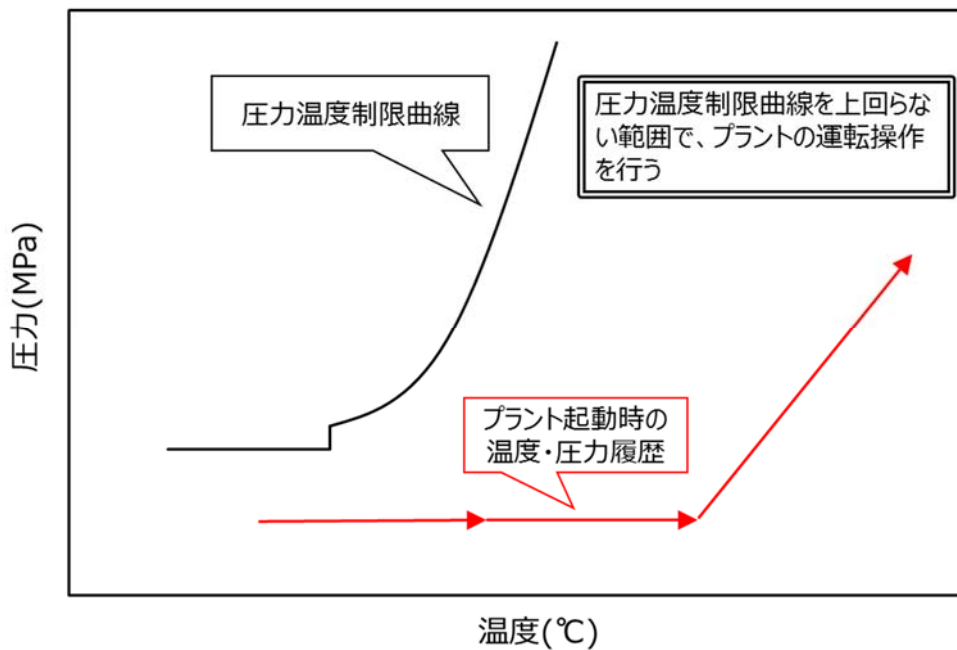


図 3.2.2 (2)-10 圧力温度制限曲線を踏まえた運転管理の模式図 (プラント起動の例)

4) 実機評価結果

これまでに実施した PWR および BWR を対象としたいずれの評価においても、評価期間

(例えば 60 年間) において健全性が十分に確保されることが示されている[11]-[14]。

(a) 加圧熱衝撃 (PTS) 評価結果の例

図 3.2.2 (2)-11 はこれまでに運転期間延長認可申請を行った PWR のうち、最も脆化傾向の大きい高浜発電所 1 号機に対し、原子炉圧力容器の内表面に深さ 10mm、長さ 60mm の半楕円欠陥を想定し、60 年運転時点の K_{Ic} と K_I を比較した結果を示している。 K_{Ic} と K_I は交差することなく、健全性が十分確保されることが判る。PTS 状態遷移曲線の算出に際して想定する事象の過渡変化は保守的に設定しており、例えば大破断冷却材喪失事故 (大破断 LOCA) の場合、原子炉圧力容器内面近傍が事故発生と同時に安全注入水に瞬時に入れ替わる状況 (ステップ状の温度変化) を想定するといったように、実際には起こり難い条件を設定することで保守的な評価となるようにしている。また、想定欠陥についても、運転期間延長のための特別点検として高浜発電所 1 号機の原子炉圧力容器炉心領域部 (母材および溶接部) の 100% に対して超音波探傷検査を実施した結果、欠陥は検出されなかったため、深さ 10mm の欠陥を内表面に想定することは大きな保守性を有していると言える。このように、図 3.2.2 (2)-11 の結果は大きな保守性を有した評価内容となっているが、健全性が十分確保されることが確認することができている。なお、高浜発電所 1 号機では、特別点検で欠陥が検出されなかったことを踏まえ、より現実に近い評価条件として、特別点検で実施した超音波探傷検査の欠陥検出能力を考慮した深さ 5mm の欠陥を内表面に想定した場合の PTS 評価も併せて実施している。図 3.2.2 (2)-12 はその結果を示しているが、深さ 10mm の想定欠陥による評価結果に比べて裕度が更に大きくなることが確認できる。

(b) 上部棚吸収エネルギー評価結果の例

表 3.2.2 (2)-1 は、これまでに運転期間延長認可申請を行った高浜発電所 1 号機、2 号機、美浜発電所 3 号機、東海第二発電所を例に、原子炉圧力容器の母材に対して各プラントの監視試験結果を基に算出した運転開始後 60 年時点における上部棚吸収エネルギー調整値である。高浜発電所 1 号機については 68J を下回る結果となったため、JEAC4206 に従い USE が 68J を下回る場合の健全性評価が実施されている。図 3.2.2 (2)-13 は供用状態 D に対する評価結果の例を示しているが、保守的な条件 (実際には存在しない大きさの想定欠陥や保守的な荷重条件など) を設定しても不安定破壊が生じないこと等が確認できており、結果として、いずれのプラントにおいても上部棚吸収エネルギーの低下に対して機器の健全性が十分に確保されることが確認できている。

5) プラント長期停止の影響

中性子照射脆化は核分裂反応で生成した中性子の照射により、発生、進行する現象である。プラント長期停止中は核分裂反応が起こらないことから、中性子照射脆化に対する長期停止の影響はない。

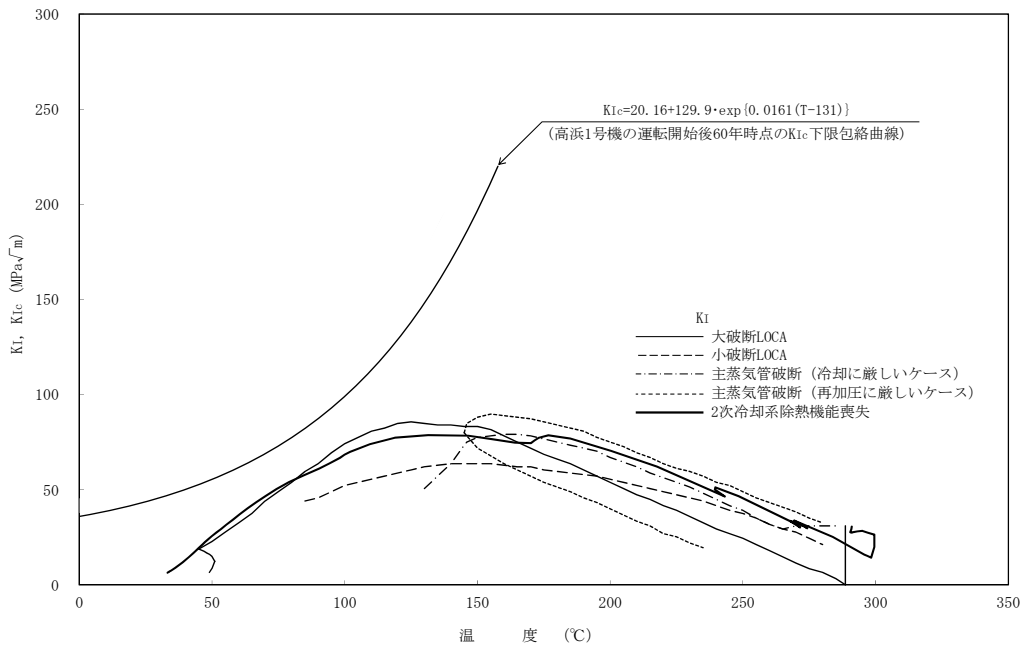


図 3.2.2 (2)-11 高浜発電所 1 号機の PTS 評価結果
 (深さ 10mm の想定欠陥を用いた評価) [11]

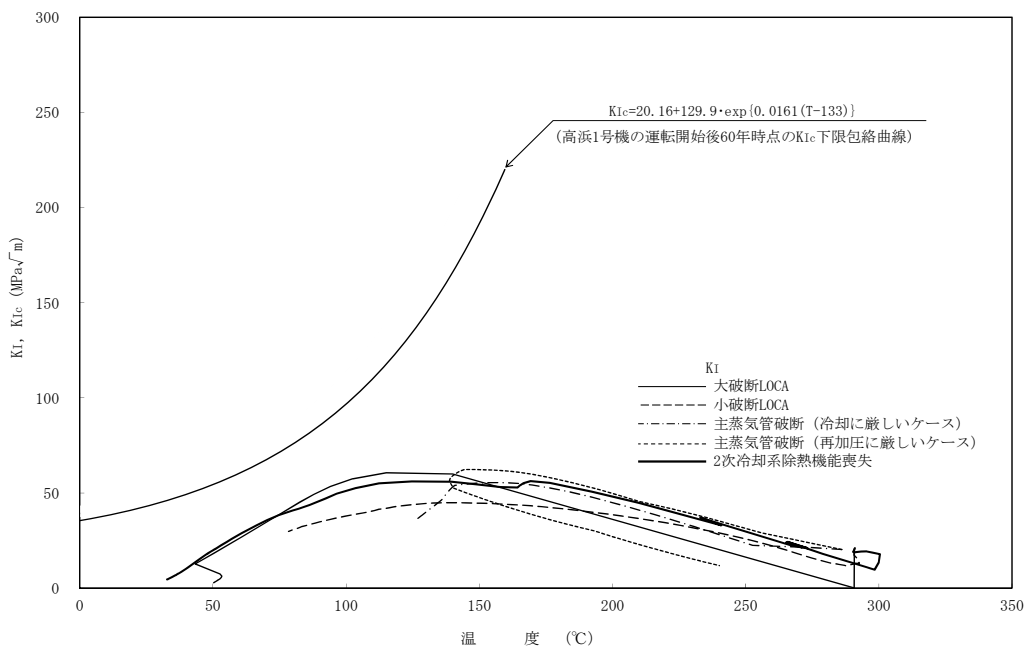


図 3.2.2 (2)-12 高浜発電所 1 号機の PTS 評価結果
 (深さ 5mm の想定欠陥を用いた評価) [11]

表 3.2.2 (2)-1 運転開始後 60 年時点の上部棚吸収エネルギー(USE)調整値の例[11]-[14]

	高浜発電所 1号機	高浜発電所 2号機	美浜発電所 3号機	東海第二 発電所
USE (母材) [J]	65	104	125	111

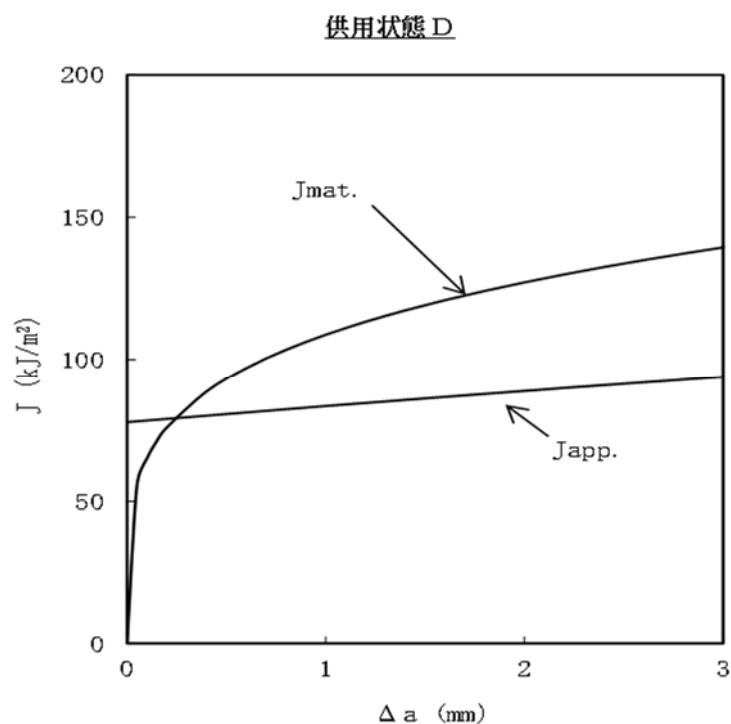


図 3.2.2 (2)-13 高浜発電所 1 号機の *USE* が 68J を下回る場合の評価結果
(供用状態 D に対する評価) の例[11]

参考文献

- [1] K. Fukuya, “Current understanding of radiation-induced degradation in light water reactor structural materials”, Journal of Nuclear Science and Technology, Vol.50, No.3, pp. 213-254, 2013.
- [2] A. Nomoto, “Understanding on the Mechanisms of Irradiation Embrittlement of RPV Steels and Development of Embrittlement Correlation Method”, Training Workshop on the Assessment of Degradation Mechanisms of Primary Components in Water Cooled Nuclear Reactors: Current Issues and Future Challenges, IAEA, Madrid, Sept. 2014, (<https://www.iaea.org/NuclearPower/Meetings/2014/2014-09-29-10-02-WS-NPE.html>)
- [3] 電気技術規程、「原子炉構造材の監視試験方法」、JEAC4201-2007、日本電気協会、2007年

- [4] 電気技術規程、「原子炉構造材の監視試験方法 [2010 年追補版]」、JEAC4201-2007 [2010 年追補版]、日本電気協会、2010 年
- [5] 電気技術規程、「原子炉構造材の監視試験方法 [2013 年追補版]」、JEAC4201-2007 [2013 年追補版]、日本電気協会、2013 年
- [6] 電気技術規程、「原子炉圧力容器に対する供用期間中の破壊靱性の確認方法」、JEAC4206-2016、日本電気協会、2016 年
- [7] N. Soneda, K. Nakashima, K. Nishida, K. Dohi, “HIGH FLUENCE SURVEILLANCE DATA AND RECALIBRATION OF RPV EMBRITTLEMENT CORRELATION METHOD IN JAPAN”, Proceedings of the ASME 2013 Pressure Vessels & Piping Division Conference PVP2013, PVP2013-98076, ASME, Paris, July 2013.
- [8] 小林 知裕、西田 憲二、山本 真人、「平成 28 年度原子炉圧力容器及び炉内構造物の照射影響評価手法の高度化 (1) 中性子照射された圧力容器鋼 JRQ 材のマイクロ組織および機械的特性の板厚方向分布」、日本原子力学会 2017 年秋の大会、日本原子力学会、札幌、2017 年 9 月
- [9] 山本 真人、橋本 資教、「平成 28 年度原子炉圧力容器及び炉内構造物の照射影響評価手法の高度化 (2) 中性子照射された圧力容器鋼母材および溶接金属に対する Mini-C(T) 試験片による破壊靱性評価」、日本原子力学会 2017 年秋の大会、日本原子力学会、札幌、2017 年 9 月
- [10] 「運転期間延長認可制度及び高経年化対策制度に係る技術的知見の整備に関する研究事後評価説明資料」、第 1 回材料技術評価検討会、原子力規制庁、平成 29 年 10 月 10 日、http://www.nsr.go.jp/disclosure/committee/youushikisya/gh_zairyo/00000004.html
- [11] 高浜発電所運転期間延長認可申請書 (1 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長) の添付書類二「高浜発電所 1 号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社 (平成 27 年 4 月 (平成 28 年 6 月一部変更))
- [12] 高浜発電所運転期間延長認可申請書 (2 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長) の添付書類二「高浜発電所 2 号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社 (平成 27 年 4 月 (平成 28 年 6 月一部変更))
- [13] 美浜発電所運転期間延長認可申請書 (3 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長) の添付書類二「美浜発電所 3 号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社 (平成 27 年 11 月 (平成 28 年 10 月一部変更))
- [14] 東海第二発電所運転期間延長認可申請書 (発電用原子炉施設の運転の期間の延長) の添付書類二「東海第二発電所 劣化状況評価書」、日本原子力発電株式会社 (平成 29 年 11 月)

(3) 照射誘起型応力腐食割れ

1) 照射誘起型応力腐食割れとは

ステンレス鋼製の炉内構造物は、炉心支持機能や冷却機能（冷却材の流路確保）を有することから、運転期間を通してその構造健全性を維持することが重要である。ステンレス鋼は、中性子の照射を受けると原子が通常の格子位置からはじき出され、空孔や格子間原子が生じる。これによりボイドや転移ループ、溶質原子クラスター形成、結晶粒界における原子の欠乏や濃化などのマイクロ組織の変化が生じる[1] [2]。これに起因して引張強度の増加や均一伸びの低下、破壊靱性値の低下を生じる[1]。さらに高照射量領域では、スウェリングによる体積膨張や応力緩和を生じる[1]。また、冷却材に接し、かつ、引張応力が作用している条件では照射誘起型応力腐食割れ（IASCC）を生じる可能性がある[1]。IASCCは応力腐食割れ（SCC）と同様に材料、環境、応力の3因子の重畳により発生する現象である。IASCCの発生要因を模式的に図3.2.2 (3)-1に示す。IASCCが発生・進展すると機器の断面積が減少することから、地震などの大きな荷重が作用した場合にIASCCを起点とした亀裂の進展により機器の構造健全性に影響を与える可能性がある。このことからIASCCは高経年化技術評価において考慮すべき劣化事象の一つに挙げられている[3]。

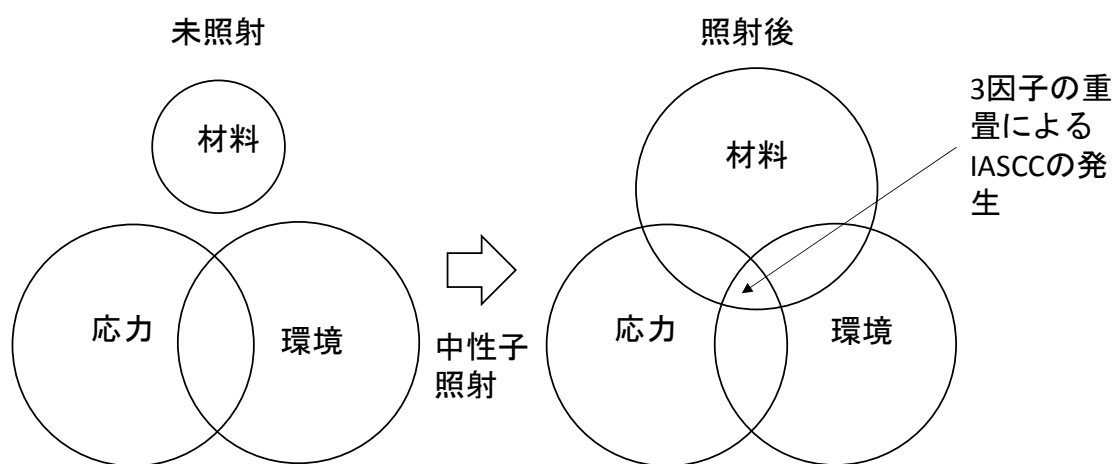


図 3.2.2 (3)-1 IASCC 発生要因の模式図

2) IASCC に対する影響因子

図 3.2.2 (3)-1 に示したように最も大きな影響を受けるのは材料因子であり、中性子の照射により IASCC に対する感受性が増加する。図 3.2.2 (3)-2、3 に示のように IASCC は中性子照射量 (ϕ) がある値（しきい値）を超えると発生する[4][5]。PWR、BWR の中性子照射量しきい値を以下に示す。

(a) PWR 環境中

$$\phi = 1.0 \times 10^{25} \text{ n/m}^2 \quad (E > 0.1 \text{ MeV})$$

(b) BWR 環境中

$$\phi = 5.0 \times 10^{24} \text{ n/m}^2 \quad (E > 1.0 \text{ MeV})$$

炉内構造物の中性子照射量は、炉型、機器、部位により異なるが図 3.2.2 (3)-4 に模式的に示すように運転期間 40 年で、PWR で最大 $7 \times 10^{26} \text{ n/m}^2$ 、BWR で $7 \times 10^{25} \text{ n/m}^2$ 程度である[1]。この照射量と上記のしきい照射量の関係から IASCC は PWR、BWR いずれにおいても考慮すべき事象であることが判る。なお、中性子照射量の増加と共に IASCC が発生する応力も減少する。IASCC の発生応力と中性子照射量の関係を図 3.2.2 (3)-5 に示す[1]。したがって、IASCC の発生評価においては、中性子照射量による発生応力の減少についても考慮する必要がある。また、機器の健全性評価において亀裂進展評価を行う場合には、中性子照射による進展速度の増加も考慮する必要がある。BWR 環境中における IASCC 進展速度の照射量依存性を図 3.2.2 (3)-6 に示す[1]。さらに、中性子照射により降伏応力、引張強さが増加し、一方、破断伸びや破壊靱性値は低下する[1]。機器の健全性評価を行う場合にこれらの特性を用いる場合には、中性子照射の影響を考慮する必要がある。

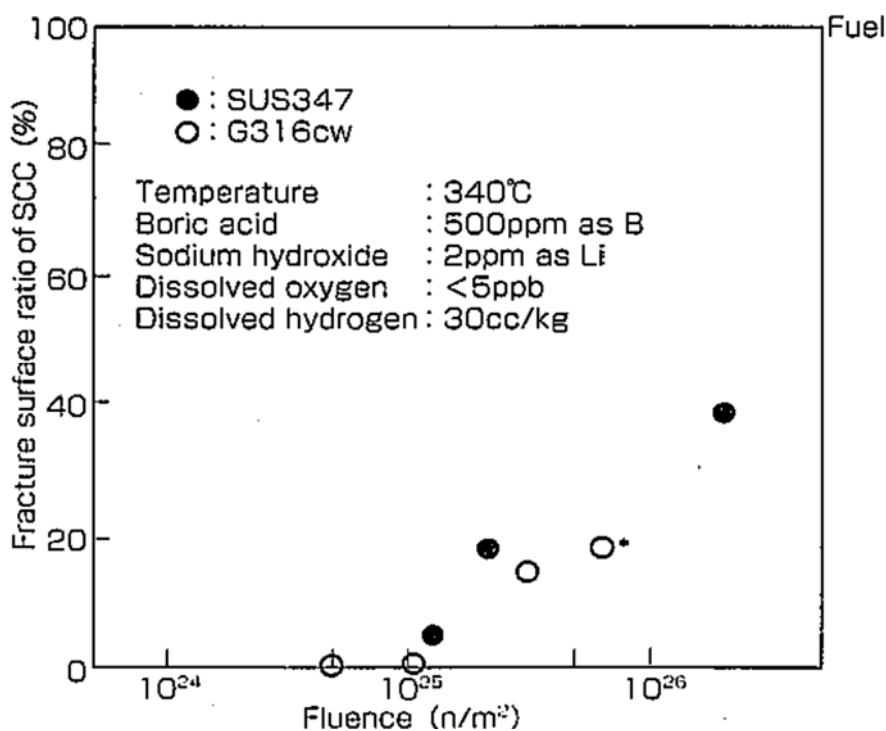
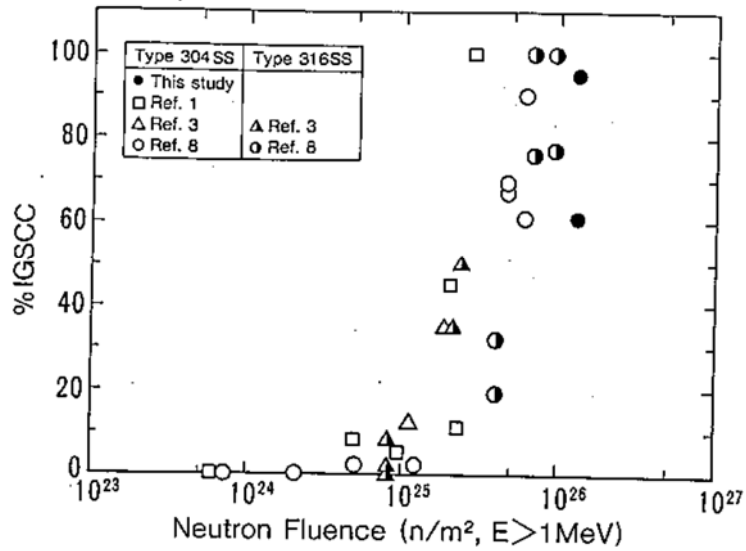


図 3.2.2 (3)-2 PWR 環境中における IASCC 発生感受性と中性子照射量の関係



“Copyright 1993 by The Minerals, Metals & Materials Society. Used with permission.”

図 3.2.2 (3)-3 BWR 環境中における IASCC 発生感受性と中性子照射量の関係

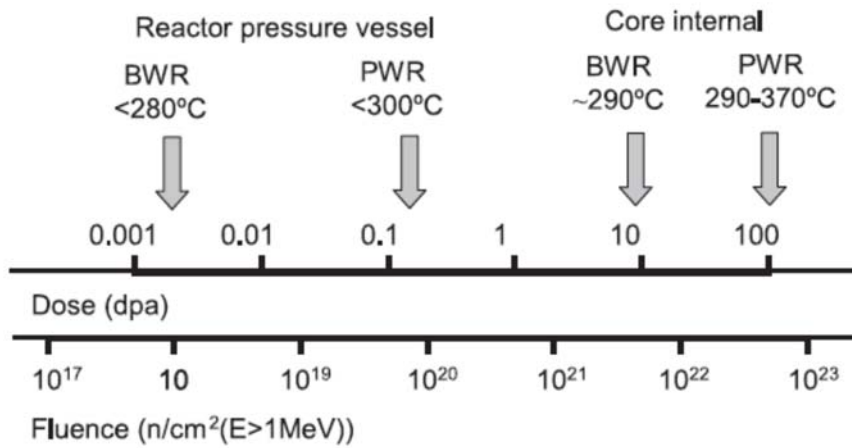


図 3.2.2 (3)-4 原子炉压力容器、炉内構造物のおよその中性子照射量

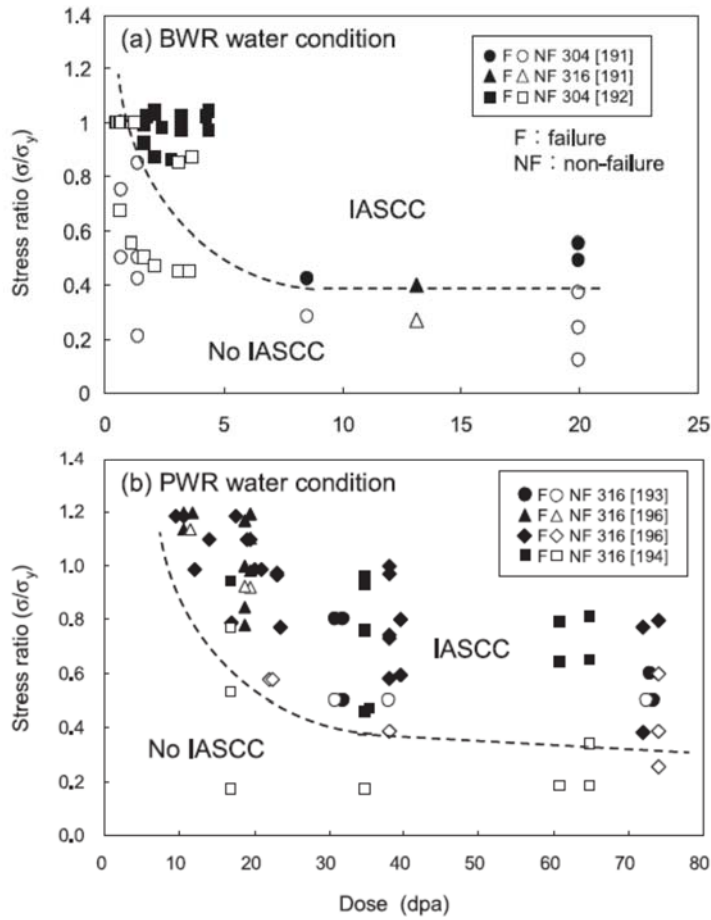


図 3.2.2 (3)-5 IASCC 発生応力と中性子照射量の関係

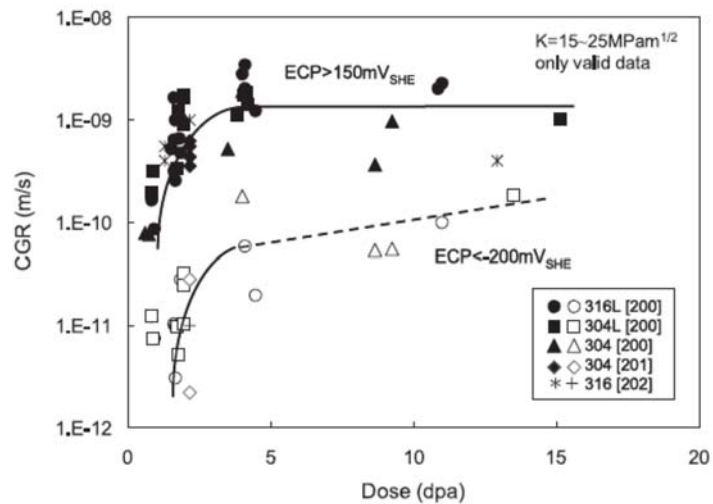


図 3.2.2 (3)-6 BWR 環境中の IASCC 進展速度 (CGR) と中性子照射量 (Dose) の関係

3) PWR における対応

上記(2)で述べたように IASCC に影響を与える主要な影響因子は中性子照射量である。中性子照射量は、基本的には炉心に近い部位ほど大きい。また、発生因子の一つである引張応力が働いていることが必要となる。PWR の炉内構造物のうち、バッフルフォーマボルト (BFB) は発生応力、中性子照射レベル、温度の観点で最も厳しい条件であり、また海外での損傷事例もあることから、IASCC 発生について特に考慮すべき対象である。図 3.2.2 (3)-7 に PWR の炉内構造物の模式図を示す。BFB は、バッフル板をバッフル取付け板 (フォーマ) に締結するボルトであり、316 系ステンレス鋼が使用されている。BFB は主に冷却材流路の維持及び流量を適性に配分するためのバッフル構造を締結するためのボルト (多いプラントでは約 1,000 本程度) であり、多少のボルトの損傷がこの機能に影響を与えることはないが、多数損傷した場合にはバッフル構造が維持できなくなる、取り付けられているバッフル板が燃料集合体等に接触するといった影響を与えることから、BFB が損傷してもバッフル構造の健全性が維持されることを確認する必要がある。BFB における IASCC の発生要因は運転に伴う中性子の照射量の増加により、バッフル板のスウェリングによる膨張によりボルトに働く引張り応力が増加すること、材料の IASCC 発生応力が低下することにある。BFB における IASCC 発生評価の考え方を図 3.2.2 (3)-8 に模式的に示す [6]。当時の原子力安全基盤機構 (JNES) の IASCC プロジェクト [7] において、IASCC 挙動の解明と評価法開発が精力的に行われ、その成果は、原子力安全推進協会 (JANSI) の炉内構造物点検評価ガイドライン [6] や日本原子力学会の高経年化対策実施基準 [3] に反映されている。フランスや米国で BFB において IASCC の発生事例が報告されている [8]。わが国では発生事例の報告はないが、将来的に発生する可能性を否定できないことから、高経年化技術評価において評価を行い、評価結果を保全計画に反映している。

高経年化対策実施基準では、中性子照射量、 $\phi > 1.0 \times 10^{25} \text{n/m}^2$ ($E > 0.1 \text{MeV}$) となると IASCC の発生感受性が発現するとし、IASCC に対する BFB 損傷による炉内構造物としての健全性の評価を求めている。健全性評価の概要を以下に示す。

(a) IASCC 損傷の予測

以下を考慮した IASCC 損傷発生予測を行う。

- それぞれの BFB に対応する中性子照射量を基に IASCC の発生に必要な応力を算出する。
- それぞれの BFB に対してボルト締結応力、熱変形、照射クリープ、スウェリング、照射硬化を考慮し、ボルト首下部に作用する引張り応力を算出する。
- 各 BFB に対する作用応力と IASCC 発生応力を比較し、作用応力が発生応力以上となった場合には、IASCC による損傷が発生したと評価する。発生応力の評価においては、JNES の研究成果で取得された発生応力の中性子照射量の関係を用いて評価を行っている (図 3.2.2 (3)-9) [7]。

(b) 健全性評価

BFB 損傷による炉内構造物としての健全性評価では、バッフル構造を構成するために取り付けられている BFB (多いプラントでは1プラント 1,000 本程度) に対して、(a) で予測したボルト損傷本数が JANSI の炉内構造物点検評価ガイドライン[6] に定められた管理値である全数の 20% (地震等においてもバッフル構造の健全性を維持するために最低限必要なボルト本数に十分な余裕を考慮して設定した管理値) に至る時期を確認し、超音波探傷検査や取替等の適切な保全計画を策定することで健全性が確保できることを確認している。これまで国内の PWR では、BFB の取替えや炉内構造物の一体取り替えが実施、計画されてきた[9]-[11]。

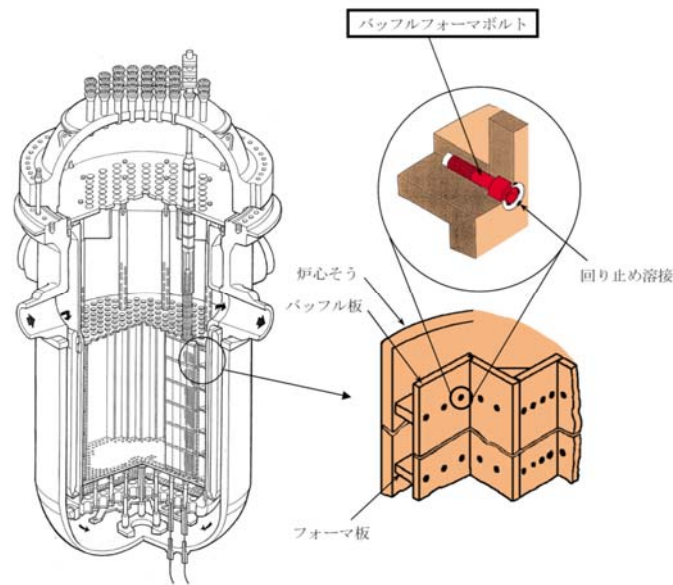


図 3.2.2 (3)-7 PWR 炉内構造物の鳥瞰図

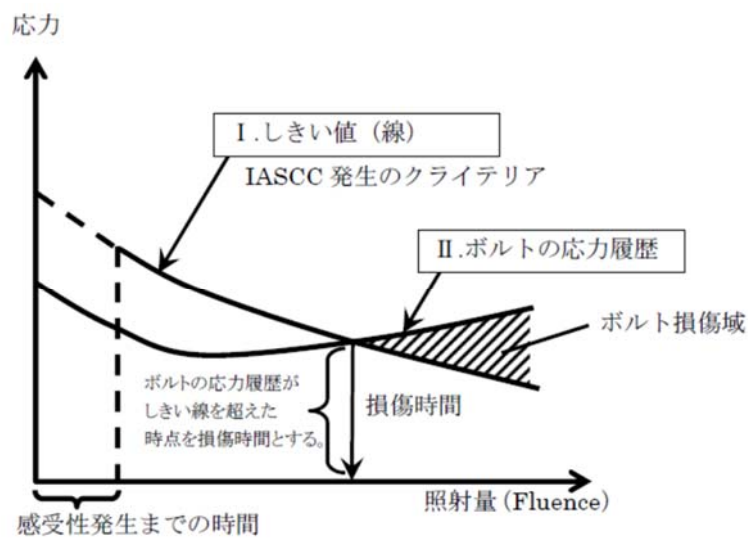


図 3.2.2 (3)-8 BFB の IASCC 評価の考え方

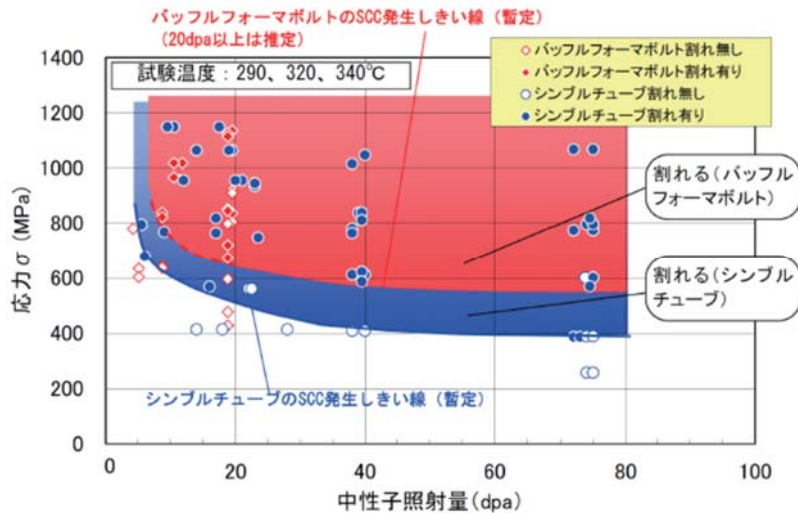


図 3.2.2 (3)-9 JNES の研究成果で得られた IASCC 発生応力と中性子照射量の関係

4) BWR における対応

BWR の炉内構造物には、304 系、316 系ステンレス鋼が使用されている。BWR の冷却材条件においては、304 系、316 系ステンレス鋼は、それぞれ中性子照射量、 ϕ が以下の条件で IASCC に対する感受性が発現すると考えられている。

- ・ 304 系ステンレス鋼
 $\phi > 5.0 \times 10^{24} \text{n/m}^2$ ($E > 1.0 \text{ MeV}$)
- ・ 316 系ステンレス鋼
 $\phi > 1.0 \times 10^{25} \text{n/m}^2$ ($E > 1.0 \text{ MeV}$)

国内 BWR では制御棒において IASCC による損傷事例が報告されているが[12][13]、炉内構造物における報告事例はない。BWR において、照射量や引張り応力の発生観点から IASCC について考慮すべき部位は、炉心シュラウドと上部格子板、炉心支持板等であり、点検・評価の考え方が JANSI の炉内構造物点検評価ガイドライン[14][15]に定められている。炉内構造物の鳥瞰図を図 3.2.2 (3)-10 に示す。

これらの評価を参考に、高経年化技術評価では、中性子照射量が上記のしきい照射量に達した時点で深さ $50\mu\text{m}$ 程度の微小な IASCC 亀裂が発生したと仮定し、この亀裂が時間の経過と共に進展するとして、評価期間を通じて健全性が確保されるか否かを評価している。BWR の炉内構造物のうち供用期間中に受ける照射量の最も高い上部格子板の例では、図 3.2.2 (3)-11 に示すようにグリッドプレート部の切り欠き部に亀裂の発生を想定して評価を行う。作用応力は自重と冷却材の流れにより生じる差圧とする。具体的な亀裂進展評価と健全性評価については、日本機械学会の維持規格[16]や国の健全性評価制度[17]に従う。評価のフローを図 3.2.2 (3)-12 示す。供用期間中検査についても維持規格に従って実施されており、検査と評価を合わせてこれらの機器の健全性を確保している。

5) プラント長期停止の影響

IASCC は、中性子照射量があるしきい照射量を超えると感受性が発現し、中性子照射量の増加と共に、発生しきい応力の低下や亀裂進展速度が増加する現象である。プラントの長期停止中には核分裂反応に伴う中性子の発生がないことから、IASCC 発生までの時間的裕度を消費すること、既に発生した IASCC が進行することはない、長期停止の影響を考慮する必要はない。

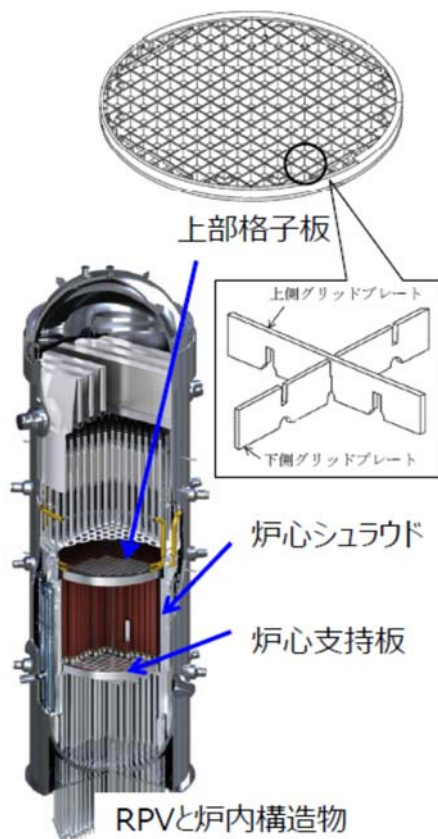


図 3.2.2 (3)-10 BWR 炉内構造物の鳥瞰図[18]

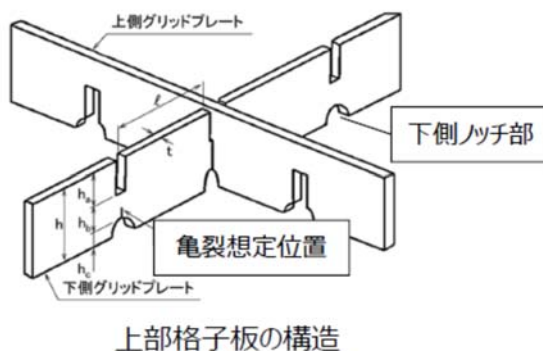


図 3.2.2 (3)-11 上部格子板の評価における初期欠陥の想定位置[18]

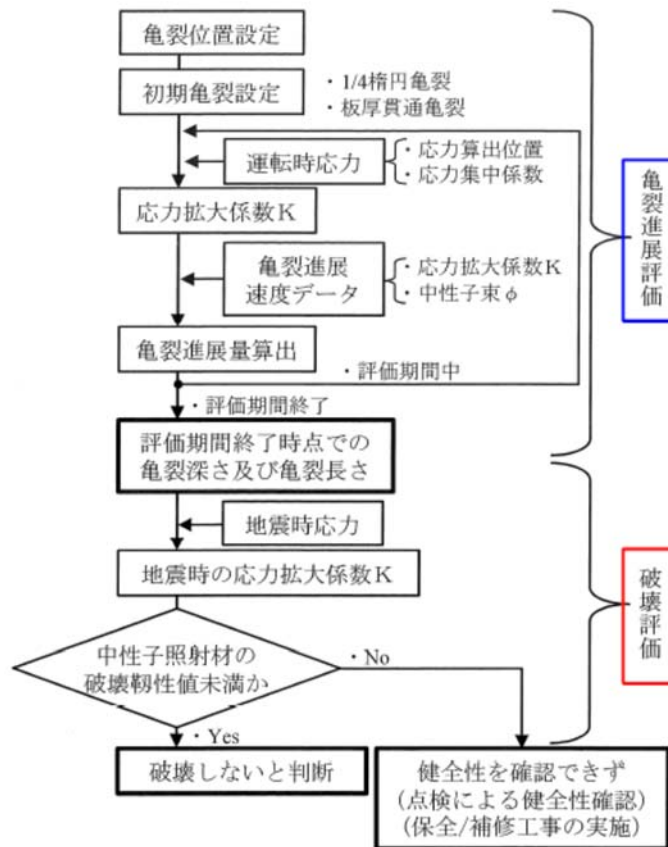


図 3.2.2 (3)-12 健全性評価のフロー[18]

参考文献

- [1] K. Fukuya, “Current understanding of radiation-induced degradation in light water reactor structural materials”, Journal of Nuclear Science and Technology, Vol.50, No.3, pp. 213-254, 2013.
- [2] P. Chou, N. Soneda, K. Nishida, K. Dohi, E. A. Marquis, and Y. Chen, Fontevraud 8, 2014.
- [3] 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：2015」、日本原子力学会、2015年
- [4] 亀山雅司、「PWR 炉内構造物の中性子照射誘起応力腐食割れに対する保全対策の検討」、保全学 3(4)、2005年
- [5] M. Kodama, R. Katsura, J. Morisawa, S. Nishimura, S. Suzuki, K. Asano, K. Fukuya, K. Nakata, “IASCC SUSCEPTIBILITY OF AUSTENITIC STEELS IRRADIATED TO HIGH NEUTRON FLUENCE”, Sixth International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors, TMS, 1993.

- [6] 炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会、「PWR炉内構造物点検評価ガイドライン [バッフルフォーマボルト] (第2版)」、JANSI VIP-05-第2版、原子力安全推進協会、平成26年3月
- [7] 平成20年度照射誘起応力腐食割れ(IASCC)評価技術に関する報告書、09原高報-0012、原子力安全基盤機構、平成21年9月
- [8] R. Cauvin, O. Goltrant, Y. Rouillon, E. Verzaux, A. Cazus, P. Dubuisson, P. Poitrenaud, and S. Bellet, Proceedings of the International Symposium on FONTEVRAUD III, Vol. 1, p.54 (1994).
- [9] 関西電力株式会社プレスリリース、「美浜発電所2号機の原子炉起動および調整運転の開始について」(http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2001/0420-1_1j.html)、2001年4月
- [10] 四国電力株式会社プレスリリース、「伊方発電所2号機の送電開始について」(<http://www.yonden.co.jp/press/re0602/j0ypr001.htm>)、2006年2月
- [11] 関西電力株式会社プレスリリース、「美浜発電所3号機の原子炉設置変更許可について」(http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2016/1005_1j.html)、2016年10月
- [12] 原子炉施設故障等報告書「福島第二原子力発電所1号機制御棒の動作不調に伴う原子炉手動停止について」(平成10年度)
- [13] 「沸騰水型原子力発電所のハフニウム板型制御棒のひび等に関する調査報告書」、原子力安全・保安院(平成18年5月31日)
- [14] 炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会、「BWR炉内構造物点検評価ガイドライン [炉心シェラウド] (第5版)」、JANSI-VIP-06-第5版、原子力安全推進協会、平成27年3月
- [15] 炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会、「BWR炉内構造物点検評価ガイドライン [上部格子板] (第2版)」、JANSI-VIP-11-第2版、原子力安全推進協会、平成27年3月
- [16] 日本機械学会発電用原子力設備規格 維持規格、JSME S NA1-2016、日本機械学会、2016年
- [17] 原規技発第1408063号 原子力規制委員会決定、「実用発電用原子炉及びその附属施設における破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥の解釈の制定について」、原子力規制委員会、平成26年8月6日
- [18] 三橋忠浩、服部泰大、大木俊、神長貴幸、渡辺義雄、内山好司、「BWRプラントにおける上部格子板の照射誘起応力腐食割れ評価の適正化」、保全学会第14回学術講演会、2017年

(4) ステンレス鋼鋳鋼の熱時効

1) ステンレス鋼鋳鋼の熱時効とは

オーステナイト系ステンレス鋼鋳鋼は、機械的強度と耐食性に優れ、製品の最終形状に近い形に鋳込めることから、PWR や BWR の弁やポンプケーシング、PWR の主冷却材配管などに幅広く用いられている。ステンレス鋼鋳鋼は、軽水炉の運転中の冷却材温度に長時間曝された場合に引張強度が増加すると共にシャルピー吸収エネルギーや弾塑性破壊靱性値、延性亀裂抵抗などの靱性が低下する[1][2]。この現象を熱時効と呼ぶ。熱時効により靱性低下しても直ちに破壊を生じる訳ではないが、熱時効による靱性低下と亀裂が存在する状態で亀裂先端に地震等により大きな力が作用した場合には、延性亀裂が進展し、破壊を生じる可能性がある (図 3.2.2.1 (4)-1)。

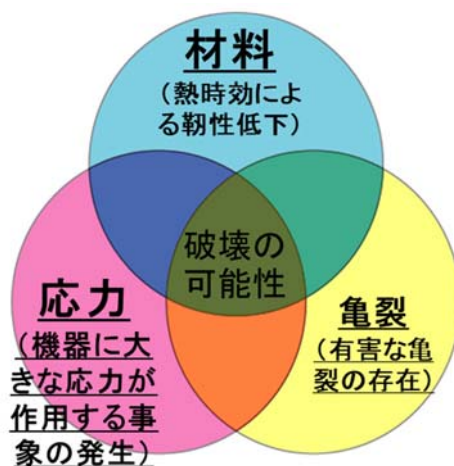


図 3.2.2.1 (4)-1 熱時効に起因する破壊が発生するための条件

ステンレス鋼鋳鋼が使用されている弁箱、ポンプケーシングや主冷却材配管には、運転期間中に SCC や疲労による亀裂の発生は想定されないが、耐圧バウンダリを構成する機器であることから、高経年化技術評価においては、健全性を評価している[7][8]。オーステナイト系ステンレス鋼鋳鋼は鋳込み時の凝固過程でフェライト相が形成されるため、オーステナイトとフェライトの 2 相からなる金属組織を有している。ステンレス鋼鋳鋼の金属組織の例を図 3.2.2.1 (4)-2 に示す。軽水炉の運転中の冷却材温度に曝されると以下のマイクロ組織的な変化が生じる[3][4]。フェライト相中のクロムの濃度に濃淡が生じる相分離が起こる。また、ニッケル、マンガン、シリコンを主たる構成元素とする析出物が析出する。アトムプローブトモグラフィー分析で得たフェライト相のアトムマップを図 3.2.2.1 (4)-3 に示す[5]。これらのマイクロ組織的な変化により、フェライト相の硬さが増加し、脆くなることで靱性低下を生じる原因と考えられている。熱時効によるフェライト相の硬さ変化の例を図 3.2.2.1 (4)-4 示す[6]。熱時効に伴う延性亀裂進展抵抗の低下の例を図 3.2.2.1 (4)-5 に示す[6]。

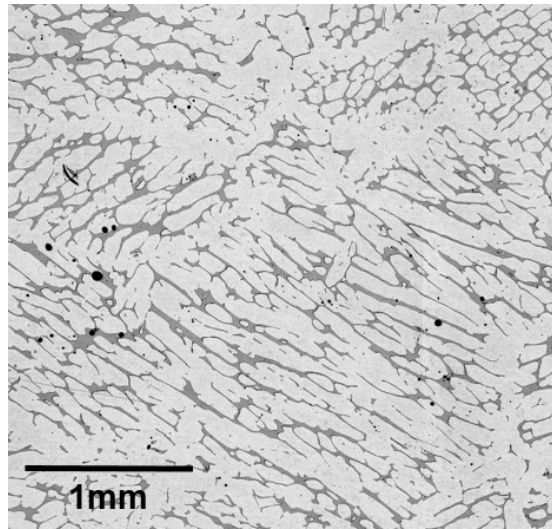


図 3.2.2.1 (4)-2 ステンレス鋼鋳鋼の金属組織の例 (SCS16A、静铸造、フェライト量:20%)
 (色の薄い部分がオーステナイト相、濃い分がフェライト相、黒い部位は铸造時に生じた
 ブローホール等である。)

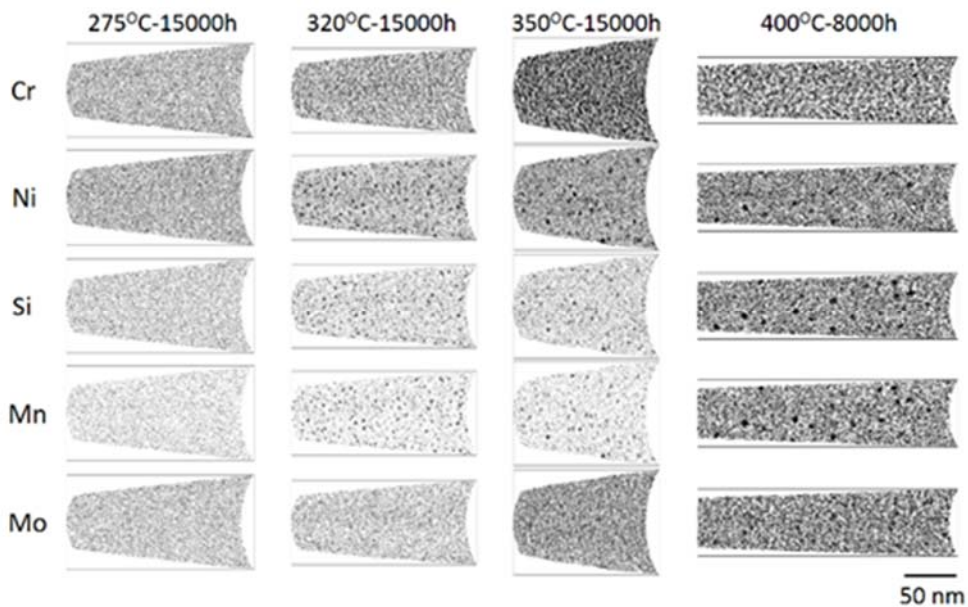


図 3.2.2.1 (4)-3 ステンレス鋼鋳鋼熱時効材のアトムマップの例[5]
 (各マップ上の点はそれぞれの元素の原子 1 個を示す。クロムのマップにおいて、時効温度が
 高い程、濃淡が明確に表れており、相分離によりクロムの分布に濃淡が生じていることがわか
 る。Ni, Si, Mn, Mo のマップにおいては、温度が高くなると濃度が高いスポットが出現してく
 る。Ni, Si, Mn, Mo 等から形成される G 相と思われる析出物が析出していることが判る。)

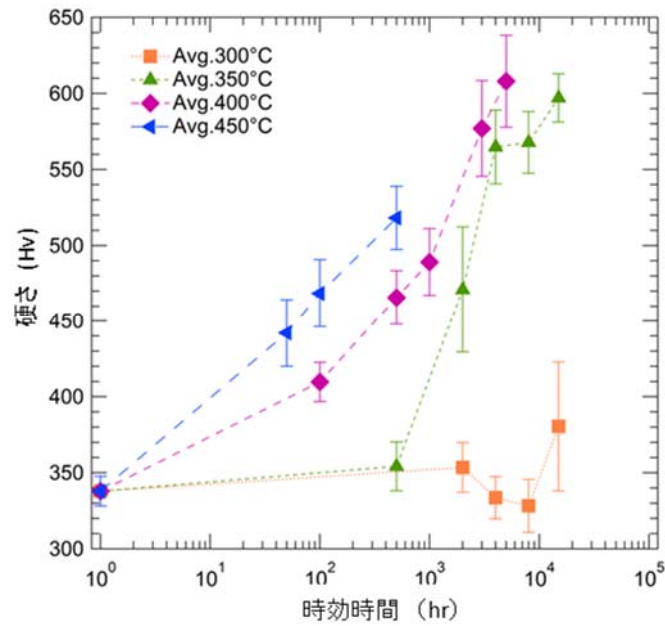


図 3.2.2.1 (4)-4 熱時効によるフェライト相の硬さの増加の例[6]
 (時効時間の増加と共にフェライト相の硬さが増加する。増加が開始する時間は温度が高い程、短くなる。)

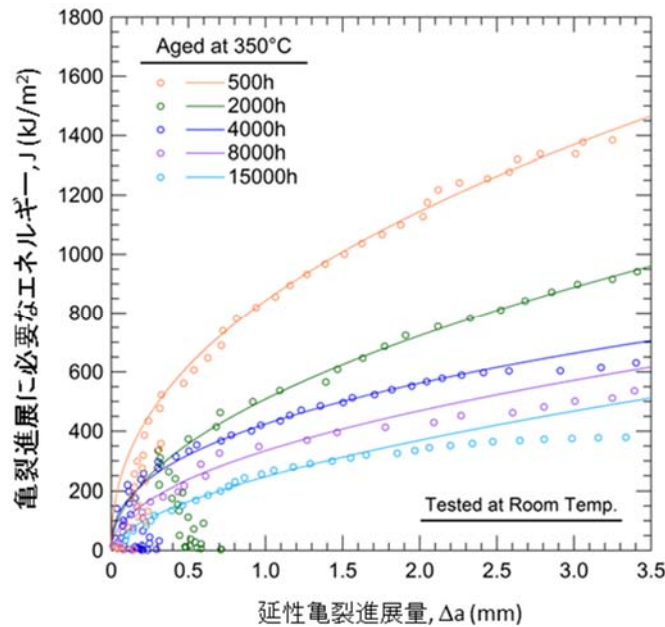


図 3.2.2.1 (4)-5 熱時効による延性亀裂進展抵抗 ($J-\Delta a$) の低下の例[6]
 (熱時効時間の増加と共に延性亀裂を進展させるために必要なエネルギー (延性亀裂進展抵抗) が小さくなっている。)

2) 熱時効に対する影響因子

ステンレス鋼鋳鋼の熱時効に対する主たる影響因子は、フェライト量、時効時間、時効温度である[1]、[9]。以下に各因子の影響について示す。

(a) フェライト量

同じ鋳造方法と時効温度、時効時間で比較した場合、フェライト量が多いほど韌性低下の程度は大きくなる。化学組成はフェライト量を定める主要な因子である。Cr 当量/Ni 当量が大きいほど、フェライト量が大きくなる。

(b) 時効時間

熱時効は時効時間と共に進行し、時効時間が長いほど熱時効の程度が大きくなる。

(c) 時効温度

軽水炉機器について熱時効を考慮すべき温度は 250°C以上である[1]。同じ材料条件、時効時間であれば時効温度が高いほど時効が進む。

3) 熱時効評価

高経年化技術評価におけるステンレス鋼鋳鋼の熱時効評価方法は、日本原子力学会の「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2015」（高経年化対策実施基準）[7]に評価方法の一例が取り纏められている。高経年化対策実施基準では、ステンレス鋼鋳鋼製で以下の条件に対応する機器を評価対象としている。

- ・ 使用温度が 250°C以上
- ・ 亀裂の原因と経年劣化事象が想定される。
- ・ 定期的な目視など点検により亀裂発生の確認を行っていない。

上記に合致する機器の中からフェライト相の含有割合および応力又は荷重を考慮し評価点を一点抽出する（図 3.2.2.1 (4)-6）。抽出した評価点に対して以下の手順で評価を行う（図 3.2.2.1 (4)-7）。

- ① 初期欠陥寸法の設定：対象機器の内面に半楕円形の初期欠陥を定める。
- ② 亀裂進展評価：初期欠陥に対して評価期間末期までに想定される過渡事象に基づく亀裂進展評価を行い、評価期間末期における欠陥寸法を求める。
- ③ 評価期間末期における欠陥寸法を基に亀裂安定性評価に用いる想定亀裂を定める。
- ④ 亀裂安定性評価：想定亀裂に対して亀裂安定性評価を行う。評価事象で発生する荷重により亀裂先端に働く破壊力 (J_{app}) と材料の延性亀裂進展抵抗 (J_{mat}) を比較し、不安定破壊が発生するか否かを判断する。評価に用いる J_{mat} は熱時効による韌性低下を考慮した J_{mat} を用いる。

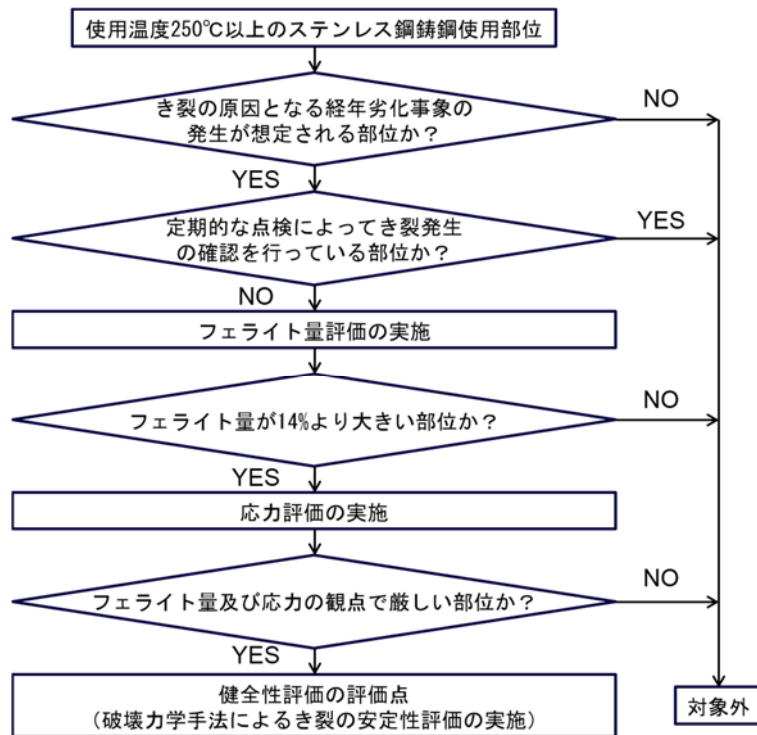


図 3.2.2.1 (4)-6 熱時効評価の評価点の抽出フロー

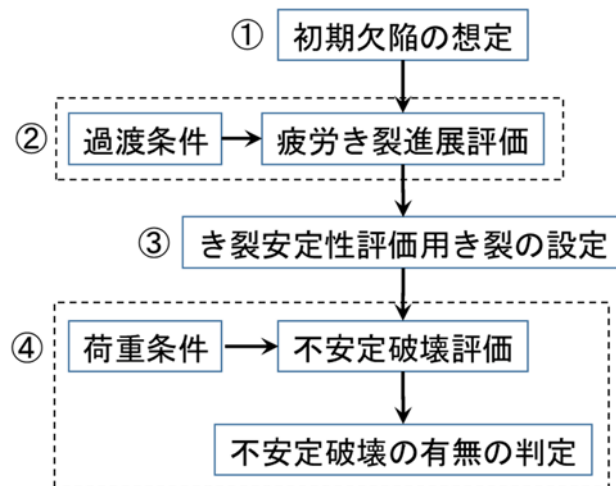


図 3.2.2.1 (4)-7 熱時効評価の流れ

熱時効による靱性低下については、米国、日本、仏国で予測法が提案されている[9]、[10]、[11]。わが国では H3T モデルが評価に用いられている[8]。H3T モデルは PWR で使用されている化学組成の異なるステンレス鋼鋳鋼に対して温度と時効時間を変えた時効処理を行

い、時効熱処理後の破壊靱性特性について統計的な評価を行うことにより開発された予測法である。最近の研究において、BWR の材料と温度にも適用可能であることが確認されている[5]。また、実機で長期に使用された材料から直接測定した結果と H3T モデルを用いた予測値の比較が行われており、H3T モデルを用いて安全側の評価が行えることが確認されている[12]、[13]。上記①の初期欠陥寸法については、板厚 (t) の $1/5$ の深さ ($a_0 = 1/5t$) で板厚と同じ開口長さ ($2c_0 = t$) を有する半楕円表面結果を仮定するのが一般的である。②においては、①で想定した初期欠陥に対して評価期間中に想定される過渡による荷重の変動に起因する疲労亀裂進展の評価を行い、評価時点での欠陥寸法 ($a_0 + \Delta a, 2c_0 + 2\Delta c$) を求める。③においては、②では、保守側の評価を行うため求めた評価時点での半楕円表面欠陥の長さを有する貫通亀裂をき裂安定性評価用の欠陥として定める。④においては、評価事象で発生する荷重を基に亀裂先端に働く駆動力 (J_{app}) と亀裂長さの関係を求める。さらに、評価時点での延性亀裂進展抵抗 (J_{mat}) を熱時効の評価モデルより求める。 J_{app} と J_{mat} を比較し、延性亀裂進展による不安定破壊が発生するか否かの評価 (亀裂安定性評価) を行い、不安定破壊が生じないことを確認する。初期亀裂寸法と亀裂進展評価および亀裂安定性評価用の亀裂設定の模式図と亀裂安定性評価を模式的にそれぞれ、図 3.2.2.1 (4)-8 と 3.2.2.1 (4)-9 に示す。

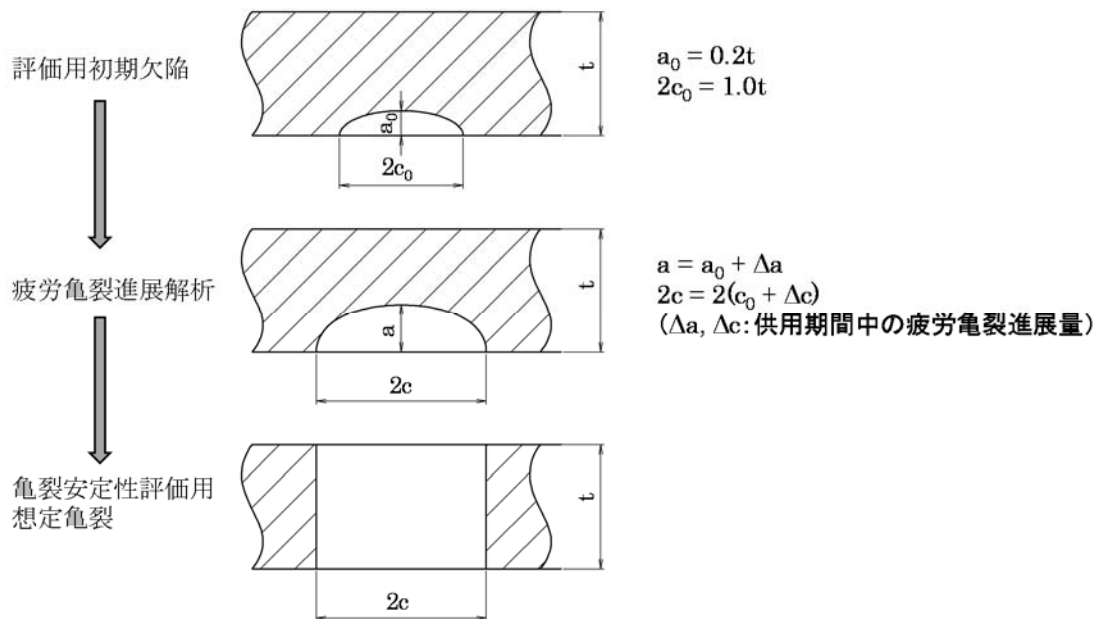
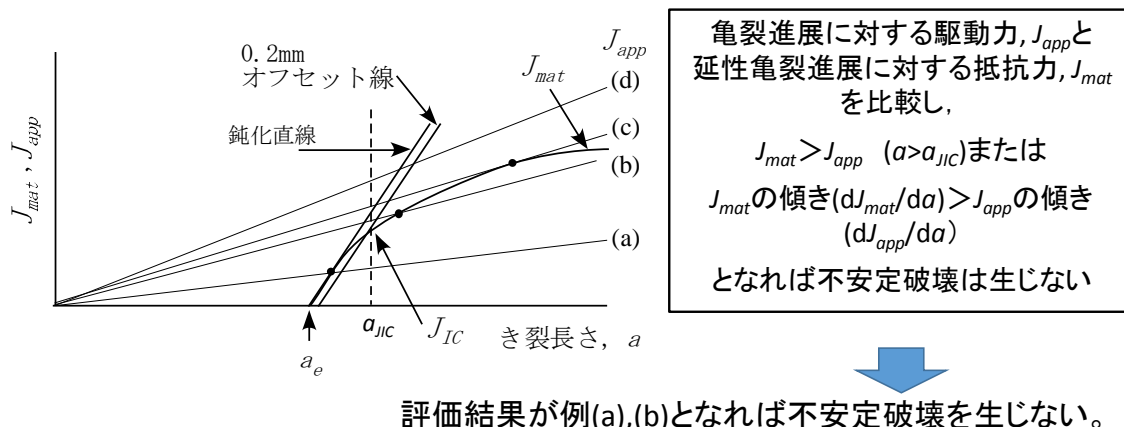


図 3.2.2.1 (4)-8 亀裂進展評価と亀裂安定性評価用亀裂の設定の模式図



評価結果が例(a),(b)となれば不安定破壊を生じない。

例	J_{mat} と J_{app} の交差	き裂の不安定化	破壊
(a)	する	(延性き裂進展が生じない)	しない
(b)	する	不安定化しない	しない
(c)	する(接する)	不安定化する	する
(d)	しない	不安定化する	する

図 3.2.2.1 (4)-9 亀裂安定性評価の模式図

4) 実機評価結果

これまでに実施した PWR および BWR を対象としたいずれの評価においても評価期間 (例えば 60 年間) においても健全性が十分に確保されることが示されている[12]、[14]。

以下に評価例として運転期間延長認可申請を行った美浜発電所 3 号機について、評価方法および結果を紹介する。美浜発電所 3 号機の評価では、フェライト相の含有割合、発生応力等の観点から 1 次冷却材管が代表機器として選定され、評価期間末期までの劣化状況を踏まえた健全性の評価が行われた。①初期欠陥については、検査の欠陥検出能力を考慮した上で、板厚 1/5 の深さで板厚と同じ開口長さを有する半楕円表面欠陥を仮定し、②亀裂進展評価にあたっては、評価期間末期までに想定される各過渡の発生回数について、低サイクル疲労評価と同様に、過去に発生した過渡の実績回数を基に将来の過渡発生頻度を実績よりも保守的に多く見積もっている。亀裂進展評価の結果、欠陥は貫通に至ることはないが、③想定亀裂の設定に際しては、②で算出した欠陥を貫通欠陥に置き換えて、亀裂安定性評価に用いる想定亀裂としている。この想定亀裂を用いて④亀裂安定性評価が行われているが、まず亀裂先端に働く破壊力 (J_{app}) については、評価対象機器の自重、通常運転時または重大事故等時に発生する内圧、熱応力に S_s 地震力を加味して算出された。また、材料の延性亀裂進展抵抗 (J_{mat}) については、評価期間に依らず、保守的に材料が完全に時効した状態として H3T モデルを用いて求められた。この J_{app} と J_{mat} を比較した結果の例が図 3.2.2.1 (4)-10 であるが、 J_{mat} が J_{app} と交差し、 J_{mat} が J_{app} を上回ること、および J_{mat} と J_{app} の交点で J_{mat} の傾きが J_{app} の傾きを上回ることから、劣化状況を保守的に想定した

としても、不安定破壊が生じないことが十分な裕度とともに確認できている。なお、同様の結果が図 3.2.2.1 (4)-11 に示す東海第二発電所の評価でも得られている[15]。

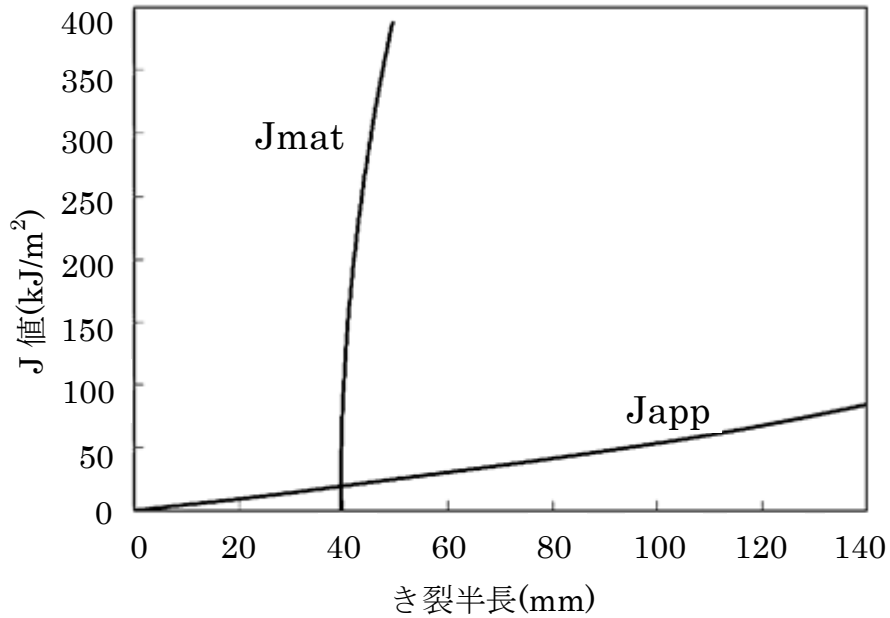


図 3.2.2.1 (4)-10 美浜発電所 3号機の 1次冷却材管（クロスオーバーバレグ RCP 側 90° エルボ）に対する亀裂安定性評価（重大事故等時）の例[14]

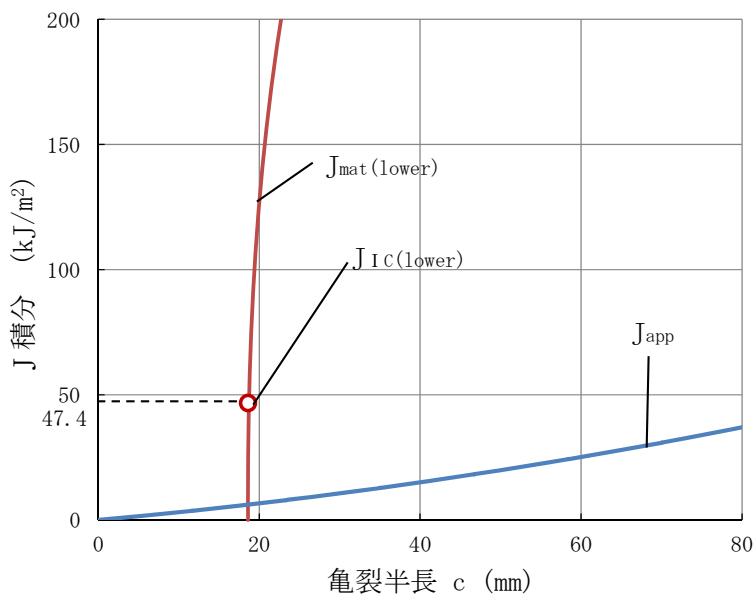


図 3.2.2.1 (4)-11 東海第二発電所の原子炉再循環ポンプ入口弁の弁箱に対する亀裂安定性評価の例 [15]

5) プラント長期停止の影響

ステンレス鋼鑄鋼の熱時効は使用温度が 250℃以上の機器を対象とする事象である。プラント停止期間中の冷却材の温度は 100℃以下であり、ステンレス鋼鑄鋼機器の熱時効に対するプラントの長期停止の影響はないと考えられる。

参考文献

- [1] Chopra and A. Sather, “Initial Assessment of the Mechanisms and Significance of Low-Temperature Embrittlement of Cast Stainless Steels in LWR Systems”, NUREG/CR-5385, ANL-89/17, August 1990.
- [2] Chopra, O.K. and W.J. Shack, “Mechanical Properties of Thermally Aged Cast Stainless Steels from Shippingport Reactor Components,” NUREG/CR-6275, ANL-94/37, April 1995.
- [3] F. Danoix and P. Auger, “Atom Probe Studies of the Fe–Cr System and Stainless Steels Aged at Intermediate Temperature: A Review”, MATERIALS CHARACTERIZATION, 44:177–201, 2000.
- [4] T. Hamaoka, A. Nomoto, K. Nishida, K. Dohi & N. Soneda, “Effects of aging temperature on G-phase precipitation and ferrite-phase decomposition in duplex stainless steel”, Philosophical Magazine, 92:34, 4354-4375, 2012.
- [5] Y. Miura, T. Sawabe, K. Betsuyaku, T. Arai, “THERMAL AGING BEHAVIOR OF GRADE CF3M CAST AUSTENITIC STAINLESS STEELS”, Proceedings of the ASME 2017 Pressure Vessels and Piping Conference PVP2017, PVP2017-65959, ASME/JSME, Hawaii, July, 2017.
- [6] Y. Miura, M. Yamamoto, “EFFECT OF AGING TEMPERATURE ON FRACTURE TOUGHNESS OF CAST AUSTENITIC STAINLESS STEEL”, Proceedings of the ASME 2015 Pressure Vessels and Piping Conference PVP2015, PVP2015-45434, ASME, Boston, July, 2015.
- [7] 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：2015」、日本原子力学会、2015年
- [8] 実用発電用原子炉施設における高経年化対策技術資料集「高経年化技術評価審査マニュアル2 相ステンレス鋼の熱時効」JNES-SS-0812-01、平成21年4月
- [9] Chopra, O.K., “Estimation of Fracture Toughness of Cast Stainless Steels during Thermal Aging in LWR Systems”, NUREG/CR-4513, ANL-15/08 Revision 2, May 2016.
- [10] S. KAWAGUCHI, T. NAGASAKI, K. KOYAMA, “PREDICTION METHOD OF TENSILE PROPERTIES AND FRACTURE TOUGHNESS OF THERMALLY AGED CAST DUPLEX STAINLESS STEEL PIPING”, Proceedings of PVP2005,

PVP2005-71528, ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, ASME, Denver, July 2005.

- [11] Faigy, C., “Ageing Management of Cast Stainless Steel Components in French PWRs,” paper PVP-2012-78843, 2012 ASME Pressure Vessels and Piping Conference, 2012.
- [12] 田中重彰、平本真紀、西山俊明、中川純二、塩田翔、宮田肇、豊田哲也、杉山正成、
「BWR 環境におけるステンレス鋳鋼の熱時効評価」、日本保全学会第 11 回学術講演会、
日本保全学会、青森、平成 26 年 7 月
- [13] T. ABE, K. NOGIWA, T. ONITSUKA, T. NAKAMURA and Y. SAKAKIBARA,
“Research of Estimation Method of Thermal Aging Embrittlement on Cast Austenitic Stainless Steel”, E-Journal of Advanced Maintenance Vol. 6-4 (2015) 146-152.
- [14] 美浜発電所運転期間延長認可申請書（3 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の
添付書類二「美浜発電所 3 号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成 27 年 11
月（平成 28 年 10 月一部変更））
- [15] 第 581 回原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合、資料 1-6-2 東海第二発
電所 劣化状況評価（2 相ステンレス鋼の熱時効）補足説明資料、平成 30 年 6 月 5 日

3. 2. 2. 2 電気・計装設備に想定される主要な劣化事象への対応

(1) 電気・計装設備の絶縁低下とは

電気・計装設備には、その諸機能を達成するために、種々の部位にゴム、プラスチック等の高分子材料及びプロセス油等の有機化合物材料が使用されている。これら材料は、環境的（熱・放射線等）、電氣的及び機械的な要因で劣化するため、絶縁特性が低下し、電気・計装設備の機能が維持できなくなる可能性がある。

絶縁低下とは、電気・計装設備の通電部位と大地間、あるいは通電部位と他の通電部位間の電氣的独立性（絶縁性）を確保するため介在されている高分子絶縁材料が、環境的（熱・放射線等）、電氣的及び機械的な要因で劣化するため、電気抵抗が低下し、絶縁性を確保できなくなる現象である[1]。

なお、原子力発電所の安全性を確保するためには、通常運転環境内での経年劣化による絶縁低下に加え、環境条件が著しく悪化する事象（異常状態環境）が発生したとしても、その性能を維持して、安全系の電気・計装設備の機能が脅かされることのない（耐環境性能を有する）ようにしておく必要がある。そのため、異常状態環境内で機能要求される電気・計装設備の絶縁低下を全て高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として抽出している。

絶縁低下は電気・計装設備全般に関係する経年劣化事象であるが、ここでは耐環境性能を有する電気・計装設備のうち、最も普遍的な設備であるケーブルを代表例として説明する。なお、下記にケーブルの一般的な構造を示す（図 3.2.2.2-1）。

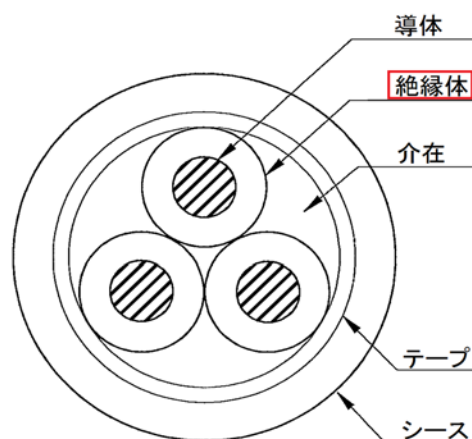


図 3.2.2.2-1 ケーブルの一般的な構造

(2) ケーブルの絶縁低下に対する影響因子

ケーブルの主要な影響因子は通常環境においては、熱・放射線であり、事故時の環境においては、蒸気暴露の観点に加わってくる。

これは、耐環境性能が必要なケーブルは通常運転中には熱や放射線に曝されて劣化し、更に、冷却材喪失事故等の事故による蒸気暴露、高温、高放射線環境下においても機能維持が必要となるためである。例えば格納容器内の事故時の温度、放射線レベル等の監視のための信号を伝送するケーブル等については、このような状況において健全性を確保すべく、検証が行われている。

この試験・検証手法について、IEEE（米国電気電子学会）規格や IEC（国際電気標準委員会）規格の要求事項のほか、国内の型式試験で得られた知見の調査・検討等が行なわれ「原子力発電所の安全系電気・計装品の耐環境性能の検証に関する指針(JEAG 4623-2008)」が規格としてとりまとめられており、ケーブルについては「原子力発電所用電線・ケーブルの環境試験方法ならびに耐延焼性試験方法に関する推奨案」（以下「電気学会推奨案」という。）の手法[2]が追認されている。なお、電気学会推奨案は、IEEE383等の規格を根幹として作成されたものであるが、IEEE383等は、米国をはじめ欧州等においてもケーブルの評価手法として一般的に用いられており、世界標準的な手法である。

また、さらに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を確立することを目的として、当時の原子力安全基盤機構において、「原子力プラントのケーブル経年変化評価技術調査研究」（以下、「ACA 研究」という。）が実施され、その成果を踏まえた「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。)が発行され、新たな試験・検証手法として提案されている[3]。

そのため、近年の高経年化技術評価においては、これら双方の規格を踏まえたケーブルの経年劣化に対する環境認定試験を行ない、その試験条件と実機環境における評価期間を比較し、必要に応じてその評価期間内に取替えを実施することで健全性の維持を図っている(図 3.2.2.2-2)。

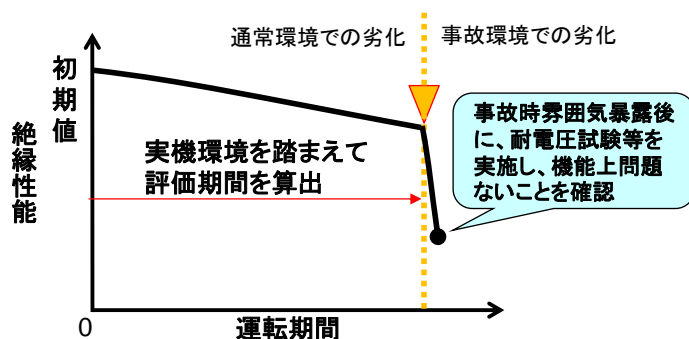


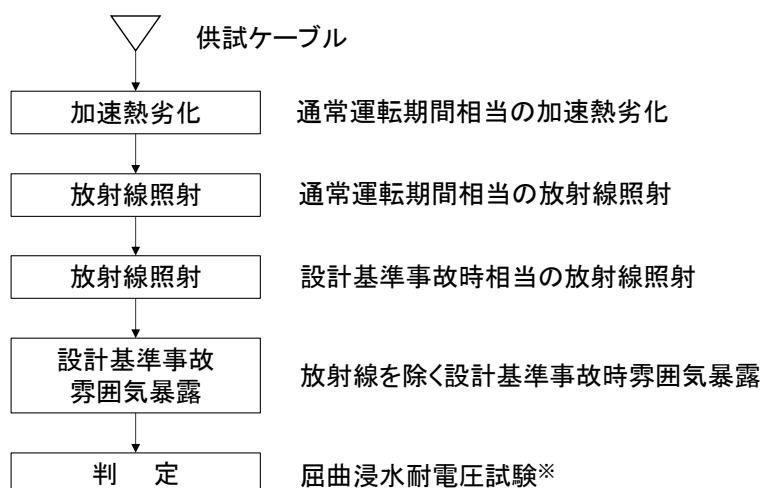
図 3.2.2.2-2 環境認定試験による健全性評価のイメージ図

(3) 電気・計装設備の絶縁低下への対応

電気・計装設備の絶縁低下に対する対応は、1) 各種規格に基づく経年劣化に対する試験・評価や 2) 定期的な絶縁抵抗測定等による保全活動を踏まえて、必要に応じて取替えを実施することで、健全性の維持に取り組んでいる。

1) ケーブルの各種規格に基づく経年劣化に対する試験・評価

ケーブルの長期間の経年劣化を考慮した必要性能の評価方法は、IEEE Std.323-1974 及び IEEE Std.383-1974 の規格を根幹にした電気学会推奨案として、加速劣化方法を含む試験条件、試験手順及び判定方法がまとめられている。電気学会推奨案に基づく試験手順及び判定方法を図 3.2.2.2-3 に示す[2]。また、電気学会推奨案に基づく試験条件及び試験結果について、高浜発電所 1 号機及び東海第二発電所の例を表 3.2.2.2-1～表 3.2.2.2-4 に示す[4][5]。



※：屈曲浸水耐電圧試験の試験手順は以下のとおり

- ① 直線状に供試ケーブルを伸ばした後、供試ケーブルの外径の約 40 倍のマンドレル（円筒状の器具）に巻付ける。
- ② ①の両端部以外を常温の水中に浸し 1 時間以上放置する。
- 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、絶縁破壊を生じるか否かを調べる。

図 3.2.2.2-3 電気学会推奨案に基づく長期健全性試験手順及び判定方法

表 3.2.2.2-1 難燃 PH ケーブル長期健全性試験条件
(高浜発電所 1 号機：電気学会推奨案)

項目	試験条件	説明
加速熱劣化	140℃－9 日	高浜発電所 1 号機のケーブルの一般的な環境 65℃*1 で 60 年を想定した条件の換算値 124℃－9 日を包絡する。
放射線照射 (通常時＋事故時)	500kGy＋1,500kGy	高浜発電所 1 号機において想定される、通常運転期間相当の線量 153kGy*2 に設計基準事故時の集積線量値 607kGy の総積算線量 760kGy を包絡する。 また、高浜発電所 1 号機において想定される、通常運転期間相当の線量 153kGy*2 に重大事故等時の集積線量値 500kGy の総積算線量 653kGy を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度：190℃ 最高圧力：0.41MPa[gage]	高浜発電所 1 号機における設計基準事故時の最高温度約 122℃、最高圧力約 0.26MPa[gage]及び重大事故等時の最高温度約 138℃、最高圧力約 0.305 MPa [gage]を包絡する。

*1：原子炉格納容器内でのケーブル周囲温度（約 48℃）に通電による温度上昇と若干の余裕を加えた温度として設定した。

*2：0.29 [Gy/h] × (24×365.25) [h/y] × 60 [y]=153kGy

表 3.2.2.2-2 難燃 PH ケーブル長期健全性試験結果
(高浜発電所 1 号機：電気学会推奨案)

項目	判定基準	結果
屈曲浸水耐電圧試験	絶縁破壊しないこと。	良

表 3.2.2.2-3 難燃 PN ケーブル長期健全性試験条件
(東海第二発電所：電気学会推奨案)

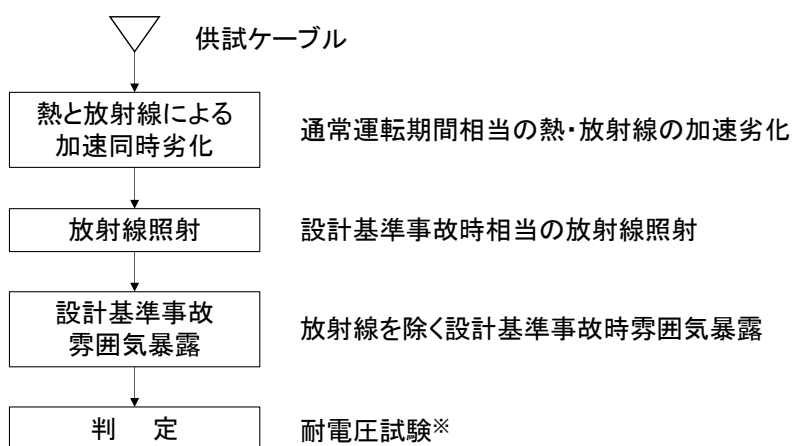
項目	試験条件	説明
加速熱劣化	121℃×126 時間 (制御用) 121℃×251 時間 (制御用以外)	原子炉格納容器内の周囲最高温度 65.6℃では、制御用難燃 PN ケーブルは 15 年、制御用以外の難燃 PN ケーブルは 30 年*1 の通常運転期間を包絡する。
放射線照射 (通常時+事故時)	1,175kGy	東海第二発電所で想定される線量約 326kGy (30 年間の通常運転期間相当の線量約 66kGy に設計基準事故時の最大積算値 260kGy を加えた線量) を包絡する。 また、東海第二発電所で想定される線量約 706kGy (30 年間の通常運転期間相当の線量約 66kGy に重大事故時の最大積算値 640kGy を加えた線量) を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度：235℃ 最高圧力：0.62MPa[gage]	東海第二発電所における設計基準事故時の最高温度 171℃、最高圧力 0.31MPa 及び重大事故等時の最高温度 235℃、最高圧力 0.62MPa [gage]を包絡する。

*1：ケーブル取替後のプラント運転期間を考慮して設定した。

表 3.2.2.2-4 難燃 PN ケーブル長期健全性試験結果
(東海第二発電所：電気学会推奨案)

項目	判定基準	結果
屈曲浸水耐電圧試験	絶縁破壊しないこと。	良

また、平成 26 年 2 月に、当時の原子力安全基盤機構により取りまとめられた ACA ガイドについても、加速劣化方法を含む試験条件、試験手順及び判定方法がまとめられている。ACA ガイドに基づく試験手順及び判定方法を図 3.2.2.2-4 に示す[3]。また、ACA ガイドに基づく試験条件および試験結果について、高浜発電所 1 号機及び東海第二発電所の例を表 3.2.2.2-5～表 3.2.2.2-8 に示す[4][5]。



※：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 3.2.2.2-4 ACA ガイドに基づく長期健全性試験手順及び判定方法

表 3.2.2.2-5 難燃 PH ケーブル長期健全性試験条件
(高浜発電所 1 号機 : ACA ガイド)

項目	試験条件	説明
熱・放射線同時劣化	100℃－94.8Gy/h－4,003 時間	「ACA 研究」の試験結果をもとに時間依存データの重ね合わせ手法を用いて高浜発電所 1 号機の原子炉格納容器内の環境条件、ケーブル取替時期及び長期保守管理方針を踏まえると、60 年の運転年数を包絡する。
放射線照射 (事故時)	1,500kGy	高浜発電所 1 号機で想定される設計基準事故時の最大積算値 607kGy を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度 : 190℃ 最高圧力 : 0.41MPa[gage]	高浜発電所 1 号機における設計基準事故時の最高温度約 122℃、最高圧力約 0.26MPa[gage] を包絡する。

表 3.2.2.2-6 難燃 PH ケーブル長期健全性試験結果
(高浜発電所 1 号機 : ACA ガイド)

項目	判定基準	結果
耐電圧試験	絶縁破壊しないこと。	良

表 3.2.2.2-7 難燃 PN ケーブル長期健全性試験条件
(東海第二発電所：ACA ガイド)

項目	試験条件	説明
熱・放射線同時劣化	100℃－94.7Gy/h－6,990 時間	「ACA 研究」の試験結果をもとに時間依存データの重ね合わせ手法を用いて東海第二発電所の原子炉格納容器内の環境条件に展開し評価した結果 28 年間*1 の通常運転期間を包絡する。
放射線照射 (事故時)	500kGy	東海第二発電所で想定される設計基準事故時の最大積算値 260kGy を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度：171℃ 最高圧力：0.427MPa[gage]	東海第二発電所における設計基準事故時の最高温度 171℃、最高圧力 0.31MPa[gage] を包絡する。

*1：ケーブル取替後のプラント運転期間を考慮して設定した。

表 3.2.2.2-8 難燃 PN ケーブル長期健全性試験結果
(東海第二発電所：ACA ガイド)

項目	判定基準	結果
耐電圧試験	絶縁破壊しないこと。	良

2) ケーブルの定期的な絶縁抵抗測定等による保全活動

耐環境性能を有するケーブル以外も含むケーブル全般に関する現状の保全活動としては、以下に示すような定期的な絶縁抵抗測定や機能試験等を実施している。なお、点検で有意な絶縁低下が認められた場合には、ケーブルの取替えを行うこととしている(図 3.2.2.2-5)。

- ・ 電力用ケーブルの絶縁低下に対しては、系統機器の点検時に絶縁抵抗測定を実施し、許容値以上であることを確認している。
- ・ 制御・計装用ケーブルについては系統機器の動作試験において、ケーブルの絶縁機能の健全性を確認している。
- ・ 雨水等によるケーブル浸水によりケーブル絶縁体の水トリー劣化*1の可能性がある屋外布設ケーブルについては、系統機器点検時に絶縁抵抗測定及び絶縁診断試験を実施している。さらに、系統機器の点検時に実施する動作試験においてもケーブルの健全性を確認している。

*1：絶縁体の架橋ポリエチレンは、長時間にわたって水が存在する状態で高い電界にさらされると、水トリーと称される種々の樹枝状の微細な通路あるいは空隙が発生して絶縁低下に至る。

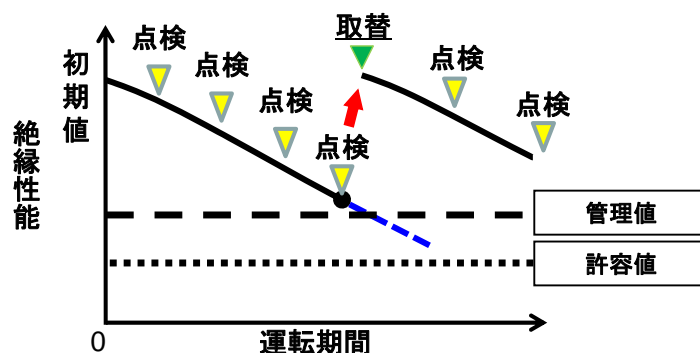


図 3.2.2.2-5 点検検査結果による健全性評価のイメージ図

なお、電気・計装設備の絶縁低下について、ケーブルを代表として示したが、その他の電気・計装設備についても、同様の技術評価及び保全を実施し、必要に応じて取替計画を策定のうえ、取替えを実施している。

(4) まとめ

電気・計装設備の絶縁低下に係る技術評価については、各種規格に基づく試験を実施し、長期健全性試験（環境認定試験）の試験条件と実機環境から評価期間を算出し、その評価期間内に取替えすることで健全性の維持が可能である。また、現状の保全活動としては、定期的な絶縁抵抗測定や機能試験等を実施し、必要に応じて取替えを行うことで健全性の維持が可能である。

(5) プラント長期停止の影響

プラント停止中における環境は、運転中に比べ、温度・放射線ともに低い状況であり、停止中における劣化速度は、運転中に比べると小さいものであると判断できる。なお、プラント停止中環境を踏まえた劣化評価については、「3.3 長期停止に伴う経年劣化の影響」に記載する。

参考文献

- [1] 「高経年化技術評価審査マニュアル（JNES-RE-2013-9012）」、独立行政法人 原子力安全基盤機構（平成 25 年 9 月）
- [2] 「原子力発電用電線・ケーブルの環境試験方法ならびに耐延焼性試験方法に関する推奨案」、電気学会（昭和 57 年 11 月 電気学会技術報告（Ⅱ部）第 139 号）
- [3] 「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド（JNES-RE-2013-2049）」独立行政法人 原子力安全基盤機構（平成 26 年 2 月）
- [4] 高浜発電所運転期間延長認可申請書（1号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「高浜発電所1号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成 27 年 4 月（平成 28 年 4 月一部変更））
- [5] 東海第二発電所運転期間延長認可申請書（発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「東海第二発電所 劣化状況評価書」、日本原子力発電株式会社（平成 29 年 11 月）

3. 2. 2. 3 コンクリート構造物に想定される主要な劣化事象への対応

(1) コンクリート構造物に関する保守管理活動の概要

原子力発電所のコンクリート構造物は、設計及び施工が高度な知識及び経験を有する技術者によって行われている。耐久性の確保に関しても、要求仕様を定め、施工時の品質管理において仕様が満たされていることを確認したうえで、国による使用前検査を受検しており、品質が確保された信頼性の高い構造物となっている。

原子力発電所のコンクリート構造物は、品質が確保された信頼性の高い構造物であるが、運転開始後においても技術者による保守管理活動が継続的に行なわれている。その保守管理活動を実施するうえで参考となる技術指針として、日本建築学会において維持管理指針[1]が定められている。その中では、基本的な考え方として、「現状の健全性を確保するための維持管理および長期的な健全性を確保するための維持管理の二つに区分」されている。

「現状の健全性を確保するための維持管理」では、現時点において構造物が健全な状態にあることを確認するために、定期点検や臨時点検を行い、劣化事象の有無もしくはその程度を評価し、必要に応じた対策を講じる。一方、「長期的な健全性を確保するための維持管理」では将来にわたって構造物の機能を維持することを目的に経年的な劣化を対象にした点検を行い、劣化事象が現れる前からその原因である劣化要因の影響の程度を把握するとともに、進展予測などにより長期的な影響を評価し、必要に応じた対策を講じる。各発電所においては本指針を参考に計画的な点検や健全性評価、必要に応じた対策が行なわれており、現時点のみならず将来にわたっても構造物が健全な状態にあることが確認されている。

(2) コンクリート構造物の経年劣化事象

維持管理指針では、長期的な健全性評価の基本方針として、「構造安全性および遮蔽性に影響を及ぼす劣化要因に着目して実施する」とされている。コンクリート構造物の高経年化技術評価においては、まず要求機能として支持機能、遮蔽機能に影響を及ぼすことが否定できない経年劣化事象（強度低下、遮蔽能力低下）を抽出している。そして、各事象に影響を及ぼす劣化要因毎に長期的な健全性評価を行なうことで、劣化事象の評価としており、このことはコンクリート構造物の評価における大きな特徴であるといえる。

次に評価すべき経年劣化要因と要求される機能および劣化事象の関係を整理し、劣化要因毎に事象に影響を与えるメカニズムとして表 3.2.2.3-1 に示す。

表 3.2.2.3-1 評価すべき経年劣化要因と事象に影響を与えるメカニズム

要求機能	劣化事象	劣化要因	事象に影響を与えるメカニズム	
支持機能	強度低下	熱	<p>熱影響</p> <p>乾燥による水分逸散 → ひび割れ等が発生</p>	<p>コンクリートが熱を受けると温度条件によってはコンクリート中の水分の逸散に伴う乾燥に起因する微細なひび割れ、あるいは水分の移動に起因する空隙の拡大などにより強度が低下するおそれがある。</p>
		放射線	<p>コンクリート中の水分</p> <p>乾燥による水分逸散 → ひび割れ等が発生</p>	<p>コンクリートは中性子照射やガンマ線照射に起因する内部発熱によるコンクリート中の水分逸散等により強度が低下するおそれがある。</p>
		中性化	<p>二酸化炭素</p> <p>炭酸化反応</p> <p>鉄筋</p> <p>コンクリート</p> <p>水酸化カルシウムセメント水和物</p> <p>pH低下</p> <p>鉄筋腐食</p>	<p>コンクリートは空気中の二酸化炭素の作用を受けると徐々にそのアルカリ性を失い中性化する。中性化がコンクリートの内部に進行しアルカリ性が失われると鉄筋周囲に生成されていた不動態皮膜も失われ、鉄筋はコンクリート中の水分、酸素の作用により腐食し始める。さらに鉄筋の腐食が進行すると、酸化生成物による体積膨張からコンクリートにひび割れや剥離が生じ、コンクリート構造物としての健全性が損なわれるおそれがある。</p>
		塩分浸透	<p>塩分</p> <p>鉄筋</p> <p>コンクリート</p> <p>鉄筋腐食</p>	<p>コンクリート中に塩化物イオンが浸透して鉄筋位置まで達すると、鉄筋表面の不動態皮膜が破壊されることにより、鉄筋はコンクリート中の水分、酸素の作用により腐食し始める。腐食が進行すると酸化生成物による体積膨張からコンクリートにひび割れや剥離が生じ、コンクリート構造物としての健全性が損なわれるおそれがある。</p>
		アルカリ骨材反応	<p>反応性シリカを含む骨材</p> <p>アルカリ珪酸塩(ゲル状物質)</p> <p>コンクリート</p> <p>吸水膨張によりひび割れが発生</p>	<p>コンクリート中の反応性シリカを含む骨材とセメントなどに含まれるアルカリ（ナトリウムイオンやカリウムイオン）が水の存在下で反応してアルカリ珪酸塩を生成し、この膨張作用によりコンクリートにひび割れが生じ、コンクリート構造物としての健全性が損なわれるおそれがある。</p>
		機械振動	<p>機械振動による繰返し荷重</p> <p>長期間の繰返し荷重でひび割れ発生、損傷</p>	<p>機械振動によりコンクリート構造物が長期間にわたって繰返し荷重を受けると、ひび割れの発生、ひいては損傷に至るおそれがある。</p>
		凍結融解	<p>凍結融解の繰返し</p> <p>硬化したコンクリートに外部から浸入した水分の凍結に伴う体積膨張 → ひび割れ等が発生</p>	<p>凍結融解（硬化したコンクリートに外部から浸入した水分が凍結し、それが気温の上昇や日射を受けることなどにより融解する）を繰返すことでコンクリートにひび割れが生じ、コンクリート構造物としての健全性が損なわれるおそれがある。</p>
遮蔽機能	低下	熱	<p>熱影響</p> <p>乾燥による水分逸散 → ひび割れ等が発生</p> <p>コンクリート中の水分</p>	<p>コンクリートは周辺環境からの伝熱および放射線照射に起因する内部発熱により、コンクリートの水分が逸散し、放射線に対する遮蔽能力が低下するおそれがある。</p>

(3) コンクリート構造物の強度低下および遮蔽能力低下への対応

1) 評価方法および実機評価結果

コンクリートについては、地方によって使用している骨材等の材料に若干の違いはあるが、建設当初から日本建築学会が定める標準仕様書 [2]、[3]等に従って調合設計が行なわれており、PWR と BWR といった発電方式によって評価方法に差が生じるものではない。ここからは、高経年化対策上着目すべき劣化要因に対する評価方法を示し、評価の具体的な事例として運転期間延長認可申請を実施している高浜発電所 1 号機および東海第二発電所での評価結果[4]、[5]を示す。

(a) コンクリートの強度低下

(i) 熱による強度低下

原子力施設には通常運転時においても高温にさらされる部位があり、構造安全性の低下を引き起こす可能性がある。これらの影響を回避する目的で、設計時において基準値を設け、コンクリートの温度が基準値を超えないよう施設の設計が行なわれている。

コンクリート構造物に対する維持管理において熱による経年劣化は、構造安全性に関わる基準値を満足していれば熱による悪影響は生じないものと考え、設計値を維持管理においても評価基準とする。

構造安全性に関わる基準値は、日本建築学会および日本機械学会が定める指針[6]、規格[7]等において、コンクリートの温度に関する基準値として、局部では 90℃、一般部分では 65℃という値が定められている。

コンクリート構造物のうち、運転時に最も高温状態となる部位が評価の対象となり、運転中の周辺温度の確認もしくは温度分布解析等を実施することにより長期健全性を評価することができる。

高浜発電所 1 号機では、内部コンクリート（1 次遮蔽壁）を評価対象とし、運転時に原子炉圧力容器支持構造物（以下、「原子炉圧力容器サポート」という。）からの伝熱の影響で最も高温となる原子炉圧力容器サポート直下部を評価点としている。

原子炉圧力容器サポート直下部のコンクリートについては、伝熱による強度低下を防止する対策として、高温となる原子炉圧力容器サポートを内部から空冷できるフィン構造としており、高浜発電所 1 号機の原子炉圧力容器サポート直下部におけるガンマ発熱を考慮したコンクリートの最高温度は、温度分布解析の結果、約 64℃である。なお、温度分布解析は 3 次元有限要素法による伝熱解析を実施しており、解析モデルや入力条件において保守的な設定（1 次遮蔽壁は原子炉容器側の面および 1 次冷却材配管側の面以外は熱が逃げない断熱モデルとする、入力条件である冷却空気温度は実機測定温度が設計値よりも低いことを確認している等）をしている。また、1 次遮蔽壁内のガンマ発熱量分布は 1 次元輸送計算コードにより算出している。

コンクリートの最高温度は温度基準値以下であり、熱による強度低下は問題ない。

なお、最高温度を自由水の脱水が生じる 110℃までとした長尾らの実験[5]によれば、長期加熱時のコンクリートの圧縮強度については、65℃、90℃および 110℃で 3.5 年間加熱した場合でも、強度低下はみられない（図 3.2.2.3-2）。また、サイクル加熱時のコンクリートの圧縮強度についても、20～110℃で 120 回サイクル加熱した場合、長期加熱時と同様に、強度の大きな低下はみられない（図 3.2.2.3-3）。これらの実験結果が示すように、熱による強度の変化は、加熱開始後、比較的短期間でほぼ収束するものと考えられる。したがって、コンクリート中の温度が 110℃程度以下であれば、加熱時間および繰り返し回数がコンクリートの強度に影響を与えないことを示していると考えられる。既往の知見[7]で 100℃以下ではコンクリートの圧縮強度等の低下は少ないとされていることを併せて鑑みると、65℃という温度基準値はその値自体が十分な保守性を有していると考えられる。

高浜発電所 1 号機においては、コンクリート中の最高温度が 110℃を下回っており、長期加熱およびサイクル加熱による強度低下については問題ない。

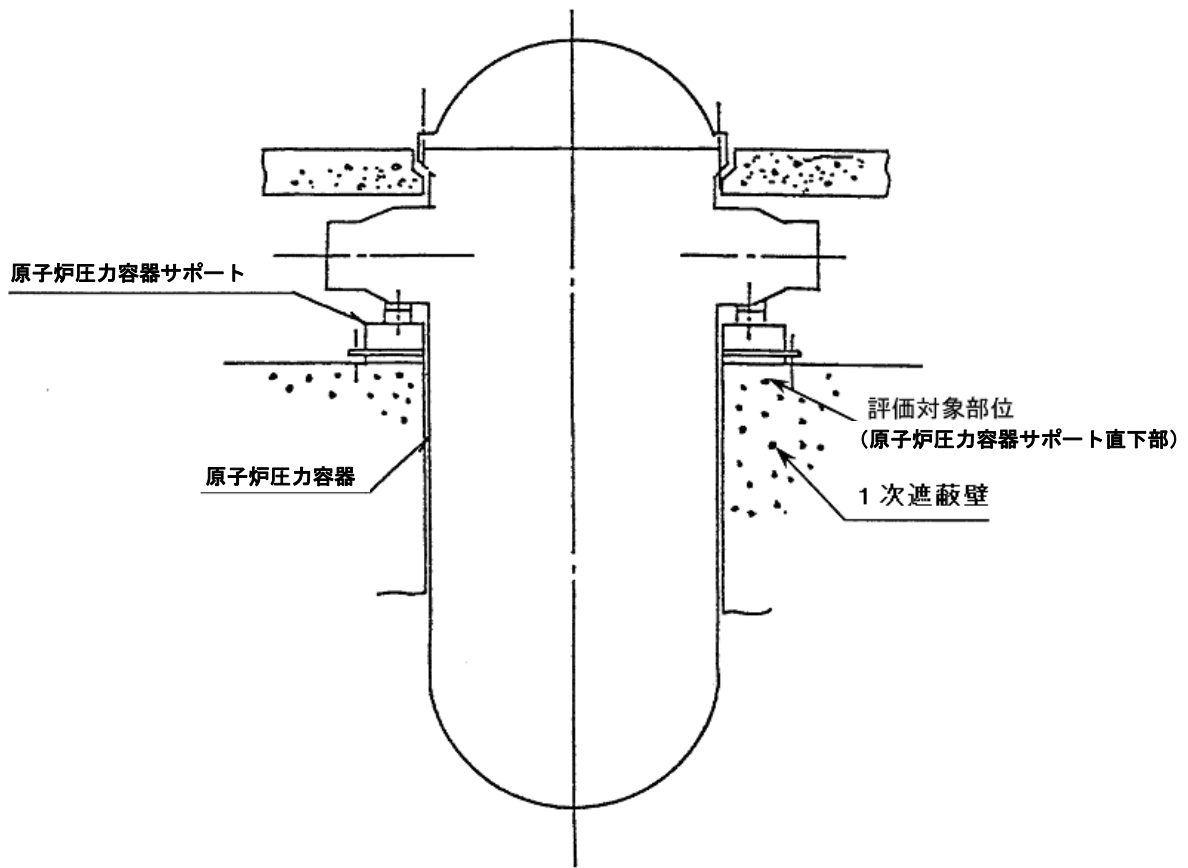
東海第二発電所では、通常運転時に雰囲気温度が高く、高温の原子炉圧力容器近傍に位置する原子炉圧力容器ペDESTALコンクリートを評価対象部位とし、通常運転時に最も高温になると考えられる原子炉圧力容器ペDESTALコンクリート上部と原子炉圧力容器支持脚部との接触面を評価点としている。

原子炉圧力容器下部には保温材が設置されており、原子炉圧力容器ペDESTALコンクリート上部と原子炉圧力容器支持脚部の接触面を除いて、原子炉圧力容器の熱が伝わりにくい構造となっている。

運転中の周辺温度は、最高温度が約 55℃以下であり、コンクリートの温度基準値を下回っていることを確認している。

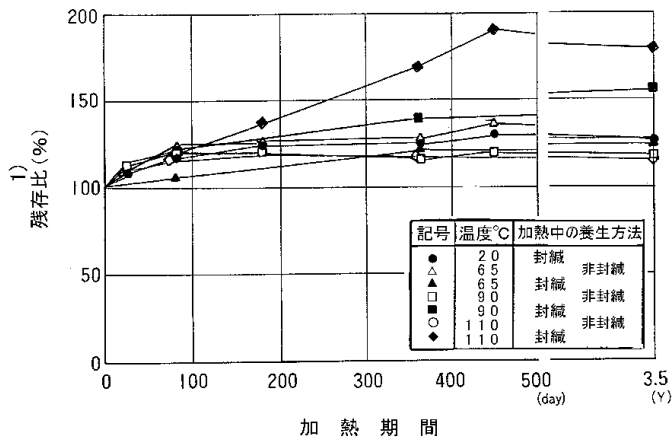
以上から、熱による強度低下に対して、長期健全性評価上問題とならない。

なお、強度・機能に影響を及ぼさない範囲で熱の評価点近傍から採取したコアサンプルについて、特別点検等における破壊試験の結果、設計基準強度を上回っていることを確認している（表 3.2.2.3-2）。



※ 図は PWR の場合の評価対象部位を例示。(BWR の場合は原子炉圧力容器ペDESTAL 部等が評価対象となる。)

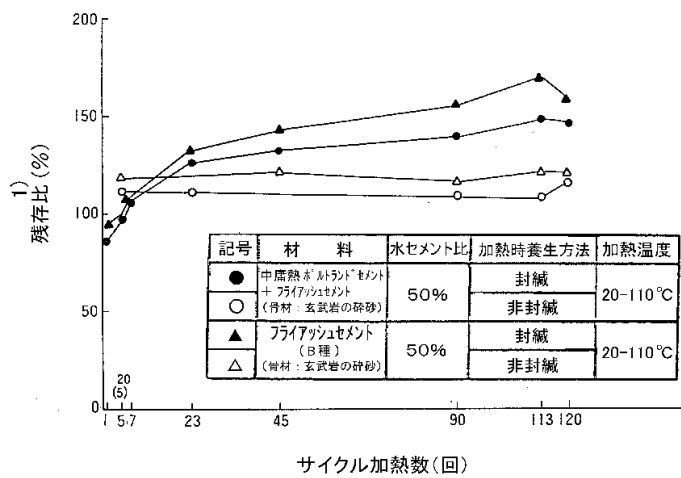
図 3.2.2.3-1 高浜発電所 1 号機 内部コンクリート (1 次遮蔽壁)



材料：中庸熟ポルトランドセメント
 +フライアッシュセメント
 水セメント比：50%
 骨材：玄武岩の砕石
 加熱前養生方法：20℃封緘養生
 加熱開始時期：材齢 91 日
 ※ 65℃、90℃ 及び 110℃ の温度で 3.5 年間加熱しても強度の低下はみられない。
 なお、記号の一部誤記は修正した。

1) 残存比：加熱開始直前の圧縮強度に対する加熱後の圧縮強度の比

図 3.2.2.3-2 長期加熱後のコンクリート圧縮強度の変化[8]



加熱前養生方法：20℃封緘養生
 加熱開始時期：材齢 91 日
 サイクル加熱条件：
 1 サイクル 4 日間 (96 時間)
 (20→110℃加熱：3 時間)
 (110℃定温保持：45 時間)
 (110→20℃冷却：3 時間)
 (20℃定温保持：45 時間)
 ※ 20～110℃の加熱・冷却を 120 回繰返しても強度の大きな低下はみられない。

1) 残存比：加熱開始直前の圧縮強度に対する加熱後の圧縮強度の比

図 3.2.2.3-3 サイクル加熱後のコンクリート圧縮強度の変化 (20～110℃) [8]

表 3.2.2.3-2 熱の評価点近傍におけるコンクリートの破壊試験結果

	評価対象部位	実施時期 (運転開始後経過年数)	設計基準強度	平均圧縮強度
高浜 発電所 1号機	内部コンクリート (1次遮蔽壁)	2015年 (40年)	20.6N/mm ² (210kgf/cm ²)	25.5N/mm ² (260kgf/cm ²)
東海第二 発電所	原子炉建屋(原子炉圧 力容器ペDESTAL)	2016年 (38年)	22.1N/mm ² (225kgf/cm ²)	39.3N/mm ² (401kgf/cm ²)

(ii) 放射線照射による強度低下

維持管理指針においては、供用期間満了時点での累積放射線照射量の予測値を求め、熱と同様にコンクリート強度に影響を及ぼすと考えられる基準値と比較して評価するとしている。

コンクリート構造物のうち、中性子照射およびガンマ線照射の最も大きい部位が評価の対象となり、維持管理指針等を参考に評価基準を設定し、累積の中性子線照射量及びガンマ線照射量を解析を用いて算出することにより健全性を評価することができる。維持管理指針では、中性子照射量においては $1 \times 10^{20} \text{n/cm}^2$ 、ガンマ線照射量では $2 \times 10^8 \text{Gy}$ ($2 \times 10^{10} \text{rad}$) を供用期間中に超えないことが評価基準とされている。

高浜発電所 1号機では、中性子照射量およびガンマ線照射量が最大となる 1次遮蔽壁炉心側コンクリートを評価点としている。運転開始後 60年経過時点で予想される中性子照射量 ($E > 0.11 \text{MeV}$) は、評価点において約 $4.43 \times 10^{19} \text{n/cm}^2$ であり、コンクリートの強度低下への影響はないものと考えられる。一方、運転開始後 60年経過時点で予想されるガンマ線照射量は、1次遮蔽壁炉心側コンクリートにおいて最大約 $2.31 \times 10^8 \text{Gy}$ ($2.31 \times 10^{10} \text{rad}$) となるが、照射量が $2 \times 10^8 \text{Gy}$ ($2 \times 10^{10} \text{rad}$) を超えるコンクリートの範囲は、1次遮蔽壁の厚さに比べて小さく、深さ方向に最大でも 6cm 程度であり、保守的に内部コンクリート (1次遮蔽壁) からこの範囲を除いても、構造体の耐力が地震時の鉛直荷重などの設計荷重を上回ること、地震時のせん断ひずみへの影響が極めて軽微であることを確認していることから、内部コンクリート (1次遮蔽壁) の強度への影響はないと考えられる。

なお、中性子照射量およびガンマ線照射量は、2次元輸送計算コードにより算出した中性子束およびガンマ線量率に運転時間を掛けて算出している。

東海第二発電所では、運転時に最も中性子照射量が多い原子炉圧力容器ペDESTALコンクリート上部および最もガンマ線照射量が多い 1次遮蔽壁の炉心側を評価点としている。運転開始後 60年経過時点で予想される中性子照射量 ($E > 0.1 \text{MeV}$) は、評価点におい

て約 $4.1 \times 10^{15} \text{n/cm}^2$ 、ガンマ線照射量は $7.8 \times 10^4 \text{Gy}$ ($7.8 \times 10^6 \text{rad}$) となり、コンクリートの強度低下への影響はないものと考えられる。

以上から、放射線照射による強度低下に対しては、長期健全性評価上問題とならない。

また、強度・機能に影響を及ぼさない範囲で放射線照射の評価点近傍から採取したコアサンプルについて、特別点検等における破壊試験の結果、設計基準強度を上回っている（表 3.2.2.3-3）。

表 3.2.2.3-3 放射線照射の評価点近傍におけるコンクリートの破壊試験結果

	評価対象部位	実施時期 (運転開始後経過年数)	設計基準強度	平均圧縮強度
高浜 発電所 1号機	内部コンクリート (1次遮蔽壁)	2015年 (40年)	20.6N/mm ² (210kgf/cm ²)	25.5N/mm ² (260kgf/cm ²)
東海 第二 発電所	原子炉建屋(原子炉圧 力容器ペDESTAL)	2016年 (38年)	22.1N/mm ² (225kgf/cm ²)	39.3N/mm ² (401kgf/cm ²)
	原子炉建屋 (1次遮蔽壁)	2015年 (37年)	22.1N/mm ² (225kgf/cm ²)	50.5N/mm ² (515kgf/cm ²)

(iii) 中性化による強度低下

中性化の進行度合いに影響を及ぼす要因としては、塗装などのコンクリート表面仕上げの有無、二酸化炭素濃度、温度および相対湿度が挙げられる。

例えば二酸化炭素濃度については高濃度である方が影響度が大きく、仕上げの有無については、仕上げ材が二酸化炭素侵入の遮断または抵抗体となることから、一般に仕上げが施されていない部位の方が影響が大きい。これらの要因に関する環境条件や仕上げが施されている状況などを考慮して評価点の選定を行なう。

日本建築学会が定める指針[9]では、鉄筋が腐食し始めるときの中性化深さは、水分の影響を考慮して屋外の雨がかり等の環境においては鉄筋のかぶり厚さまで達したとき、屋内の環境においては鉄筋のかぶり厚さから 20mm 奥まで達したときとされている。中性化深さが当該位置に達しても直ちに鉄筋がコンクリート部材の強度に影響を及ぼすような腐食状態になるものではないが、高経年化技術評価では安全側に当該位置を中性化の評価における基準値としている。

また、中性化深さの進展速度は、一般に経年の平方根に比例するとされており、進展は緩やかである。その推定式としては、岸谷式[9]、森永式[10]および中性化深さの実測値に基づく \sqrt{t} 式等がある。これらの推定式を用いて中性化深さの将来予測を行い評価すること

ができる。

コンクリート構造物のうち選定された評価点において中性化深さの推定値および調査時点での測定値等を用いて中性化深さの進展を予測することにより、長期健全性を評価することができる。

高浜発電所 1 号機では、仕上げが施されている状況と、既往の知見[7]を活用して算出した環境条件の中性化に及ぼす影響度および特別点検による中性化深さの測定結果を踏まえて、外部遮蔽壁、原子炉補助建屋および取水構造物を評価対象とし、環境条件などにより、外部遮蔽壁（屋内面）、原子炉補助建屋（基礎マット）および取水構造物（気中帯）を評価点として選定した。

評価対象の設計最小かぶり厚さは、外部遮蔽壁（屋内面）が 5.0cm、原子炉補助建屋（基礎マット）が 8.0cm、取水構造物（気中帯）が 8.75cm である。

岸谷式、森永式および中性化深さの実測値に基づく \sqrt{t} 式を用いて中性化深さを評価した結果を表 3.2.2.3-4 に示す。運転開始後 60 年経過時点における外部遮蔽壁（屋内面）、原子炉補助建屋（基礎マット）および取水構造物（気中帯）の中性化深さは鉄筋が腐食し始める時の中性化深さを下回っている。なお、岸谷式で評価する際、二酸化炭素濃度の実測値がある場合は、それを考慮した劣化外力係数を採用した。

さらに、定期的に目視確認を実施しているが、鉄筋腐食に起因する有害なひび割れなどは発見されていない。

東海第二発電所でも同様に、仕上げが施されている状況、環境条件の中性化に及ぼす影響度および特別点検による中性化深さの測定結果を踏まえて、タービン建屋外壁、取水口構造物を評価対象とし、もっとも中性化に及ぼす影響度の大きいタービン建屋外壁（屋内面）および取水構造物（気中帯）を評価対象とした。

評価対象の設計最小かぶり厚さは、タービン建屋外壁（屋内面）が 4.0 cm、取水構造物（気中帯）が 6.4 cm である。評価式を用いて中性化深さを評価した結果、運転開始後 60 年経過時点における中性化深さは、いずれも鉄筋が腐食し始める時の中性化深さを下回っている。さらに、定期的に目視確認を実施し鉄筋腐食に起因する有害なひび割れなどは発見されていない。

以上から、中性化による強度低下に対しては、長期健全性評価上問題とならない。

なお、中性化の評価点の一部の近傍から採取したコアサンプルについて、特別点検等における破壊試験の結果、設計基準強度を上回っていることを確認している（表 3.2.2.3-5）。

表 3.2.2.3-4 コンクリートの中性化深さ

(単位：cm)

	評価対象部位	中性化深さ			鉄筋が腐食し始める時の中性化深さ
		推定値* 1			
		測定値（調査時の運転開始後経過年）	調査時点（中性化速度式）	運転開始後 60 年時点の中性化深さ（推定式）	
高浜 発電所 1号機	外部遮蔽壁 （屋内面）	0.2 （40年）	3.8 （森永式）	4.7 （森永式）	7.0
	原子炉補助建屋 （基礎マット）	3.4 （40年）	4.3 （岸谷式）	5.3 （岸谷式）	10.0
	取水構造物 （気中帯）	0.1 （40年）	2.2 （岸谷式）	2.7 （岸谷式）	8.75
東海 第二 発電所	タービン建屋外壁 （屋内面）	4.0 （38年）	2.9 （岸谷式）	5.0 （√t式）	6.0
	取水構造物 （気中帯）	1.0 （36年）	1.2 （岸谷式）	1.6 （岸谷式）	6.4

※1：岸谷式、森永式および中性化深さの実測値に基づく√t式による評価結果のうち最大値を記載

表 3.2.2.3-5 中性化の評価点（一部）の近傍におけるコンクリートの破壊試験結果

	評価対象部位	実施時期 （運転開始後経過年数）	設計基準強度	平均圧縮強度
高浜 発電所 1号機	原子炉補助建屋 （基礎マット）	2015年 （40年）	17.7N/mm ² （180kgf/cm ² ）	22.6N/mm ² （230kgf/cm ² ）
	取水構造物 （気中帯）	2015年 （40年）	23.5N/mm ² （240kgf/cm ² ）	28.7N/mm ² （293kgf/cm ² ）
東海 第二 発電所	タービン建屋外壁 （屋内面）	2017年 （38年）	22.1N/mm ² （225kgf/cm ² ）	48.2N/mm ² （492kgf/cm ² ）
	取水構造物 （気中帯）	2014年 （36年）	20.6N/mm ² （210kgf/cm ² ）	35.7N/mm ² （364kgf/cm ² ）

(iv) 塩分浸透による強度低下

塩分によるコンクリート中の鉄筋への影響を評価する方法としては、鉄筋の腐食速度に着目し、鉄筋の腐食減量がかぶりコンクリートにひび割れが発生する時点の鉄筋の腐食減量に達するまでの期間の予測式として、森永式が提案されている[10]。

コンクリート構造物のうち、飛来塩分および海水とその飛沫の影響により厳しい塩分浸透環境下にある状況を踏まえ、塩化物イオン濃度の測定結果をもとに将来的な鉄筋位置での塩化物イオン濃度を拡散方程式により予測し、森永式を適用して鉄筋の腐食減量を計算することにより、長期健全性を評価することができる。

高浜発電所 1 号機では、厳しい塩分浸透環境下にあることや特別点検による塩化物イオン濃度の測定結果を踏まえ、取水構造物および非常用海水路を評価対象とし、取水構造物については、環境条件の異なる気中帯、干満帯および海中帯を評価点とした。特別点検による塩化物イオン濃度の測定結果をもとに、将来的な鉄筋位置での塩化物イオン濃度を拡散方程式により予測し、森永式を適用して鉄筋の腐食減量を計算した結果、運転開始後 60 年経過時点の鉄筋の腐食減量は、かぶりコンクリートにひび割れが発生する時点の鉄筋の腐食減量を下回っている。

さらに、定期的に目視確認を実施しているが、鉄筋腐食に起因する有害なひび割れなどは発見されていない。

東海第二発電所でも同様に、厳しい塩分浸透環境下にある状況や特別点検による塩化物イオン濃度の測定結果を踏まえ、取水口構造物を評価対象とし、塩分浸透環境を考慮し、取水口構造物の気中帯、干満帯および海中帯を評価点とした。特別点検による塩化物イオン濃度の測定結果をもとに運転開始後 60 年経過時点の鉄筋の腐食減量を評価した結果、かぶりコンクリートにひび割れが発生する時点の鉄筋の腐食減量を下回っている。さらに、定期的に目視確認を実施し鉄筋腐食に起因する有害なひび割れなどは発見されていない。以上から、塩分浸透による強度低下に対しては、長期健全性評価上問題とならない。

森永式を適用して鉄筋の腐食減量を計算した結果を表 3.2.2.3-6 に示す。

なお、塩分浸透の評価点の一部の近傍から採取したコアサンプルについて、特別点検等における破壊試験の結果、設計基準強度を上回っていることを確認している(表 3.2.2.3-7)。

表 3.2.2.3-6 鉄筋の腐食減量

	評価対象部位	調査時期 (運転開始 後経過年数)	鉄筋位置での 塩化物イオン 濃度 (%)	鉄筋の腐食減量 ($\times 10^{-4}$ g/cm ²)		
				調査 時点	運転開始 後 60 年 時点	かぶりコンクリート にひび割れが 発生する時点
高浜 発電所 1号機	取水構造物 (気中帯)	2015年 (40年)	0.05 (1.24) *	3.5	5.8	88.1
	取水構造物 (干満帯)	2015年 (40年)	0.05 (1.23) *	0.5	1.2	88.1
	取水構造物 (海中帯)	2015年 (40年)	0.33 (7.83) *	7.2	14.6	90.1
東海 第二 発電所	取水口構造物 (気中帯)	2015年 (37年)	0.04 (0.89) *	1.7	3.4	62.3
	取水口構造物 (干満帯)	2014年 (36年)	0.05 (1.09) *	10.3	18.1	67.7
	取水口構造物 (海中帯)	2014年 (36年)	0.05 (1.03) *	0.4	1.1	62.3

* () 内は塩化物イオン量 (kg/m³)

表 3.2.2.3-7 塩分浸透の評価点 (一部) の近傍におけるコンクリートの破壊試験結果

	評価対象部位	実施時期 (運転開始後経過年数)	設計基準強度	平均圧縮強度
高浜 発電所 1号機	取水構造物 (干満帯)	2015年 (40年)	23.5N/mm ² (240kgf/cm ²)	31.0N/mm ² (316kgf/cm ²)
	取水構造物 (海中帯)	2015年 (40年)	23.5N/mm ² (240kgf/cm ²)	45.5N/mm ² (464kgf/cm ²)
	非常用海水路	2015年 (40年)	23.5N/mm ² (240kgf/cm ²)	37.5N/mm ² (382kgf/cm ²)
東海 第二 発電所	取水口構造物 (気中帯)	2014年 (36年)	20.6N/mm ² (210kgf/cm ²)	35.7N/mm ² (364kgf/cm ²)
	取水口構造物 (干満帯)	2014年 (36年)	20.6N/mm ² (210kgf/cm ²)	34.6N/mm ² (353kgf/cm ²)
	取水口構造物 (海中帯)	2014年 (36年)	20.6N/mm ² (210kgf/cm ²)	29.1N/mm ² (297kgf/cm ²)

(v) 機械振動による強度低下

長期間の供用を想定すると、基礎ボルト周辺に機械振動によるひび割れが発生し強度低下が生じるおそれは否定できないが、基礎ボルト周辺のコンクリートに作用する荷重のうち、鉛直方向については機械の自重やナットの締付けによる圧縮力が常時作用している。これに加えて機械振動による荷重が作用しても、通常、機械振動による荷重は機械の自重に比べて小さいことから、基礎ボルトの有意な引抜き荷重やコンクリートへの過大な圧縮力は発生せず、コンクリートのひび割れ発生には至らないと考えられる。

また、水平方向については基礎ボルトの機械振動による水平変位はコンクリート内部よりもコンクリート表面部の方が大きいため、コンクリートが機械振動により受ける応力は定着部表面部の方がコンクリート内部よりも大きくなる。したがって、コンクリートにひび割れが発生する場合には表面から発生する可能性が高いと考えられる。このため、機械振動により機器のコンクリート基礎への定着部の支持力が失われるような場合、機械の異常振動や定着部周辺のコンクリート表面に有害なひび割れが発生するものと考えられる。そのため、機械振動による荷重が作用してもコンクリートのひび割れ発生には至らないと考えられるものの、目視確認でひび割れの発生が検知可能である。

コンクリート構造物のうち、比較的大きな振動を受ける部位が評価の対象となり、継続的な目視確認および必要に応じて都度補修を行なうことで長期健全性を維持することができる。

高浜発電所 1 号機では、プラント運転時に比較的大きな振動を受けるタービン建屋（タービン架台）等を評価対象とし、局部的に影響を受ける可能性がある基礎ボルト周辺のコンクリートを評価点としている。定期的に目視確認を実施しているが、機械振動に起因する有害なひび割れなどは発見されていない。

東海第二発電所では、プラント運転中、最も大きな機械振動を受けるタービン発電機架台を評価対象とし、機械振動荷重を直接受ける機器支持部（基礎ボルト周辺のコンクリート）付近を評価点としている。定期的に目視点検を実施し、コンクリート表面において強度に支障をきたす可能性のある欠陥がないことを確認している。また、仮に機械振動により機器のコンクリート基礎への定着部の支持力が失われるような場合、機器の異常振動が発生するものと考えられるが、機械振動は日常的に監視されており、異常の兆候は検知可能である。

以上から、機械振動による強度低下に対しては長期健全性評価上問題とならない。

なお、機械振動の評価対象から採取したコアサンプルについて、特別点検等における破壊試験の結果、設計基準強度を上回っていることを確認している（表 3.2.2.3-8）。

表 3.2.2.3-8 機械振動の評価対象におけるコンクリートの破壊試験結果

	評価対象部位	実施時期 (運転開始後 経過年数)	設計基準強度	平均圧縮強度
高浜 発電所 1号機	タービン建屋 (タービン架台)	2015年 (40年)	17.7N/mm ² (180kgf/cm ²)	23.7N/mm ² (242kgf/cm ²)
	原子炉補助建屋 (非常用ディーゼル 発電機基礎)	2015年 (40年)	17.7N/mm ² (180kgf/cm ²)	20.7N/mm ² (211kgf/cm ²)
東海第二 発電所	タービン建屋 (タービン架台)	2014年 (36年)	22.1N/mm ² (225kgf/cm ²)	37.0N/mm ² (377kgf/cm ²)

(b) コンクリートの遮蔽能力低下

(i) 熱による遮蔽能力低下

放射線防護の観点からコンクリート遮蔽体の設計に適用されている「コンクリート遮蔽体設計規準」[11]には、周辺および内部最高温度の基準値が示されており、コンクリートに対しては中性子遮蔽で 88℃以下、ガンマ線遮蔽で 177℃以下となっている。

コンクリート構造物のうち、運転時に最も高温状態となる部位や照射量の大きい部位が評価の対象となり、運転中の周辺温度の確認もしくは温度分布解析等を実施することにより長期健全性を評価することができる。

高浜発電所 1号機では、内部コンクリート（1次遮蔽壁）を評価対象とし、運転時に最も高温となる原子炉圧力容器サポート直下部を評価点とした。

これに対し、原子炉圧力容器サポート直下部のコンクリートの温度は、温度分布解析の結果、最高でも約 64℃であり、中性子遮蔽およびガンマ線遮蔽とも基準値を下回っているため、水分の逸散はほとんどないと考えられることから、遮蔽能力への影響はないと考えられる。温度分布解析は、3次元有限要素法による定格出力運転時を前提とした定常伝熱解析を実施している。また、1次遮蔽壁内のガンマ発熱量分布は1次元輸送計算コードにより算出している。なお、評価点近傍から採取したコアサンプルについて、特別点検として確認した乾燥単位容積質量を踏まえ、保守的に設定して内部コンクリート（1次遮蔽壁）の遮蔽能力を確認した結果、放射線障害を防止するために必要な遮蔽能力を有していることを確認した。

東海第二発電所では、原子炉圧力容器近傍に位置し、周辺環境からの伝達熱及び運転時

に照射量の最も大きいガンマ線遮蔽壁を評価対象とし、ガンマ線遮蔽壁の炉心側を評価点とした。

ガンマ線遮蔽壁炉心側の周辺温度を確認した結果、約 55 °C 以下とコンクリート温度基準値を下回っていることから、運転開始後 60 年時点においても遮蔽能力への影響はないと判断した。また、放射線量は日常的に監視しており、異常の兆候は検知可能である。なお、ガンマ線遮蔽コンクリートについては、鉄板で覆われているため、ガンマ線遮蔽に近く、他の部位より熱の影響を受けていると思われる一次遮蔽壁において、特別点検にて乾燥単位容積質量を確認した結果、設計値を上回っていることを確認した。

以上より、熱による遮蔽能力低下に対しては、長期健全性評価上問題とならない。

(c) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

高経年化技術評価においては、劣化傾向を容易に想定することができ、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経年劣化事象や運転経験や各種試験結果から今後も経年劣化の進展が考えられない、または進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないとしている。

高浜発電所 1 号機および東海第二発電所の評価では、上記の考え方にに基づき、「アルカリ骨材反応」および「凍結融解」による強度低下を、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないとしている。

「アルカリ骨材反応」については、定期的な目視確認により運転開始後 40 年近く経過した時点においてもアルカリ骨材反応に起因すると判断されるひび割れなどは発見されていないこと、試験により影響があるものではないことを確認していること（高浜発電所 1 号機では骨材の反応性試験を実施しており、その結果は、膨張率が 0.1% 未満は無害とする判定基準に対して、最も高い骨材でも 0.038%）、および特別点検によりコンクリート構造物の健全性に影響を与えるような反応性がないことを確認していることから、アルカリ骨材反応による強度低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないとしている。

また、「凍結融解」については、日本建築学会の指針[9]で凍結融解を含む凍害のおそれがある地域ではなく、凍結融解が生じる恐れがないことから、凍結融解による強度低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないとしている。

(d) 二次評価の考え方

健全性評価の具体的な方法について、日本原子力学会にて実施基準[12]が定められており、その中で例示されているコンクリート構造物の高経年化技術評価に関する健全性評価のステップとして一次評価、二次評価の考え方があり、一次評価を満足できない場合は二次評価を行なう。二次評価では評価対象となる経年劣化部位を構成する部材（耐震壁、梁、柱など）または構造体（壁構造、フレーム構造など）の耐力評価を実施し、部材または構造

体の耐力が設計時に要求される設計荷重を上回ることを確認する。また、経年劣化を生じた部材または構造体の耐力を明確に評価できない場合は、経年劣化を生じた部材または構造体が要求機能を満足することを、各種基準や文献などの根拠のある資料によって確認する。

さらに、二次評価を満足できない場合は、経年劣化事象について詳細な調査を行い、対策として補修方法または取替えなどの予防保全策について検討を行なう。また、補修を実施する場合には、その妥当性および耐久性を確認する。

2) コンクリート構造物の強度低下および遮蔽能力低下に対する保全

原子力発電所におけるコンクリート構造物の現状保全においては、劣化事象に着目した点検が実施されており、定期的に屋内、屋外ともにコンクリート表面のひび割れ、塗膜の劣化などの目視確認を行い、機能に支障をきたすおそれのあるような有意な欠陥がないことを確認している。そして劣化事象ごとに設定した評価基準（例えば健全、経過観察、要検討と段階的に評価）に従って評価を実施し、評価結果に応じた対策として必要に応じて補修を行なっている。コンクリート構造物の現状保全においては保全の PDCA サイクルが適切に機能しており、その妥当性が確認されているといえる。

高浜発電所 1 号機および東海第二発電所では、現状保全として定期的な目視確認および必要に応じて塗装等の補修を実施しており、保全が適切に機能しているといえる。

3) 実機評価結果まとめ

高浜発電所 1 号機および東海第二発電所の評価では、各経年劣化事象に影響を及ぼす劣化要因に対する長期健全性評価および現状保全の妥当性から、十分に健全性が維持されるといえる。

(4) まとめ

コンクリート構造物の高経年化技術評価において確認すべきは、経年劣化事象がコンクリート構造物としての要求機能に影響を及ぼさないことである。

前述のとおり強度低下及び遮蔽性能低下といった要求機能に影響を及ぼすことが否定できない経年劣化事象に対して、まずはその事象を引き起こす手前の要因に対して評価を実施している。仮に要因の進展が顕著であったとしても、ただちに事象が顕在化するものではなく、更にいえば事象が顕在化したとしても部材または構造物としての要求機能に影響を与えないことを技術的に確認することにより健全性が保たれているものと判断できる。したがって、要因に対して評価していること自体が相当の保守性が含まれているものである。

原子力発電所のコンクリート構造物は、事業者の保守管理活動として、継続的な点検や特別点検等において、コンクリート構造物の現状の状態を都度確認しており、高経年化技

術評価においては、保守管理活動を踏まえた技術評価により、長期に亘って十分に健全性が保たれていることを確認している。

(5) プラント長期停止の影響

コンクリートの強度低下に影響を及ぼす要因の中には、その進展が運転時の環境のみならず、長期停止時の環境においても進展の可能性が否定できないものがある。しかし、事業者の保守管理活動や高経年化技術評価の結果を鑑みると、健全性に関して大きな問題になるものではないと考えられる。なお、長期停止時の影響の詳細については 3.3 で述べる。

参考文献

- [1] 日本建築学会、「原子力施設における建築物の維持管理指針・同解説」、2015 年（2008 年制定）
- [2] 日本建築学会、「建築工事標準仕様書・同解説 JASS5 鉄筋コンクリート工事」、2015 年（1953 年制定）
- [3] 日本建築学会、「建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所施設における鉄筋コンクリート工事）」、2013 年（1985 年制定）
- [4] 関西電力株式会社、高浜発電所運転期間延長認可申請書（1 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「高浜発電所 1 号炉 劣化状況評価書」、2015 年 4 月（2016 年 4 月 1 部変更）
- [5] 日本原子力発電株式会社、東海第二発電所運転期間延長認可申請書（発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「東海第二発電所 劣化状況評価書」、2017 年 11 月
- [6] 日本建築学会、「原子炉建屋構造設計指針・同解説」、1988 年
- [7] 日本機械学会、「発電用原子力設備規格 コンクリート原子炉格納容器規格」、(2014 年版)、2003 年
- [8] 長尾他、「熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究」、第 48 回セメント技術大会講演集、1994 年
- [9] 日本建築学会、「鉄筋コンクリート造建築物の耐久設計施工指針・同解説」、2016 年（2004 年制定）
- [10] 森永、「鉄筋の腐食速度に基づいた鉄筋コンクリート建築物の寿命予測に関する研究—東京大学学位論文」、1986 年
- [11] R.G.Jaeger et al.、「Engineering Compendium on Radiation Shielding (ECRS) VOL.2」
- [12] 日本原子力学会、「原子力発電所の高経年化対策実施基準(日本原子力学会標準)」(2015 年版)、2007 年

3. 3 長期停止に伴う経年劣化の影響

3.2 項で述べたとおり、原子力発電所の機器・構造物に想定される主要な経年劣化事象は、大部分はプラントが運転されている状態で発生・進展するものである。プラントが運転されていることによって生じる圧力・温度変動、高温・高圧環境、さらには放射線の照射といったものが機器・構造物の劣化に大きく影響を与えることとなる。一方で、プラントが停止している状態では、大きな圧力・温度変動や高温・高圧環境といったものはなく、放射線の影響も受けない状態であるため、主要な劣化事象の多くは発生・進展を考慮する必要はない。具体例として、原子炉圧力容器の中性子照射脆化について言えば、運転中の燃料から放出される放射線の影響により原子炉圧力容器に使用されている材料が脆化するものであるが、停止している場合には、この放射線の影響がないことから、原子炉圧力容器の中性子照射脆化の進展は考慮する必要はないというものである。

また、その他の経年劣化事象（腐食等）については、適切な保管措置や取替えを含めた保守管理活動により健全な状態が維持できるものであり、運転状態に関わらず、プラントの運転期間を制限するような劣化事象ではない。

上記を踏まえて、長期停止に伴う経年劣化の影響を表 3.3-1 に示す。

表 3.3-1 長期停止に伴う経年劣化事象への影響

経年劣化事象	概要
低サイクル疲労	停止期間中は大きな圧力・温度変動がないため、疲労の蓄積を考慮する必要はない
中性子照射脆化	停止期間中は放射線の影響を受けないため、脆化の進展を考慮する必要はない
照射誘起型 応力腐食割れ	停止期間中は放射線の影響を受けないため、感受性への影響を考慮する必要はない
ステンレス鋼・鋳鋼の 熱時効	停止期間中は高温状態とならないため、脆化の進展を考慮する必要はない
電気・計装設備の絶縁 低下	停止期間中の原子炉格納容器内等の環境は運転中と比べ温度・放射線ともに著しく低いですが、劣化は進展する可能性がある
コンクリート構造物の 強度低下及び遮蔽 能力低下	停止期間中の熱、放射線及び機械振動の影響は、運転中と比較して著しく低いですが、中性化、塩分浸透は、進展する可能性がある
その他の 経年劣化事象	停止期間中、設備の使用状況等に応じ、各劣化事象に対する保守管理計画を定め適切に実施し、必要なものは機能回復を図っていることから、プラントの運転期間に影響を与えるものではない

以上から、長期停止時において、経年劣化の進展の可能性があり、運転期間に対する影響度合いを確認すべき事象は、「電気・計装設備の絶縁低下」、「コンクリート構造物の強度低下及び遮蔽能力低下」と整理される。

これらの経年劣化事象における長期停止の影響について、運転期間延長認可申請を行った PWR の高浜発電所 1、2 号機、美浜発電所 3 号機、BWR の東海第二発電所を例に確認した結果を 3.3.1 項及び 3.3.2 項に示す。なお、影響の程度を定量的に示すため、長期停止期間を仮に 10 年間と設定し、60 年間の通常運転状態を想定した評価結果¹に 10 年間の長期停止状態における劣化程度を加えてデータの整理を行っている。(図 3.3-1 参照)

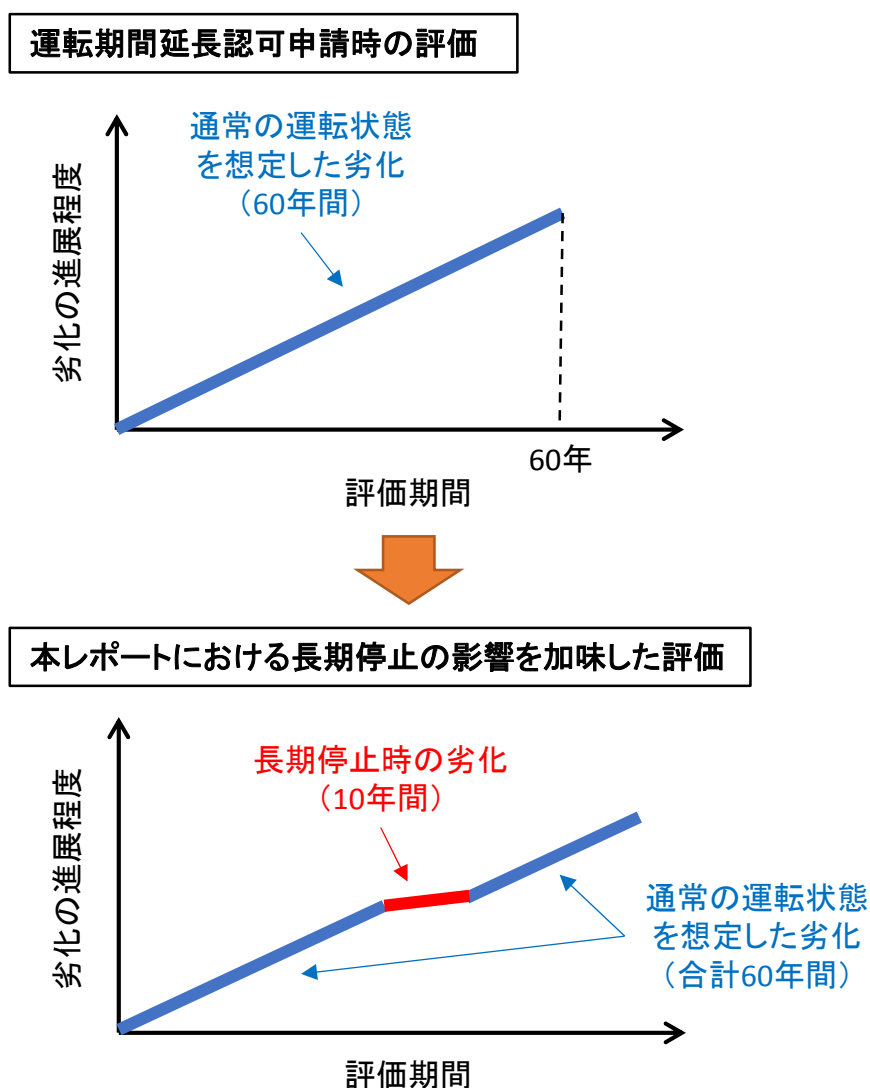


図 3.3-1 長期停止影響の確認方法イメージ

¹ 高浜発電所 1、2 号機および美浜発電所 3 号機、東海第二発電所の運転期間延長認可申請における電気・計装設備、コンクリート構造物の経年劣化に係る評価については、福島第一原子力発電所事故後の長期停止状態を考慮せずに実施している。

3. 3. 1 電気・計装設備の絶縁低下

(1) 長期停止の影響

ケーブルを含む電気・計装設備の絶縁低下については、設置環境における温度・放射線の影響が主要因となり、経時的に絶縁体の劣化が進行していく事象である。

これらの環境条件については、プラント運転中に比べ停止中は、温度・放射線ともに低い状況であり、停止中における劣化速度は、運転中に比べると遅いと考えられる。

表 3.3.1-1 には、運転期間延長申請を行っている高浜発電所 1 号機、高浜発電所 2 号機、美浜発電所 3 号機および東海第二発電所について、それぞれ寿命が短いと評価されたケーブルを対象として、運転中および停止中における布設箇所の平均温度・放射線量率のデータを示したものである。当該表から分かるとおり、運転中に比べて停止中は、温度・放射線とも低い状況であることが分かる。

表 3.3.1-1 運転中及び停止中の環境条件

プラント	布設区分	実布設環境条件			
		温度 [°C]		放射線量率 [Gy/h]	
		運転中	停止中*1	運転中	停止中
高浜発電所 1号機	格納容器内 (ループ室)	50	24	0.0130	0.001 以下*3
	格納容器外 (MS 区画*2)	40	24	0.0009	—*4
高浜発電所 2号機	格納容器内 (ループ室)	48	24	0.0202	0.001 以下*3
	格納容器外 (MS 区画*2)	40	24	0.0009	—*4
美浜発電所 3号機	格納容器内 (ループ室)	31	24	0.3882	0.001 以下*3
	格納容器外 (MS 区画*2)	40	24	0.0013	—*4
東海第二 発電所	格納容器内	65.6	25	0.250	0.001 以下*3
	原子炉建屋内	40	25	0.00015	—*4

*1：停止中の原子炉格納容器内各温度計指示の平均値のうち、最大値に若干の裕度を加えた値

*2：主蒸気配管・主給水配管中間建屋区画及び主蒸気配管ディーゼル建屋区画

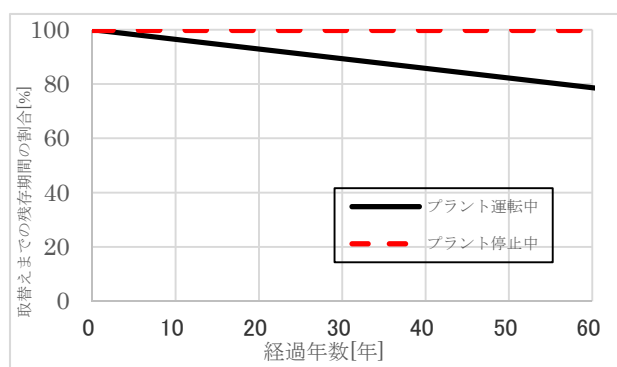
*3：0.001Gy/h は、定検中の近傍エリア環境線量等量率を踏まえた保守的な値

*4：格納容器外であり、極めて放射線量率が低いと考えられるため影響なしとした

これら実機環境測定結果から PWR の代表として最も厳しい環境¹である高浜発電所 1 号機の格納容器内ケーブルを、BWR として東海第二発電所の格納容器内ケーブルを例に、運転状態（運転中、停止中）の違いによるケーブルの経年劣化への影響程度を比較したものを図 3.3.1-1 に示す。この図は、電気学会推奨案[1] におけるケーブルの劣化に対する指標として、取替えまでの残存期間の割合²が各運転条件において経年とともに減少する様子を示したものである。

図 3.3.1-1 より、PWR、BWR とともに、運転中は経年的に劣化が進展する（黒実線）が、停止中はほとんど劣化が進展しない（赤破線）と評価できる。

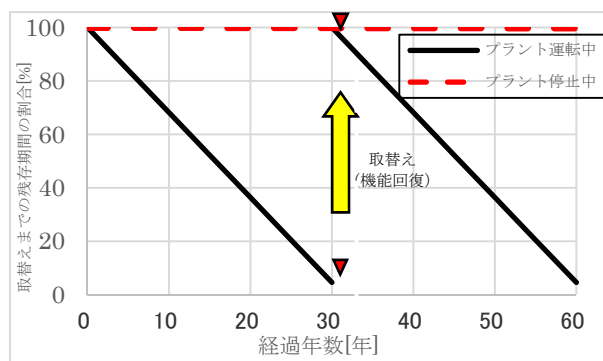
以降では、より定量的に影響を確認するため、長期停止期間を仮に 10 年間と設定し、60 年間等の通常運転状態を想定した評価結果に、10 年間の停止期間が加味された場合における劣化状況評価への影響について述べる。



- 対象ケーブル
 - ・難燃 PH ケーブル（動力用）
- 条件
 - ・電気学会推奨案に基づく評価
 - ・加速熱劣化試験条件（140℃・9 日間）
 - ・通常運転中の環境温度（67℃*1）
 - ・停止期間中の環境温度（29℃*1）

*1: 動力用ケーブルトレイに布設されているため、評価においては、運転状況毎の通電による温度上昇等を考慮した

(a) 高浜発電所 1 号機



- 対象ケーブル
 - ・難燃 PN ケーブル（計測用）
- 条件
 - ・電気学会推奨案に基づく評価
 - ・加速熱劣化試験条件（121℃・251 時間）
 - ・通常運転中の環境温度（65.6℃）
 - ・停止期間中の環境温度（25℃）

(b) 東海第二発電所

図 3.3.1-1 運転中及び停止中におけるケーブル劣化進展状況

¹ 放射線量率は、美浜発電所 3 号機や高浜発電所 2 号機の方が高いが、温度の影響が大きく、結果として高浜発電所 1 号機が最も環境として厳しい

² 取替えまでの残存期間の割合 = $1 - (\text{経過年数} / \text{長期健全性試験を踏まえて各環境条件から算出した取替えが必要となる年数})$

なお、取替えまでの残存期間の割合が 0 になったとしても、事故時雰囲気暴露されない状態であれば、直ちに絶縁機能が喪失するわけではない。

(2) 長期健全性試験条件、評価結果への影響

(1) に示した前提のもと、以下では、高浜発電所 1 号機及び東海第二発電所のケーブルに関して「電気学会推奨案[1]」及び「ACA ガイド[2]」に基づく長期健全性試験の評価に対し、前述のプラント停止中の環境が 10 年間継続された影響を追加考慮し、評価結果にどの程度影響するものであるかを確認した。検討内容について以下に示す。

1) 電気学会推奨案に基づく検討

ここでは、難燃 PH ケーブル（高浜発電所 1 号機）及び難燃 PN ケーブル（東海第二発電所）を例として、通常運転時の劣化想定に加え、10 年間の停止の劣化を想定した場合、電気学会推奨案の手法に基づく評価結果にどのような影響が生じるか検討を行なった³[3][6]。

結果は表 3.3.1-2 に示すとおり、電気学会推奨案の手法に基づく長期健全性試験条件は、難燃 PH ケーブル（高浜発電所 1 号機）では実機環境に基づく 60 年間（稼働率 100%）の運転期間を想定した劣化に 10 年間の停止期間を想定した劣化を加えた条件を包絡しており、難燃 PN ケーブル（東海第二発電所）では実機環境に基づく 30 年間（稼働率 100%）の運転期間を想定した劣化に 10 年間の停止期間を想定した劣化を加えた条件を包絡していることを確認した。なお、難燃 PN ケーブルは評価期間を迎える際にケーブルを取替えることで 60 年間の絶縁性能を維持できる。また、各ケーブルにおいて、運転中の劣化条件に、停止期間の劣化条件を加味した場合でも、劣化影響は僅か⁴であることを確認した。

³ ケーブルの布設環境はケーブル毎に異なるが、ここでは最も評価結果の厳しくなるケーブルの個別の環境条件に着目して評価している。なお、3.2 章の表 3.2.2.2-1 に示した環境条件は、特定のケーブルに対しての環境条件ではなく、多数のケーブルの環境測定結果を踏まえた一般的な環境条件（温度・放射線量率）として設定されたものである。

⁴ 影響が健在化する場合とは、例えば、高浜発電所 1 号機の温度を例に言えば、「通常運転時」の使用条件に基づく劣化条件“126℃-9 日”が、10 年間の停止を追加することで、“130℃-9 日”に変わるといった状況である。なお、試験条件である“140℃-9 日”を超える条件となった場合は、60 年の運転+10 年停止の期間の途中に、ケーブルを取替える必要がある。

表 3.3.1-2 電気学会推奨案に基づく長期健全性試験条件及び各使用条件に対する劣化条件

プラント (ケーブル)	試験条件 (通常運転相当)		「通常運転時」 の使用条件に基づく 劣化条件	「通常運転時+10年間の停止時」 の使用条件に基づく劣化条件
	高浜発電所1号機 (難燃 PH ケーブル)	温度	140°C-9日	126°C-9日 (=67°C ^{*2} -60年)
放射線 (集積線量)		500kGy	7kGy	7kGy ^{*1}
東海第二発電所 (難燃 PN ケーブル)	温度	121°C-251時間	121°C-251時間 (=65.6°C-30年)	121°C-251時間 ^{*1} (=65.6°C-30年+25°C-10年)
	放射線 (集積線量)	66kGy	66kGy	66kGy ^{*1}

※1：端数処理により、数値上の影響なし

※2：動力用ケーブルトレイに布設されているため、評価においては、運転状況毎の通電による温度上昇等を考慮した

2) ACA ガイドに基づく検討

次に、1)と同様に難燃 PH ケーブル（高浜発電所1号機）及び難燃 PN ケーブル（東海第二発電所）を例として、通常運転時の劣化想定に加え、10年間の停止の劣化を想定した場合、ACA ガイドの手法に基づく評価結果にどのような影響が生じるか検討を行なった[3][6]。

結果は表 3.3.1-3 に示すとおり、ACA ガイドの手法に基づく長期健全性試験条件は、最も厳しい環境に設置されている難燃 PH ケーブル（高浜発電所1号機）、難燃 PN ケーブル（東海第二発電所）のいずれにおいても、実機環境に基づく28年間（稼働率100%）の運転期間を想定した劣化に10年間の停止期間を想定した劣化を加えた条件を包絡していることを確認した。なお、各ケーブルは評価期間を迎える毎にケーブルを取替えることで60年間の絶縁性能を維持できる。また、各ケーブルにおいて、運転中の劣化条件に、停止期間の劣化条件を加味した場合でも、停止期間の劣化影響は僅か⁵であることを確認した。

⁵ 影響が健在化する場合とは、例えば、高浜発電所1号機を例に言えば、「通常運転時」の28年の使用条件に基づく劣化条件“100°C-94.8Gy/h-4,003時間”が、10年間の停止を追加することで、“100°C-94.8Gy/h-4,100時間”に変わるといった状況である。なお、この場合、試験条件を超えているため、28年の運転+10年停止の期間の途中にケーブルを取替える必要がある。

表3.3.1-3 ACAガイドに基づく長期健全性試験条件および各使用条件に対する劣化条件

プラント (ケーブル)	試験条件 (通常運転相当)		「通常運転時」 の使用条件に基づく 劣化条件	「通常運転時+10年間の停止時」 の使用条件に基づく劣化条件
高浜発電所1号機 (難燃PHケーブル)	温度・放 射線	100℃ 94.8Gy/h 4,003時間	100℃-94.8Gy/h-4,003時間 (=67℃ ^{*1} -0.0130Gy/h-28年)	100℃-94.8Gy/h-4,003時間 ^{*1} (=67℃ ^{*2} -0.0130Gy/h-28年+ 29℃- ^{*2} 0.001Gy/h-10年)
東海第二発電所 (難燃PNケーブル)	温度・放 射線	100℃ 94.7Gy/h 6,990時間	100℃-94.7Gy/h-6,990時間 (=65.6℃-0.250Gy/h-28年)	100℃-94.7Gy/h-6,990時間 ^{*1} (=65.6℃-0.250Gy/h-28年 +25℃-0.001Gy/h-10年)

※1：端数処理により、数値上の影響なし

※2：動力用ケーブルトレイに布設されているため、評価においては、運転状況毎の通電による温度上昇等を考慮した

(3) まとめ

ケーブルを含む電気・計装設備は、絶縁低下に対する技術評価及び保全活動を適切に実施している。

難燃 PH ケーブル（高浜発電所 1 号機）及び難燃 PN ケーブル（東海第二発電所）を例として、通常運転時の劣化に 10 年間の停止時劣化が加わった場合、劣化状況評価に与える影響を検討した結果、停止時の劣化は極めて小さく、劣化状況評価の結果に有意な影響は与えないことを確認した。

なお、電気・計装設備は取替えが可能であり、これまでも適宜取替えがなされているものである。そのため、停止時の劣化を踏まえた取替え対応を適切に行なうことで、停止時の劣化影響が問題となることはない。

参考文献

- [1] 「原子力発電用電線・ケーブルの環境試験方法ならびに耐延焼性試験方法に関する推奨案」、電気学会（昭和 57 年 11 月 電気学会技術報告（Ⅱ部）第 139 号）
- [2] 「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド（JNES-RE-2013-2049）」原子力安全基盤機構（平成 26 年 2 月）
- [3] 高浜発電所運転期間延長認可申請書（1 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「高浜発電所 1 号機 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成 27 年 4 月（平成 28 年 4 月一部変更））
- [4] 高浜発電所運転期間延長認可申請書（2 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「高浜発電所 2 号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成 27 年 4 月（平成 28 年 4 月一部変更））
- [5] 美浜発電所運転期間延長認可申請書（3 号発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「美浜発電所 3 号炉 劣化状況評価書」、関西電力株式会社（平成 27 年 11 月（平成 28 年 10 月一部変更））

- [6] 東海第二発電所運転期間延長認可申請書（発電用原子炉施設の運転の期間の延長）の添付書類二「東海第二発電所 劣化状況評価書」、日本原子力発電株式会社（平成 29 年 11 月 24 日）

3. 3. 2 コンクリートの強度低下

(1) 長期停止期間中に進展が想定される経年劣化要因と経年劣化事象

前述の「3.2.2.3 コンクリート構造物に想定される主要な経年劣化事象の対応」に示すとおり、原子力発電所のコンクリート構造物の性能に影響を与える経年劣化事象は、「コンクリートの強度低下」および「コンクリートの遮蔽能力の低下」である。これらの経年劣化事象は、原子力発電所のコンクリート構造物が曝される様々な環境条件とその程度に応じて生じる。この経年劣化事象を生じさせる原因となる環境条件を経年劣化要因と呼び、原子力発電所の特徴を考慮して高経年化対策上着目すべきものとしてまとめると、表 3.3.2-1 に示すように整理される。原子力発電所のコンクリート構造物の高経年化技術評価では、これらの経年劣化要因に着目した評価を行っており、経年劣化事象が生じる手前でその要因の程度を評価しているという点で、より保守性の高い評価となっている。

表 3.3.2-1 高経年化対策上着目すべき経年劣化要因と経年劣化事象

構造物	経年劣化事象	経年劣化要因
コンクリート構造物	コンクリートの強度低下	熱
		放射線照射
		中性化
		塩分浸透
	機械振動	
	コンクリートの遮蔽能力の低下	熱

高経年化対策上着目すべき経年劣化要因のうち、「3.2.2.3 コンクリート構造物に想定される主要な経年劣化事象の対応」で述べた劣化メカニズムを勘案すると、原子力発電所の運転に依存する「熱」、「放射線照射」、「機械振動」は、長期停止期間中には生じない、またはほとんど生じないことから、これらに起因した経年劣化事象は進展しないと考えられる。一方、「中性化」、「塩分浸透」は、長期停止期間中の状況においても、コンクリート構造物に作用することから、これらに起因した経年劣化事象は進展する可能性がある。したがって、コンクリート構造物において、長期停止期間中に進展が想定される経年劣化事象および経年劣化要因としては、表 3.3.2-2 に示す項目を考慮する必要がある。

以降では、コンクリート構造物における中性化及び塩分浸透によるコンクリートの強度低下に対する評価について述べる。

表 3.3.2-2 長期停止期間中に進展が想定される経年劣化要因と経年劣化事象

構造物	経年劣化事象	経年劣化要因
コンクリート構造物	コンクリートの強度低下	中性化
		塩分浸透

(2) 中性化によるコンクリートの強度低下

コンクリート構造物は、コンクリート部材によって構成された構造物である。コンクリート部材は、コンクリートと鉄筋で構成され、コンクリートが圧縮力に強く、鉄筋が引張力に強いという性質を活かして、鉄筋がコンクリートの中に配置され一体となることで、圧縮力にも引張力にも強い部材となっている。また、コンクリートはアルカリ性であるため、コンクリートの中に配置された鉄筋は腐食しにくいという利点も有している。

コンクリートの中性化とは、本来アルカリ性であるコンクリートが、大気中の炭酸ガス等の外部環境の影響を受けて徐々にそのアルカリ性を失っていく現象である。中性化の進展は、一般的に、 $C=A\sqrt{t}$ (t :材齢(年)、 A :中性化速度係数)と表わされ、経過時間に対しその進展は緩やかであるが、コンクリートの中性化が鉄筋位置まで進むと、鉄筋を腐食から保護する機能が低下し、水分及び酸素の作用により鉄筋が腐食する可能性が高まる。しかし、図 3.3.2-1 に示すように、コンクリート部材としての強度低下は、中性化が鉄筋位置に到達したとしてもすぐに生じるわけではなく、その後、鉄筋の腐食が発生し、さらにそれが進展し、コンクリートにひび割れや剥離が生じることで発生する。

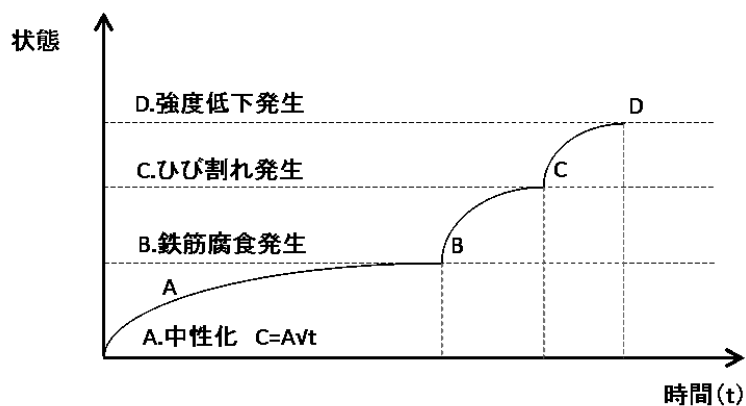


図 3.3.2-1 コンクリートの中性化による影響の概念図

(「A.中性化」は経年劣化要因、「D.強度低下発生」は経年劣化事象に該当する)

日本建築学会「鉄筋コンクリート造建築物の耐久設計施工指針・同解説」(2016) [1]では、鉄筋が腐食し始めるときの中性化深さを、水分の影響を考慮して、屋外の雨がかり等の環境においては鉄筋のかぶり厚さまで達したとき、屋内の環境においては鉄筋のかぶり厚さから 20mm 奥まで達したときとしている。中性化深さが当該位置に進展しているか又は進展する可能性があったとしてもただちにコンクリート部材の強度が低下するわけではないが、原子力発電所のコンクリート構造物の高経年化技術評価では、安全側に中性化深さが鉄筋位置まで進展するかどうかを、中性化によるコンクリートの強度低下評価における評価基準値としている。

高経年化技術評価では、実際にコンクリート構造物からコアを採取して調査時点での中性化深さを確認するとともに、既往の中性化進展予測式[1][2][3]を用いて将来想定する供用期間までの中性化深さも計算し、両者とも評価基準値に達していないことをもって、現時点から将来にわたる健全性を評価している。

表 3.3.2-3 に高浜発電所 1 号機、高浜発電所 2 号機、美浜発電所 3 号機及び東海第二発電所におけるコンクリートの中性化深さの評価結果を示す。評価対象部位は、評価対象構造物の運転条件、環境条件等を考慮して、経年劣化の影響が最も厳しくなると想定される部位を選定している。いずれのプラントにおいても、予測式を用いて、運転開始後 60 年が経過したコンクリートを想定して評価した中性化深さは、評価基準値まで達していない。この予測式を用いた評価は、複数ある予測式による結果のうち、保守的に最も大きな値を採用しており、実際には、さらに裕度を有していると考えられる。また、参考として、上記運転期間 60 年に停止期間 10 年を加えて、運転開始後 70 年が経過したコンクリートを想定して中性化深さを評価しても、評価基準値まで達しておらず、評価基準値に対して裕度を有している。

以上のとおり、コンクリートの中性化は経過時間に対して進展が緩やかであり、コンクリート部材の強度低下は、中性化が鉄筋位置に到達しただけでは生じず、その後に腐食が発生し、さらにそれが進展し、コンクリートにひび割れや剥離が生じるまでになって初めて発生する。ここでの高経年化技術評価は、経年劣化の影響が最も厳しくなると想定される部位を選定した上で、コンクリートの強度低下という経年劣化事象を引き起こす手前の中性化という要因を対象に行っており、評価手法自体に保守性が含まれるとともに、運転開始後 70 年が経過したコンクリートを想定しても評価基準値に対して裕度を有している。また、劣化要因に対する健全性評価を行い、劣化事象(コンクリートの強度低下)として生じる前に対策を講じることを維持管理の基本としている[4]。さらに、仮に評価対象部位の中性化深さが評価基準値まで進行しているか又は進行する可能性が認められたとしても、耐力評価を行い、当該部位を構成する部材または構造体の耐力が設計荷重を上回っていることが確認されれば、安全性を確保し得ると判断されることが、原子力規制委員会による

「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」[5]にも記載されている。これらのことから、原子力発電所のコンクリート構造物は、高経年化技術評価における評価結果以上に、中性化に対して十分な裕度を有していると考えられる。

表 3.3.2-3 高浜発電所 1 号機、高浜発電所 2 号機、美浜発電所 3 号機
及び東海第二発電所におけるコンクリートの中性化深さの評価結果

(単位 : cm)

プラント	評価対象部位	中性化深さ				鉄筋が腐食し始める時の中性化深さ ^{※2}
		推定値 ^{※1}				
		測定値 (調査時の 運転開始後 経過年)	調査時点 (中性化 速度式)	運転開始後 60 年時点の 中性化深さ (推定式)	【参考】 運転開始後 70 年時点の 中性化深さ (推定式)	
高浜 発電所 1 号機	外部遮蔽壁 (屋内面)	0.2 (40 年)	3.8 (森永式)	4.7 (森永式)	4.8 (森永式)	7.0
	原子炉補助建屋 (基礎マット)	3.4 (40 年)	4.3 (岸谷式)	5.3 (岸谷式)	5.7 (岸谷式)	10.0
	取水構造物 (気中帯)	0.1 (40 年)	2.2 (岸谷式)	2.7 (岸谷式)	3.0 (岸谷式)	8.75
高浜 発電所 2 号機	内部コンクリート (上部)	0.2 (39 年)	3.3 (森永式)	4.0 (森永式)	4.1 (森永式)	6.0
	タービン建屋 (内壁及び床)	1.8 (39 年)	3.2 (岸谷式)	3.9 (岸谷式)	4.2 (岸谷式)	8.0
	取水構造物 (気中帯)	0.3 (39 年)	2.2 (岸谷式)	2.7 (岸谷式)	3.0 (岸谷式)	8.55
美浜 発電所 3 号機	内部コンクリート (上部)	0.5 (38 年)	4.3 (森永式)	5.3 (森永式)	5.5 (森永式)	6.0
	原子炉補助建屋 (基礎マット)	4.3 (38 年)	3.1 (岸谷式)	5.3 (√t 式)	5.7 (√t 式)	10.0
	取水構造物 (気中帯)	0.1 (38 年)	2.0 (岸谷式)	2.5 (岸谷式)	2.7 (岸谷式)	8.55
東海 第二 発電所	タービン建屋外壁 (屋内面)	4.0 (38 年)	2.9 (岸谷式)	5.0 (√t 式)	5.4 (√t 式)	6.0
	取水口構造物 (気中帯)	1.0 (36 年)	1.2 (岸谷式)	1.6 (岸谷式)	1.7 (岸谷式)	6.4

※1 : 岸谷式[1]、森永式[2]および中性化深さの実測値に基づく√t式[3]による評価結果のうち最大値を記載

※2 : かぶり厚さから評価した値

(3) 塩分浸透によるコンクリートの強度低下

コンクリート構造物における塩分浸透とは、飛来塩分及び海水とその飛沫の影響により、コンクリート表面に付着した塩分に含まれる塩化物イオンがコンクリート内部に浸透していく現象である。塩化物イオンが鉄筋位置まで進むと、鉄筋を腐食から保護する機能が低下し、水分及び酸素の作用により鉄筋が腐食する可能性が高まる。仮に、鉄筋の腐食が発生したとしても、コンクリートにひび割れや剥離が生じるまで進展しなければ、コンクリート部材の強度低下が生じることはない。したがって、原子力発電所のコンクリート構造物の高経年化技術評価では、塩分浸透によって発生する鉄筋の腐食量（腐食減量）がひび割れ発生限界腐食量に達するかどうかを、塩分浸透によるコンクリートの強度低下評価における評価基準値としている。

高経年化技術評価では、コンクリート構造物から採取したコアを用いて確認した鉄筋位置における塩化物イオン濃度から、既往の評価式[2]を用いて現時点における鉄筋の腐食減量を計算するとともに、将来想定する供用期間における鉄筋位置での塩化物イオン濃度を求めて鉄筋の腐食減量を計算し、両者がコンクリートにひび割れを発生させる鉄筋の腐食減量に達していないことをもって、現時点から将来にわたる健全性を評価している。

表 3.3.2-4 に高浜発電所 1 号機、高浜発電所 2 号機、美浜発電所 3 号機及び東海第二発電所における鉄筋腐食減量の評価結果を示す。評価対象部位は、評価対象構造物の運転条件、環境条件等を考慮して、経年劣化の影響が最も厳しくなると想定される部位を選定している。いずれのプラントにおいても、運転開始後 60 年が経過したコンクリートを想定して評価した鉄筋の腐食減量は、評価基準値まで達しておらず、十分な裕度を有している。また、参考として、上記運転期間 60 年に停止期間 10 年を加えて、運転開始後 70 年が経過したコンクリートを想定して評価した鉄筋の腐食減量も評価基準値に対して十分な裕度を有している。

以上のとおり、中性化と同様、ここでの高経年化技術評価は、経年劣化の影響が最も厳しくなると想定される部位を選定した上で、経年劣化事象を引き起こす手前の要因を対象に行っており、評価手法自体に保守性が含まれるとともに、運転開始後 70 年が経過したコンクリートを想定しても評価基準値に対して十分な裕度を有している。また、劣化要因に対する健全性評価を行い、劣化事象（コンクリートの強度低下）として生じる前に対策を講じることを維持管理の基本としている[4]。さらに、仮に評価対象部位に塩分浸透による鉄筋腐食により有意なひび割れが発生しているか又は発生する可能性が認められたとしても、耐力評価を行い、当該部位を構成する部材または構造体の耐力が設計荷重を上回っていることが確認されれば、安全性を確保し得ると判断されることが、原子力規制委員会による「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」[5]にも記載されている。これらのことから、原子力発電所のコンクリート構造物は、高経年化技術評価における評価結果

以上に、塩分浸透に対して十分な裕度を有していると考えられる。

表 3.3.2-4 高浜発電所 1 号機、高浜発電所 2 号機、美浜発電所 3 号機
及び東海第二発電所における鉄筋腐食減量の評価結果

プラント	評価対象部位	調査時期	鉄筋位置での塩化物イオン濃度 (%)	鉄筋の腐食減量 ($\times 10^{-4}$ g/cm ²)			
				調査時点	運転開始後60年時点	【参考】 運転開始後70年時点	かぶりコンクリートにひび割れが発生する時点
高浜 発電所 1号機	取水構造物 (気中帯)	2015年 (40年)	0.05 (1.24) ※	3.5	5.8	7.2	88.1
	取水構造物 (干満帯)	2015年 (40年)	0.05 (1.23) ※	0.5	1.2	1.7	88.1
	取水構造物 (海中帯)	2015年 (40年)	0.33 (7.83) ※	7.2	14.6	18.8	90.1
高浜 発電所 2号機	取水構造物 (気中帯)	2015年 (39年)	0.21 (5.11) ※	10.7	21.1	26.6	90.1
	取水構造物 (干満帯)	2015年 (39年)	0.04 (0.99) ※	0.4	1.2	1.7	90.1
	取水構造物 (海中帯)	2015年 (39年)	0.17 (4.17) ※	3.1	7.1	9.3	90.1
美浜 発電所 3号機	取水構造物 (気中帯)	2015年 (38年)	0.11 (2.65) ※	4.8	10.4	13.5	90.1
	取水構造物 (干満帯)	2015年 (38年)	0.01 (0.21) ※	0.0	0.0	0.0	90.1
	取水構造物 (海中帯)	2015年 (38年)	0.24 (5.87) ※	3.9	10.4	13.9	90.1
東海 第二 発電所	取水口構造物 (気中帯)	2015年	0.04 (0.89) ※	1.7	3.4	4.2	62.3
	取水口構造物 (干満帯)	2014年	0.05 (1.09) ※	10.3	18.1	21.5	67.7
	取水口構造物 (海中帯)	2014年	0.05 (1.03) ※	0.4	1.1	1.5	62.3

※ () 内は塩化物イオン量 (kg/m²)

(4) まとめ

原子力発電所のコンクリート構造物は、高度な知識及び経験を有する技術者によって設計および施工されており、品質が確保された信頼性の高い構造物である。例えば、中性化及び塩分浸透に対する重要な抵抗要素であるかぶり厚さ（鉄筋表面からコンクリート表面までの距離）については、中性化や塩分浸透が鉄筋位置まで容易に達しないよう十分に余裕のある設計仕様を定めるとともに、施工においてその仕様が満たされていることを使用前検査で確認している。また、運転開始後は、定期的な点検と、点検により得られたデータに基づく健全性評価を行い、保全活動のPDCAを回すことで、維持管理の継続的な改善も図っている。このように信頼性の高い品質が確保された原子力発電所のコンクリート構造物は、構造体や部材の物理的な寿命が相当に長いと考えられ、前述のとおり、中性化及び塩分浸透による評価結果もこれを裏付けるものとなっている。さらに、高経年化技術評価では、中性化や塩分浸透のような経年劣化要因に基づく評価だけでなく、「コンクリートの強度低下」という経年劣化事象そのものについても、採取したコンクリートコアの強度試験を実施し、取得されたコンクリート強度が設計基準強度を上回っていることを確認している。

以上の事から、原子力発電所のコンクリート構造物は、長期停止期間中に進展が想定される経年劣化要因（中性化、塩分浸透）による経年劣化事象（コンクリートの強度低下）に対して、高い安全性を有しており、将来にわたり、大きな裕度をもって健全性が確保されていると考えられる。

参考文献

- [1] 日本建築学会、「鉄筋コンクリート造建築物の耐久設計施工指針・同解説」、2016年
- [2] 森永、「鉄筋の腐食速度に基づいた鉄筋コンクリート建築物の寿命予測に関する研究」、東京大学学位論文、1986年
- [3] 土木学会、「コンクリート標準示方書 [維持管理編]」、2001年
- [4] 日本建築学会、「原子力施設における建築物の維持管理指針・同解説」、2015年
- [5] 原子力規制委員会、「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」、2013年

4. まとめ

これまで、事業者は、原子力発電所の安全性・信頼性の維持向上のため、きめ細かい保守管理活動を継続するとともに、プラントの長期供用に対する機器・構造物の健全性を高経年化技術評価の中で確認し、それに基づく長期保守管理方針を着実に履行するなど、原子力発電所の安定した長期運転に向けて取り組んできた。

高経年化技術評価では、評価期間として 60 年の運転期間を想定した健全性評価を実施しているが、各経年劣化事象に対する評価技術は産官学の長年の取り組みを基に国内外の最新知見を適宜反映して確立されてきたものであり、更に、事業者が実際に評価する際には適切な裕度を確保した評価条件を設定していることから、その評価結果は技術的に妥当でありかつ保守性を有したものとなっている。

福島第一原子力発電所の事故後、国内の原子力発電所の大部分は長期停止が続いた状態となっているが、経年劣化事象の大半は、適切な保管措置や取替えを含めた保守管理活動により健全な状態が維持できるものであり、運転状態に関わらず、プラントの運転期間を制限するような劣化事象ではない。また、一部の経年劣化事象は、日常的な保全活動だけでなく、プラントの長期運転に際しては詳細な評価も実施する必要があるが、そのような経年劣化事象の進展はプラントの実稼働時間に依存するものが大半であり、長期停止状態における経年劣化事象の進展は考慮する必要はないか、あるいは非常に緩やかで限定されるものである。

本レポートでは、長期停止状態における経年劣化事象の進展程度を定量的に示すため、電気・計装設備の絶縁低下並びにコンクリートの強度低下に係る事象のうち中性化と塩分浸透を取り上げ、長期停止期間を仮に 10 年間と設定し、プラントの長期運転における健全性への影響確認を行ったが、いずれの事象に関しても軽微な影響しか及ぼさないことが確認できた。

以上のことから、長期停止状態における機器・構造物の経年劣化は長期運転に際して技術的な障壁となり得るものではないと言える。