

高浜原子力発電所 1、2 号機  
および  
美浜原子力発電所 3 号機  
の  
運転期間延長認可申請  
に関する

意見書

2017 年 10 月

佐藤 晓

佐藤 晓



## 略語集

略語	意味	
AEA	Atomic Energy Act	(米国)原子力法
AMP	Ageing Management Program	経年劣化管理計画
ANL	Argonne National Laboratory	アルゴンヌ国立研究所
ASME	American Society of Mechanical Engineers	米国機械学会
ATWS	Anticipated Transient Without SCRAM	スクラム失敗時における過渡現象
BMI	Bottom Mounted Instrumentation	原子炉圧力容器下鏡の炉心計装筒
BWR	Boiling Water Reactor	沸騰水型原子炉
BWRVIP	BWR Vessel Internals Project	BWR 炉内構造物検討プロジェクト
CASS	Cast Austenitic Stainless Steel	オーステナイト系ステンレス鋼
CAV	Cumulative Absolute Velocity	累積絶対速度
CDF	Core Damage Frequency	炉心損傷頻度
CFR	Code of Federal Regulation	連邦規制
CRD	Control Rod Drive	制御棒駆動機構
CRDH	Control Rod Drive Housing	CRD ハウジング
CST	Condensate Storage Tank	復水貯蔵タンク
CUF	Cumulative Usage Factor	累積疲労係数
DOE	Department of Energy	米国エネルギー省
dpa	displacement per atom	(高速中性子の照射量の単位)
EAF	Environmentally Assisted Fatigue	環境促進疲労
EPA	Environmental Protection Agency	米国環境保護庁
EPFM	Elastic Plastic Fracture Mechanics	弾塑性破壊力学
EPRI	Electric Power Research Institute	米国電力研究所
EQ	Environmental Qualification	環境認定試験
ET	Eddy Current Testing	渦流探傷試験
FAC	Flow Accelerated Corrosion	流動加速腐食
FMECA	Failure Mode, Effects and Criticality Analysis	故障モード・影響および致命度解析
GALL	Generic Ageing Lessons Learned	(共通的な経年劣化に関する知見集)
GEIS	Generic Environment Impact Statement	一般環境評価報告書
GPR	Ground Penetration Radar	地下レーダー
HEAF	High Energy Arcing Fault	高エネルギー放電
HELB	High Energy Line Break	高エネルギー配管破断
HLW	High Level Waste	高レベル放射性廃棄物

略語	意味	
IASCC	Irradiation Assisted SCC	照射誘起型応力腐食割れ
IGSCC	Inter-granular SCC	粒界応力腐食割れ
ISFSI	Independent Spent Fuel Storage Installation	独立型乾式使用済燃料貯蔵施設
LEFM	Linear Elastic Fracture Mechanics	線形弾性破壊力学
LDI	Liquid Droplet Impingement	水滴衝突浸食
LERF	Large Early Release Frequency	大規模早期放出頻度
LOCA	Loss of Coolant Accident	原子炉冷却材喪失事故
LWGR	Light Water Graphite Reactor	軽水冷却黒鉛減速型原子炉
MRP	Material Reliability Program	EPRI 内の材料研究部門
NEI	Nuclear Energy Institute	米国原子力エネルギー協会
NRC	Nuclear Regulatory Commission	米国原子力規制委員会
NRDC	Natural Resources Defense Council	(米国に拠点がある環境保護団体)
PFM	Probabilistic Fracture Mechanics	確率論的破壊力学
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor	加圧型重水炉
PIRT	Phenomena Identification and Ranking Table	現象抽出と優先順位の評価表
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory	パシフィック・ノースウェスト国立研究所
PORV	Power Operated Relief Valve	動力駆動式逃し弁
PT	Liquid Penetrant Testing	液体探傷試験
PTS	Pressurized Thermal Shock	加圧状態での熱衝撃
PWR	Pressurized Water Reactor	加圧水型原子炉
PWSCC	Primary Water Stress Corrosion Cracking	(PWR)一次冷却系の応力腐食割れ
RAI	Request for Additional Information	追加情報要求
RG	Regulatory Guide	規制指針
RWST	Refueling Water Storage Tank	燃料交換水貯蔵タンク
SALTO	Safety Aspect of Long Term Operation	安全性から見た長期運転
SBO	Station Blackout	全交流電源喪失
SCC	Stress Corrosion Cracking	応力腐食割れ
SEIS	Supplemental Environment Impact Statement	個別プラントの環境評価報告書 (GEISに対する補足版)
SER	Safety Evaluation Report	安全評価報告書
SFP	Spent Fuel Pool	使用済燃料プール
SGTR	Steam Generator Tube Rupture	蒸気発生器伝熱管破断
SLR	Subsequence License Renewal	2回目以降の認可更新
SNF	Spent Nuclear Fuel	使用済燃料

略語	意味	
SRP	Standard Review Plan	標準審査指針
SSC	Structure, System and Component	構造物、系統、機器
TGSCC	Trans-granular SCC	粒内応力腐食割れ
TLAA	Time-Limited Ageing Analysis	時間を限定した劣化解析
TWCF	Through-Wall Crack Frequency	貫通亀裂発生頻度
USE	Upper Shelf Energy	上部棚エネルギー
UT	Ultrasonic Testing	超音波探傷試験
WCD	Waste Confidence Decision	使用済燃料の最終処理が将来遂行されることの確約
WJP	Water Jet Peening	ウォーター・ジェット・ピーニング

## 概要

日本における原子力発電所の運転期間延長認可(以下、本意見書では、「認可更新」と記す)は、米国の制度と技術的根拠に倣つたものである。とは言え、1980 年代からの膨大な知見を基礎とした米国と比べ、表面的、部分的、形式的であることも否めない。

本意見書においては、認可更新の国際的な現状と概説に続き、まずはそのような結論に至らしめた分析の材料となった米国のアプローチに関する特徴を抽出、整理した。

- 米国では、安全評価に加え、環境評価が審査手続きとして同等に位置付けられている。審査においては、公衆に対する参加機会が要所要所に設定されている。
- 安全評価の審査は、主にスコーピング・スクリーニング、劣化管理(AMP)、劣化評価(TLAA)の 3 つのプロセスに対して行われている。
- スコーピング・スクリーニングは、評価対象の構造物、系統、機器の漏れがないかをチェックするプロセスで、これに対しては、現地調査(ウォークダウン)を含む NRC 検査官チームによる入念な検査が実施されている。
- 劣化管理(AMP)に対しては、米国内の多くのプラントに共通する項目に対する評価を合理的、統一的に行うため、GALL レポートが編集されているが、これは 1980 年代からの膨大な調査、研究、実験を集大成したものである。
- 劣化評価(TLAA)としては、応力腐食割れ、照射脆化、熱脆化、金属疲労などの現象に対して考慮されている。
- 劣化のメカニズムに対する考え方には、米国で最初に認可更新が承認された 2000 年以降にも新たな知見が積み重ねられており、逐次審査に反映されている。それによって、たとえば照射脆化や金属疲労の評価方法が大きく変更されている。
- 劣化に伴う事象も、2000 年以降新たな例が発生しており、逐次審査に反映されている。たとえば、埋設配管やタンクの劣化に伴う地下水、土壤の汚染対策などである。
- 環境評価の審査においては、使用済燃料の最終処理方法に対する議論も大きなスケールで行われており、曖昧な将来の見通しに対して NRC が批判され、連邦裁判所による厳しい判決が下されている。これにより、認可更新の許可が、約 2 年半凍結した。

次に、IAEA による安全評価のアプローチについてもレビューを行った。基本的には米国の 3 本立て(スコーピング・スクリーニング、AMP、TLAA)と同じであるが、旧態化(Obsolescence Management)という新たな着眼点が提起されている。すなわち、経年によるハード的な劣化に加え、技術、人材、知見の伝承など、ソフトの分野に対しても目を向ける注意深さも必要性であるということである。

IAEA は、高経年化プラントの安全評価に関するピア・レビュー(SALTO)の支援提供サービスを行っており、2005 年以降、世界の多くの国々がこれを受けている。

本意見書は、以上の国際的な慣例をふまえ、日本の認可更新における共通的な問題点を幾つか抽出した。まずは、米国との比較を行い、日本の審査において行われていないこと、深さが足りていないと思われる点を具体的に示している。環境評価が欠落していること、パブリック・コメントなどの公衆意見の汲み上げ方や処理の仕方が粗雑であること、認可更新手続きに検査制度が活用されていないこと、不可知で未知なことも少なくない劣化傾向への警戒を怠らないために必要なトレンド監視の制度がないことなどを指摘した。

次いで、福島事故からの教訓について考察を行った。これは、特に IAEA が注意を喚起している旧態化の問題も、まさに原因の一つとしてあったと思ったからである。つまり、古いものを旧いま保全する博物館的な管理であってはならなかつたのであるが、幾つかの点でそのような面もあったと反省されるべきであった。

加えて、日本において、特に自発的に注意しなければならない問題点を指摘している。たとえば、建設した当時から大幅に引き上げられた設計基準地震動や原子炉施設の地下を流れる地下水による影響については、今も福島第一原子力発電所の処理で困難が続く汚染水問題も鑑み、慎重に評価をしなければならない。物理的なアクセスのできないところで、静かに確実に進行している劣化もあり得るところに、より大きな地震が作用することも考えなければならない。

米国がすでに 10 年以上前から行っている敷地の地下構造の把握とモデル化、サンプリング井戸の設置と定期的なサンプリング・分析は、日本においてこそ実践されていなければならない劣化管理の一つである。

旧態化への対応に関しては、かなり心配点がある。何よりも、「気付いていないことに気付いていない」ということを恐れるべきである。実際、原子力発電所で日常的に発覚している軽微な不具合や規制要件、指針などに対する不適合の多くが、物理的な事象となることで偶然発覚し、初めてその存在を知るというものである。40 年以上も前の設計、施工の不備が、今日でもそのように散発的に現れている。

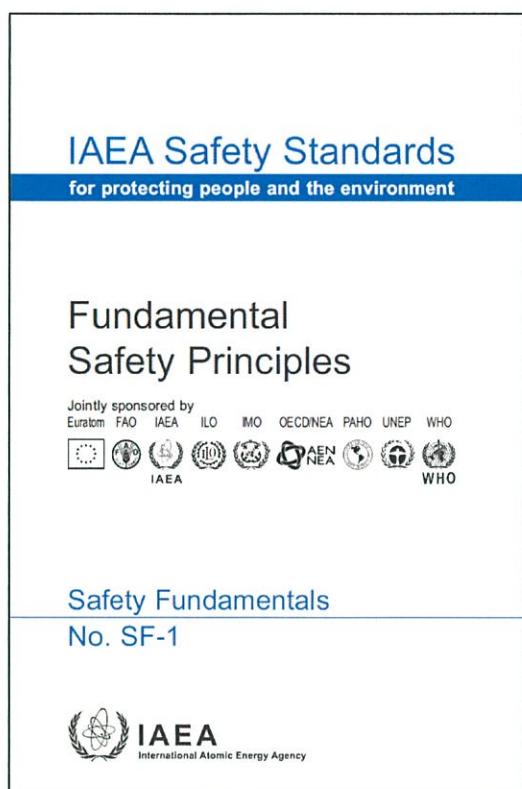
また、時間の経過と共に、元の設計思想を忘れてしまい、不適切な改造が行われてしまうこともある。博物館的な管理さえ完璧には行うことが難しい。

古いプラントほど安全性が劣るという傾向は、客観的な評価、たとえば確率論的リスク評価 (PRA)に基づく炉心損傷頻度 (CDF) を指標としても、明らかである。そのような古いプラントが淘汰されずに博物館的に管理されて存続することの潜在的な弊害は、個別的問題としてではなく、集団的問題として評価されなければならない。実は、安全目標が  $CDF = 1 \times 10^{-4}/\text{炉年}$  である既設プラントの運転歴が、集団的に 40 年から 60 年に延長されることにより、原子炉事故の発生頻度、発生回数が、顕著に増加する。運転認可を個別的問題としてのみ捉えることは、全体に対しての責任を考えないエゴイズムである。

高浜原子力発電所、美浜原子力発電所の認可更新における特有な問題点は、本意見書の最後にまとめている。すでに述べた日本の審査における共通的な問題点は、全て、またはほとんどが当てはまっている。

これらの原子力発電所は、商用運転を開始した時からの運転年数の割には、同時代の他の原子力発電所に比べて正味の稼働時間が短いが、このことは決して好条件とは限らない。むしろ、潜伏期間の長い応力腐食割れ(PWSCC)や環境促進疲労(EAF)の問題が、今後、突発的に現れる潜在性があり、備えを維持する必要がある。

そして、日本においては、アンタッチャブルな問題として放置されてきた環境評価の問題がある。たとえば環境保全とテロ対策の両立性も考えなければならない。送電線の周り、敷地の中と周辺の森林は、自然の景観と動物保護の観点からは保全することが大事でも、テロリストの隠れ場所にもなる。中央分水嶺がすぐ近くにあるという特徴は、原子炉事故が発生した場合の影響範囲を広大にし、生活や産業に重要な琵琶湖の水、登録数が 17 にも及ぶ京都府の世界遺産への影響を不可避にする。これらは、建設当時にほとんど顧みられなかった問題である。しかし、これらの重要な問題を捨て置いて 20 年間の延長を求めることが、それを認めることができ、誰にとってどれほどの利益になることなのか、今からでも真面目に議論されるべきだと考える。



国際原子力機関(IAEA)を含む、国連環境計画(UNEP)、世界保健機構(WHO)など 9 つの国際機関が合同で制定した「根本的安全原則(No. SF-1: Fundamental Safety Principles)」(2006 年 11 月発行)には、10 項目の原則が謳われているが、その 4 番目と 7 番目に、次のようにある。

**原則 4: 施設と活動の正当性(Justification of facilities and activities)**

放射線のリスクをもたらす施設と活動には、(それに勝る)総合的な利益がなければならない。( Facilities and activities that give rise to radiation risks must yield an overall benefit.)

**原則 7: 現在と将来の世代の保護(Protection of present and future generations)**

現在と将来の人々と環境は、放射線のリスクに対して保護されなければならない。(People and the future environment, present and future, must be protected against radiation risks.)

これらは厳しい要求である。なぜなら、原子力発電所には、存在を否定するネガティブな具体的根拠がないだけでは足りず、存在することのポジティブな具体的価値が裏付けられなければならないからである。高浜 1・2 号機、美浜 3 号機だけに対する問ではないが、果たして、それらの認可更新には、次世代の人々と環境にとっての正当性があるのか。

思えば、日本においては、関係法令のどれにおいても、「更新」という言葉が一切使われておらず、徹頭徹尾「延長」で統一されている。これは、単なる筆者の主觀に過ぎないかもしれないが、「延長」とは、その直前の状態の引き延ばしであるが、「更新」には、一旦リセットし、改めて本来の要件に照らしながら、再出発の適否を問う意味があるようと思える。米国では、License Renewal と言い License Extension とは言わない。筆者は、そもそも、認可証や免許証には、更新はあっても延長という言葉遣いは如何なものかと思い、その拘りから本意見書では、あえて「認可更新」という言葉を頻用している。

実際、License Renewal と呼ぶ米国では、その手続きにおいて、安全審査、環境審査の全範囲について、全て一から審査をやり直さなくともよいのだろうかと問うことから制度が検討されたものである。この点、日本の原子力発電所にとっては、改めて本来の要件に照らすことが、著しく不都合である。たとえば、本来あるべき立地基準に照らすことで、諸々の不適合が露呈してしまう。そこに、前述の「根本的安全原則」の「原則 4」というもう一つのスポット・ライトを照らす。

近傍に多くの小島がある原子力発電所、国立公園に隣接する原子力発電所、近くにほんの過去数万年の間に噴火した 5 つものカルデラがある原子力発電所、生活と産業用の水源や貴重な文化資産の近くにある原子力発電所、断層の真上にある原子力発電所、退路を断つように細長い半島の付け根にある原子力発電所。どれも、正当性の主張が困難で、今ならば過去の無知を後悔し、立地を思い留まるはずの場所にある。それで、再論の芽を摘み、更新ではなく延長ということなのだろうか。そのような卑怯で狡い手続きが堂々と罷り通っている。

しかし、本来の認可更新手続きは、安全審査と環境審査の二本立てで行われなければならないのであり、その国際標準への帰順を促したく、本書では、環境審査に関してもかなり紙枚を割いている。

### 作成者略歴

本意見書の作成者の略歴と本鑑定意見書の内容との係わりについては、次のとおり。

1957 年、山形県生まれ。1980 年、山形大学理学部物理学科卒業。1984 年、ゼネラル・エレクトリック社原子力事業本部・日本法人入社。その後の在職期間中、主に国内運転プラントの検査、修理、改造、新技術開発、新設プラントの設計、建設、試運転を担当。設計(機械)、解析(強度、耐震、事故)、製造、施工管理(工程、コスト、安全、品質保証、放射線)など全般に携わる。現地責任者(福島県・新潟県担当)、米国本社勤務(1999～2000 年)。2002 年、退職(退職時の職位は現地プロジェクト日本統括責任者)。2002 年より、原子力コンサルタントを自営として始め、今日に至る。原子力関連の企業、電力会社、自治体、規制機関などに対し、海外(主に米国)のトラブル情報、規制情報、新技術に関する情報提供などの他、原子力発電所の現地業務、製造工場の実務支援、助言、研修講師などの業務を提供。

本意見書の作成に当たっては、上述の略歴のうち、主に 2002 年以降のコンサルタント業務を通して習得した知見(年 5～10 回の海外出張(主に米国)から収集した情報に基づき、原子力発電設備の安全問題に対する日本と他国との取組みの差異を分析、考察する機会が日常的にあつたこと)が役に立っている。

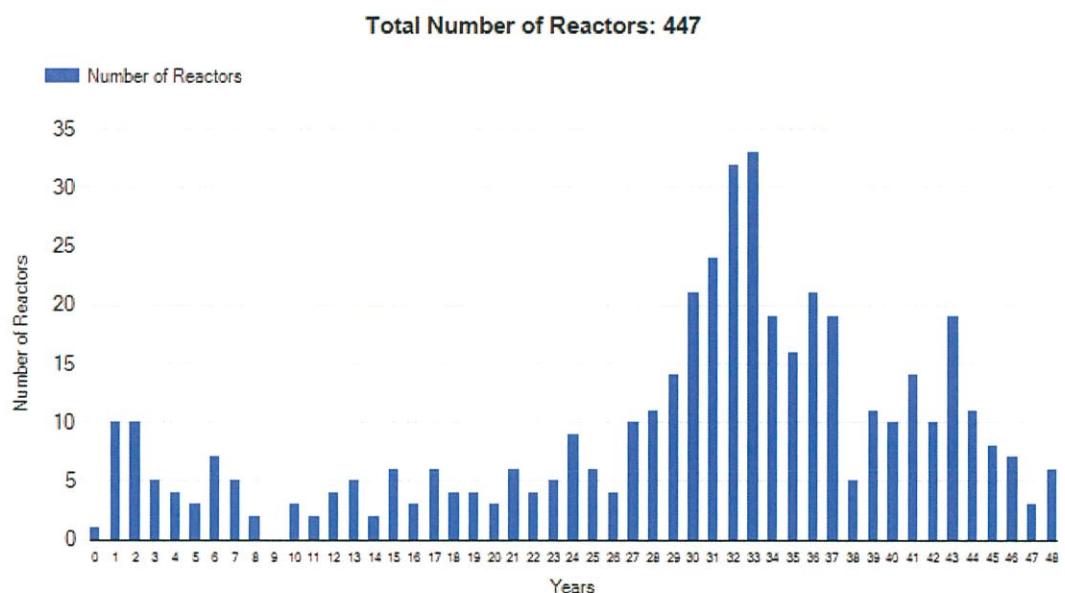
## 目次

<u>項目</u>	<u>タイトル</u>	<u>ページ</u>
	略語集	i
	概要	iv
1.	認可更新の背景と現状	1
1.1	認可更新の正当性	2
1.2	劣化管理の実務	4
1.3	バスタブ曲線の監視	5
1.4	劣化の予測	7
2	米国における認可更新	9
2.1	規制インフラの構築	9
2.2	認可更新の審査の実務	12
2.3	認可更新の実績	14
2.4	新知見	17
2.4.1	PWSCC とホウ酸水腐食	17
2.4.2	原子炉圧力容器の照射脆化	17
2.4.3	埋設配管・タンクの劣化とトリチウム汚染	19
2.4.4	格納容器の経年劣化	21
2.4.5	スコーピングにおける見落としの懸念	22
2.4.6	環境促進疲労(EAF)	24
2.4.7	ステンレス鍛鋼品の熱脆化と照射脆化	25
2.4.8	放射線によるコンクリートの劣化	
2.5	使用済燃料の最終処分と認可更新	29
2.6	再更新	35
3.	IAEA のアプローチ	36
4.	日本の認可更新における共通の問題点	37
4.1	日本の認可更新	37
4.2	米国との比較	40
4.2.1	制度上の違いと問題点	40
4.2.2	技術的な違いと問題点	43
4.3	福島事故からの教訓	51
4.3.1	旧いことの問題点	53
4.3.2	見えないところの欠陥と劣化	58
4.3.3	経年劣化と過酷事故対策	59
4.4	日本の特殊事情	60

項目	タイトル	ページ
<b>5.</b>	<b>追加の考察</b>	<b>62</b>
5.1	安全目標の妥当性	62
5.2	相乗-複合-連鎖効果	64
<b>6.</b>	<b>高浜原子力発電所、美浜原子力発電所の認可更新における特有な問題点</b>	<b>65</b>
6.1	世界の高経年化プラントとの比較	65
6.2	高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の特徴	70
6.3	高浜 1・2 号機、美浜 3 号機に対する AMP と TLAA	75
6.3.1	EAF	76
6.3.2	金属材料の脆化問題	79
6.3.3	応力腐食割れ	82
6.3.4	環境認定試験	91
6.3.5	耐震安全性評価	92
6.3.6	特別検査	93
6.3.7	環境評価	96
<b>7.</b>	<b>結論</b>	<b>99</b>
添付-A	米国の原子力発電プラントにおける運転性・安全性パフォーマンスの経時変化	A-1

## 1. 認可更新の背景と現状

2017年6月現在、運転可能な発電用原子炉は、日本の42基を含めて世界に447基ある。それらのうち89基までが1977年12月31日までに発電を開始しており、年末までにその後の供用40年を過ぎる原子炉ということになる。国別では米国が46基で半数を超える、次いでロシアの10基、カナダの5基、スウェーデン、英国、日本(高浜1・2号機、美浜3号機、大飯1号機)の各4基、ベルギー、インド、スイスの各3基、フランスの2基、そしてアルゼンチン、フィンランド、オランダ、韓国、台湾の各1基となっている。また、炉型別では、PWRが45基で最多を占め、次いでBWRが26基、軽水冷却黒鉛減速炉(LWGR)が7基、加圧型重水炉(PHWR)が6基、ガス冷却炉が4基となっている。



したがって、原子力発電所の高経年化は、日本にとってだけ、軽水炉(PWRとBWR)にとってだけではなく、よりグローバルな傾向であるということになる。そして、当初の設計寿命である40年を超えた運転は、すでにかなりの実績があるということにもなる。

米国の場合、当初の設計寿命は、当該原子炉に対する運転認可証(Operating License)の有効期間であり、設計寿命に至るということは、運転認可証の失効を意味する。そのため、設計寿命を超えての運転は、規制要件として定められた審査に基づく当該の運転認可証に対する更新手続き(License Renewal)を必要とする。

一方、日本においては、かつては、運転認可は、ほぼ毎年実施される定期検査に基づく安全確認によって、その都度延長しながら与えられていくという考え方で、元々は一定の有効期間がなかったのであるが、福島事故後の規制の整備により、上述した米国の考え方と制度が導入されるようになった。

## 1.1 認可更新の正当性

そもそも、発電用原子炉設備の設計寿命がなぜ 40 年に設定されたのか、また、これを超えて供用され続けることが、技術的にどのような意味をもつことなのかについては、原子炉設備に対する規格の制定元である米国機械学会(ASME)が、次のように解説している。

Companion Guide to the ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Volume 1

### 4.5 DESIGN LIFE AND CUMMUTATIVE USAGE FACTORS

The 40 years was an arbitrary number based on nuclear plants being able to last twice as long as fossil plants (which usually lasted 20 years). ---- Regulators may require a new operating license after the 40 years of service has been met, but this is an issue that does not involve the use of the ASME Code, or the fact that a 40-year life was assumed for the design of the equipment. The corollary is an automobile designed for 10 years of service. If the auto is maintained and worn out parts are replaced, it may last 50 years or more. There is no requirement to scrap the car after the 10 years, or to replace the engine simply because the number of engine cycles exceeds that assumed in the design.

(訳)40 年というのは、原子力発電所が、(通常 20 年間は使える)火力発電所の 2 倍長くもつことを想定した任意な年数である。----(略)---- したがって、40 年の供用を過ぎた場合、規制者が別途の運転認可を求めることがあったとしても、それは、ASME 規格の適用とも、当該機器の設計に 40 年の寿命を想定している事実とも無関係である。類例として、供用年数 10 年として設計された自動車の場合を挙げができる。メンテナンスを行い、消耗部品の交換を行いさえすれば、50 年以上であってもたせることができるであろう。10 年を過ぎたからと言って、その車を廃車にしなければならないという決まりがあるわけでも、設計上想定されたサイクル数を超えたという理由だけでエンジンを交換しなければならないというものでもない。

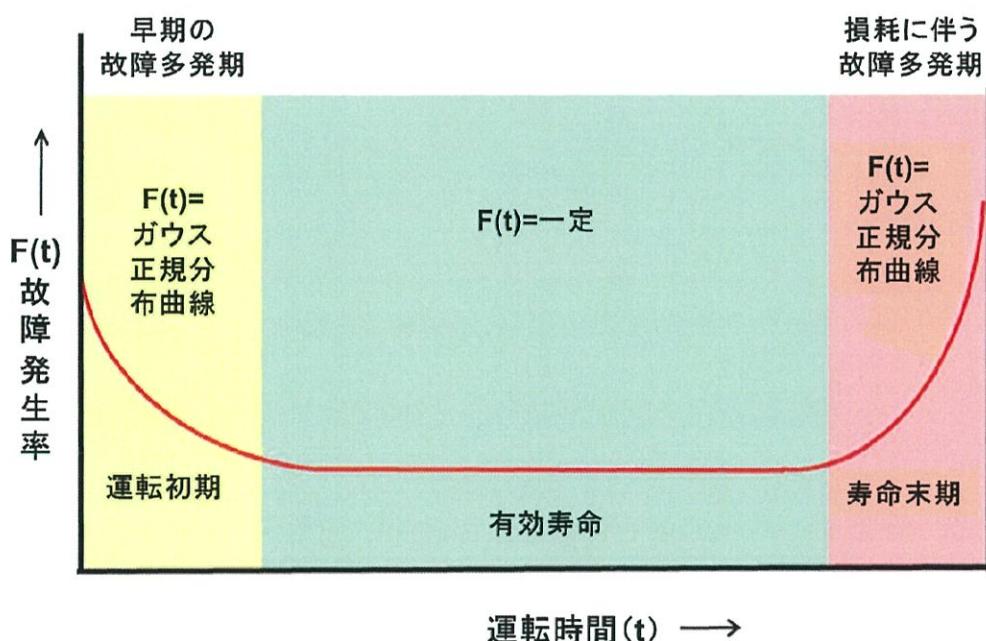
上述の認識は、古い原子力発電所の供用年数が設計寿命に近付いてきたことで俄に考え出されたものではなく、すでに 1980 年代半ば頃には、具体的な安全評価の手法について議論されるようになっており、筆者自身もこの頃から関わり始めている。当時は、BWR の原子炉メーカーの立場から、プラント寿命を決定する機器(Critical Component)として、具体的に何が候補となり得るかという議論の叩き台を策定し、その最新情報を定期的に日本の電力会社にも提供していたものである。

基本的には、実質的に交換不能な安全上重要な機器が、継続して使用し続けることができないレベルまで劣化が進行した時点が、当該プラントの寿命ということになるのだが、そのようなクリティカル・コンポーネントの候補に対し、本当に交換する技術がないのかという検討も同時に行われていた。そして、たとえば原子炉圧力容器でさえ新プラントを建設するのに必要なコスト未満で交換可能であるとの見通しが示唆されると、原子力発電所の寿命は、物理的には無限に延長可能であるという考え方に行き着いた。

しかし、現実には別の問題に遭遇する。まさに ASME が言及した前掲の自動車の例や家庭用電化製品にも当て嵌まることであるが、プラント全体のパフォーマンスに着目した場合、やがてある時点から故障率が増加を呈し始め、その対処のためのコストが増加する一方、設備利用率が低下し、経営的に当該プラントを維持することが困難な時期を迎える。この傾向は、一般的に、(浴槽の断面に似ていることから)「バスタブ曲線(Bathtub Curve)」と呼ばれている。このような理由から、原子力発電所の寿命は、最終的には物理的理由によってではなく、経済的理由によって決せられるだろうという認識が共有されるようになった。

## 標準的なバスタブ曲線

予期される故障発生率



しかし、このような考え方に対しては、当然、原子力安全の視点からの反論がある。バスタブ曲線に沿って上昇するのは、安全上重要な構造物、系統、機器(SSC)の故障率についても言えることで、それによってプラントの安全性が低下していく懸念がある。米国においては、結局、これが規制機関(NRC)の論点となり、認可更新の担保は、原子力発電所の運転事業者によって運用される適正な劣化管理計画(AMP Ageing Management Program)によることとされ、これが安全審査の最も重要なポイントになった。この米国のアプローチは、日本の電力会社の関係者に、長い間正しく理解されることができなかった。繰り返しになるが、安全審査における重要ポイントは、劣化管理計画(AMP)であって、そもそも不確実な個々のSSCに対する将来の健全性をチェックするものではない。

## 1.2 劣化管理の実務

では、この場合の劣化管理計画(AMP)とは、具体的にどのような業務のことを言い、どのような基準をもって適正と判定するのか。

まずは、管理の対象とすべき安全上重要な SSC が遗漏なく抽出されていること(スコーピング)の確認から始められる。次に、抽出されたそれらの個々に対し、現時点での健全性を確認し、その上で、将来起こり得る劣化現象が全て考慮され、それぞれに対してどのような対策を講じ、それらの有効性をどのようにして確認していくかについての計画が体系的に策定され、運用されていく体制となっているかについての審査が行われる。

NRC は、そのような一連の審査プロセスを、標準審査指針(SRP)として NUREG-1800 にまとめ、同時に、多くのプラントに対して予め考えられる既知の共通事項に対しては、「GALL レポート」と呼ばれる共通劣化知見集(Generic Ageing Lessons Learned)を、事業者の便宜と自らの審査業務の合理化のために用意した(NUREG-1801)。ある SSC に対する事業者の劣化管理(AMP)が、もし GALL レポートに記載されている内容と全面的、あるいは部分的に合致する場合には、その旨を述べることで詳述を省くことができ、その分、劣化管理に関する議論を、当該プラントにおける特異的な問題に集中することができる。GALL レポートは、米国においてはもちろん重宝され、日本においても研究対象となった。

さて、原子力発電所を構成する SSC は、鉄筋コンクリートや数多くの種類の金属、非金属の材料で作られており、それぞれが温度、圧力、放射線、機械振動や流体振動、温度変化、荷重変動、腐食性流体との接触、電位差などの組合せからなる固有の環境に曝露され、時間経過に伴い、強度低下、脆化、摩耗、侵食・腐食、亀裂、変形など、さまざまな形態の劣化を呈していく。

たとえば、コンクリートの劣化にはアルカリ骨材反応が知られているが、風雪・凍結によるひび割れやテンドン(鉄筋コンクリート製の格納容器の設計圧力を高くするため内部に網状に布設して予め張力を与える強力なワイヤーロープ)の弛緩による剥離が重大な問題を引き起こした例もある。(クリスタル・リバー原子力発電所は、この現象によって廃炉に追い込まれている。)金属材料の脆化としては、高速中性子による照射脆化や熱脆化があり、侵食のメカニズムには、キャビテーション、流動加速腐食(FAC)、水滴衝突侵食(LDI)など、腐食の種類には、すきま腐食やバクテリア腐食、黄銅材料において生じる脱亜鉛腐食のような特殊なケース、亀裂の発生についても、疲労や多種類の応力腐食割れなどがある。配管に激しいウォーター・ハンマー現象が起こった場合には、配管が変形し、支持構造物が故障・脱落を起こすこともある。電子部品の半田付けには、熱疲労の他に、錫ウィスカー(Tin Whiskers)と呼ばれる錫の棘が成長する現象、電気ケーブルの絶縁材には、熱や放射線による劣化の他、水没状態や湿潤環境下で通電された場合、ウォーターツリーと呼ばれる劣化現象を呈することも知られている。ゴム、塗装、潤滑剤なども熱や放射線によって劣化する。

このように複雑で多様な劣化現象を検出する検査・試験技術としては、さまざまな破壊試験、非破壊試験が開発され、同じようにさまざまな対策技術も開発してきた。いずれも完璧ではなく、また、全ての部位に漏れなく適用できるわけでもないが、GALL も踏まえ、それらを駆使して、検査

や保守の活動を体系的に続けていく計画が確立できていることが、安全審査による確認の目的である。

### 1.3 バスタブ曲線の監視

NRC は、プラントの全体的なパフォーマンスと安全上重要な機器の故障率の推移について、個々のプラントに対してではなく、米国内で稼働中の全プラントに対して毎年統計をまとめ、産業界全体としての傾向(Industry Trend)を分析し、バスタブ曲線における上昇の兆しがないかを監視している。これは、それぞれのプラントに対して個別に評価を試みてもそもそもデータ数が少ないので傾向の有意性が判定しにくいという問題を解決する一方、古いプラントにおける予兆が、それと異なる新しいプラントの傾向によって、見え難くされてしまっている可能性も疑わせる。

とは言え、このような監視は、とにかく予断なくやってみることが重要で、NRC は、2001 年からルーチン的にこれを行い、結果を発表している。添付-A「米国の原子力発電プラントにおける運転性・安全性パフォーマンスの経時変化」には、それの中から、2001 年、2009 年、2016 年に発表された結果のうち、8 項目を抽出して示している。

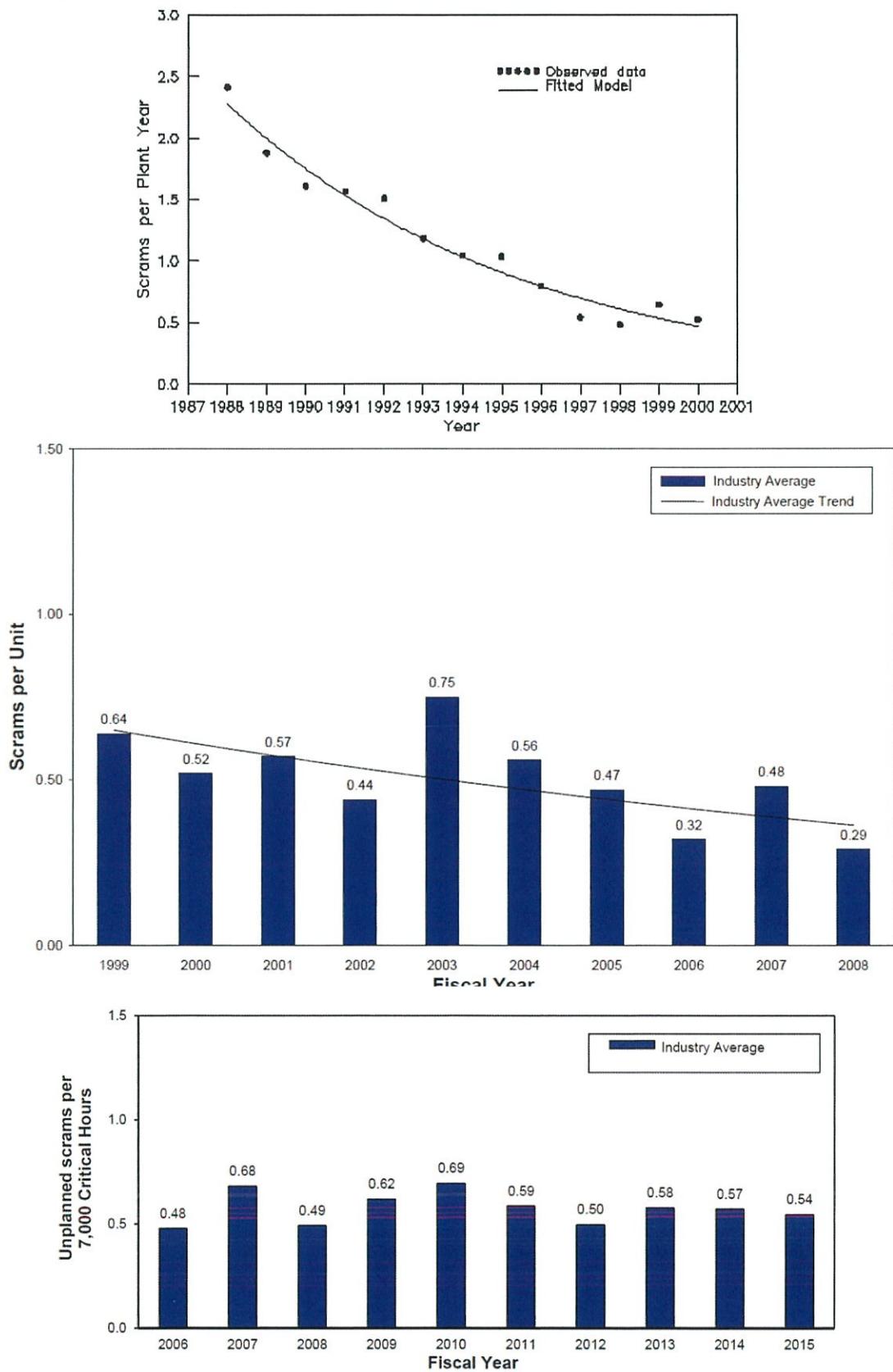
プラントの全体的なパフォーマンスを把握する具体的な指標としては、緊急原子炉停止(スクラム)の発生頻度や、作業者の被曝線量などに注目した。たとえば、スクラムの発生頻度に関しては、1988 年からの 10 年間は指数関数的に激減し、続く 2000 年代中頃までの 10 年間も漸減し、2015 年までの最近 10 年間は、ほぼ一定を維持しているようですが分かる。また、原子炉 1 基当たりの作業者の被曝線量に関しては、やはり 1988 年からの 10 年間は激減を示しているが、次の 10 年間は減少の仕方が緩慢になっている。しかし、そのような緩慢な減少が、さらにそのまま今日まで続いている。

監視の対象に含める指標は、時代を下るにつれて適宜追加され、BWR プラントと PWR プラントの違いに対する分析なども行われるようになっている。それらのうち、たとえば、一次冷却系の放射能濃度の傾向については、ここ 10 年間においても顕著な改善が認められる。

NRC は、このような経時変化を監視し、バスタブ曲線における有意な上昇の兆しがないことも正当性の根拠とし、認可更新の機会を事業者に対して与えてきた。ただし、安全設備の故障発生頻度について注目すると、1988 年～2000 年の期間に急減し、1999 年～2006 年の期間には漸減となり、2006 年～2015 年の期間には漸増に転じている。監視がより重要な時期に入ってきた可能性があるとも見受けられる。

このような NRC の分析は、個別の認可更新の安全審査とは無関係である。しかし、仮に、安全設備の故障発生頻度が将来も連続的に上昇を続け、たとえば 1990 年代の水準にまで戻ってしまったとした場合、それは、事業者の AMP が期待した結果を出していないこと、何らかの本質的な問題があることを示唆しており、早めに原因を突き止め、対策を AMP の改善にフィードバックしなければならない。NRC によるこの活動には、そのような意義がある。

## スクラム発生頻度の推移



## 1.4 劣化の予測

劣化現象の多くに対しては、出現時期とその後の進展について、予測が可能である。ただし、それらの精度に関してはかなりの不確定さがあり、通常は十分な保守性を加味して行われる。

そのような劣化現象の代表的な例として、金属疲労を挙げることができる。実験的に設定された「疲労曲線」から、疲労亀裂が生じるまでの繰返し回数が、応力(歪)の関数として与えられ、累積疲労係数(CUF)の増加を監視することで、損傷を未然に防ぐことができる。また、疲労亀裂が生じた部材については、その進展速度を求めることができ、それが十分に緩慢で、依然と健全な部分が十分に残っている場合には、亀裂があるまでの運転継続を一定期間許容することもできる。

応力腐食割れ(SCC)もそのような例の一つである。BWR プラントにおけるステンレス鋼やニッケル基合金の SCC では、水質(腐食電位、溶存酸素、塩素イオン、硫酸イオンの濃度など)が発生と進展速度に大きく影響し、PWR プラントにおけるニッケル基合金では、温度の影響が大きい。

溶存酸素濃度の低い流体を内包する炭素鋼配管などに発生する流動加速腐食(FAC)は、環境と条件によっては進展速度が著しく、前触れのない突然の破断によって大きな人身事故に至らしめることもある現象ではあるが、その後の研究によって、抑制と予想が可能になっている。

ボルトの締結力やスプリングの反発力が、温度や高速中性子の照射によって低下する現象も古くから知られていた現象である。中性子照射によっては、金属材料の降伏点と強度、硬度が増加し、韌性と伸び率が低下する。原子炉圧力容器に使われている低合金鋼に対しては、脆性遷移温度を高温側にシフトさせ(より高温でも脆性破壊を起こし易くなる)、破壊韌性値を低下させる(より小さな衝撃でも脆性破壊を起こし易くなる)。炉内構造物に使われているステンレス鋼やニッケル基合金に対しては、SCC の感受性をより高める。照射量が特に著しい場合には、韌性材料から脆性材料へと変質させてしまうため、SCC などで損傷を受けた部材にあって、照射量が少ない場合の強度評価には適用可能な限界荷重解析(Limit Load Analysis)を使うことができず、より高度な線形弾性破壊力学(LEFM)や弾塑性破壊力学(EPFM)を適用しなければならない。そのような評価法の適用を怠った場合には、許容できる欠陥のサイズや耐えられる衝撃が大幅に減少してしまっていることに気付かないでいることもあり得る。

原子力発電所の弁のボディやポンプのケーシングなどに使用が認められているステンレス鉄鋼の中には、長時間の高温環境(>250°C)への曝露によって熱脆化が進行することが知られている種類(日本工業規格 JIS-G5121 SCS 13A、SCS 14A)がある。その場合、顕著な脆化が発現するまでの時間は、曝露温度が高いほど短縮されるが、逆に、供用期間が長くなれば、より低い温度でも脆化を呈することになる。

電気ケーブルの絶縁材などに使われるプラスチックや電磁弁、空気作動弁のダイヤフラムなどに使われるゴムは、長時間にわたる放射線と熱への曝露によって劣化し、弾力と強度が低下する。この場合の劣化の発現と時間の関係は、アレニウスの関係式に従うと理解されるため、これらの材料は、40 年間の供用を模擬した加速環境認定試験(EQ)によって認定されている。ただし実際

には、雰囲気が空気の場合と窒素の場合とで異なり、大きな引張や曲げの荷重が作用した環境下では劣化がより加速されることも知られている。

認可更新の手続きでは、劣化管理計画(AMP)が安全審査のポイントとなるが、前述のような既知の劣化現象に関しては、更新期間においてどれほど進行するかについての予想も示すことが求められ、そのための評価が TLAA(Time-Limited Ageing Analysis)と呼ばれている。

TLAA を行うことにより、たとえば原子炉圧力容器の一部の部材や溶接部が、高速中性子の照射を受け続けることで、20 年後、本来規制要件として求められている破壊靱性値や脆性遷移温度の要件に適合しなくなるという場合も出て来る。だからと言って事業者は、そのような要件に適合しなければ、認可更新の承認が得られないというわけではない。そのようなケースも含めて、適切な AMP を運用すればよいのである。

以上のように、認可更新にあたっての安全審査は、主に大きく分けて、①スコーピング・スクリーニング、②AMP、③TLAA からなる 3 つの領域に対して行われることになる。

## 2. 米国における認可更新

後に述べる日本の原子力発電所に対する認可更新のための規制インフラの構築、手続き、技術の諸問題を理解し易くするため、以下に米国のケースを概説する。概して、日本におけるアプローチは、ほとんどが米国に倣つたものであるが、背景や根拠、両国の類似点と差異点を理解するのに役立つからである。

### 2.1 規制インフラの構築

今日の米国での原子力発電所に対する運転認可証の更新手続きに関する規制は、数年におよぶ長い議論とパブリック・コメントの処理を経て、1995年5月8日付の官報(60 FR 22491)で公示され、同年6月7日から施行されている。その規制要件が10CFR54で、当時から以下の内容を特徴として含んでおり、その後の改訂においても今日まで変わっていない。

- 以下に該当する構造物、系統、機器(SSC)を審査の対象とする。 54.4(a)項
  - 原子炉圧力バウンダリや安全停止系を含む安全系に属する SSC
  - そのものの破損によって、安全系の機能を阻害する可能性のある非安全系の SSC
  - 火災防護、環境認定(EQ)、サーマル・ショック(PTS)、原子炉停止失敗を伴う過渡事象(ATWS)、全交流電源喪失(SBO)対策に該当する全ての SSC
- 認可更新の申請書は、現行の認可証が失効する 20 年以上前に提出してはならない。 54.17(c)項
- 延長期間は、失効日から 20 年を超えないこと。 54.31(b)項
- 該当する全ての要件が満足される場合には、再更新(Subsequent License Renewal)も認められる。 54.31(d)項
- 安全審査の他に、環境保護の要件に対する審査もある。 54.33(c)項

10CFR54は、実は、これよりも前の1991年12月13日付官報(56FR64943)で公告されたものが最初で、その運用のための規制指針案(DG-1009)が1年前(1990年12月)に発行されていた。しかし、使われないまま 10CFR54 自体が改訂されたことから、新しい規制指針案(DG-1047)が作り直しされ(1996年8月)、その中で、産業界が作成した指針(NEI 95-10 発行 1996年3月)の適用が承認され、申請書の様式と記載内容が定められている。

今日では、規制要件である 10CFR54 への適合性を確認する安全審査は、標準審査指針(SRP)に沿って行われているが、その初版(NUREG-1800)が発行されたのは、2001年7月になつてのことである。前述の GALL レポート(NUREG-1801)も、これと同時に発行された。申請書の様式と記載内容を定めた規制指針も、DG-1047 から DG-1104 を経て RG 1.188 として同じ 2001 年 7 月に発行され、これが、同年 3 月付の NEI 95-10, Rev.3 の適用を承認している。

安全審査と並ぶ環境審査に対しても、NUREG-1555 が標準審査指針(ESRP)として用意され、1999年10月に発行された。また、安全審査のための GALL レポートに相当するものとしては、1996年5月に NUREG-1437 が発行され、原子力発電所の設置場所に関わらない環境評価の

項目に対する共通見解(GEIS Generic Environmental Impact Statement)がまとめられている。使用済燃料の最終処分の問題、原子炉事故が発生した場合の経済的損失、原子力発電と代替発電技術との比較などもそれらの項目として含まれている。したがって、個別に行われる環境審査では、GEIS でカバーされていない項目が主な対象となる。

GALL レポートは、1982 年に NRC が立ち上げた原子力発電施設の経年劣化の研究から得られた膨大な成果や、それとは別に、産業界(プラント・メーカー、電力事業者、NEI、EPRI など)から提供された知見をベースにまとめ上げたものである。NRC は、一連の情報収集、実験、分析などを含む調査・研究の大部分をエネルギー省(DOE)傘下の国立研究所に委託し、ブルックヘイブン国立研究所(BNL)、パシフィック・ノースウェスト国立研究所(PNNL)、オーク・リッジ国立研究所(ORNL)、アイダホ国立技術研究所(INEL)から、それぞれ 17 件、15 件、23 件、14 件の報告書が提出されている。

それらは、経年劣化が考えられる SSC、すなわち、ディーゼル発電機、安全系の機器を冷却するための空調(HVAC)用チラー水系、圧縮空気系(IA)のコンプレッサーと乾燥器(除湿装置)の性能低下、BWR プラントにおけるホウ酸水注入系(SLC)の劣化、PWR プラントにおける補助給水ポンプや制御棒駆動機構(CRD)の摩耗、BWR の炉内構造物、熱交換器、電動弁駆動部、ゲート弁、逆止弁、絞り弁の摩耗、キャビテーション・エロージョン、反復衝撃による劣化、高性能(HEPA)フィルターやチャコール吸着材の性能低下などに特化したテーマを個別に扱っている。

GALL レポートが 2001 年 7 月に発行されるまでには、そのような膨大な調査と研究の蓄積があったということである。

安全審査のための NUREG-1800(SRP)と NUREG-1801(GALL レポート)は、その後改訂され、2005 年 9 月に Rev.1、2010 年 12 月に Rev.2 が発行されている。規制指針 RG 1.188 も 2005 年 9 月に改訂され、その中で承認されている産業界の指針 NEI 95-10 は、同年 3 月に発行された改訂版(Rev.6)に替っている。環境審査のための NUREG-1555(ESRP)とその補足版は、それぞれ 2007 年 7 月と 2013 年 6 月に改訂され(Rev.1)、NUREG-1437(GEIS)も 2013 年 6 月に Rev.1 として改訂されている。NUREG-1437, Rev.1 では、78 の環境審査項目のうち 59 項目を共通事項として扱っている。

ところで、原子力発電所の運転事業者が運転認可証を得るための NRC による安全審査は、元々、全 19 章で構成される安全解析書(SAR)に対してで、数百項目を含む標準審査指針(SRP)、NUREG-0800 に基づいて行われている。なぜ、認可更新の場合には、それらの全ての項目に対して再度審査を繰り返す必要がないのか。

NRC は、この当たり前の疑問に対する答えを整理しておく必要があると考え、このテーマに関して NUREG-1412 としてまとめ、1991 年 12 月に発行している。結局、このときの考え方方が基本となり、認可更新においては、今でも、所定の系統に属する経年劣化の可能性のある SSC に対する劣化管理が審査の中心になっている。

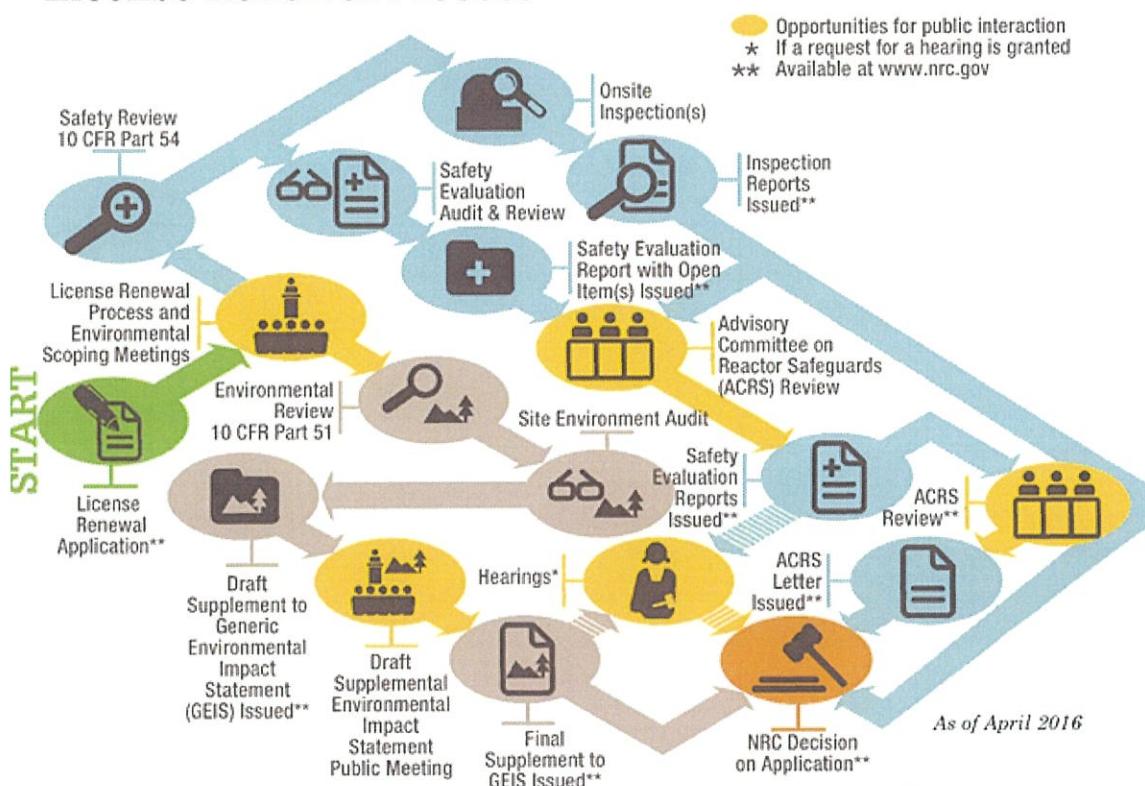
認可更新の手続きに関する規制インフラの最後に用意されたのが、検査手順書 IP 71002 と IP 71003 であった。IP 71002 は、審査段階での初期に行われる審査対象範囲とする SSC の選定（スコーピング）方法やスクリーニングの方法の適否に対して行う現場確認（ウォークダウン）、審査段階の半ばに行われる AMP に対する抜き取り検査により、申請書に記載された内容と実務に乖離がないことの確認が主な内容となっている。この検査は、4 人の検査官で構成される検査チームによって行われ、2 週間の現場確認とその前後の準備や結果のまとめ作業（報告書の作成）を含め、32 人・週のリソースを投入する検査として実施されることが規定されている。他方、IP 71003 は、認可更新が承認された後のフォローアップ検査である。すなわち、審査の段階で事業者が提示した誓約事項が、実際に適切に履行されているかどうかを確認する検査である。検査は、原子炉 1 基のプラントにおいては 1,120 時間、2 基のプラントにおいては 2,052 時間、3 基のプラントにおいては 2,850 時間と投入されるリソースの目安が示されている。

## 2.2 認可更新の審査の実務

NRC は、前項に述べた一群の規制インフラを駆使して、運転事業者から提出された認可更新申請書に対する審査を行うことになるが、以下、その流れの主な特徴について述べる。

審査は、安全審査と環境審査について行われ、要所要所の段階において、公衆の参加、介入の機会が設けられている。審査と連携して、検査も実施される。運転事業者からの申請書が NRC によって受理され、更新された認可証が発給されるまでの目標期間は、最終公聴会がない場合には 22 カ月、ある場合には 30 カ月と掲げられていた。(しかし実際には、次項に述べるように、これが大幅に延長されるケースが多発している。)

### License Renewal Process



審査業務は、さまざまな専門分野の NRC 職員と委託機関の専門家によって行われ、安全審査に関しては安全評価報告書(SER)が、環境審査に関しては当該プラント固有の環境に関する項目についての見解書の補足版(SEIS)が GEIS を補完する形で作成される。たとえば 2015 年 9 月 24 日付で認可更新が認められたセコイヤ原子力発電所 1,2 号機の SER の場合、審査に携わった NRC 職員は、電気、機械、構造物、原子炉系、プラント系統、火災防護、中性子フルエンス解析、炉内構造物などの専門分野から、合計 65 人に及んでいる。同様に、同原子力発電所の環境審査においても、地表水、地下水、地質、土壤、陸上エコロジー、放射線、健康管理、文化資産、社会経済、環境妥当性(Environmental Justification)、土地利用、水中エコロジー、空気の清浄

度(Air Quality)、気象、騒音、過酷事故対策などの分野から 15 人の NRC 職員と 5 人の PNNL(パシフィック・ノースウェスト国立研究所)の専門家が携わり、SEIS が作成されている。

### 2.3 認可更新の実績

これまで米国では、合計 87 基(PWR が 55 基、BWR が 32 基)に対し、54 件の認可更新が承認されている。2017 年 7 月現在、さらに 6 件(9 基)に対する審査が進行中で、仮にそれらが全て承認された場合には、8 基の PWR、1 基の BWR が追加される。

最初の申請書は、2014 年 7 月 30 日と 2016 年 8 月 12 日に元の運転認可証が失効する Calvert Cliffs 1, 2 号機に対するもので、1998 年 4 月 10 日に受理、2000 年 3 月 23 日付で更新された認可証が発給され、当然、この場合の安全審査は、NUREG-1800(SRP)に基づいたものではなかった。初期の認可更新は、この例のように、まだ SRP も GALL レポートもない時代に作成された申請書に対する審査として行われ、承認を得ている。また、SRP が発行される 2001 年 7 月までに受理された 12 件の申請書のうち 10 件、2005 年末までに承認された 22 件中 18 件までが PWR に対してであり、初期においては、PWR が BWR よりも認可更新に積極的だったことがわかる。

当初、審査に必要な期間の目安として、公聴会の開催が必要ない場合で 22 カ月、ある場合で 30 カ月とされていたが、実際には 60 カ月(5 年)を超えているケースも珍しくはない。2006 年 1 月 27 日付で受理されていた Vermont Yankee と Pilgrim の各原子力発電所に対する申請が承認されたのは、それぞれ 2011 年 3 月 21 日と 2012 年 5 月 29 日であった。Vermont Yankee にとっては元の運転認可証が失効するちょうど 1 年前、Pilgrim にとってはわずか 10 日前に漸く認められたことになる。他にも、2010 年 8 月 30 日に受理された Davis-Besse 原子力発電所の申請が承認されたのは 2015 年 12 月 8 日、Grand Gulf 原子力発電所の申請も 2011 年 11 月 1 日に受理されていたが、承認されたのは 2016 年 12 月 15 日であった。

ただし、現在審査中の 6 件のうち 4 件は、2010 年かその前に受理された申請書に対してである。特に、Indian Point 2,3 号機に対する審査は、申請書が受理された 2007 年 4 月 30 日からすでに 10 年以上も経っている。公聴会で数多くの問題が提起され、安全審査ではなく環境審査の議論が長引き、NRC から事業者への審査スケジュールの変更通知が 9 回も送られている。元の運転認可証は、2 号機に対しては 2013 年 9 月 28 日、3 号機に対しては 2015 年 12 月 12 日で切れ、現在、失効した元の運転認可証の下での運転が続いている。

実は米国においては、「タイムリーな更新申請をした場合の特例(Effect of Timely Renewal Application)」という規制が制定されており(10CFR2.109)、その(b)項において、「現行の認可証が失効する 5 年以上前に、十分な内容の申請書を提出済の場合には、当該の申請に対する最終決定が下されるまでの間、現行の認可証が失効していないものと見做される。(If the licensee of a nuclear power plant licensed under 10 CFR 50.21(b) or 50.22 files a sufficient application for renewal of either an operating license or a combined license at least 5 years before the expiration of the existing license, the existing license will not be deemed to have expired until the application has been finally determined.)」とある。ただし、申請書で述べている AMP はすでに実行に移されており、NRC もその確認を行っている。

以上のように、認可更新は、米国の運転事業者にとってはかなり厳しい手続きとなっており、とりわけ承認を得るまでに長期を要する場合には、当初の思惑と経営環境が変化しており、せっかく苦労して認可更新を得たとしても、これを放棄する例も見受けられる。たとえば、漸く 5 年をかけて認可更新を得た、前述の Vermont Yankee 原子力発電所は、結局 2014 年 12 月 29 日を以て永久停止した。取得までに 6 年を要した Pilgrim 原子力発電所も 2019 年 5 月 31 日には運転を終えてしまう。そして、10 年を要してなお承認されていない Indian Point 2,3 号機に対しても、すでに早ければ 2020 年、2021 年までに順次永久停止する予定が発表されている。

Fort Calhoun 原子力発電所の運転認可証は 2013 年まで有効であったが、2003 年のうちに認可更新の承認を得ている。しかし、結局 2016 年 10 月 24 日に永久停止した。Keweenaw 原子力発電所の場合、認可更新の承認を得たのは 2011 年 2 月 24 日であったが、わずか 2 年後の 2013 年 5 月 7 日に運転を終え、早々と廃炉に向かっている。以上は、天然ガスの発電プラントとの競争で発電コストが割高であるため、運転の継続が利益にならないとの経営判断をしたことによるものである。

Crystal River 原子力発電所の場合には、認可更新の申請書を 2008 年 12 月に提出した。認可更新期間の安定運転のため、蒸気発生器の交換を計画し、2009 年 9 月から始まった計画停止においてその工事が行われた。しかし、旧品の搬出と新品の搬入用として格納容器に開口部を設けたところ、事前のテンドン（鉄筋コンクリート製の格納容器の設計圧力を高くするため内部に網状に布設して予め張力を与える強力なワイヤーロープ）の弛緩が適切でなく、格納容器のあちこちに、コンクリートの剥離がかなり広範に発生した。2011 年 4 月に予定していた起動は 2014 年まで遅れ、修理費用は 15~34 億ドルにも及ぶと予想される事態となり、2013 年 2 月、修理の継続を断念し、廃炉を決定した。そのため、まだ審査段階だった認可更新の申請も撤回した。

Diablo Canyon 原子力発電所に対する認可更新の申請書は、2009 年 11 月に提出されている。しかし、太平洋の沖合に確認された活断層の調査が始まったことから、2011 年 4 月、事業者は NRC に対し、当該の調査の結果が出るまで審査の中止を申し入れた。ところが、その調査の後にも、過酷事故対策のこと、炉内構造物の劣化管理のこと、環境審査に関連したことなどのさまざまな問題が突き付けられ、事業者は、結局 2016 年 6 月 21 日付レターで、認可更新のための審査を中断するよう NRC に要望した。同原子力発電所の現行の運転認可証は 2025 年に失効するが、事業者は、その失効日を以て永久停止する意向である。

Palisades 原子力発電所に対する認可更新の申請書は、2005 年 3 月 31 日に受理され、2007 年 1 月 17 日に承認されている。ところが、その申請書の第 4 章(TLA)には、同原子力発電所の原子炉圧力容器の中性子照射による脆化に関して、下部胴板(D-3804-1)の上部棚エネルギーが、2014 年のうちに規定の 50ft-lb(68J)を割り込むこと、さらに、熱衝撃(PTS)の防止に関する要件(10CFR50.61)、すなわち、基準温度( $RT_{PTS}$ )が、板材と縦溶接に対しては華氏 270 度、周溶接に対しては華氏 300 度を超えないことあるにもかかわらず、やはり 2014 年のうちに、ある縦溶接(W5214)における基準温度が華氏 270 度に達してしまうことが述べられている。

20 年間の認可更新に伴い、更新期間の末期までにこのような問題に遭遇する原子力発電所は、米国においては、他にも多く存在することから、そのような場合に対する救済規定も定められている。ただし、Palisades 原子力発電所の場合、2018 年 10 月 1 日に永久停止する旨の予定が事業者によって発表されている。

## 2.4 新知見

経年劣化に関連した問題は、第 1 号の認可更新が承認された 2000 年からも数多く発生し、その都度新しい教訓や知見を増やしてきた。また、さまざまな研究の積み重ねによって、従前の考え方方が修正されたものもある。さらに、産業界と規制側の見解に隔たりがあり、合意の途上にあるものもある。以下、それらのうち幾つかの例について概述する。

### 2.4.1 PWSCL とホウ酸腐食

PWR プラントの一次冷却水環境で、ニッケル基合金 (Alloy 600 およびその溶接材料である Alloy 182 と Alloy 82) に生じる SCC (PWSCL) は以前から蒸気発生器の伝熱管に多発し、その破断によって、所外に放射性物質を放出する事象が発生することもあったが、2000 年になると、原子炉圧力容器の上蓋を貫通する制御棒駆動機構ハウジング (CRDH) との溶接部近傍や、底部を貫通する中性子計測制御配管との溶接部、一次系の配管やノズルにも発生が見られるようになつた。

その傾向に温度との関係もあることから、検査の優先順位を温度の高いものから設定し、PWSCL の感受性を低下させるため、わざわざ運転温度を下げたプラントもあった。欠陥が多発し、認可更新後の安定運転のために、原子炉圧力容器の上蓋、蒸気発生器、加圧器をセットで交換するプラントもあった。

数ある PWSCL の事例の中でも特に衝撃的だったのは、2002 年 3 月に発覚した Davis-Besse 原子力発電所の原子炉圧力容器上蓋の外側に発見された大きな孔であった。まずは CRDH との溶接部が PWSCL によって割れ、その貫通亀裂を通って漏れた高温の一次冷却水に含まれるホウ酸が、上蓋貫通部の上部で濃縮されて酸度を増し、低合金鋼製の上蓋を急速に腐食させ、大きな凹みを作るまでに成長していた。辛うじて内側のステンレス鋼溶接の内張だけで持ち堪えていたものの内圧で膨らみ、あわや破裂して冷却材喪失事故 (LOCA) に至るところであった。発見時には、上蓋との貫通部を支持する低合金鋼が溶けてなくなり、CRDH がぐらぐらするほどになつており、実際そのような異常がきっかけとなって発見に至つたものである。

PWSCL は既知の現象であったが、それによる微小な漏洩によって深刻な低合金鋼のホウ酸腐食が導かれる事態は、当時の関係者の想定をはるかに超えていた。

### 2.4.2 原子炉圧力容器の照射脆化

金属材料が高速中性子の照射によって変質する現象、たとえば、原子炉圧力容器に使われている低合金鋼において、脆性遷移温度が高温側にシフトし、上部棚エネルギー (USE) として計測される破壊靭性値が低下する現象は、定性的には理論的に説明可能であるものの、定量的には経験と実験データに依存しており、かなり誤差の伴うものであった。そのため、試験片に対する実測値と予測式による推定値との間には、しばしば顕著な不一致が生じ、しかも、推定値が常に保守的 (過大評価) になるとは限らず、非保守的 (過小評価) である場合もあった。

原子炉圧力容器の脆性遷移温度が著しく高温側にシフトした場合には、何らかの過渡事象 (た

とえば、給水加熱器がバイパスされて急に低温水が原子炉に注水される場合)や事故によって急冷されることで大きな熱衝撃(サーマル・ショック)を受け、あるいは単に低温の水を使って耐圧試験を行うことで、原子炉圧力容器が脆性破壊を起こしてしまう可能性がある。そこで米国においては、特に PWR の原子炉圧力容器に対し、所定の定義にしたがって決められる関連温度( $RT_{PTS}$ )の上限値が、規制要件(10CFR50.61)として規定されている。

また、USE に対しても、これが顕著に低下した場合には、より小さな衝撃によって脆性破壊による破損が生じる可能性があることから、やはりその最小値が規制要件(10CFR50, Appendix G)として規定されている。(この規制要件は、BWR と PWR の両者に適用。)

$RT_{PTS}$  や USE は、予め原子炉圧力容器内に多数装荷されているシャルピー試験片を定期的に取出して実測することができ、実際にそのように行われているが、運転認可の有効期間末期までに 10CFR50.61 が定める華氏 270 度(132°C)(板材、鍛造材、縦溶接部に対して適用)と華氏 300 度(149°C)(周溶接部に対して適用)の上限値を超えることがなく、かつ、10CFR50, Appendix G が定める 50ft-lb(68J)の下限値を下回ることがないかを予測することは重要で、そのための予測式が 1975 年の規制指針(RG 1.99)に示された。当時は、高速中性子の照射量と、材料に含まれる銅(Cu)とリン(P)の含有率が  $RT_{PTS}$  に、銅の含有率が USE の低減率に影響すると考えられていた。しかしこれは、同規制指針が改訂された 1988 年に改められ、 $RT_{PTS}$  への影響成分は、銅(Cu)とニッケル(Ni)であるとされ、その中の計算式も改められている。これと同じ計算式は、10CFR50.61 においても示されている。

幸い、最初の 40 年の有効期限末期までにこれらの制限値から逸脱すると予測されるプラントはなかった。ところが、認可更新におけるTLAA として、さらに 20 年延長して計算を行うと、今度はその末期までに逸脱が予測される PWR プラントが多数出てきてしまった。そこで、この問題から救済するための新たな規制の策定活動が 2006 年から着手され、それが 2010 年に制定される新規制 10CFR50.61a となる。これにより事業者は、従来通り 10CFR50.61 の規制要件にしたがつても良いが、それが不都合な場合には 10CFR50.61a の規制要件を選んで適用してもよい。

この新規制の要件の特徴は 3 点あるが、それらの内容を見る限り、適合が容易な救済規定とは言えず、むしろかなり負担の大きな検査と評価の作業を伴うことがわかる。

まずは、脆性遷移温度の高温側へのシフトに寄与する成分として、銅(Cu)、ニッケル(Ni)、マンガン(Mn)、リン(P)の 4 元素に注目し、シフトした脆性遷移温度を、これらの含有率と所定の新しい計算式を使って求めること。この計算法による脆性遷移温度が、従来の計算法によるそれよりも緩和的(低めの予想)になるとは限らない。得られた結果は許容値(上限値)と比較されるが、その値も複雑に設定されており、1)縦溶接、2)板材、3)アンダー・クラッド亀裂(母材の低合金鋼とその腐食減肉防止用のステンレス鋼内張[クラッド])の境界を起点とし、母材の奥に伸びている製造時の亀裂欠陥)がないことが確認された鍛造材、4)縦溶接と板材のそれぞれに対する値の和、5)周溶接、6)アンダー・クラッド亀裂がないことが未確認の鍛造材のそれぞれケースについて、厚さが a)9.5 インチ以下、b)9.5 インチを超え 10.5 インチ以下、c)10.5 インチを超え 11.5 インチ以下の場合の合計 18 通りの組合せに対して与えられている。これらの許容値も、従来の許容値

(華氏 270 度、300 度)より緩和的(より高めを許容)とは限らない。

次に、原子炉圧力容器に対して、従来、供用期間中検査の要件として規定されていたよりも、かなり入念で詳細な超音波探傷試験と結果の評価が要求されていること。すなわち、原子炉圧力容器の内面に発生している亀裂欠陥で、ステンレス鋼内張から低合金鋼母材との境界を貫通し、さらに奥に 1.9mm(0.075 インチ)以上の深さに達しているものに対し、その存在密度とサイズの分布を調べ、個々の欠陥に位置(高さと方位)と、それぞれの長さ方向(縦方向か周方向か)を把握し、さらに、表面検査か目視検査によって、それらの欠陥がステンレス鋼内張の表面に開口しているか否かについても判別するよう要求されている。そして、以上の評価結果が、所定の分布密度の許容値を超えていたか否かを判定しなければならない。

最後に、以上の上限値が満足されない場合にあっても、確率論的破壊力学(PFM)を適用することで、熱衝撃による原子炉圧力容器に貫通亀裂が発生する頻度(TWCF)が  $1 \times 10^{-6}$ /炉年 未満であることを示すことができるならばよいこととされている。NRC は、この評価に必要な解析コードの開発をオーク・リッジ国立研究所に委託しており、それが FAVOR として完成している。

従来の評価法では、2014 年 1 月に PTS の上限温度(華氏 270 度)に達すると予測され、その旨が認可更新の申請書の TLAA の中でも言及されていた Palisades の原子炉圧力容器については、2009 年秋、中性子フルエンス(集積照射量)の再計算を行い、加えて、問題の溶接部材(W5214)のシャルピー試験片を含む 11 個のサベイラランス・カプセルを回収し、それらに対して行った試験結果が得られたことで、上限温度(華氏 270 度)に達するまでの運転を 2017 年 4 月まで延長することが可能となっていた。しかし、依然と認可更新末期(2031 年)までは程遠く、事業者は、10CFR50.61a への切替えを申請する決定をした。部材のデータ(Cu, Ni, Mn, P)に基づいて新しい評価式による脆性遷移温度を求め、2014 年の計画停止期間中には、規定された検査(超音波探傷検査と、検出された欠陥に対しては表面に開口しているかどうかを判定するための渦流探傷検査)と評価を行い、その結果、認可更新末期までの運転に問題ないことが確認された。したがって、この場合には、FAVOR コードを使った PFM の解析を行う必要はなかったようである。申請書は 2014 年 7 月 29 日に提出され、2015 年 11 月 23 日に承認された。

#### 2.4.3 埋設配管・タンクの劣化とトリチウム汚染

2000 年代の後半になって、埋設配管やタンクなどから、汚染水が地下に漏洩する事象が頻発した。汚染物質の中でも、特に放射性物質であるトリチウム(三重水素)による汚染が目立って発生した。トリチウムは、原子炉内で水が放射化されることでも生成され、半減期が 12.3 年と比較的長く、イオン交換樹脂を通過させても除去できないことから、原子炉を循環する水、およびこれと入れ替えされる系統の水の中には、必然的にある濃度で存在している。

使用済燃料プール(SFP)の水、屋外に設置される復水貯蔵タンク(CST)に貯えられる水、BWR プラントにおけるサプレッション・プール(SP)の水、PWR プラントにおける燃料交換用水貯蔵タンク(RWST)の水、および、これらのタンクから取水、もしくはこれらのタンクに送水する配管を流れる水にも含まれている。

また、含まれていることが当然であること、ガンマ線の放射が皆無でベータ線のエネルギーも低く、他の放射性物質と比較して有害性が低いと見做されていること、検出のためには液体シンチレーション・カウンターなどの特別な計測器が必要であることから、施設外に排出されるときには管理の対象となるものの、通常、施設内では水質管理の対象とさえなっていない。

そのようなトリチウムを含んだ水の漏洩による地下水や土壤汚染が重大な関心事となった理由は、周辺住民にとっては健康と環境への影響が主であったが、事業者と規制者(NRC)にとっては、第一にそのような事象を起こさせる設備の経年劣化、第二に汚染が拡大し、敷地境界を越えて放出されることであった。なお、事業者にとっては、廃炉コストへの影響も懸念の一つであった。NRCは、この問題についての住民説明会を何度か開き、健康と環境への影響が大きな不安にならないよう説明を試みたが、量的な問題ではなく、そもそも放射性物質を漏洩させた事実がすでに容認し難い問題であると考える住民に対しては、余り成功していない。

埋設配管や埋設タンクは、アクセス性の制約から劣化状態を把握するための検査が難しく、予想を上回る劣化の進行が放置されている場合がある。地下の布設状態や実際の施工状況が正確に記録されていない場合さえある。漏洩が検知されるのは、定期的に採取される地下水サンプルの分析によるか、原因不明の水量低下からその疑いが生じることによるもので、かなりの時間遅れがあり、発覚した時点ではすでに大量の漏洩となってしまっている場合がある。

2010年1月に発覚したVermont Yankee原子力発電所でのトリチウム漏洩は、当該原子力発電所の運転認可更新を巡る政治的問題も惹起し、その手続きを遅らせる重大な出来事であったが、同時に、地下に埋設された配管やタンクのある原子力発電所で、それらの劣化管理を根本的に改善する機会も提供した。

このときの漏洩は、2009年11月に採取した地下水サンプルの分析結果が2010年1月に報告され、トリチウムの検出があったことで初めてその疑いが生じた。しかし事業者は、前年に開かれたヴァーモント州の公益事業委員会(PSB)に対する説明会で、そもそも汚染水を内包する埋設配管は、同原子力発電所の敷地内には布設されていないと発言していたくらいで、この後も漏洩箇所の特定に時間を要し、その間にも地下水から検出されるトリチウム濃度はどんどん上昇した。結局、事業者が漏洩箇所を特定できたのは、2010年2月中旬になってである。同州政府は、2007年、同原子力発電所の冷却塔の一部が大きく崩壊した出来事の原因が著しい経年劣化だったことから、事業者であるエンタジー社による経年劣化管理の体制に疑問を抱き、それが2009年のPSBに対する説明会の背景となっている。そして、これら一連の動きがある間NRCは、同原子力発電所への更新された認可証の発給を控え、事態の進展を見守った。

米国の原子力産業界とNRCは、2006年、それぞれがイニシアチブやタスク・フォースを立上げ、以来、トリチウムによる地下水汚染の対策に取り組んできていたが、やがてその活動は、地下に埋設された配管やタンクの劣化管理を目的としていた別のイニシアチブとも合流するようになった。漏洩は、これらの劣化の結果として発生し、漏洩の検知は、劣化の兆候の検知でもあるからである。漏洩の検知能力を高めるため、地下の地質と不透水層の形状(起伏、勾配)や地下水の特徴を詳しく把握して解析用モデルを設定し、効果的な場所に多数のサンプリング井戸を設置して

モニタリング計画を策定、運用する。漏洩が検知された場合には、発生箇所を特定して隔離すると共に、解析コードを使ってその後の挙動を予測し、不透水層の上に滞留する地下の窪地から汚染水を汲み上げて地下水と土壤汚染の拡大を抑制する。回収した汚染水は、浄化してプラントに戻す。

米国の原子力発電所においては、概ね以上のような慣行が Vermont Yankee での事象以前から定着しており、このときにも実践されてはいるが、これを機に再強化が図られている。サンプリング井戸は、多いところでは、一つの敷地内に数十箇所も設置され、任意の場所で追加サンプリングを行うための装置も開発された。

Vermont Yankee 原子力発電所の認可更新は、結局、この事態の沈静を見届けてから承認されているが、エンタジー社に対する州民と州政府の憤懣はその後もくすぶり続け、特に、汚染水を内包した配管が地下に埋設されていないと虚偽の説明をした背徳性を責め、議会が、州としては認可更新を認めない旨を圧倒的多数(26-4)で可決した。しかしエンタジー社は、その法的効力がないことを主張して連邦裁判所に訴え、州と真っ向から対立した。

実は、汚染水漏洩の問題は、同社がニューヨーク州で運転している Indian Point 原子力発電所(PWR)においても、2005年9月に発生している。ただし、この場合の漏洩源は埋設配管ではなく、使用済燃料プール(SFP)であった。内面のステンレス鋼ライナーの損傷部から漏れ、壁沿いに地下に染み込んで地下水を汚染させたものである。同じような問題は、同原子力発電所1号機のSFPにおいても発生しており、敷地のサンプリング井戸からは、トリチウムだけでなく、ストロンチウム(Sr-90)やセシウム(Cs-137)までも検出されていた。

結局、運転認可更新が認められてからの Vermont Yankee 原子力発電所の運転は、経済的理由により2014年12月を以て終えてしまっているが、次には、敷地の汚染によって嵩む廃炉コストの補填のため、州の税金が充てられることを懸念する声が早くも上がっている。

なお、Indian Point 原子力発電所では、2016年2月、建屋の外にある RWST タンクの水が漏れたことで、高濃度(約 550,000Bq/リットル)のトリチウムがサンプリング井戸から検出され、新たな地下水汚染の問題を発生させている。州政府と環境保護団体からのプレッシャーは一層大きくなり、遂にエンタジー社は2017年1月、早ければ2020年と翌年に、同原子力発電所2、3号機を順次永久停止すると発表した。

#### 2.4.4 格納容器の経年劣化

前述の Indian Point 原子力発電所における SFP からの漏洩に因んで想起させられる問題がある。BWR プラントにおいても PWR プラントにおいても、高線量の燃料などが取り扱われる計画停止期間中には、原子炉建屋(BWR)、または格納容器(PWR)の最上階に設けられている原子炉キャビティが、強力な放射線の遮蔽のために水張りされる。ところが、Oyster Creek 原子力発電所(BWR)の場合、そのような水張りの度に当該原子炉キャビティからの水漏れが発生し、格納容器の外面を伝って下方に流れた水が、フラスコ形の底部を支えているサンド・クッションに染み込み、これが、当該格納容器の鋼版を外面から腐食、減肉させていた。当該部は、このままでは物

理的にアクセスが不可能であるため、まずはドライウェルの内側から床のコンクリートを砕き、内面からの超音波探傷検査(UT)が可能な状態を確保し、次いで UT を行い、背面から進行している可能性のある腐食・減肉を診断するという方法が適用された。その結果、本来の板厚が 29mm であるべきところ、140 の測定点のうち約 60 カ所が 6mm 以上の減肉を呈し、必要な肉厚を下回っていることが判明した。結局、同プラントにおいては、漏れた水をたっぷり吸い込んだ砂を全て搔出し、腐食と減肉が起こった部位の補修と塗装を行って復旧を行っている。

以上の出来事は、最初の発覚が 1980 年に遡り、その後、数年を費やした調査と対策によって処置されたものであるが、これと類似した問題は、PWR においても、BWR の他の設計の格納容器においても起こり得る。実際、2011 年 8 月 1 日付の NRC 通達(IN 2011-15 鋼製格納容器の劣化とこれに関連する認可更新における経年劣化管理の問題)においては、Duane Arnold、Cooper、Hope Creek、Dresden の各原子力発電所で発生したさまざまな問題が説明されている。これらのうち、Hope Creek と Dresden においては、やはり物理的にアクセスできない鋼版の格納容器の背面に、どこからか漏れた水が溜まっているのが確認されている。一応、建設時には、そのような将来の問題も考慮し、排水用の配管が取付けられていたのであるが、それらは全て閉塞していたという。

このように、物理的なアクセスができず検査が困難で、気付かれないうちに劣化が進行しているかもしれない機器は、埋設配管や埋設タンクばかりではなく、実は建屋内にも存在している。

#### 2.4.5 スコーピングにおける見落としの懸念

BWR プラントの原子炉圧力容器内に設置されている蒸気乾燥器は、元々、安全系に属する機器には分類されていない。すなわち、代表的な安全機能である「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の機能を担ってはいない。また、原子炉運転中に損傷を呈したとして、原子炉の安全性を低下させる事態は考え難い。そのように長い間考えられていた。

ところが、2001 年 12 月、Dresden 原子力発電所と Quad Cities 原子力発電所に対し、それぞれ 17%、17.8% のパワー・アップレー(原子炉定格熱出力の引き上げ)が承認され、その後この運転を実行したところ蒸気乾燥器が大破し、脱落した幾つかの破片が主蒸気配管に運ばれ、タービン入口のストレーナで捕捉されていることが確認された。また、パワー・アップレーの運転による影響は蒸気乾燥器の破損にとどまらず、安全弁の駆動機構に有害な振動を与えた risult、これにも破損を生じさせていた。

蒸気乾燥器の大破は、関係者にとって大きな驚きで、衝撃的な出来事ではあったが、特に不安を抱かせたのは、破片が主蒸気配管に入り、その中をタービンに向かって運ばれていたことであった。もし、破片が主蒸気隔離弁の座面に引っ掛かり、隔離不能の状態になっていたとしたら、安全機能の一つである「閉じ込める」が阻害され、状況によっては深刻な事態になっていた可能性もあったからである。

斯くてこの問題がきっかけとなり、米国においては、それまで軽視されがちだった蒸気乾燥器の安全機能との関わりが見直しされ、同機器に対する強度評価が厳格にレビューされるようにな

り、検査のガイドラインも著しく入念なものに改訂された。そして、2005年9月付Rev.1のGALLレポートまでには、劣化管理のスコーピング(対象範囲の設定)の項の中に記載がなかったのであるが、2010年12月付Rev.2の中には、蒸気乾燥器が正式に含められるようになっている。劣化管理の対象に含めるか否かの判断は、AMPの出発点であり、ここで排除されてしまっては、その後の管理の機会が失われてしまうことになる。そもそも10CFR54にある「そのものの破損によって、安全系の機能を阻害する可能性のある非安全系のSSC」という定義は、担当者のイマジネーションに依存しており、必ずしも明確ではない。しかし、だからこそNRCは、4人の検査官からなるチームが2週間の現場確認(ウォークダウン)を行って、スコーピングにおける事業者のスクリーニングの適否を入念にチェックするプロセスを検査手順書(IP 71002)に定めているのである。

なお、蒸気乾燥器の破損の原因究明も困難を極め、理解するまでに破損と修理を何度も繰り返したため、解析を担当したプラント・メーカーは、電力会社とNRCに対し、大いに面白を失った。結局、既知の渦流や脈動などによる流体振動によってではなく、音響振動による疲労が原因であったのだが、このように、たかだか20%弱のパラメータの変化が、ある機器にとっての運転環境を激変させ、分厚いステンレス鋼板を大きく引き裂いてしまうこともあるということを学んだ。一般に、インプットとアウトプットとの関係に線形性が成り立たないことは珍しいことではない。したがって、そのことにより、ある経年劣化が重大な安全問題の原因となる可能性についても、常に十分警戒しなければならない。

AMPのスコーピングにおける見落としの発覚は、ぽつりぽつりと、しかし、延々と続いていき、その都度追加していかなければならない。そして、そのようなスコーピングには、本来は、個々のプラントの固有な特徴が反映されなければならない。経年劣化に伴う当該SSCの破損による影響を推測する作業の精度には、限りがあるからである。

2014年4月2日、Quad Cities原子力発電所2号機で発生した火災もそのことを痛感させる出来事であった。このときの火災には、タービン・グランド・シール系に伸縮継手が不適切に取り付けられていたことも寄与しており、同系の逃し弁が開いたことで蒸気漏れが発生し、その蒸気がタービン建屋の天井で冷やされて凝縮し、滴下した付近にあったケーブルが不適切に布設され(許容された最小曲げ半径よりも鋭く曲げられ、自重による張力が働いていた)、それによって劣化が加速され、ひび割れが生じていた被覆材と絶縁材に水が染み込んで地絡を発生させ、そのときの過電流によって発熱、発火して生じたものである。しかも、この火災によって焼損したケーブルの中には、計装電源、安全系の電動弁の開閉器に至るものも含まれており、さらに、当該の回路には、過電流を遮断するためのフューズがなく、接地線もなかつたことで、制御電源用変圧器が発熱し、原子炉建屋内に設置されている複数の開閉器のキュービクルから発煙した。

事後に振り返ってみて、この場合の原因となった非安全系のケーブルもまた、「そのものの破損によって、安全系の機能を阻害する可能性のある非安全系のSSC」という定義に属していたことを知るのであるが、斯くも複雑でさまざまな要因が偶発的に重なる事象の予知は、著しく困難であるように思われる。確かに具体的な事象の予知は難しい。しかし、実はこのようなケーブルの属する電気回路は、火災防護の分野においては「関連回路(Associated Circuit)」と呼ばれ、体系的

に抽出する方法もあるにはあるのである。

#### 2.4.6 環境促進疲労(EAF)

将来の認可更新に備え、軽水炉環境における金属材料の疲労寿命を ASME の疲労設計曲線とすることの適正さについて評価する取組みが NRC によって正式に立ち上げられたのは、1993 年 6 月に遡る。そして、早くも 1995 年 2 月には、NRC からの委託を受けたアイダホ国立研究所によって、暫定疲労曲線が提唱されていた。(NUREG/CR-6260) しかし、その採用に向けた動きは長らく停滞し、代わりにアルゴンヌ国立研究所(ANL)が、この問題に対する更なる研究を引き継いだ。そして、十分な実験データを積み重ね、ようやく軽水炉環境に使える補正の仕方を定量的に提案できるところまで漕ぎ着け、実用的な情報を集大成した報告書(NUREG/CR6909)が、2007 年 2 月に発行された。

ちなみに ANL の実施した実験によれば、たとえばある代表的な軽水炉の水環境と荷重条件においては、気中・室温環境の場合と比較して、ステンレス鋼では約 12 倍、ニッケル基合金では約 3 倍、炭素鋼と低合金鋼では約 17 倍、それぞれ疲労寿命が短縮される。このように、環境条件によって促進される金属疲労を環境促進疲労(EAF)と呼び、従来の気中・室温の環境下における場合と区別している。

NRC は、すぐにこの報告書を引用する内容で、規制指針(RG 1.207)を定めたのであるが、そこには、この新しい規制指針の適用を、新設プラントに対してのみ限定する趣旨が述べられていた。(This regulatory guide only applies to new plants, and no backfitting is intended ...)

ところが、そうは述べていながら NRC は、2010 年 12 月に発行した Rev.2 の GALL レポートには NUREG/CR6909 を盛り込み、実際の認可更新における安全審査においても、この新しい要件に対する適合性の確認を求めるようになっている。

結局、軽水炉環境での疲労評価においては、従来の疲労曲線に対し、次の 2 点を加えて修正したものが適用される。

まず、従来の疲労曲線は、気中、室温環境で実施された実験データをもとに、繰返し回数(N)を横軸、当該の繰返し回数において亀裂が発生するときの応力( $\sigma$ ) (実際には、ひずみに弾性係数を乗じたものであるため、降伏点や引張強度を上回る場合もある)を縦軸とした平面上に、実験結果をプロットし、それらの平均曲線を描いた上で、N に対しては 20、 $\sigma$  に対しては 2 の保守性を与える、それぞれ左方と下方にスライドさせた 2 本の曲線を描き、より下方にある曲線同士を連絡して設定している。しかし、N に与えた保守性の 20 は必要以上に大きく、12 であっても十分であることが確認されたことから、気中、室温環境の疲労曲線をそのように修正した。余分な保守性が削られたわけである。

次に、軽水炉環境などを考慮した環境係数( $F_{en}$ )を導入する。環境係数は、温度、ひずみ速度、溶存酸素濃度、および材料中の硫黄含有率から、計算によって定められる。上述のように、N に対しては 20 から 12 に保守性が引き下げられ、これにより疲労寿命が 1.7 倍(20/12)長くなることになるが、この  $F_{en}$  によって相殺されることになるため、 $F_{en} < 1.7$  の場合には疲労寿命が伸び、

$F_{en} > 1.7$  の場合には疲労寿命が短縮されることになる。ここで疲労寿命とは、繰返し応力を受けることによる金属疲労で、亀裂が現われるまでの繰返し回数のことであるが、そのような繰返し応力の発生原因が単調な熱サイクルや流体振動である場合には、そのような繰返し回数に達するまでの時間の長さに比例する。ただし現実には、そのような単調な繰返し応力を受け続けるばかりとは限らず、複数の成分を有する場合や変動性である場合もあり得る。その場合の疲労寿命の管理は、各大きさの繰返し応力に対する実際の履歴回数とそれによって疲労亀裂が発生するまでの回数の比を、全ての繰返し応力に対して積算した「累積疲労係数(CUF)」を用いて行われる。したがって、一般的には、 $CUF=1$  となる時点が疲労寿命ということになる。

以上のように疲労評価の手法が変更されたことで、たとえば 2013 年 1 月 15 日付で提出された Sequoyah 原子力発電所の認可更新申請書を見てみると、原子炉圧力容器の入口ノズルと出口ノズル(低合金鋼)に対しては  $F_{en} = 2.45$  が適用され、同ノズルのセーフエンド(ステンレス鋼)に対しては  $F_{en} = 15.36$  が適用されている。このように大きな  $F_{en}$  が適用されることにより、環境補正された  $CUF_{en}$  は一気に大きくなり、たとえば原子炉圧力容器出口ノズルのセーフエンド(ステンレス鋼)、加圧器のサージ・ライン・ノズル(低合金鋼)、同ラインがホット・レグに合流するノズル(ステンレス鋼)に対する TLAA の結果は、 $CUF_{en}$  が 1 を超えている。

したがって、認可更新にあたっては、以前よりも  $CUF_{en}$  の監視を強化しなければならない。米国では、特に配管内の高温層と低温層の境界が振動するような部位における熱疲労の監視を自動化するため、ファティーグ・モニターが導入されている。そのような配管の部位の近傍に複数のサーモカップルを取付けて連続的に温度の変動を監視し、装置に仕込まれたソフトウェアで熱応力、 $CUF_{en}$  の計算を行うものである。そのようなファティーグ・モニターの製品としては、EPRI が開発した FatiguePro があり、米国内外の多くの原子力発電所で活用の実績がある。

なお、炉内構造物の金属疲労に関しては、もう一つの問題が提起されている。実際の材料が高い中性子照射を受けていることの影響である。まだデータは少ないが、あるステンレス鋼に対する気中・室温環境での実験によれば、大きなひずみ(> 0.35%)に対して疲労寿命を短くし、小さなひずみ(< 0.25%)に対しては逆に延命効果があるとの報告もある。今後の研究課題となっている。

#### 2.4.7 ステンレス鉄鋼品の熱脆化と照射脆化

オーステナイト系ステンレス鉄鋼(CASS)は、原子炉圧力バウンダリにも、炉心支持構造物や炉内構造物にも広範に使用されている材料である。ところが、当該材料の特徴としてオーステナイト相の中にある程度のフェライト相も含み、二相組織となっていることが原因で、高温環境下での長期間の供用期間中に脆化(熱脆化)を呈する。さらに脆化は、中性子照射を受けることによっても生じる(照射脆化)。このような両メカニズムのそれぞれ、または相乗効果による脆化に伴い、シャルピー衝撃試験の脆性遷移温度が高温側にシフトすると共に、上部棚エネルギーが低下する。

アルゴンヌ国立研究所(ANL)が行った調査と実験によると、以上の特徴は、全ての種類の

CASS に同じレベルで現れるというものではなく、種類と化学成分、铸造法によってかなりバラツキがある。たとえば、種類としては、熱脆化を最も受け難いのが含有炭素量を低く抑えた CF3 (JIS 規格での同等材 SCS19A) で、最も影響を受け易いのがモリブデン (Mo) の添加された含有炭素量の高い CF8M (JIS 規格での同等材 SCS14A) であるとされている。ANL による CASS の熱脆化に対する感受性の基準は、以下の通りである。これは、2016 年 5 月に発行された報告書 (NUREG/CR-4513, Rev.2) にあるもので、数値がより厳しい方向に修正されていることに注意を要する。

- CF3(SCS19A)、CF8(SCS13A) にあっては、フェライト 20% 以上の静置式铸造法による CASS のみ可能性あり。
- ニッケル含有量 10% 以下の CF8M(SCS14A) にあっては、フェライト 14% 以上の静置式铸造法、または、フェライト 19% 以上の遠心铸造法による CASS が可能性あり。
- ニッケル含有量 10% 以上の CF8M(SCS14A) にあっては、フェライト 11% (従来の 14% から下方修正) 以上の静置式铸造法、または、フェライト 13% (従来の 20% から下方修正) 以上の遠心铸造法による CASS が可能性あり。

また、顕著な熱脆化が発現するまでの曝露温度と時間に関しては、CF3(SCS19A) と CF8 (SCS13A) に対しては、320°C で 30 年以上であるが、CF8M(SCS14A) に対しては、320°C で 15 年以上である。

米国の PWR プラントでは、実際に複数のウェスチングハウス型 PWR の一次系配管、エルボーに、CF8M が使用されており、しかも高いフェライト量を有するものがある。そのようなプラントでは、熱脆化の現象は現実的な問題であり、漏洩検出を担保に破断が起こらないことを担保にする LBB (Leak-Before-Break) の考え方を無効にする可能性もあることから、注意深い解析 (TLAA) が求められる。

板材、線材、鍛鋼など鍛鋼以外のステンレス鋼における照射脆化の問題に関しては、古くから予知され、実際に経験されており(たとえば、BWR プラントにおけるコア・プレート・プラグ、中性子検出管の折損)、特に BWR の炉心シュラウドに対しては、高速 ( $E > 1\text{MeV}$ ) 中性子フルエンスが  $3 \times 10^{20} \text{n/cm}^2$  未満の場合には限界荷重解析、 $3 \times 10^{20} \sim 1 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$  の範囲では限界荷重解析と LEFM か EPFM によるダブル・チェック、 $1 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$  以上の場合には限界荷重解析と LEFM によるダブル・チェックが、EPRI/BWRVIP によって制定された欠陥評価手法のガイドライン (BWRVIP-76)において規定されている。

一方、ステンレス鍛鋼や溶接部に特化した照射脆化の議論、特に経年劣化管理の観点からの定量的な議論も最近活発に行われるようになっており、EPRI/MRP を窓口にした産業界側と ANL の支援を受けた NRC との意見調整が続いている。論点は、照射脆化の閾値、熱脆化と照射脆化の相乗効果を含む。

相乗効果に関する EPRI/MRP の見解では、まず熱脆化に関するスクリーニングを適用する。照射脆化は、熱脆化に対して加速効果があるだけで、最終的な破壊靭性値は、熱脆化だけの場

合の飽和値と同じであると考える。熱脆化に関するスクリーニングで除外された CASS の照射脆化に対しては、 $6.7 \times 10^{20} \text{n/cm}^2$ (1dpa)を閾値とする。これに対して NRC は、照射量  $1 \times 10^{17} \text{n/cm}^2$  以上の場合には熱脆化に対するスクリーニングを認めないと立場である。しかし、この照射量の閾値がかなり保守的であることは認識しており、ANL の実験結果をベースにして、より適正な照射量を設定することを考えている。前述の NUREG/CR-4513, Rev.2 には、まさにその NRC が求めている最新知見が反映されており、合意に向けた協議が続いている。

EPRI/MPR の見解は、PWR の炉内構造物の検査指針(MRP-227)として反映され、その中で、認可更新された場合の運転末期における高速中性子( $E > 1 \text{MeV}$ )の照射量が  $6.7 \times 10^{20} \text{n/cm}^2$  を超える CASS の炉内構造物としては、下部支持コラム・ボディ( $5 \times 10^{22}$ )、BMI コラム十字型金具( $5 \times 10^{22}$ )、上部支持コラム・ベース( $10^{21}$ )、UHI フロー・コラム・ベース( $10^{21}$ )、ミキシング・デバイス( $10^{21}$ )、制御棒案内管下部フランジ( $10^{21}$ )が挙げられている。

一方、NUREG/CR-4513, Rev.2 によれば、BWR における CASS の炉内構造物では、認可更新された場合の運転末期における高速中性子( $E > 1 \text{MeV}$ )の照射量が  $1 \text{dpa}$ ( $6.7 \times 10^{20} \text{n/cm}^2$ )を超える部材がなく、燃料支持金具、ジェット・ポンプのトランジッション・ピース、リストレーナ・ブレケット、インレット・ミキサー、インレット・エルボー、インレット・ノズル、デフューザーは、 $0.45 \text{dpa}$  を超える程度であり、低圧炉心注入系カップリングにあっても  $0.75 \text{dpa}$  は超えないと評価されている。ただし NRC は、 $1 \text{dpa}$  を CASS に対する照射脆化の閾値として認めているわけではなく、上記の部材の照射脆化についても、熱脆化との相乗効果についても、依然慎重な見方を緩めていない。

なお、NUREG/CR-4513, Rev.2においては、熱脆化を加えた CASS に対する破壊靭性の測定(CT 試験片による J-R 曲線)を PWR の水環境で行った場合、気中で行った場合に比べて一般的に低下する傾向があること、特に、停止時の水環境では顕著に低下することが報告されている。また、そのような測定においては、変化速度を遅くするほど破壊靭性が低下することも述べられている。さらに、同じような傾向は、ニッケル基合金 Alloy 600 と Alloy 690 に対し、水素を溶存させた水中で行った場合についても認められるとのことである。

このような現象については、水素脆化と熱脆化の相乗効果によるものである可能性が述べられているが、まだ発見されたばかりであり、十分な理解を得るために、今後の研究課題として掲げられている。いずれにしても、破壊靭性について気中での測定に基づいて理解をしても、実際の部材は水に浸かっているのであり、そのような環境下においての方が気中においてよりも顕著に低い値を呈するということであれば、これは留意しなければならない問題である。

#### 2.4.8 放射線によるコンクリートの劣化

コンクリートは、セメントの成分が水分を含んでおり、これが水素と酸素に放射線分解を起こして抜けてしまうことで、高レベル放射線の環境下では、経年に劣化が進行していくことになる。骨材はさほど変質することがないが、繋ぎ材であるセメントにこの現象が起こるため、剥離(スボーリング)などが発生する。

問題は、どれほどの照射を受けたときにそのような影響が顕著になるかという閾値の設定であるが、それに関しては、「コンクリートの微細構造と特性に及ぼす放射線の影響」と題したオーク・リッジ国立研究所による NRC の委託研究レポート、NUREG/CR-7171(2013 年 11 月発行)に、次のような情報が紹介されている。(γ線の照射についてのみ抜粋。)

- $2 \times 10^8$  Gy ASME 規格 Section III, Div. 2(2010 年)
- $1 \times 10^8$  Gy IAEA-TECDOC-1025(1998 年)
- $1 \times 10^8$  Gy ANSI/ANS(2006 年)
- $1 \times 10^8$  Gy EPRI(2012 年)

たとえば BWR プラントの使用済燃料プールには、壁面に使用済の制御棒を保管するラックが設けられており、青白いチェレンコフ光を放つほどの高いレベルの放射線を受けており、長い年月の間には、このような照射量に達することも考えられる。

## 2.5 使用済燃料の最終処分と認可更新

更新された運転認可証は、2000年3月23日付で第1号が Calvert Cliffs 原子力発電所1,2号機に対して与えられ、以降、毎年1件以上、最も多い年(2003年)で7件も発給されているが、2012年5月29日付で Pilgrim 原子力発電所に与えられてからの約2年半の期間だけ発給が中断している。これは、使用済燃料の保管に伴う環境影響評価を巡って、NRCの見解が、合衆国控訴裁判所(United States Court of Appeals for the District of Columbia Circuit)によって無効と判決されたことによるものである。

この裁判は、ニューヨーク州が、ニュージャージー州、ヴァーモント州、コネチカット州、および複数の環境保護団体の支持も背景に、NRCを相手に起こしたもので、NRCが2010年12月23日付で公布した Waste Confidence Decision(WCD)の改訂版について、その不合理性を指摘したものであった。(No. 11-1045[11-1051, 11-1056, 11-1057と一括] 2012年6月8日付) Waste Confidence Decisionに対する適訳はないが、要は原子力発電所で発生する使用済燃料(Waste)の最終処分に対し、その目処があるという確信(Confidence)の声明のことで、これをNRCが保証することを以て、新設プラントの建設・運転認可と認可更新の手続きにおいて、これを問題として個別に取り上げないことにしていた。

具体的には、ネバダ州のユッカ・マウンテンを予定地とした最終処分施設のことである。ところが、オバマ政権になって、突然この長年の計画が撤回されたため、本来、連邦政府(エネルギー省)の所掌として各原子力発電施設から使用済燃料を引き取る予定だった実施スケジュールも、処分法さえも全く不透明になってしまった。しかし、それにもかかわらず NRC は、あたかも相変わらずこの問題は環境影響評価の対象として取り上げる必要がないかのように、あっさりと前述の2010 年の改訂版を公示したため、この扱いに不快感を抱いた州政府や環境保護団体が異を唱えたものである。

そもそも米国においては、使用済燃料の最終処理の道筋がきちんと示されていないで原子力発電を開始すること、また、それ以前に、原子力発電所の建設を認めることに対しては、歴史的に強い抵抗があった。実際、ユッカ・マウンテン計画を連邦政府が立法化した後でさえ、これが実際に建設され、稼働するまでは信用ならぬものとして認めていない州も多くあり、それらの州は、独自に州法に基づいて原子力発電所の設置や増設を禁止している。

現在、この「原子力モラトリウム」が有効な州は、14州(カリフォルニア、コネチカット、ハワイ、イリノイ、メイン、マサチューセッツ、ミネソタ、モンタナ、ニュージャージー、ニューヨーク、オレゴン、ロード・アイランド、ヴァーモント、ウェスト・ヴァージニア)に及び、ハワイ州にあっては、1978年の州憲法(State Constitution)で決定しており、これを撤回するためには、上院と下院のそれぞれで3分の2以上の賛成が必要で、著しく困難である。これらの州に加え、2016年4月までにはウィスコンシン州、2017年3月までにはケンタッキー州も30年以上にわたって「原子力モラトリウム」を維持してきた。撤回案は、他の州でも何度も州議会に提出してきたが反対が根強く、原子力ルネッサンスの気運がピークのときでさえ、悉く廃案に追い込まれてきた。これが落蓄してから徐に撤回が可決された両州の事情は詳しくは分からぬが、必ずしも直ちに誘致したいという意思

の表れではなく、そもそも今は電力会社にそのような意思も計画も全くない。

さて、Waste Confidence の背景は、1977 年まで遡る。

1970 年に創立され、現在は世界に 240 万人の会員を擁する国際的な環境保護団体の NRDC (天然資源保護協議会)が、NRC に対して提出した請願書(Petition)は、原子力発電所で発生する高レベル放射性廃棄物(=使用済燃料)が、原子力エネルギー法(AEA)で求められているように公衆の健康と安全を不當に脅かすことなく、恒久的に処理できるのか否かを判定する規制を制定し、その上で、それが肯定される判定が下されるまでの間、発電用原子炉の運転について、現在申請中のものに対しては保留にし、将来のものに対して受け付けるべきではないとの主張であった。しかし、NRC はこれを退け、1977 年 7 月付官報に示した理由として、NRC は、高レベル放射性廃棄物を安全に恒久的に処理する方法が実際にこれを必要とするときまでに用意されることについての十分な確信(reasonable assurance)があるという所見について、今後これを定期的に再評価していくこと、もしそのような十分な確信がなくなった場合、NRC はそれ以降、原子炉に認可証を発給し続けないことを述べていた。

NRDC は、この NRC の説明を不服とし、合衆国控訴裁判所に訴えたのであったが、翌 1978 年、裁判所は審理の差し戻しを命じ(remand)、その中で次のような趣旨の見解を述べている。

NRC が、原子炉の運転を開始する時点において、恒久的に処理する手段のあることの立証にこだわる必要性はなく、そうすべきことの合理性もない。NRC としては、それが必要になると思える時までに、恒久的処理(監視を伴う継続的な貯蔵とは意味において区別されなければならない)が安全になされることに対しての十分な確信があればよい。実際、恒久施設の開発に向けた取組みは、目下然るべき進歩を示しており、そのような状況も鑑みた場合、原子力発電所の認可を停止することは、公衆の健康と安全を保護する上で必要ではない。(原文: [I]t is neither necessary nor reasonable for the Commission to insist on proof that a means of permanent waste disposal is on hand at the time reactor operation begins, so long as the Commission can be reasonably confident that permanent disposal (as distinguished from continued storage under surveillance) can be accomplished safely when it is likely to become necessary. Reasonable progress towards the development of permanent disposal facilities is presently being accomplished. Under these circumstances a halt in licensing of nuclear power plants is not required to protect public health and safety.)

NRDC に対しては、実質的に棄却とも解せる内容であった。

1 年後、ミネソタ州が、同州内にある Prairie Island 原子力発電所などにおいて、所内の使用済燃料の貯蔵容量拡大を求める事業者からの認可変更申請に対し、NRC が、事前に連邦政府が恒久的に使用済燃料を処理できるのかどうか判定することなくそのような変更申請を許可したこと審査不十分であるとして、合衆国控訴裁判所(このときも、United States Court of Appeals for the D.C. Circuit だった)に訴えた。このときも裁判所は NRC への差し戻しを決定し、核燃料の廃棄処理という複雑な問題を適切に扱うべく、たとえば規制という形で一般化した見解を示すことで、以降の司法手続きにおける判定にも適用できるようにすることを命じ、その中に、恒久的解決が

得られることに対する NRC の十分な確信(reasonable assurance)を含めることを求めた。

このことは、将来、この問題を争点として、個別に NRC の判断に対して合衆国控訴裁判所に不服を申し立てたとしても、NRC が十分な確信があると述べている限り、裁判所が原子力発電所の建設・運転認可や認可更新に対して認めない判決や取り消しの判決を下すことがないことを意味し、そして、実際に以後この基本方針が 30 年近くも維持されることになった。

ただし NRC は、このときの裁判所からの指示を受け入れ、後に 10CFR51.23 “Environmental Impacts of Continued Storage of Spent Nuclear Fuel beyond the Licensed Life for Operation of a Reactor(原子炉の認可された運転寿命を超えて使用済燃料が継続保管されることの環境影響)” として反映される WCD の規制化に向けた作業に、1979 年 10 月から着手した。

1984 年 8 月、ようやく WCD が規制としてまとめた。そこに示された NRC の所見が以下の 5 項目であった。これらの 5 項目の中で、後に問題となるのが、②と④の下線箇所である。

- ① NRC は、高レベル放射性廃棄物(HLW)と使用済燃料(SNF)を地下の埋設施設で安全に処理することが技術的に妥当であるとの十分な確信がある。
- ② NRC は、2007 年ないし 2009 年までに少なくとも一ヵ所の地下埋設施設が利用できるようになり、商用プラントの運転認可の失効日から 30 年のうちに、発生する HLW と SNF を収納するのに十分な容量が確保されることについて十分な確信がある。
- ③ NRC は、HLW と SNF を収納するための十分な地下の埋設施設が確保されるまでに、それらが安全に管理されることについて十分な確信がある。
- ④ NRC は、必要が生じた場合、使用済燃料を貯蔵プールや所内、又は所外の ISFSI (乾式貯蔵施設)に、プラントの運転認可の失効日から少なくとも 30 年間、環境への有意な影響なしに、安全に貯蔵できることについて十分な確信がある。
- ⑤ NRC は、必要が生じた場合、安全な所内、又は、所外の使用済燃料貯蔵施設が利用出来ることについて十分な確信がある。

NRC は、10CFR51.23 の(b)項において、以上の根拠に基づいて、運転認可証が失効した後引き続き所内に保管される使用済燃料による環境影響に関する議論が不要であるとの趣旨を述べ(no discussion of any environmental impact of spent fuel storage in reactor facility storage pools or independent spent fuel storage installation (ISFSI) for the period following the term of the reactor operating license or ..... , is required in any environmental report, environmental impact statement)、規制者自らが進んで、いわば「お墨付き」を与えたことになる。これによって、州や環境保護団体が使用済燃料の安全な恒久貯蔵施設がないことを指摘した場合でも、10CFR51.23 を盾として、それを門前払いにした。

ただし NRC は、「定期的に再評価していく」と約束した経緯があり、これを実行した。そして、さっそく 1990 年には、これを改訂しなければならない状況となった。前述の第 2 項にある「2007 年ないし 2009 年まで」には、ユッカ・マウンテン計画が到底目処が立たないと判断せざるを得ない進捗状況だったためである。また、第 2 項と第 4 項にある「失効日から 30 年」については、運転認可

証の更新があった場合、更新された認可証の失効日から数えるという補足を追加する必要があると考えた。そこで、これらの 2 項については、それぞれ次のように改訂されることになった。

- ② NRC は、~~2007 年ないし 2009 年までに~~21 世紀の第 1 四半期のうちに(つまり、2025 年までという意味)少なくとも一ヵ所の地下埋設施設が利用できるようになり、商用プラントの運転認可の失効日(認可更新によって延長される期間を含む場合もある)から 30 年のうちに、発生する HLW と SNF を収納するのに十分な容量が確保されることについて十分な確信がある。
- ④ NRC は、必要が生じた場合、使用済燃料を貯蔵プールや所内、又は所外の ISFSI (乾式貯蔵施設)に、プラントの運転認可の失効日(認可更新によって延長される期間を含む場合もある)から少なくとも 30 年間、環境への有意な影響なしに、安全に貯蔵できることについて十分な確信がある。

定期的な再評価はこの後も続き、1999 年には改訂不要との結論だったが、相変わらずユッカ・マウンテン計画の進捗は滞り、2008 年になると、前述の②と④の 2 項について、「21 世紀の第 1 四半期のうちに」の部分と、「運転認可の失効日から 30 年のうちに」の部分について、実現性がないとの見通しとなったことから、再び改訂を余儀なくされた。そして、2010 年、それぞれ次のように改訂された。

- ② NRC は、~~21 世紀の第 1 四半期のうちに少なくとも一ヵ所の地下埋設施設が利用できるようになり、商用プラントの運転認可の失効日(認可更新によって延長される期間を含む場合もある)~~から 30 年のうちに、発生する HLW と SNF を収納するのに十分な容量の地下埋設施設が、必要なときには確保されることについて十分な確信がある。
- ④ NRC は、必要が生じた場合、使用済燃料を貯蔵プールや所内、又は所外の ISFSI (乾式貯蔵施設)に、プラントの運転認可の失効日(認可更新によって延長される期間を含む場合もある)から少なくとも 30 年間、環境への有意な影響なしに、安全に貯蔵できることについて十分な確信がある。

このようにして、冒頭に言及した 2010 年改訂版の WCD が公告されたのであったが、2009 年 1 月 20 日に就任したオバマ大統領の政権は、早々にユッカ・マウンテン計画の撤回を仄めかし、2010 年 1 月 20 日、代案を探るためのブルー・リボン委員会が設置された。したがって、「地下埋設施設が、必要なときには確保されることについて」は、もはやただの希望になり下がり、十分な確信であろうはずがなかった。また、乾式貯蔵施設に保管中の使用済燃料についても、外気の寒暖のサイクルによって、ジルコニウム合金の燃料被覆管に析出している水素化物が周方向から径方向に向きを変えることで強度が低下すること、稀少ではあるが、ステンレス鋼製のキャニスターの溶接部には応力腐食割れによる亀裂が発見されており、何を技術的な根拠として 60 年間にわたる確信を明言できるのか、さらに、たとえ 60 年間について安全だとしても、その先はどうなのかという疑問に対して答えになっていない。そのような弱点を考慮すれば、2012 年の合衆国控訴裁判所による「無効」の判決は、極めて当然だったように思われる。

長年にわたって「お墨付き」を与えてきた NRC としては、面目を失ったことになるかもしれないが、NRC の行政審判よりも上位にある合衆国控訴裁判所の判決には従わざるを得ず、2012 年 8 月 7 日付の通知 (Memorandum and Order CLI-12-16) が、審査中の認可更新申請 7 件、建設・運転許可申請 12 件、運転認可申請 1 件、敷地認可申請 1 件の申請者ら宛てに送られ、審査は継続するが、承認の決定は当面保留する旨が告げられた。これが、認可更新の承認に関しては、2 年半の空白期間の理由である。

しかしこの後 NRC は、驚くべきスピードとクオリティで、「十分な確信」の裏付けをまとめる作業を行った。その成果をまとめた NUREG-2157 (継続して保管される使用済燃料に関する GEIS) は、本文である 687 ページの Volume 1 とパブリック・コメントへの回答集とも言える 717 ページの Volume 2 で構成され、2014 年 9 月に発行された。

従前の「十分な確信」の根拠は、近い将来に開設される計画だったユッカ・マウンテンの埋設処理施設を当てにしたものであったのだが、今やそれが撤回されてしまったのである。そこで NRC は、①認可寿命を終えてから 60 年以内に埋設処理が可能になる「短期貯蔵」のシナリオ、②同 100 年を要する「長期貯蔵」のシナリオ、③埋設処理施設が得られないため無期限で貯蔵を続けていかなければならぬ「無期限貯蔵」のシナリオを設定し、それぞれに対し、(a) 土地利用、(b) 社会経済、(c) 環境正当性、(d) 気候・空気の清浄、(e) 地質・土壤、(f) 水資源、(g) エコロジー、(h) 歴史・文化資産、(i) 騒音、(j) 景観、(k) 廃棄物管理、(l) 輸送、(m) 公衆と従事者の健康、(n) 事故、(o) 破壊工作、の各項目についての影響を考慮し、軽度、中度、重度の 3 段階で評価を行った。

結果は、全てが「軽度」とはなっておらず、シナリオと評価項目によっては、「中度」、「重度」の含まれるため、「個別に議論をする問題ではない」という門前払い調は従来からさほど変わっていないものの、10CFR51.23 も改訂され、NUREG-2157 に述べられているが如しとの趣旨になっている。

NRC は、この問題に対するパブリック・コメントの分析と処理に関してのみを分厚い別冊 (Volume 2) にまとめているように、公衆意見への傾聴には、かなり慎重な姿勢が見受けられる。まずは、前述したシナリオや評価項目などのスコープ (範囲) を設定する段階で、その原案を 2012 年 10 月 25 日付官報で公告し、70 日間のパブリック・コメントを募集した。官報だけではなく、NRC のプレス・リリースも使い、関係する州と (合衆国政府から独立しており、対等な関係の条約のある) 原住部族政府 (Tribal Government) に対しては文書を送り、過去に关心を示したことのある 1,050 の個人と団体には電子メールで周知した。パブリック・ミーティングは 4 回開催し、インターネットや電話によるアクセスも提供した。

2012 年 11 月には、環境保護庁 (EPA) とも会合を開き、規制策定の方向性を協議した。NRA は、それから 10 カ月で本文 (GEIS) のドラフト版を作り、EPA がこれを 2013 年 9 月 13 日の官報で公告し、12 月 20 日までパブリック・コメントを募った。(元々は 75 日の期間としていたが、10 月 1~16 日の期間、連邦政府が活動停止したため延長。) NRC もプレス・リリースを使い、州と原住部族政府には文書を送り、You Tube の動画を発信し、関心のある約 3,000 の個人と団体には電

子メールを送った。パブリック・ミーティングは各地で 13 回開催し、約 1,400 人が参加した。

電子メール、手紙、葉書などによるコメントは、33,100 件におよび、パブリック・ミーティングに参加した 500 人の発言録は 1,600 ページに及んだとのことである。

中断していた更新運転認可証の発給は、漸く以上の手続きの後再開された。一連の混乱の元凶は、ユッカ・マウンテン計画を遂行する責任元の連邦政府(エネルギー省)にあるが、その迷惑を受けたのは、無理をして「十分な確信がある」と言い続ける羽目になった NRC ばかりではない。むしろ約束の期日までに使用済燃料を引取りに現われず、そのため、膨大な量の使用済燃料を敷地内に保管しなければならなくなつた原子力発電事業者の方こそ、直接経済的な損害を受けることになった。結果、この事態に不満を募らせた彼らは、連邦政府を相手に 2010 年までに合計 78 件の訴訟を起こし、それらの請求額は、合計 64 億ドルにも達した。ブルー・リボン委員会の報告書(2012 年 1 月発行)によれば、仮に使用済燃料の受け入れが 2020 年から開始されたとしても、事業者が被る損害額は 208 億ドルに膨れ、以降、毎年 5 億ドルずつ増えていくという。しかし、5 年が経過した今日の状況から推して、これは避ける術のない事態である。

原子力発電事業者の憤懣は、最終処分基金の徴収制度にも向けられた。ユッカ・マウンテン計画が撤回され、具体的な計画が消滅したにもかかわらず、原子力発電 1kWh 当たり 0.1 セントの徴収が続いているのは不当だというのである。連邦政府(やはりこの場合もエネルギー省)に対する訴えは、事業者を代表する米国エネルギー協会(NEI)と、各州の公益事業委員会委員によって構成される米国公益事業委員会委員協会(NARUC)によって起こされ、2013 年 11 月 19 日、審理に当たつた合衆国控訴裁判所(United States Court of Appeals for the District of Columbia Circuit)は、エネルギー省に、新たな最終処分法が決定するまで徴収額をゼロにする旨の案を連邦議会に提出しなければならないと命令した。この判決により、2014 年 5 月に徴収が中断されているが、2016 年 9 月 30 日までの徴収額の合計は 221 億 9,100 万ドルで、利子を加え 467 億 300 万ドルが積み立てられている。

以上、米国における使用済燃料を巡る混乱の歴史の一部について述べたが、ちなみに、遠い過去においては、再処理を主流とする案もあり、実際、ニューヨーク州の西、West Valley には、商用規模の再処理施設が建設され、1966 年から 1972 年にかけて操業された実績もある。ウラン 620 トン、プルトニウム 2 トン弱が回収されている。しかし、再処理を巡っては、その工程において大気中に放出される放射性クリプトン(Kr-85)の蓄積による地球規模の環境問題を環境保護庁(EPA)が指摘しており、より決定的には、1977 年 4 月 7 日、当時のカーター大統領が、核不拡散の観点から無期限禁止を発令し、これがユッカ・マウンテン計画へと向かわせた。

そして現在、トランプ政権の米国では、オバマ大統領が撤回したこのユッカ・マウンテン計画を再び蘇らせようとする動きが出てきている。

## 2.6 再更新

米国で最初に更新された運転認可証が発給されてからすでに 17 年が経つ。また、2009 年で元の運転認可証の期限が過ぎた 3 基のプラントは、更新期間に入つてからの運転が 8 年になろうとしている。米国の規制(10CFR54)は、20 年毎の再更新を認めており、事業者にその意思があるならば、そろそろそのための準備に入つてもよいはずの時期に差しかかっている。

だが、実際のところ、米国における昨今の原子力発電事業は経営が厳しく、廃炉や他の事業者への(かなりの安値での)譲渡が頻繁に行われ、長期計画を練る余裕もなく、60 年から 80 年に向かう認可更新の動きはまだ始まっていない。先に NRC がその準備に取りかかり、2017 年 7 月、標準審査指針(SRP-SRL)と GALL レポート(GALL-SRL)が、それぞれ NUREG-2192、NUREG-2191 として発行されている。ただし、それらの内容は、若干の項目だけを例外に、2010 年 12 月に発行された NUREG-1800, Rev.2 と NUREG-1801, Rev.2 とほとんど同じであり、特に新たな項目が幾つも追加されているというわけではない。

### 3. IAEA のアプローチ

国際原子力機関(IAEA)は、原子力発電所の長期運転に関する下記の指針や関連技術情報を提供しており、概ねその考え方は、米国の認可更新手続きにおける、①スコーピング、②AMP、③TLAA の 3 本立てと同じである。

- Safety Guide No. NS-G-2.12

"Ageing Management for Nuclear Power Plants" (2009 年 1 月)

- IAEA-TECDOC-1736

"Approach to Ageing Management for Nuclear Power Plants"

International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL) Final Report (2014 年 4 月)

- Handbook of Ageing Management for Nuclear Power Plants (2014 年 10 月 28 日)

ただし、一点特徴的なのが、旧態化対策(Obsolescence Management)の言及である。旧態化とは、次々と新しくなっていく周囲の技術、規制・規格・基準、知見から置き去りにされていくことである。たとえば、水銀式のレベル・スイッチ、アスペストのパッキン、PCB の変圧器、鉛を含んだハンダを使った電子基板などは、製造時、廃棄時の取扱い上の安全性から使用が禁止されるようになり、フロンの洗浄剤や冷媒、ハロンの消火剤などは、環境保護から観点から使用が制限、あるいは禁止されるようになり、リレー回路やペン式記録計は、デジタル化によってそれぞれ PLC、デジタル記録計で置き換えられるようになった。そのため、そのような時代の変化に追従しない場合、予備品が入手できなくなるなどの問題が生じることになる。

しかし、ここでの旧態化の問題点は、単にそのようなハード上のことでなく、新たに制定、改訂される規格や指針の適用、バックフィットの遅れなど、ソフト面も含んでいる。

上記の IGALL は、経年劣化管理に関する 18 カ国(アルゼンチン、ベルギー、ブラジル、カナダ、チェコ、フランス、ドイツ、ハンガリー、インド、日本、メキシコ、ロシア、スロバキア、スペイン、スウェーデン、スイス、ウクライナ、米国)の実態について、特徴をまとめたものであるが、その中で、スロバキアが行っている旧態化対策について、以下が掲げられている。

- 安全解析書の更新
- 劣化問題に関する最新の国際的な知見の活用
- 規格・基準の見直し
- 新技術、新材料、新設計に関する情報入手

IAEA は、原子力発電施設を所有する加盟国に対する支援の一環として、様々なピア・レビューを行っているが、長期運転の安全性についてもその対象として掲げており、これを行う場合の指針を定めている。旧態化対策は、その中でもレビュー項目として掲げられている。

- SALTO Peer Review Guidelines

"Guidelines for Peer Review of Safety Aspects of Long Term Operation of Nuclear Power Plants" (2014 年 1 月)

## 4. 日本の認可更新における共通の問題点

### 4.1 日本の認可更新

日本において「運転期間延長認可」と呼ばれている認可更新は、経年劣化評価とその結果に基づく保守管理計画の策定(高経年化対策)とは別の手続きとして定められ、後者については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」の第八十二条において、当該プラントの年齢の段階に応じて、下表の趣旨となっている。そのため、認可更新を行う事業者は、その手続きとは別に並行して、所定の経年劣化の評価も実施し、その結果に基づいた保守管理計画を、現在有効な認可証が満了する40年目を迎えるまでに策定することが求められている。

ただし、認可更新が40年目の手続きであるのに対し、最初に行う経年劣化の評価とその結果に基づいた保守管理計画の策定、すなわち高経年化対策は、その10年前からすでに始まっている。これは、すでに高経年化対策の運用の実績をたっぷり積み、それを活かして40年目に認可更新の手続きに臨むという意図であるものと見受けられる。

プラント年齢	第八十二条	経年劣化の評価範囲	保守管理計画の策定期限
~30年	第一項	30年以降の10年間	30年目
認可更新を行う場合			
30~40年	第二項	認可証期限(20年)満了まで	40年目
40年~	第三項	認可証期限(20年)満了まで	50年目

高経年化対策に関しては、原子力規制委員会は、平成25年5月、「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(「高経年化対策実施ガイド」と略)」を制定し、平成25年12月、平成27年10月、および平成28年11月にその改訂版を発行した。同委員会はまた、平成25年7月には、「実用発電用原子炉施設における高経年化対策審査ガイド(「高経年化対策審査ガイド」と略)」を制定し、平成25年12月、および平成28年11月にその改訂版を発行した。これらはそれぞれ、かつて、原子力安全・保安院が定めていた「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイドライン」と「実用発電用原子炉施設における高経年化対策標準審査要領(内規)」を引き継いだものである。

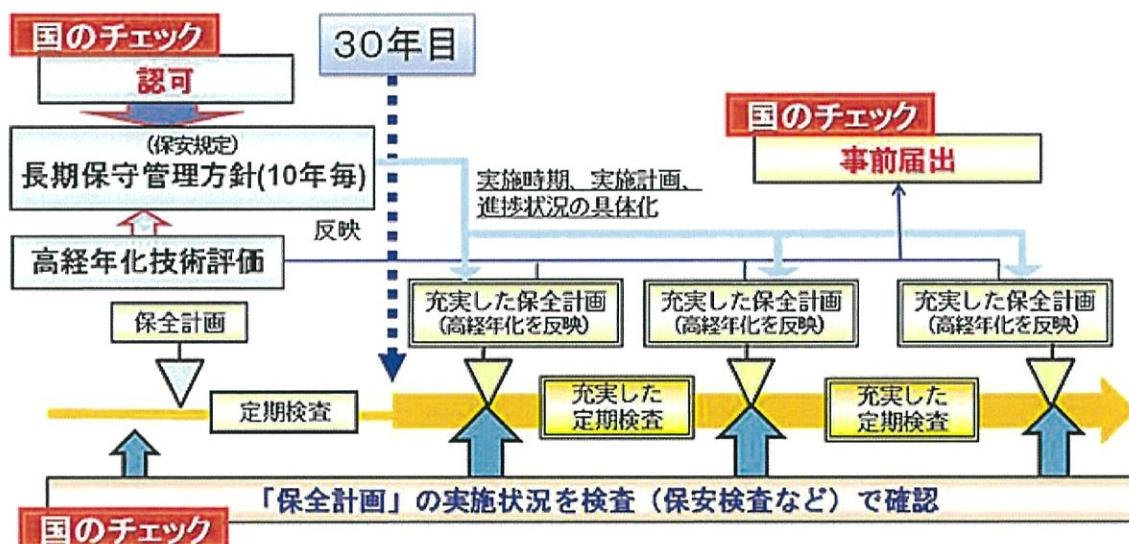
高経年化対策審査ガイドにおいても繰返し説明されているが、事業者は、当該プラントが30年目を迎える時期を最初に、以後10年毎に「高経年化技術評価書」をまとめ、原子力規制委員会に提出しなければならない。そして、この場合の評価プロセスに関しては、日本原子力学会がまとめた「原子力発電所の高経年化対策実施基準(AESJ-SC-P005)(「PLM基準」と略)」を引用できることが、高経年化対策実施ガイドによって認められている。

PLM基準とは、米国のGALLレポートに相当する図書で、2007年に初版が制定され、その後改訂された2008年版が、2010年4月に原子力規制委員会によってエンドースされている。原子力学会は、その後も、2010年追補版、2011年追補版、2012年追補版を経て、2016年3月に

2015年版をまとめ、2016年12月には2016年追補版も発行している。これらの改訂版や追補版は、実機に対する高経年化技術評価からの知見を反映したものであるが、原子力規制委員会の正式なエンドースは受けていない。

事業者による高経年化技術評価は、「長期保守管理方針」として保安規定の中に位置付けられて運用される。一時的な活動としてではなく、ルーチン業務として運営することを意図したものと理解される。

高経年化技術評価についての原子力規制委員会による説明図



一方、認可更新に関しては、原子力規制委員会は、平成25年6月、「実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイド（「運転延長ガイド」と略）」を制定し、平成25年12月、および平成26年8月にその改正版を発行した。同委員会はまた、平成25年11月、「実用発電用原子炉の運転期間の延長の審査基準（「運転延長審査基準」と略）」を制定し、平成28年11月にその改訂版を発行した。

運転延長ガイドには、認可更新の申請書に含めなければならない内容として、①運転開始後35年以降に実施した「特別検査」の結果、②劣化状況に関する技術評価（すなわち TLAA）、③TLAAを踏まえた保守管理方針（すなわち AMP）を含むことが定められている。

このうち、特別検査を行う対象の機器・構造物とは、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、およびコンクリート構造物であるが、具体的な部位、検査を行うにあたって着目すべき劣化事象、点検方法については、PWR プラントと BWR プラントに対してそれぞれ示されている。

劣化状況に関する技術評価が求められる対象事象または評価事項、並びに、それらに対する要求事項については、運転延長審査基準に示されている。劣化メカニズムとしての評価対象事象としては、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(IASCC)、2相ステンレス鋼の熱時効(CASS の熱脆化)、電気・計装設備の絶縁低下、コンクリートの強度低下(熱、放

射線照射、中性化、塩分浸透、アルカリ骨材反応、機械振動、凍結融解)、熱によるコンクリートの遮蔽能力低下、腐食や風などによる疲労に伴う鉄骨の強度低下、その他の事象を考慮し、さらに、経年劣化を考慮した耐震、耐津波の安全性評価を行うことが求められている。

そもそも、発電用原子炉を運転することができる期間については、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第四十三条の三の三十二第一項により、最初の使用前検査に合格した日から起算して40年とされているが、同第二項と第三項により、1回だけに限り最長20年まで延長することができ、その許可を受けるためには、原子力規制委員会に許可の申請をしなければならないことが定められている。そして、同法律を受け、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」の第一百十三条により、上記の申請をする場合、当該期間の満了前一年以上一年三月以内に、申請書を原子力規制委員会に提出しなければならないことが定められ、第一百四条により、延長期間の運転に伴う劣化を考慮した上でも、所定の技術基準に適合することが求められている。上述の運転延長ガイドと運転延長審査基準とは、これに必要な手続きのために用意されたものである。

## 4.2 米国との比較

第2項においては、米国における認可更新の手続きと、関連する規制インフラや技術知見の整備状況、実際の審査の状況などに関して述べたが、それらと対比しながら、第4.1項に概述した日本の認可更新における欠落点や軽薄な部分を以下に抽出する。

### 4.2.1 制度上の違いと問題点

#### 環境審査

米国においては、認可更新の機会に行う環境審査は、安全審査と並ぶ重要な手続きと位置付けられているが、日本においてはこれが行われていない。

米国においては、使用済燃料の最終処分方法が用意されているのか否か、当分、あるいは永久にそれが用意できない場合、使用済燃料を安全に保管し続けることができるのかといった問題を真剣に議論しており、根拠の曖昧なNRCのWCDを連邦裁判所が適当と認めない判決を下しており、これを是正する期間、NRCが申請者に対して認可更新の承認を凍結する事態が生じている。

日本においては、関心が低い問題のようではあるが、最終処分方法は言うに及ばず、暫定的な処分方法さえもがいつまでも定まっておらず、たとえば、廃炉を決定後も使用済燃料プールが長い期間にわたって使い続けられる場合には、使用済燃料プールの水密性、水位計、放射線モニターの健全性、コンクリート構造物の耐震性が、それだけ長く劣化に耐え、維持されていかなければならぬことを意味する。

そのように、使用済燃料の処分方法が定まらないことで、経年劣化の評価をいつまでの期間に對して行うべきかという重要な条件を、一部の評価対象機器・構造物に対して設定できなくしてしまっている。したがって、日本においても、いつまでもこの議論を行わなくてもよい正当性があるようには思われない。

原子炉事故による影響評価は、米国においては以前から、①急性障害による死者数、②がんや白血病による晩発性障害による死者数、③資産の損害について行われてきた。日本においても、福島事故の経験を踏まえ、原子炉事故の影響を環境評価の一環として、ある程度は事前評価しておく必要がある。

#### 規制インフラの整備

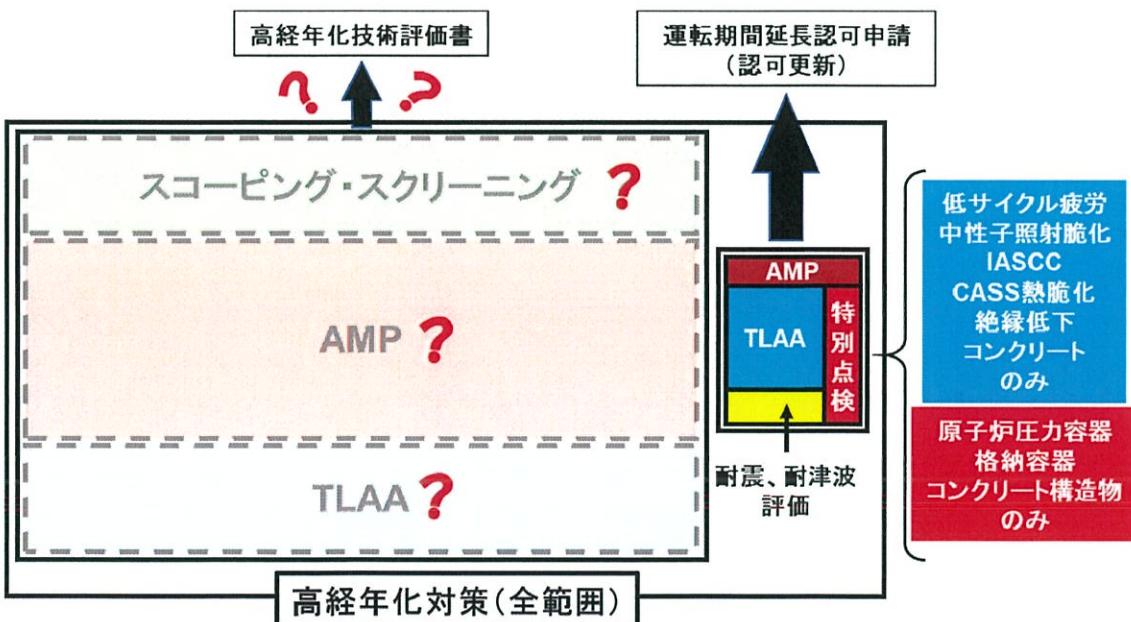
日本においては、認可更新の審査を体系的に共通基準で行うための標準審査指針と共通項目に対する見解のまとめが細かいレベルまで整備され、公開されていない。そのため、高経年化の評価において、事業者がその範囲をどのように設定し、どのような基準や根拠に基づいて評価、判定をしたのか、一方、原子力規制委員会が、その審査の過程で、事業者のプロセスに見落としがないことの確認をどのように行ったのか、承認にあたって、事業者はどのような義務を負っているのかなど、明確な部分が一部に限られ、大部分が不明確である。明確な部分とは、認可更新に

あたっての特別検査と劣化状況に関する技術評価(TLAA)に関してで、不明確な部分とは、これらの範囲に含まれていない高経年化対策全般のAMPとTLAAに関してである。

米国においては、事業者のスコーピング・スクリーニングやAMP、TLAAの手法を統一し、安全審査を合理的に行うため、GALLレポートが重要な役割を担っている。逆に、GALLレポートがないことには、事業者のスコーピング・スクリーニングやAMP、TLAAの手法も各社がばらばらとなり、安全審査に膨大な時間が費やされてしまう。

日本でのGALLレポートに相当するものとして、原子力学会の制定したPLM基準(AESJ-SC-P005)があり、その2008年版に対し、当時の原子力安全・保安院/原子力安全基盤機構がレビューし、技術評価書を作成していくエンドースしている。同技術評価書を含む幾つかの資料に基づいて推測する限り、このPLM基準は、事業者にとってかなり役には立つ。しかし、筆者自身、このPLM基準を入手して精査したわけではないが、GALLレポートのように、その内容が実務レベルまで十分にブレークダウンされていないように思われる。ちなみにGALLレポート(NUREG-1801, Rev.2)が867ページであるのに対し、PLM基準の場合、最新の2015年版でも140ページ、2016年追補版が29ページのボリュームとなっている。

いずれにしても事業者は、原子力規制委員会の定めた高経年化対策実施ガイドや原子力学会のPLM基準にしたがってスコーピング・スクリーニングやAMP、TLAAを行い、運転を開始してから30年目、40年目を迎える前に「高経年化技術評価書」をまとめるわけであるが、その中では、全般的なプロセスのフロー・チャートが示されているだけで、スコーピング・スクリーニングによってどのような機器・構造物が選ばれたのか、それら選ばれた機器・構造物の個々に対し、具体的にどのようなAMPやTLAAが適用されているのかが述べられてはいない。



このように、認可更新の申請書の範囲に含まれていない高経年化対策全般に対してのスコーピング・スクリーニングや AMP、TLAA の具体的な内容が、第三者には知ることができず、実際、幾つかの欠落が生じている可能性がある。具体的には、後述する。

### 申請書の提出時期

日本の認可更新における申請書の提出時期に関する規定は、2017 年 9 月の改正以前には、原子力規制委員会による審査期間として 1 年あれば十分であると暗示しており、改正後も幾分長くなっただけである。この点は、米国が 20 年前から提出を受け、「タイムリーな申請」を 5 年前までの提出としていること、審査期間としては、公聴会の開催がない場合で 22 カ月、ある場合で 30 カ月を目安としていることと比べて、顕著な違いとなっている。

日本の審査における事業者と規制者との技術折衝は、米国と比べてかなり集中的で、進捗のペースが速い。日本の審査期間が短い理由は、①範囲がかなり限定的であること、②環境審査がないこと、③スコーピング・スクリーニングに関する現地検査がないこと、④公衆の参加機会がないか少ないと、⑤申請書に最新情報を反映させるため、提出を敢えてギリギリ遅い時期に引き延ばしていることである。

審査期間が短いことのデメリットはいろいろあるが、安全審査における最大のデメリットは、劣化管理の審査対象範囲が狭められていることである。すなわち、かなりの部分が高経年化対策の範囲として事業者の活動として移譲されており、その部分の中身が見えない。

### 現地検査

認可更新に対する日本における安全評価は、基本的には書類審査のみである。しかし、安全審査における重要な 3 本柱は、①スコーピング・スクリーニング、②AMP、③TLAA であり、このうち①スコーピング・スクリーニングに関して欠落があった場合には、そもそも審査が行われる機会が失われてしまう。

そこで米国においては、審査の申請があつてからの初期段階で、まずは NRC 検査官のチームによる念入りな現地検査(これは、各原子力発電所を訪問しての各種文書の確認の他、施設内の視察[ウォークダウン]も含まれる)が実施され、そのような欠落がないことを確認するプロセスが、全体のタイム・スケジュールの中に盛り込まれている。また、そのような検査の手順が、IP 71002 として制定されている。

さらに、認可更新は一時の審査によって承認され、更新された認可証が与えられるものではあっても、AMP は、更新された運転期間にわたっての約束事であり、規制者は、その内容の実行について、検査活動を通して監視していく必要がある。IP 71003 は、そのための検査手順書である。

規制活動における検査の位置付けは、審査と並ぶものであり、補完するものである。日本の認可更新の手続きにおいては、以上のような米国の検査制度に相当するものが確立されていない。

### トレンド監視

米国においては、認可更新が始まった 2000 年の頃から、スクラム発生頻度、安全設備の作動や故障の発生頻度、漏洩事象の発生頻度、従事者の被曝などに関する統計を分析し、バスタブ曲線を意識した監視と公表を行っている。

このような監視は、事業者による AMP の運用が期待した成果に結びついているかどうかを客観的、マクロ的に確認する方法として有益であり、日本においてもなされるべきである。

### 公衆意見に対するリスク

原子力発電所の認可更新は、地元の住民をはじめ、多くの人々の生活に影響を与える手続きであるため、米国の場合、規制者が承認するまでの過程の要所要所において、規制者による説明会(パブリック・ミーティング)や、公衆が規制者に対して意見を提示する機会(公聴会、パブリック・コメント)が与えられている。公聴会の申し入れ期間は 60 日間、環境評価報告書(SEIS)のドラフト版に対するパブリック・コメントの受付は 75 日間設けられている。

たとえば、Vermont Yankee 原子力発電所に対する SEIS は、NUREG-1437 の補足版 30 として編集されているが、本文の Vol.1 が 316 ページであるのに対し、パブリック・コメントに対する回答には、意見を分類、整理した上で、Vol.2 において 279 ページも割いている。

日本においては、上述した米国の場合のような機会が、公衆に対して開かれていない。

### **4.2.2 技術的な違いと問題点**

米国で、NRC が GALL レポートをまとめるまでに投入されたリソースは、膨大である。基礎となるさまざまな調査・研究を委託した ANL などエネルギー省(DOE)傘下の国立研究所からの支援もそうではあるが、たとえば、原子炉圧力容器内の炉心支持構造物や炉内構造物に対する検査、欠陥評価などの指針に関しては、BWR については EPRI/BWRVIP が、PWR については EPRI/MRP が、それぞれの豊富な技術情報と運転経験に基づく知見をまとめて指針を編纂しており、GALL レポートにおいては、それらも AMP の中で、積極的にエンドースされている。

日本は、そのような米国の技術情報を、かなり最近までのものも含めて有効に活用しているように見受けられ、対策も実施しているが、その一方で、たとえば以下の取組みに関してなど、不完全で部分的なところ、実務レベルへの展開が消極的なところもある。

### 環境促進疲労(EAF)

金属疲労が、原子炉水のような腐食環境においては顕著に加速されることがわかり、そのことを考慮し、補正した疲労評価が行われるようになった。日本も、そのような流れを受入れている。

米国においては、このような評価方法の変更により、疲労累積係数が 1 を超えてしまう箇所が各所に発生してしまっているが、疲労モニター(EPRI の FatiguePro<sup>TM</sup>など)を導入することで、実際の疲労累積係数を注意深く監視し、検査を強化していくという AMP の方針のようである。疲労モニターは、米国のみならず、ブラジルの PWR プラントなどでも積極的に導入を図っている。

日本においては、疲労累積係数が 1 に達しないよう温度揺らぎを緩和するための改造や、応力集中係数を小さくする溶接形状への変更などを実施している。しかし、実際には、予想とは異なる過渡現象も起こり得ることから、実測が優る。

#### 原子炉圧力容器の照射脆化と PTS

これは、厳密さを求めた場合、複雑さと不確定さによって議論が混迷する著しい難問であり、米国では、単純な判定基準として、縦溶接、板材、鍛造材に対しては華氏 270 度(132°C)、周溶接に対しては華氏 300 度(149°C)を関連温度( $RT_{PTS}$ )に対して規定している(10CFR50.61)。しかし、高経年化に入り、この保守的な判定基準が守れないプラントも数多く出てきたことから、この従来の決定論的基準に対する確率論的な代替基準(10CFR50.61a)が考案され、2010 年に施行された。代替基準においては、確率論的破壊力学(PFM)の解析コード(FAVOR)が用いられる。

日本は、上記いずれの基準も取入れておらず、事業者に、プラントの供用状態(レベル A~D)に対するケース・バイ・ケースの解析を求めている。しかし、そもそも、原子炉設計の最も基本となっている ASME 規格でさえ、該当箇所である Section XI、Appendix G、Article G-2000において、レベル C(異常事象)とレベル D(設計基準事故)に関しては、制定を避けてしまっているくらい規格化が難しい。それと言うのも、解析結果が、想定する異常や事故のシナリオ、欠陥のサイズと形状、解析コードの種類、材料の破壊靭性値の温度曲線によって大きく異なるためである。

日本においては、大破断 LOCA、小破断 LOCA、主蒸気配管破断、二次冷却系除熱機能喪失のようなシナリオと、亀裂としては、深さ 10mm 長さ 60mm(アスペクト比 1/6)の半楕円欠陥を想定しているが、IAEA-TECDOC-1627(2010 年 2 月発行)によれば、もっと厳しいシナリオもある。

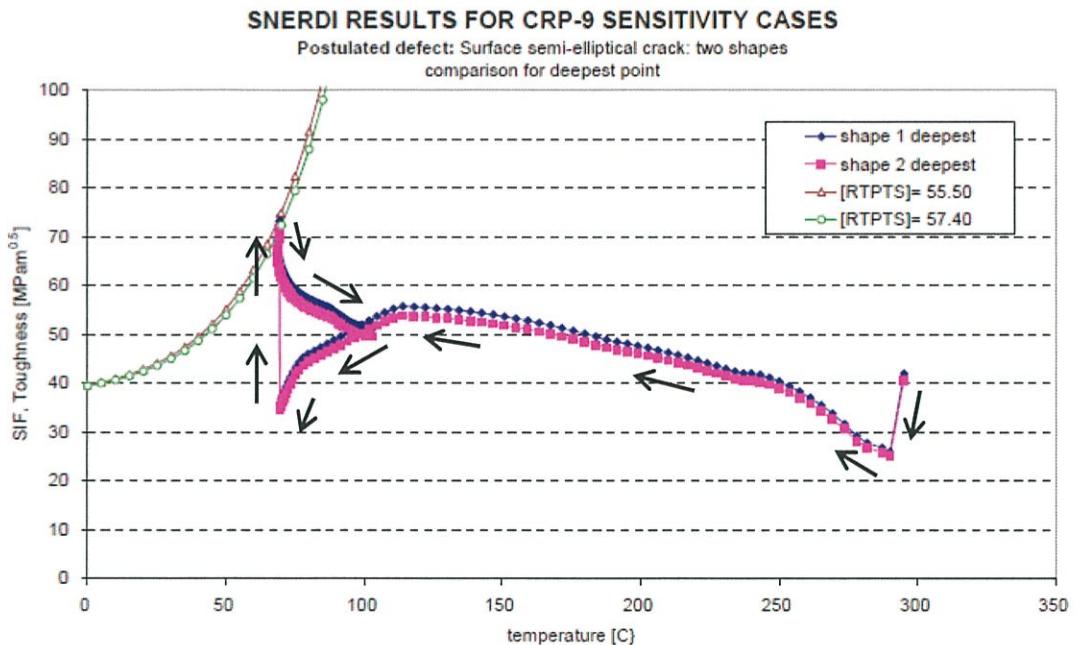
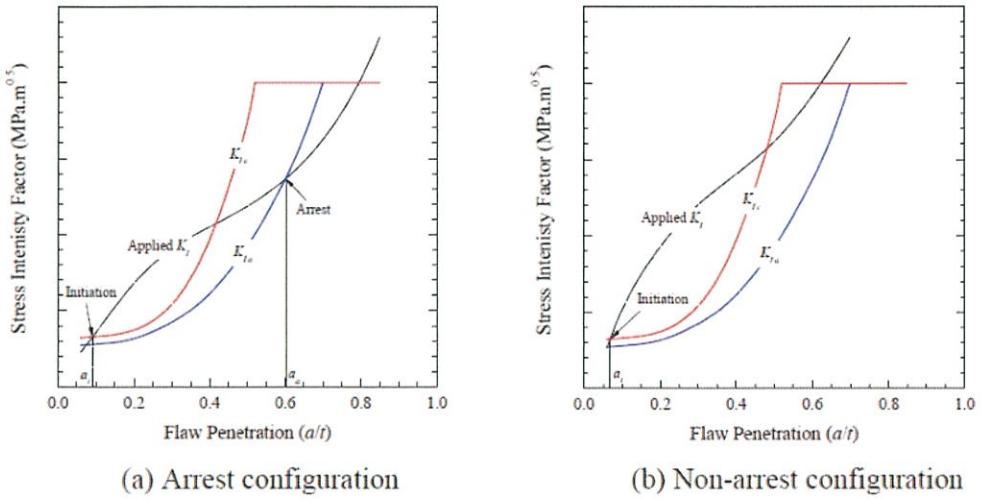


FIG. B73 – Sensitivity study, SNERDI, effect of crack shape (shape 1 vs. - shape 2), deepest point.

それは、たとえば、加圧器の安全弁が誤動作によって開となり、それに伴って原子炉圧力容器の圧力が低下するも、その後暫く経つから誤動作が解除されて閉止され、再加圧される場合である。この場合、初期亀裂をこじ開けようとする力(応力拡大係数、 $K_I$ )は、安全弁の誤動作による減圧と共に瞬間に低下するが、徐々に原子炉圧力容器の内面が冷却されていくことで熱応力が発生し、それと共に  $K_I$  が上昇し、やがてピークを迎える。その後、原子炉圧力容器の温度が全体的に均一化していくことで熱応力が低下していくが、そこで突然安全弁が閉止することで原子炉圧力容器の圧力が急上昇し、 $K_I$  が跳ね上がる。(以上、前掲の図中の矢印を参照。)このときの跳ね上がりが大きく、原子炉圧力容器の材料の破壊靭性値( $K_{Ic}$ )を上回る場合には、原子炉圧力容器の亀裂が進展する。前掲の IAEA-TECDOC-1627 によれば、代表的な PWR プラントの場合、再加圧のタイミングが、減圧から 3650~4200 秒後に発生した場合が最も厳しいという。

ただし、この場合の亀裂が、一気に原子炉圧力容器を引き裂いてしまうとは限らない。進展した亀裂先端部の熱応力が減少し、 $K_I$  が減少する。しかし、 $K_{Ic}$  を下回ったとしてもすぐに亀裂進展が止まることはない。静止した亀裂が押し抜けられるときに抵抗する破壊靭性値( $K_{Ia}$ )よりも、進展中の亀裂を再び静止状態に戻す破壊靭性値( $K_{Ia}$ )の方が小さいため、一度走り出した亀裂は止まり難いからである。原子力規制委員会は、期間延長審査基準において、このような難度の著しく高い解析による判定にさえ言及し、「母材厚さの 75%を超えないこと」と定めている。



大破断 LOCA をシナリオに含めていながら、上記の故障シナリオを排除できる根拠はない。

しかし問題は、いきなり事業者に対して以上のような難解な解析をケース・バイ・ケースで求め結果を得たところで、それが十分信頼できる PTS に対する安全の担保になるのかということである。このようなアプローチは3番手に回し、まずは、1番手と2番手として、米国の 10CFR50.61 と 10CFR50.61a の基準を適用するべきである。あるいは、どうしてもこのアプローチを用いるにしても、10CFR50.61 の基準によるダブル・チェックを追加するべきである。この場合、関連温度( $RT_{PTS}$ )の算出式が日米で異なることも利用し、両方式による計算結果を照合することで、用いられる算出式にかかわらず、制限値を満足しているか否か確認することも行うべきである。

## 照射脆化·熱脆化

照射脆化は、この現象自体が直ちに悪影響をもたらすものではなく、破壊靭性値の低下に伴い、より軽微な欠陥に対しても、衝撃に対する耐久性が低下する可能性が問題となる。しかし、そのような衝撃も、過渡現象や設計事故に伴う荷重、熱衝撃、地震などによって発生する場合があり、重要な TLAA の対象項目となっている。原子炉圧力容器の低合金鋼に対する監視は、その重要度の高さから、従来から入念に行われてきたが、最近は、炉心支持構造物や炉内構造物に使用されているオーステナイト系ステンレス鋼(CASS)の照射脆化、およびそれらの部材やPWR の原子炉圧力バウンダリを構成する部材の熱脆化に対しても、より関心が注がれている。

米国における研究は現在も進行中で、照射脆化の閾値の問題、照射脆化と熱脆化の相乗効果の問題などに関して、規制側と産業界側の意見も一致に至っておらず、水環境での破壊靭性値が気中に比べて顕著に低下すること、水環境においては歪み速度の低下と共に低下することなど新知見の発見も報告されており、熱脆化と水素脆化の相乗効果の説も提唱されている。

炉心支持構造物や炉内構造物の CASS に対しては、原子炉圧力容器の材料に対してとは異なり、高速中性子の照射量が実測されているわけでもなく、サベイランス用の試験片があるわけでもなく、外観を観察しても変化が現れるわけでもないため、とにかく亀裂などの欠陥の早期発見に努める必要がある。米国では、EPRI/MRP の指針 MRP-227 が重要な役割を果たしているが、

日本においては、同等な指針を制定するための組織が、産業界にも規制側にもないため、そのような積極的な活動もない。

炉心支持構造物や炉内構造物における照射誘起応力腐食割れ(IASCC)は、長い潜伏期間の後で現れる可能性がある。しかも、照射量に相関して亀裂進展速度が増すことも確認されており、そのようにして発生し進展する欠陥に、地震や LOCA などによる大きな衝撃力が作用した場合には、脆性破壊を起こす可能性がある。したがって、そのような警戒感をもって、炉心支持構造物、炉内構造物の CASS 部材に対する AMP を運用しなければならないはずであるが、日本においては、そのような認識が共有されているように見受けられない。

なお、原子力規制委員会は、期間延長審査基準において、「2 相ステンレス鋼」との表現を用いているが、これは、オーステナイト系ステンレス鋼(CASS)だけでなく、ステンレス鋼溶接部も含むと解釈される。実際、両者を含むのは適切であるが、CASS だけに限定されないよう、明確に示すべきである。また、一般には BWR プラントの運転温度は、この評価の対象領域未満であると理解されるが、その点についても明確にされるべきである。さらに、炉内支持構造物と炉内構造物に対しても、中性子照射脆化との相乗効果についても考慮すべきことが言及されるべきである。「亀裂進展抵抗が亀裂進展力を上回ること」の要求については、亀裂進展抵抗が  $K_{Ic}$  なのか  $K_{Ia}$  のかについて明確にするべきである。

さらに、原子力規制委員会は、高経年化対策実施ガイドと高経年化対策審査ガイドにおいて、耐震安全性評価を行う際、「経年劣化を加味して」評価を行うことを求めている。このことは、予想される脆化の進行状況によっては、弾性材料であることを前提とした従来の耐震評価だけでは不十分で、新たな破壊力学に基づく耐震評価も追加する必要があることを示唆している。この要求は、2 相ステンレス鋼だけに限られるべきではない。高い照射量( $> 3 \times 10^{20} \text{ n/cm}^2$ )を受けたオーステナイト系ステンレス鋼(JIS 材料では SUS304、SUS304L、SUS316、SUS316L など)の板材や鍛造品に対しても当て嵌まる。

#### 電気・計装設備の絶縁低下

電気ケーブルの経年劣化は、温度と放射線による絶縁材料の劣化によって決まるが、設計寿命にわたる耐久性の事前確認は、実際の現場の環境に基づいて、これをアレニウスの法則によって加速した条件を設定した環境認定(EQ)試験によって行われる。ところが、原子力発電所の供用期間中においては、さまざまな改造工事が実施され、元の環境が変化する場合がある。

たとえば、換気系のダクトの布設が変えられて、格納容器内にホット・スポット(局所的な高温部)が生じていたことが発覚したこともある。そのような箇所に布設されているケーブルは、劣化が早められることになる。また、やはり改造工事によって、電線管やケーブル・トレイに新しく別のケーブルが追加される場合があるが、ケーブルの発熱によって、当初の EQ 試験の際に想定した温度を上回る可能性がある。このような EQ 試験の条件からの逸脱は、特に布設されたケーブルに大きな張力が働いている場合や最小曲げ半径で曲げられている箇所においては、より厳しく影響するものと思われる。

電気ケーブルに対する TLAA や AMPにおいては、以上についての考慮も必要なだけ、日本においては、十分な現場の確認がベースになっていない。

なお、原子力規制委員会は、期間延長審査基準において、設計基準事故環境下のみならず、「重大事故等環境下」においてまで、電気・計装設備の絶縁低下が有意に低下しないことを求めている。しかし、ここでの重大事故等環境として、もし、重大事故時における格納容器の最大圧力に対応する水蒸気の飽和温度を顕著に上回るような局所的高温(たとえば、400°C以上)までも想定するならば、MI ケーブルなどの特殊な仕様のケーブルを採用しない限り、このような要件に適合することは著しく困難である。

「重大事故等環境下で機能が要求される電気・計装設備」の代表的なものとしては、逃し弁(BWR プラントでは主蒸気逃し弁、PWR プラントでは加圧器の PORV およびブロック弁と蒸気発生器の PORV)を作動させるための設備として、電気ケーブル、電磁弁、アクチュエータ(蓄圧器)も含まれる。従って、注目すべきは、電気ケーブルの絶縁低下ばかりではない。また、電気ケーブルの絶縁低下を懸念するにしても、乾燥した環境に関してばかりであってはならず、格納容器スプレーの使用を考慮し、高温によって劣化(硬化、脆化)して表面にひび割れが生じているかもしれないところにスプレー水(淡水、海水)が散水される場合も考慮されなければならない。

高温による影響としては、電磁弁の電気コイルの抵抗(リラクタンス)が増加することにより磁力の低下もある。磁力が低下して電磁弁が作動しなければ、電気ケーブルの絶縁抵抗が低下していなくても、期待する機能が得られない。また、電磁弁には、細かいゴム系の部品(O リング、ガスケット)が含まれており、それらが熱で損傷すれば、やはり電磁弁が作動しない。あるいは、アクチュエータのピストンに使われているシール材が熱で損傷し、中に蓄積している窒素ガスなどを漏出てしまえば、電気ケーブルや電磁弁が正常でも、やはり逃し弁を作動させることはできない。駆動部の潤滑剤(潤滑油、グリス)が流出し、または固化することで固着し、作動が妨げられる可能性もある。

以上のように、ここでの電気ケーブルの絶縁抵抗低下への限定は、中途半端な要件である。

一方、原子力規制委員会の高経年化対策実施ガイド、高経年化対策審査ガイドによれば、これらの評価対象として選ばれている機器は、消耗品や定期取替品を除く重要度分類クラス 1、2 および 3 に該当する機器および構造物ならびに、常設重大事故等対処設備に属する機器などに加え、「高温・高圧の環境下にある機器」も含まれている。

「高温・高圧の環境下にある機器」とは、要は、最高使用温度が 95°Cを超えるか、最高使用圧力が 1900kPa を超える環境にあり、原子炉格納容器外に設置され、運転中に作業員等が接近し、破損が起こった場合に火傷等を負わせる可能性のある機器とのことである。これは、2004 年 8 月、美浜 3 号機において、流動加速腐食(FAC)が原因で減肉した復水系配管の破裂により、作業員 11 名が死傷した人身事故を教訓にしたものと思われる。また、この場合の最高使用温度と圧力は、米国における高エネルギー流体系(High Energy Fluid System)の定義(華氏 200 度、圧力 275psig)に依拠したものと思われる。

以上のように、原子力規制委員会は、高エネルギー配管のうちプラント職員や作業員等に危険

を及ぼす可能性のあるものに限定して経年劣化管理の対象に含めるとの趣旨であるが、米国における高エネルギー配管に対する経年劣化対策上の留意点は、その破断(HELB)に伴って悪化する環境に曝露されるおそれのある安全系の機器に対し、これを考慮したEQ試験を行つておくことの方である。日本においては、耐HELBのEQ試験が要求されておらず、経年劣化管理の範囲から欠落している。

#### コンクリートの強度低下

蒸気発生器の交換工事などで、鉄筋コンクリート製の格納容器に大きな搬入口が空けられた履歴のあるPWRプラントで、特にその際、テンションの弛緩と緊張を行つた履歴がある場合には、コンクリートの内面に剥離が生じていなかつたか当時の記録を確認するか、改めてそのような点に注意を払つた非破壊検査を行うことも追加すべきである。

#### 地下水のモニタリング

米国の原子力発電所においては、埋設配管、埋設タンクの劣化、漏洩が、定期的に実施されている地下水のサンプリング、分析の結果から、不測の放射性物質(特に、トリチウム)の検出によって、発覚したケースが幾つかある。

そのような事態が長期間放置された場合、当該部の劣化がさらに進行するだけでなく、地下水流に乗つて、敷地内の土壤を広い範囲で汚染させる可能性があり、そのまま敷地の外にまで流出させてしまう場合もある。また、そのような汚染の拡大は、将来の廃炉においても、緑地復旧のコストを引き上げる要因になる。

そこで米国では、敷地内の地質構造や地下水流を考慮して、膨大な箇所数に地下水を採取して分析するためのサンプリング井戸を設け、定期的に採取し、分析を実施している。そのような分析によって地下水汚染が検出された場合には、できるだけ早く漏洩箇所を特定して隔離すると同時に、サンプリングの範囲を拡大し、頻度を上げ、汚染範囲を把握し、汚染水を回収する。

日本においては、地下水流が大量で、汚染がより速く拡大し易いにもかかわらず、かつ、規制上の要求はあると解釈できるにもかかわらず(敷地外への放射性物質の放出に対する濃度監視の規制が存在し、その場合の敷地境界線は、地表から地下に投射して考えるべきなのであるが)、そのような地下水のモニタリングが全く、または十分に実施されていない。

#### スコーピングからの欠落

米国においては、認可更新での安全審査の対象とする構造物、系統、機器の範囲が規制(10CFR54)によって定義されてはいるが、申請者である事業者によって見落とされる可能性もあることから、NRC検査官によって現地で確認されることになっている。

たとえば、審査対象には、火災防護に関する設備も含まれことになっているが、その範囲には、消火水が放水された場合の排水に必要な床ドレン系も含まれる。たとえば、床ドレンが閉塞していて十分な排水能力がない場合には、安全系の電気品を水没させてしまう可能性がある。

CO<sub>2</sub> やハロンのような消火ガスを使って消火を行う設計の場合には、ドアのすきまのシールや換気ダクトのダンパーの密閉性も重要である。したがって、消火設備に対する AMP には、そのような消火設備の支援設備の劣化管理についても含まれることになる。

火災が発生した場合の原子炉の安全停止(高温停止)の確保と維持に必要な系統だけでなく、その関連回路も漏れなく特定することは、大変な労力と注意深さが必要な作業で、それでも見落としが生じやすい。

日本における経年劣化に関する技術的評価の対象は、以下のように、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」の第八十二条第1項に、第一号から第十六号まで列記してあるが、実際の選出作業において、たとえば以上に述べたようなレベルまで、「火災防護に関する設備」の範囲を明確に特定するのに役立つとは思われない。同じような懸念は、米国では 10CFR50.54 に規定している ATWS、SBO、EQ 試験、PTS 対策に関連した機器・構造物についても当て嵌まる。炉心支持構造物だけでなく炉内構造物も含むのかについても不明確である。

- 一. 工学的安全施設並びに原子炉停止系統への作動信号を発生させる機能を有する機器及び構造物
- 二. 事故時における発電用原子炉施設の状態を把握するための機能を有する機器及び構造物
- 三. 中央制御室外から発電用原子炉施設を安全に停止させるための機能を有する機器及び構造物
- 四. 原子炉冷却材を保持する機能を有する機器及び構造物であって、安全上重要な機器等でないもの
- 五. 原子炉冷却材を循環させる機能を有する機器及び構造物
- 六. 放射性物質を貯蔵する機能を有する機器及び構造物
- 七. 電源を供給する機能を有する機器及び構造物であって、安全上重要な機器等でないもの
- 八. 発電用原子炉施設を計測・制御する機能を有する機器及び構造物(第一号に掲げるものを除く。)
- 九. 発電用原子炉施設の運転を補助する機能を有する機器及び構造物
- 一〇. 原子核分裂生成物の原子炉冷却材中への放散を防止する機能を有する機器及び構造物
- 一一. 原子炉冷却材を浄化する機能を有する機器及び構造物
- 一二. 原子炉圧力の上昇を緩和する機能を有する機器及び構造物
- 一三. 出力の上昇を抑制する機能を有する機器及び構造物
- 一四. 原子炉冷却材を補給する機能を有する機器及び構造物
- 一五. 緊急時対策を行う上で重要な機器及び構造物並びに異常状態を把握するための機能を有する機器及び構造物
- 一六. 常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物

したがって、スコーピング・スクリーニングに関しては、概念的なフロー・チャートだけでなく、より実務に適したガイドラインを制定し、それを適用した場合の実例もなるべく詳細に示し、最終的には、個別にウォークダウンを含む現地検査を行って確定するべきなのであるが、現行の日本の規制においても、実際の審査プロセスにおいても、そのようにはなっていない。

#### 4.3 福島事故からの教訓

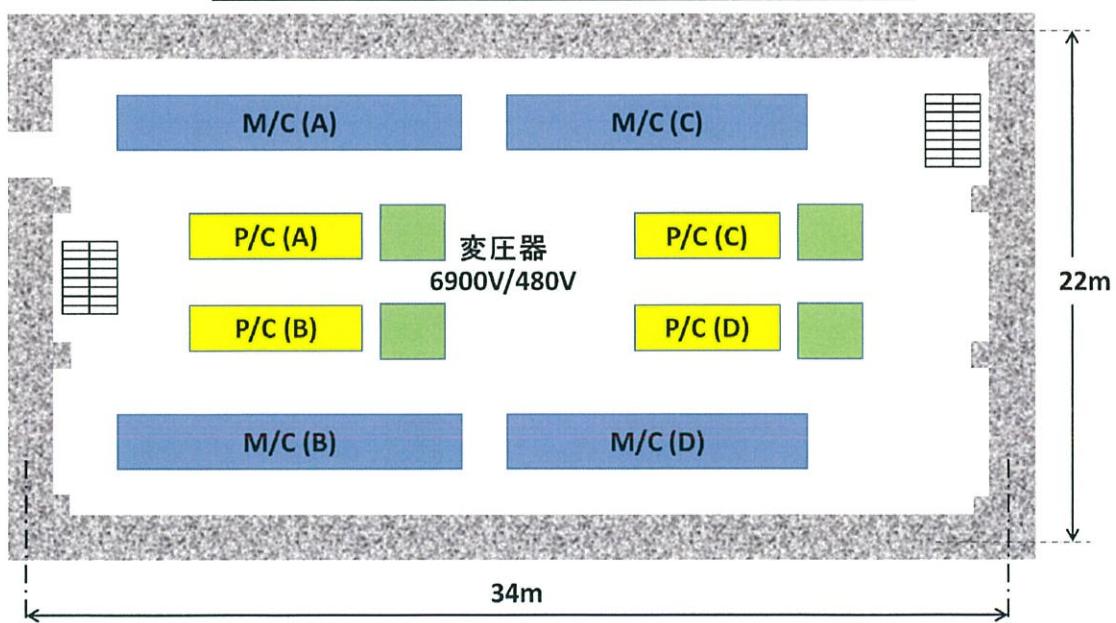
福島事故の原因は、津波による電源喪失である。

この見解については、反論の根拠とされる矛盾した観察や不可解なできごとが幾つかはあるものの、根本的にこれを覆す有力な仮説があるわけではなく、国際的に一致した総括となっている。ただし、①「津波」の直撃をゆるしたもの、②「津波」と「電源喪失」を繋ぐもの、③「電源喪失」から「原子炉事故」へと導いたもの、④1基のみならず当時運転中だった全3基に拡大させたもの、がそれぞれ何だったのかを見ていくと、認可更新の議論においても重要な幾つかのポイントが明らかになる。

まず、津波の直撃をゆるしたものは何だったのか。プラント建設設計画の当時、設計基準を設定するにあたり、地震に関してはカリフォルニア州のエル・セントロ地震(1940年5月18日)の地震波を活用したり、津波に関しては地球の裏側で発生したチリ地震(1960年5月23日)の津波の記録を使ったりと、当座の間に合わせのデータに基づいていた。しかし、福島第一原子力発電所の設計基準として使い続けるにはかなり非保守的で、大幅な引き上げが必要であったのだが、そのためのアクションが消極的で、旧態が温存された。設計基準が積極的に見直しされなかつたため、対策もなおざりになった。IAEAが掲げる旧態化対策(Obsolescence Management)が働いていなかつた例である。

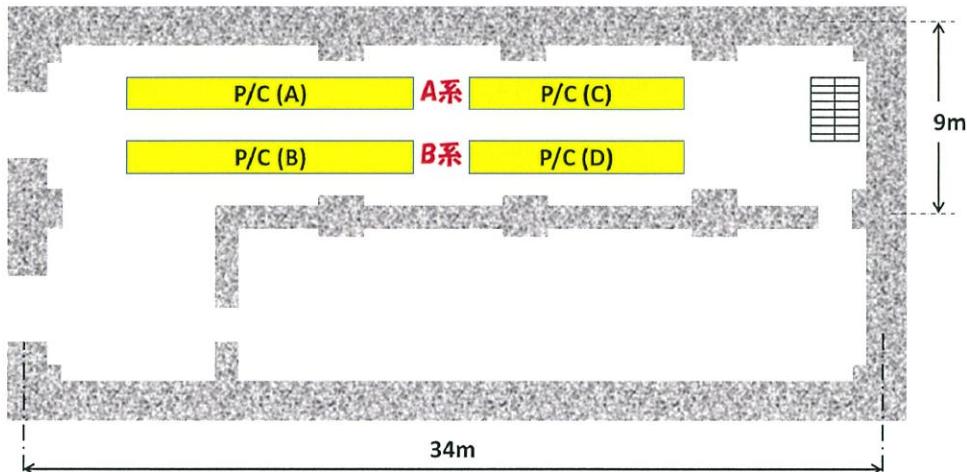
津波と電源喪失を繋ぐものは何だったのか。これには、配置設計の旧さが大いに関わっている。水没、被水によって非常用ディーゼル発電機を喪失したことでも重大ではあったが、非常用電源を配電する電源盤の全て、あるいはほとんどを、ほぼ同時に喪失したことによって、急いで調達した代替電源も有効に活用することができない状況となってしまった。本来、物理的に隔てて設置されているべきだった多重系の電源盤が、同室内に配置されていたためである。

福島第一原子力発電所 3号機の電源盤(M/C, P/C)の配置



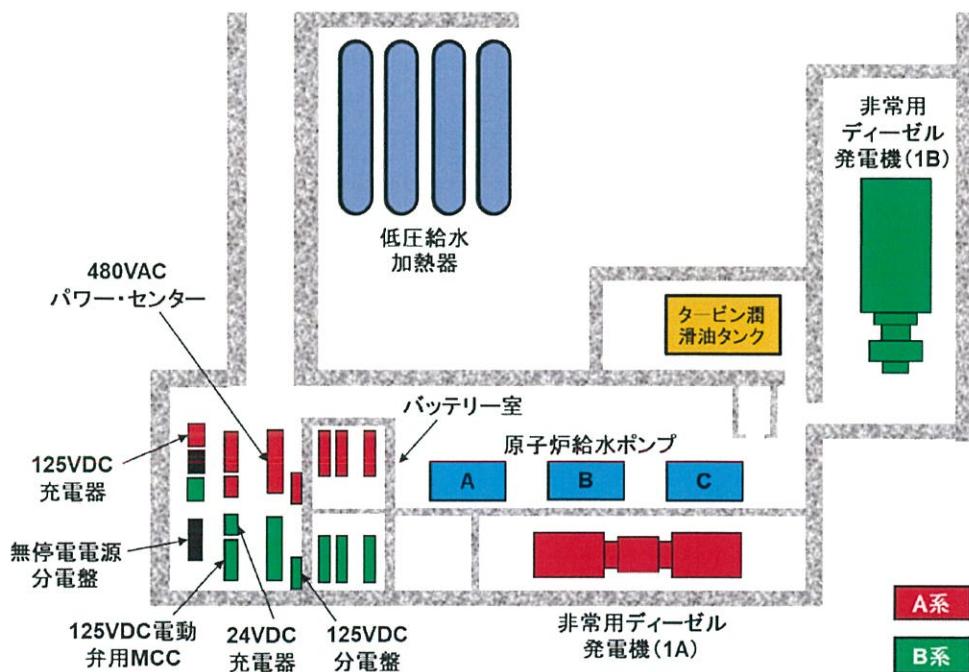
たとえば、3号機の場合、6900VのA系(M/C(A)とM/C(C))の電源盤が、同B系(M/C(B)とM/C(D))の電源盤と同室にあり、それぞれの下流に位置する480VのA系(P/C(A)とP/C(C))の電源盤は、同B系(P/C(B)とP/C(D))の電源盤と隣接してしまっていた。このような不適切な配置は、4号機の480V系電源盤についても当て嵌まっていた。

福島第一原子力発電所4号機の電源盤(P/C)の配置



しかし、これらの例にも増して、致命的に不適切だったのは、福島第一原子力発電所において最古の1号機で、交流だけでなく直流の電源盤が、仕切りもない同一のエリア内に配置されていたのであった。

福島第一原子力発電所1号機の電源盤(交流、直流)の配置



次に、電源喪失から原子炉事故へと導いたものは何だったのか。これには、最新情報への疎さも関係がある。元々、全交流電源の喪失(SBO)は想定内の事象であり、発生から数時間は対応可能である。しかし福島事故の場合、1号機においては、SBOに直流電源の喪失も重なった。しかし、そのような場合でさえなお対応可能であったと米国は述べている。それは、米国では、2001年9月11日の同時多発テロを教訓とし、まさにそのようなケースに備えた対応をすべく、必要な備品を揃え、手順書を用意していたからである。日本においては、そのような情報の収集活動も水平展開もなおざりだったが、これもIAEAが掲げる旧態化対策(Obsolescence Management)が活発に働いていなかった例として指摘できるものと思われる。

最後に、福島事故を当時運転中だった全3基に拡大させたものは何だったのか。それは、1号機が大規模な水素爆発を起こしたことに関係がある。3号機は直流電源の喪失を免れており、暫く原子炉隔離時冷却系(RCIC)が、その喪失後は高圧注水系(HPCI)に引き継がれ、3月13日02時42分まで原子炉を冷却し続けている。2号機の場合には、3月14日13時25分頃までRCICが原子炉を冷却し続けている。これほどの猶予時間が得られていながら、両機とも原子炉事故を回避できなかつたのは、3月12日15時36分に1号機の原子炉建屋が爆発したこと、放射性物質にまみれた瓦礫が周囲に散乱し、環境が著しく悪化したためであった。2011年3月11日までに1号機が運転を終えていれば、あるいはその頃運転していなければ、両機の事故対応が成功していた可能性がある。結局、事故対応能力の低い最古の炉型の1号機があつたことが、2号機と3号機を巻き添えにした。

ちなみに、その後も事故対応が難航し、何度か大量の放射性物質を海に流出させてしまったのはなぜだったのか。古い地下の設備に関する情報が埋もれてしまっていて、どのような流出経路があり得るか事前に把握できなかつたからである。また、今日まで100万トンを超える汚染水を発生させてしまったのはなぜだったのか。建屋の水密性が劣化していて、大量の地下水の流入を許す状態になっていたからではなかつただろうか。やはりここにも、旧さと古さの問題が関わっているように思われる。

#### 4.3.1 旧いことの問題点

福島第一原子力発電所の事故においては、最も炉型の古い(BWR/3)1号機から炉心損傷が発生した。ちなみに同1号機が試運転を開始したのは1970年11月17日で、**営業運転開始は1971年3月26日**であった。事故の発生は、試運転開始から40年を過ぎて4ヶ月が経つばかり、**営業運転開始からは40年目前**というときである。IAEAは、特に旧態化(Obsolescence)に対する管理の重要性を安全指針において言及しているが、福島事故を教訓に、旧態化の問題についてよく考えてみる必要がある。

一般的に、古いモデル、あるいはより単純に、昔に建てられた原子力発電施設が、新しいモデル、新しく建てられた原子力発電施設と比較して、より原子炉事故を起こし易い(原子炉事故の発生頻度が高い)傾向にあることの推論は、下述する理由によって説明できるが、実際に米国の運転事業者が、個々に自プラントに対し、地震、火災、強風などの外部事象が起因となる炉心損傷

頻度(CDF)を評価した結果の集計を見ても、これが裏付けられている。

下図は、そのような結論を得ることを目的として分析した報告書ではなく、米国の各運転事業者が、NRC からの指導に従って、個々のプラントに対して講じるべき安全対策の優先順位を決めるために実施したリスク評価(IPEEE Individual Plant Examination of External Events)の結果を NRC が集計して分析したもので、NUREG-1742 "Perspectives Gained From the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) Program" Vol.1 (2002 年 4 月発行)から抜粋したものである。商用運転を開始した年代が現在に近付くにつれ(横軸が左から右へ)、CDF が低下していく傾向が読み取れる。

#### 地震が起因事象である場合の炉心損傷リスク

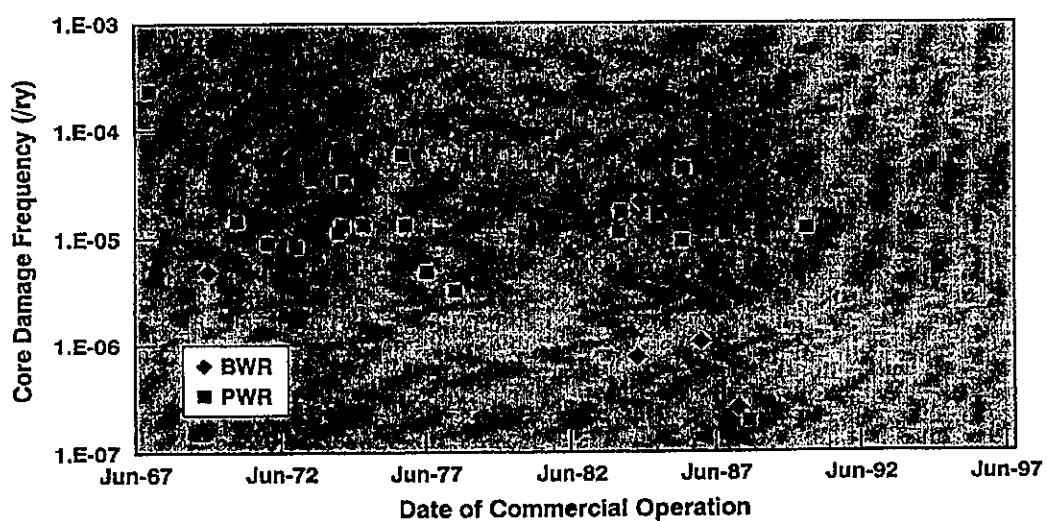


Figure 2.7 Seismic CDF values versus date of commercial operation

#### 火災が起因事象である場合の炉心損傷リスク

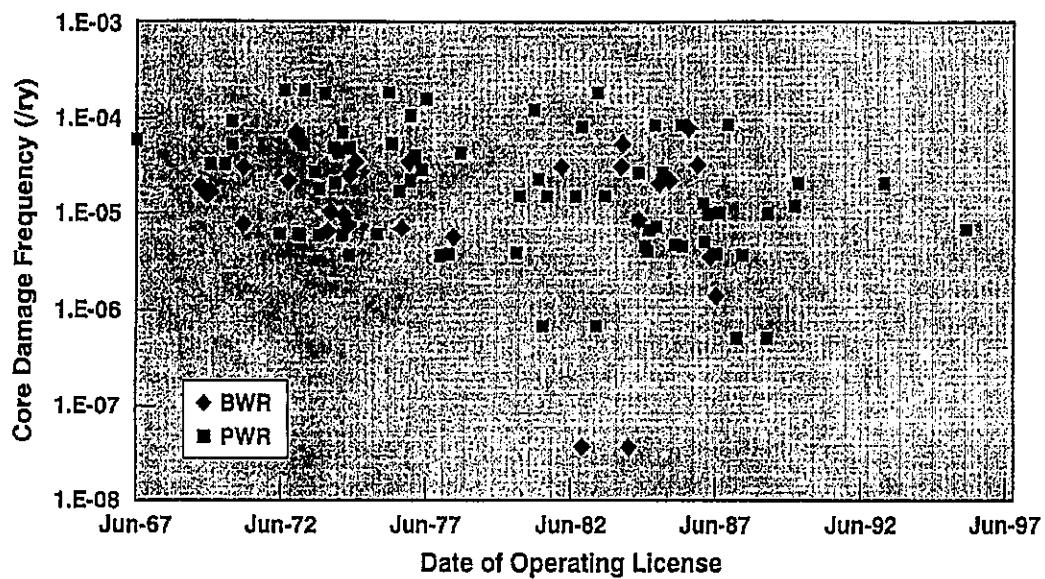


Figure 3.2 Fire-induced CDFs versus date of operating license

IPEEE の結果の分析から以上のような傾向が得られていることについては、以下を含むさまざまな新旧の差を考えれば、それらの総合的な効果として納得できるものであるように思われる。個々の欠陥や劣等性が、ただちに安全性を大きく低下させるものとは限らないが、それらが累積し、相互作用することで、いわゆる「千の切傷による死」の効果が生じる可能性がある。

### 設計の旧さ

設計には、さまざまな段階と分野の設計があるが、建屋の配置設計は、火災防護、溢水対策、竜巻対策の点から、多重化された安全系の物理的な独立性を確保する上で特に重要である。旧い設計においては、細部において不備があり、同一の室内に A 系と B 系の開閉器を設置していたり、あるエリアで発生した内部溢水の水が、床ドレンを通じて別の安全設備が設置された部屋に逆流する設計が見過ごされていたりなどの問題も後になって発覚したことがある。非常用ディーゼル発電機の燃料タンクや復水貯蔵タンク(CST)、燃料交換水貯蔵タンク(RWST)などが、屋外に設置されているのは、セキュリティ上の弱点となり得る。

電気回路の設計など多くの問題を抱えていたものである。過電流隔離するためのフューズが入っていない、ブレーカーの作動時間が不適切で過電流の影響が上流まで拡大し、より広範に停電が発生してしまう、電動弁のリミット・スイッチやトルク・スイッチがバイパスされモーターが焼損するなどの問題が、商用運転を開始してから 40 年過ぎて発覚している例もある。最近では、三相交流の電源のうち一相だけが地絡し、その異常が検知されないまま安全系の電気品に給電されるという新たな問題が発生した。ケーブル布設のレイアウト設計も、古いプラントにおいては、新しい分離要件に適合していない箇所が多い。

配管布設の勾配が適当でなく、水平配管に空気や蒸気が溜まる欠陥があったことが問題になり、NRC が通達を発行して実態調査を指示すると、多くのプラントで不具合が発覚した。

BWR の原子炉圧力容器が、大口径配管破断による冷却材喪失事故(LOCA)が発生した際、

直ちに炉心上部が水面上に露出してしまう状態を許してしまう設計であることも相対的な弱点である。これは、改良型 BWR(ABWR)が導入されるまで克服されていない。

また、原子炉圧力容器(BWR および PWR)の設計段階では、メーカーにかかわらず、将来の検査性が十分に考慮されていなかったため、古い時代に製造されたものほど、溶接部やノズル・コーナー部など、供用期間中に検査できる範囲が狭い。

系統設計においても、旧い設計においては、インターフェイス・システム LOCA(高圧系と低圧系の境界にある弁の故障によって低圧系が過剰な圧力を受けて破損することによる LOCA)や格納容器バイパス LOCA に対する対策の考慮が不十分であった。

以上のような設計不良や設計上の劣等性は、旧いモデルほど、古いプラントほど多く抱えている。商用運転に入ってから是正が可能なものもあるが、配置設計や布設設計に関わるものの中には、大型の開閉器や非常用ディーゼル発電機、電源系・計測制御系の電気ケーブル布設など、対応が大掛かり過ぎて、著しく困難なものもある。これらの電気設備は、特に、火災や溢水の影響を受けやすいが、このような困難のため、根本的な改善を施し難い。

#### 材料の旧さ

金属材料では、かつては炭素含有量の多い 304 ステンレス鋼が、BWR プラントのあらゆる構造物、系統、機器に対して用いられ、応力腐食割れ(SCC)の問題を発生した。ニッケル基合金の場合も、Alloy 600 の母材に Alloy 182、Alloy 82 の溶接材を用いたことで、特に PWR プラントの一次冷却系においては、PWSCC の問題を経験した。原子炉圧力容器の溶接に使用した溶接棒が、かつては薄く銅でメッキされていて、これが不純物として混入したために破壊靭性値が低下するという問題が後日発覚したプラント(具体的には、バブコック・アンド・ウィルコックス[B&W]社によって製造されたターキー・ポイント原子力発電所 3、4 号機など)もある。

BWR プラントの炉心シュラウドやシュラウド・サポートのような大型の炉心支持構造物などにも使用されるステンレス鋼やニッケル基合金の圧延板(高温状態において、規格の厚さ寸法にローラーで押しながら引き延ばして製造される板材)、には、しばしばラミネーション欠陥が多く内在している場合があった。かと言って、鍛造材にあっても、古い時代に製造されたものには欠陥が含まれているものもある。たとえば、最近、ベルギーの PWR プラントの原子炉圧力容器に、夥しい数の水素剥離(Hydrogen Flake)の欠陥が検出され、大きな問題となっている。数千、数万という欠陥の数でありながら、当時の規格と検査技術によっては検知を漏らしていること、当該材料には、適用規格に従って用意された成分分析や機械強度試験の記録があるものの、そのような欠陥の密集した部位に対しては、記録内容が当て嵌まらない可能性があること、そのような欠陥の経時的な進展性や強度に対する悪影響の評価が難しいことなどの理由による。

オーステナイト系ステンレス鉄鋼(CASS)については、熱脆化に敏感なものがあることが、かつては知られておらず、原子炉圧力バウンダリや炉心支持構造物、炉内構造物の部材として使用されている。たとえば、PWR プラントの原子炉冷却材ポンプ(RCP)のケーシングに対しては、かつては、CF8(JIS 規格の SCS13A 相当)、CF8A、CF8M(JIS 規格の SCS14A 相当)の CASS が

一般的に使用されていたが、その後、このような熱脆化の問題が明らかになってからは、炭素含有率の上限値が比較的高い(< 0.08%) CF8 に代えて、低炭素含有率(< 0.03%) の CF3(JIS 規格の SCS19A 相当)が、新規の製品や交換部品に使用されるようになっている。これは、炭素含有率の低い方が、デルタ・フェライト相の形成と、粒界への炭化物の析出を抑えることができ、熱脆化による劣化の発現や進行を抑える上で有効と考えられているからである。

電気ケーブルには、古いプラントにおいては、IEEE 383 に定められた延焼試験の規格に適合しないものが使用されている。最近では、IEEE 383 よりもさらに厳しい IEEE 1202 への適合が、電気ケーブルと光ファイバー・ケーブルに対して求められるようになった。

配管の保温材としては、かつては、ガラス繊維、ロックウール、珪酸カルシウムが用いられていたが、LOCA が発生した際に粉碎して大量のデブリを発生させるため、ECCS 系ポンプの吸い込み部を閉塞させる可能性が懸念されるようになった。より新しいプラントでは、金属反射保温材が用いられている。

以上の問題に対しては、それぞれに代替の材料が開発、導入されることで、緩和や解決が図られている。しかし、古いプラントの場合で、容易に交換することができない部位においては、今でも建設当時から引き続き使用されている。

### 施工・検査技術の旧さ

古いプラントの建設工事には、旧い施工技術と検査技術が使われている。たとえば配管布設に用いられる溶接技術に関しても、入熱管理が厳格ではない手動溶接で行われ、今日、自動溶接機で行われる溶接に比べて品質が劣っている。すなわち、鋭敏化や高い残留応力の生じやすい施工技術が用いられていた。配管同士を接続する際の芯合せ(アライメント)には、溶接ビードの収縮を利用した荒っぽい方法(ドロービード)まで用いられていた。そのような部位をより先進的な工法によって交換することは技術的に可能である。ただし、現場の環境などにより難易度はケース・バイ・ケースであり、実行するか否かは、規制要件によってではなく、事業者の運用計画と裁量に委ねられてきた。

原子炉圧力容器の内面に厚さ6~10mmのステンレス鋼の内張を施すプロセスにおいては、作業スピードを上げるため、今日のような厳格な入熱管理と高度な溶接技術が適用されず、かつては、高入熱の溶接法が用いられ、アンダー・クラッド・クラック(UCC)が発生した。また、そのような欠陥は、かつての超音波探傷試験(UT)によっては、見落とされる場合もあった。(今日では、フェーズド・アレイ技術も導入され、より厳格な検査手順と検査員に対する認定制度が確立しており、欠陥検出能力と検査の信頼性が大幅に向上している。)そして、検査記録としては、今日のように複数チャンネルの全てに対して同時にデジタル化したデータとして保存し、後日オフラインで再現して、第三者の検査員による確認をじっくりと行う技術がなく、「異常なし」という紙一枚しかなかった。

小口径(呼び径 50mm 以下)の配管の接続には、以前は、ソケット溶接が標準的に用いられていたが、段差部での疲労やすきま構造が起点となった応力腐食割れが問題になるようになり、突

合せ溶接の構造に変更されるようになった。

製造工場で行われる機械加工(特に、BWR プラントの炉心シラウドなど大型重量物の機器)に対しては、かつては特に厳格な管理はなかったが、切削速度、切削幅、厚さ、潤滑などの切削条件によっては、加工した表面に冷間加工層を与え、後にSCCの起点になる場合もある。同様に、工場や現場で行われるグラインダー仕上げも、適用の仕方によっては、冷間加工層を形成する。

ケーブル布設工事は、かつてはかなり荒っぽく行われ、ケーブルのメーカーが指定していた最小曲げ半径などにも十分に配慮されず、作業によって、外側の被覆材に損傷が発生している場合もあった。そのような状態は、トラブルが発生するときまでに、気付かれずに放置されてしまうケースが多い。その場合の影響は、当該ケーブルの機能にもよるが、短絡、地絡、火災などを伴い、安全上重大な事象に至らしめる場合も考えられる。

#### 4.3.2 見えないところの欠陥と劣化

福島事故では、その進展過程において、さまざまの不可解な事象が発生し、事故対応を困難にした。まず、1号機において、一次格納容器の圧力が、3月11日23時50分の時点においては設計圧力(0.428MPa-g)の1.2倍に達する以前であったにもかかわらず、すでにその大分前から漏洩が始まり、高温と高線量のため、原子炉建屋への入域が禁止され、中央制御室においても放射線レベルの上昇が始まっていた。事故前までは、一次格納容器の気密性は、設計圧力の2倍まで耐えられると言っていたものである。

このことは、一次格納容器の気密性がすでにどこかで損なわれ、しかも、そのことによって陽圧化した原子炉建屋(二次格納容器)から、シール性の不十分な経路を伝って、中央制御室まで放射性ガスが流れた可能性も示唆しており、一次格納容器、二次格納容器とも、見えないところに欠陥か耐久性の低下した劣化状態があつたことを疑わせる。

1、2、3号機の原子炉圧力容器に直接注水ができる状態が確立され、それから暫くして相当量が注水されたにもかかわらず、格納容器内の水位がなかなか上昇しないことがわかった。そして、注入した水が原子炉建屋に漏れ、原子炉建屋からタービン建屋で湧出していることがわかった。この不可解な出来事によっては、3号機のタービン建屋の地階において、3人の作業員が、大量の皮膚被曝をした。

一次格納容器のどの損傷部位から原子炉建屋に漏れ、原子炉建屋のどの部位からタービン建屋に漏れたのかは今も不明であるが、事故とは直接関係のないそれ以前の経年劣化によって耐久性が衰えていたか、欠陥が生じていた部位からそのような漏洩が起こった可能性がある。発電施設の建屋地階が、本来の地下水レベルよりもかなり低いため、建屋のコンクリートは、常に湿潤環境に置かれていたことになる。

1~4号機のタービン建屋には、300トン/日 の地下水が流入し、これが汚染水を增量する原因となった。この場合の流入経路も特定されてはおらず、経年劣化によって形成されたひび割れかもしれない。プラントが正常に運転中は、サブドレン・ポンプによって恒常にそのような水の汲み上げが行われており、気付くこともないが、実は福島第一原子力発電所以外のプラントにおいても

進行している劣化現象なのかもしれない。

#### 4.3.3 経年劣化と過酷事故対策

日本の過酷事故対策においては、格納容器内に充満した放射性希ガスなどガス性の放射性物質を、可能な限り長い時間内部に閉じ込めておき、減衰を待つと同時に避難活動のための時間を確保しようという方策である。そして、その場合に担保とされるのが、格納容器の健全性である。

しかしながら、その格納容器の健全性は、耐圧試験によってではなく解析的に担保されているだけであり、その解析は、格納容器に経年劣化が起こっていないことを前提としている。

福島第一原子力発電所の原子炉事故においては、解析的に耐えられると見込まれていた圧力未満で有意な規模の漏洩が始まり、その後水を注入したときには、これを保持する能力も失っていた。

格納容器は、多数の薄い炭素鋼の鋼板(一部にステンレス鋼の鋼板も含む)を溶接で張り合わせて作っており、膨大な表面積を有し、膨大な長さの溶接部を含む。さらに、かなりの数の貫通部を有する。アクセス性の制約から、検査を行うことが困難な部位もある。

仮に格納容器が、供用期間中の経年劣化によって、設計圧力には何とか耐えるものの、それを大幅に上回る圧力には耐えられない程度に強度を失っていて、それとは知らずに原子炉事故に遭遇し、解析上健全性が維持されるはずの高い圧力(たとえば、設計圧力の2倍)まで、内部に放射性物質を閉じ込めようとした場合、予定していた圧力未満で格納容器が大破してしまい、大量の放射性物質を放出し続けるという事態になってしまう。

そのような事態を回避するためには、格納容器の経年劣化を完璧に防止するための高度なAMPを運用するか、ある程度の経年劣化を想定して、過酷事故が発生した場合に無理な内圧を作用させないよう対応マニュアルを見直す必要がある。

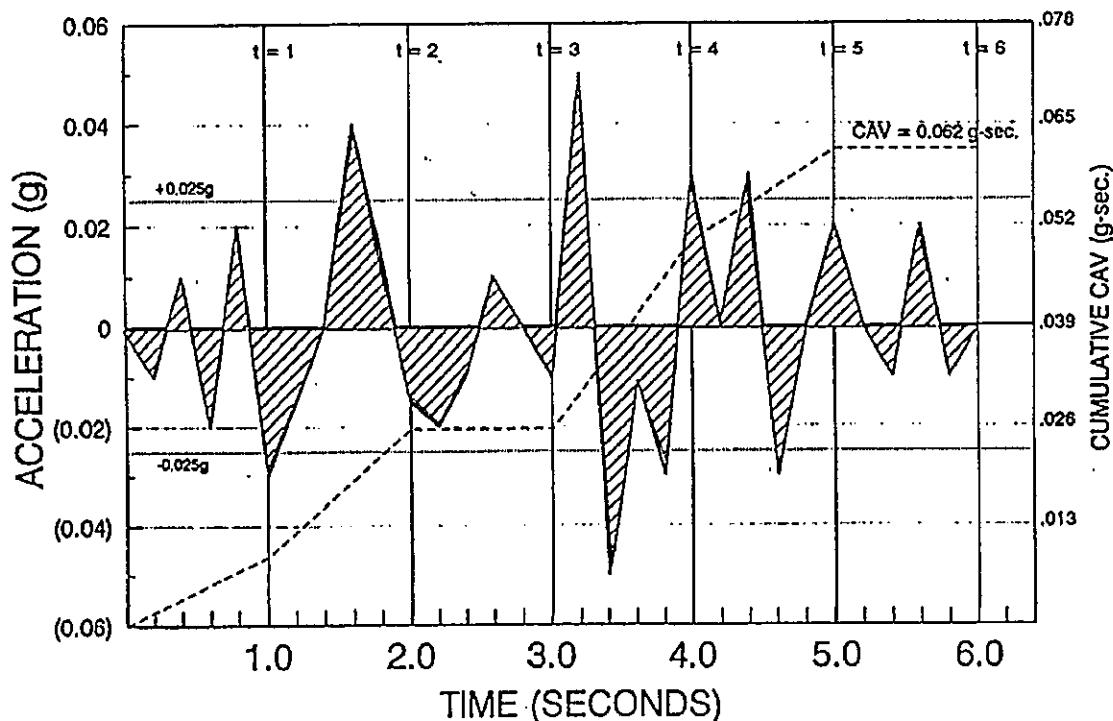
原子炉圧力容器の照射脆化は、やきなまし処理と呼ばれる温度と時間の管理された熱処理によって回復させることが可能であり、その条件としては、米国NRCの規制指針RG 1.162において、華氏850度(454°C)×168時間が言及されている。過酷事故によって、原子炉圧力容器がこのような温度領域まで加熱される可能性もある一方、その前の段階で冷水が注入され、熱衝撃によって脆性破壊を起こす可能性もある。(すなわち、好転も暗転もあり得る。)そのようなリスクについては、無数にあり得る事故シナリオの中の特殊な一つのケースに過ぎず、評価されていない。しかし、ひとたび事故が発生した場合には、現実的で重大な懸念要因のはずである。

#### 4.4 日本の特殊事情

実際の原子炉事故の発生リスクは個々異なるが、日本に設置されている原子炉についてほぼ共通する最大のリスク要因は、どの原子力発電所の周辺にも多数の活断層が分布しており、大小さまざまなレベルの地震による影響を比較的頻繁に受けていることである。そして、福島事故を機会に、従来の過小評価だった設計基準地震動が見直しされ、大幅に引き上げられている。

通常、原子力発電設備に対する地震の影響を考える際には、設計基準地震動(応答スペクトル)に対する安全上重要な機器の耐久性が評価の対象となるが、加速度にのみ注目されがちである。しかし、構造物に対する実際の影響(損傷の発生)は、瞬間的に大きな地震加速度の値のみによって決定されるわけではなく、比較的小さな地震加速度であっても、これを時間積分した値があるレベルを超えたときに起こり得るという考え方がある。

米国の原子力発電所では、この考え方沿って、CAV(Cumulative Absolute Velocity)と呼ばれる指標を導入し、観察された  $0.025g$ (約 25 ガル)を超える地震加速度のみを拾い上げ、時間積算した値が  $0.16g\text{-sec}$ (約 160 ガル秒)を超えた場合、そのような事態を警戒すべきレベルに達したと判断することとして、規制指針(RG 1.166)に定めている。



日本の原子力発電所においては、CAV を地震発生時の重要な監視パラメータとは位置付けていないが、これが、経年劣化に連動する可能性については、注意深く検討する必要がある。実際、2007 年 7 月に柏崎・刈羽原子力発電所が中越沖地震の影響を受けた後で実施した点検では、

原子炉建屋やタービン建屋の地階で、コンクリートの壁面に、多数の微小な亀裂が確認されている。そのような亀裂には地下水が浸透し、コンクリートや鉄筋を劣化させる可能性がある。

すなわち、幸い規模の大きな地震を免れてきたとしても、軽微な地震の履歴 → CAV の増加 → 建屋地階のコンクリートの亀裂 → 地下水の亀裂への浸透 → コンクリートの劣化 という経年劣化のメカニズムを考慮する必要がある。

福島事故の後、EU 諸国では、「ストレス・テスト」が行われた。この目的の一つは、地震などの自然現象が、たとえ設計基準を超過したとしても、そのことによって直ちに原子炉事故に至る「クリフ・エッジ効果」が、十分な余裕をもって回避されることを確認することであった。日本もこれに倣い、同じようなストレス・テストが行われたが、その後で見直され引き上げられる前の設計基準地震動に対してであったため、今となって当時の評価結果は、安全性を担保する上で価値を失ってしまった。新たに設定された基準地震動に対するストレス・テストは、今日まで行われていない。

強い前震(本震)が引き金となって過酷事故が発生し、その進展に伴って格納容器の内圧が上昇しているところに、強い本震(余震)が発生するというシナリオは、日本の過酷事故評価において考慮されていないが、2016 年 4 月の熊本地震は、その必要性も示唆しているような特徴を有していた。(震度 7 の地震が、4 月 14 日と 4 月 16 日の 2 回発生している。) 仮にそのような事態が、経年劣化した格納容器において起こる場合には、格納容器の破損は、よりその可能性を増すことになる。

要は、格納容器の経年劣化に対する監視は、特に、格納容器の圧力が設計圧力を上回る領域に突入する過酷事故対策の観点から極めて重要であり、格納容器の健全性の担保は、上昇する内圧による荷重に加え、地震荷重との組合せも考慮した上で、他方、経年劣化による強度の低下を見込んでなされるべきである。

照射脆化と熱脆化、およびそれらの相乗効果により破壊靭性値の低下した炉心支持構造物や炉内構造物に対する地震荷重の影響も評価される必要がある。従来、これらに対してなされた耐震評価は、すべてフレッシュな非照射、未脆化の状態での材料の物性値を用いて行っており、亀裂などの欠陥を想定していない。しかし、長期間にわたって高温と高速中性子の照射を受けた炉心支持構造物や炉内構造物は、フレッシュだったときとは全く異なる物性値(著しく低下した破壊靭性値)に変化しており、ある程度のサイズの欠陥を想定した場合には、従来の耐震評価の有効性が失われてしまう。LEFM や EPFM に基づいた別の耐震評価が行われるべきである。同時に、脆性破壊が生じた場合の影響についても評価が行われるべきである。

## 5. 追加の考察

### 5.1 安全目標の妥当性

古いモデルの古いプラントに対して運転寿命を延長することは、社会に対して、より安全性の低いものを滞留させ、より安全性の高いものの出現を遅らせることを意味する。以下、このことの社会負担について定量的に考察してみる。

商用発電用の原子炉に対して、どれほどの安全水準を目安とすべきかについては、原子炉事故が架空のものではなく、現実に起こり得るものとして経験されたスリー・マイル・アイランド(TMI)事故をきっかけに本格的な議論が行われるようになり、1986年、NRCの方針声明(Policy Statement)という形で初めて公式に定められている。いわゆる「安全目標(Safety Goal)」と呼ばれる概念であり、炉心損傷頻度(CDF)と大規模早期放出頻度(LERF)に対しては、次のような数値目標が言及されている。

米国における商用発電用の原子炉に対する安全目標

	炉心損傷頻度(CDF)	大規模早期放出頻度(LERF)
既設炉	$10^{-4}/\text{炉年}$	$10^{-5}/\text{炉年}$
新型炉	$10^{-5}/\text{炉年}$	$10^{-6}/\text{炉年}$

実績として、TMI事故が発生するときまでの世界の運転経験は、約2,000炉年であり、チェルノブイリ事故が発生したときで約4,000炉年、福島事故のときで約14,500炉年であった。CDFに対する安全目標の $10^{-4}/\text{炉年}$ は、10,000炉年の運転経験当たり1回の炉心損傷事故の発生頻度という意味であるが、そのことは、10,000炉年の運転経験に達するまで、炉心損傷事故が起こらないことを意味するものではない。むしろ、そのような幸運は、約37%(0.9999<sup>10000</sup>)の確率しか期待できないことを意味する。

他方、現在、世界では約450基の商用発電用の原子炉が運転されており、それらが40年間運転することで18,000炉年、全てが運転延長をして60年間運転をすれば26,000炉年に達することになる。もはや、原子炉事故の発生は必然の出来事になり、起こるか起こらないかではなく、何回起こり得るかという議論にさえなってしまう。

TMI事故で、メディアと米国民に適確な情報を発信し、カーター大統領の信頼も厚かった当時NRCの原子炉規制局長だったハロルド・デントン氏(1936-2017年)が、福島事故後、居ても立っていられず、2011年4月4日付で、ドイツ、スペイン、韓国、米国、スウェーデン、インド、ウクライナ、フィンランド、ロシア、フランス、リトアニアの15人の同志と連名の共同声明文を発表した。その表題が、「『これが最後』を原子力安全の確たる目標に(NEVER AGAIN: An Essential Goal for Nuclear Safety)」だった。しかし、その「確たる目標」の NEVER AGAINに整合するための安全目標として、従来の既設炉に対する CDF =  $10^{-4}/\text{炉年}$ では不十分なのである。

前述の方針声明には、 $CDF = 10^{-4}/\text{炉年}$ について、「100基が100年間運転(10,000炉年)した場合に炉心損傷事故が1回起る頻度」と説明され、先に指摘したように、これは、「100基が100年間運転するまでは炉心損傷事故が起こらない」と同義であるとうっかり誤解されがちである。また、各原子炉に対して個別に考えた場合には、1年間の運転の間、炉心損傷事故を免れる信頼度が99.99%であると理解し、これほどならば、とつい心を許してしまいかがちである。

確かに、 $CDF = 10^{-4}/\text{炉年}$ は、短期的個別リスクとしては申し分ないように思える。しかし、世界にある約450基が40年間、ないし60年間運転することによる長期的集団リスクとして考えた場合には、そうとは言えないことがわかる。

450基の原子炉を40年間、または60年間運転した場合の事故発生確率(%)

事故発生回数 CDF・運転期間		0 無事故	1	2	3	4	5	6	7	8以上
$10^{-4}/\text{炉年}$ (既設炉)	40年	16.5	29.8	26.8	16.1*	7.2	2.6	1.0		
	60年	6.7	18.1	24.5	22.0	14.9	8.0	3.6	1.4	0.7
$10^{-5}/\text{炉年}$ (新型炉)	40年	83.5	15.0	1.4	0.1					
	60年	76.3	20.6	2.8	0.3					

\*: たとえば、450基の既設炉(炉心損傷発生頻度  $10^{-4}/\text{炉年}$ )が40年間運転する場合で、事故が3回発生する確率は、 $0.9999^{17997} \times 0.0001^3 \times {}_{18000}C_3 = 0.161$  と計算される。

上表に示されるように、全基が40年間にわたって炉心損傷事故を免れる幸運に対しては、16.5%の確率が期待されるだけで、むしろ、事故発生回数1、2回の場合の確率の方が高く(それぞれ29.8%と26.8%)、3回の場合でさえ16.1%にものぼる。

運転延長により、古い原子炉がいつまでも現役として残り続け、仮に、世界の450基の原子炉全てに対して20年間の認可更新が認められた場合、全体の事故リスクは、顕著に高くなる。無事故を期待するのはかなり悲観的となり、むしろ1~5回の事故の発生を覚悟しなければならない。

電力事業者が自プラントにとっての小欲に執着することで、世界のどこかで原子炉事故が散発し、その都度、20兆円、40兆円、60兆円と大損が発生するのを許すとなれば、それは、極めて非倫理的なエゴイズムであると言わなければならない。

したがって、どうしても認可更新が必要だとするならば、それらの原子炉に対しては、新型炉に対する安全目標である  $CDF = 10^{-5}/\text{炉年}$  が適用されるべきである。これが全基に適用されて初めて、デントン氏の NEVER AGAIN がある程度担保される。

ただし、そのようなことが、果たして現実的に、日本の既設の原子力発電所に対して可能なのだろうかという問題がある。それを裏付けるためには、たとえば、福島事故後に引き上げられた設計基準地震動を更に大幅に引き上げて耐震評価と対策工事を行うか、まずは今の設計基準地震動を基準にストレス・テストを行わなければならない。しかし、仮にそのような要求を取り入れた場合には、認可更新は、自ずとかなりハードルの高いプロセスとなってしまう。

## 5.2 相乗-複合-連鎖効果

経年劣化は、プラント全体に対して起こるものであるという意味で、一つの共通起因事象であるという考え方ができる。これに、別の共通起因事象である大規模な地震が重なった場合には、一気に多数の故障と損傷が発生することになる。個々の劣化が、総合的にどのようにして連携し、相乗効果を生みながら原子炉事故に向かって連鎖していくのかは予測不能であるが、たとえばPWR プラントにおいては、次のようなシナリオもあり得る。

- 地震により、以下の損傷と故障が発生。
  - 所外電源喪失。(大規模地震においては、担保されない。)
  - 非常用電源盤の充電部に高エネルギー放電(HEAF)が発生し、爆発と火災が発生。爆発の勢いが激しく、隣接している別の非常用電源盤にも延焼。これには、両者の配置設計の悪さが影響。(なお、地震に伴う電源盤の HEAF は、2011 年 3 月の東北地方太平洋沖地震において、常用系設備ではあったが、女川原子力発電所 1 号機で実際に発生しており、消火確認までに 7 時間以上を要している。)
  - RWST タンクが損傷。(これにより、ECCS と補助給水系の水源が得られなくなる。)
- 廉心支持構造物に IASCC による亀裂が発生し成長。
  - 照射脆化により破壊靭性値が低下していたため、地震荷重によって破損。
  - 制御棒の正常な動作が阻害され、廉心下部領域に局所臨界状態(ATWS)が残る。
- 流体振動により摩耗が進行していた蒸気発生器の伝熱管、複数本が、地震によって破断(SGTR)。一次系から二次系への漏洩が発生。
- 所外電源喪失と非常用電源盤の HEAF により、全交流電源喪失(SBO)が発生。
- 補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水が起動するも、RWST タンクの喪失により水源を失い停止。
- ATWS による廉心の高い発熱状態の維持。
  - 一次系から二次系への漏洩により、一次冷却系の保水量が低下。
  - 蒸気発生器が短時間でドライアウト。その間、蒸気発生器の安全弁から大気中に放射性物質が放出。
- 廉心溶融。ATWS による加速された事故進展。SGRT による格納容器をバイパスし、蒸気発生器の安全弁を経由した原子炉から大気中への直接の放射性物質放出。

上記において、IASCC、地震、HEAF による爆発と火災、SGTR、SBO、ATWS と、どれも目新しい現象ではなく、全て個別には実際に発生した出来事である。ただし幸運だったのは、それらが連結しなかったことである。しかし、経年劣化が進行し、モデルの旧さに負う劣等性を抱えた古いプラントにおいては、地震をトリガーとして、それらの同時多発、連携、相乗効果が一気に起こり、重大な原子炉事故に繋がる可能性が高くなる。つまり、単に、前項で述べた頻度の問題だけではなく、その重篤性も増す可能性があるということである。



## 6. 高浜原子力発電所、美浜原子力発電所の認可更新における特有な問題点

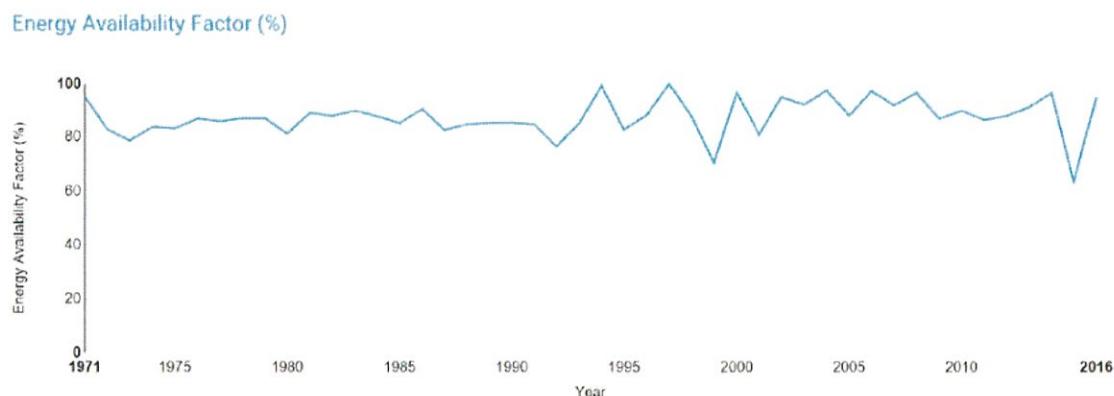
### 6.1 世界の高経年化プラントとの比較

古いプラントの中にも、優秀な運転パフォーマンスの歴史を有するものは多くある。

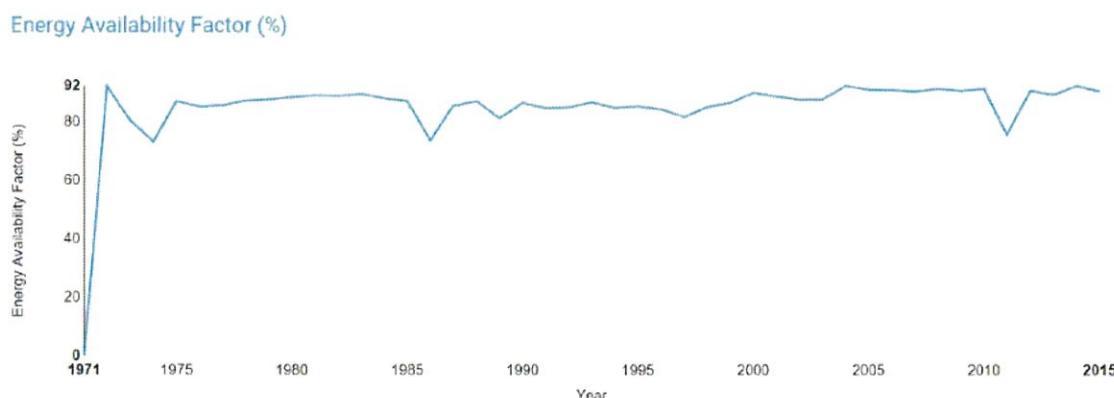
現在も現役で 1971 年末までに送電を開始したプラントが、世界には 16 基ある。米国に 9 基、スイスに 3 基、インドに 2 基、スウェーデンとカナダに各 1 基ずつで、炉型別では、BWR が 9 基、PWR が 6 基、CANDU が 1 基という内訳である。最古の BWR プラントは、1969 年 4 月 1 日に送電を開始したインドのタラプール 1 号機(BWR/1、正味 150MWe)で、最古の PWR プラントは、1969 年 7 月 17 日に送電を開始したスイスのベツナウ 1 号機(2 ループ・ウェスチングハウス型 PWR、正味 365MWe)である。

ベツナウ 2 号機の 2016 年末までの積算運転時間は 349,970 時間で、設備利用率は 87.2% と驚異的な高さを誇る。BWR プラントでは、同じくスイスに立地するミュールベルグ(BWR/4、正味 373MWe)で、2015 年末までの積算運転時間は 343,245 時間、設備利用率 86.8% を記録する。

#### ベツナウ 2 号機



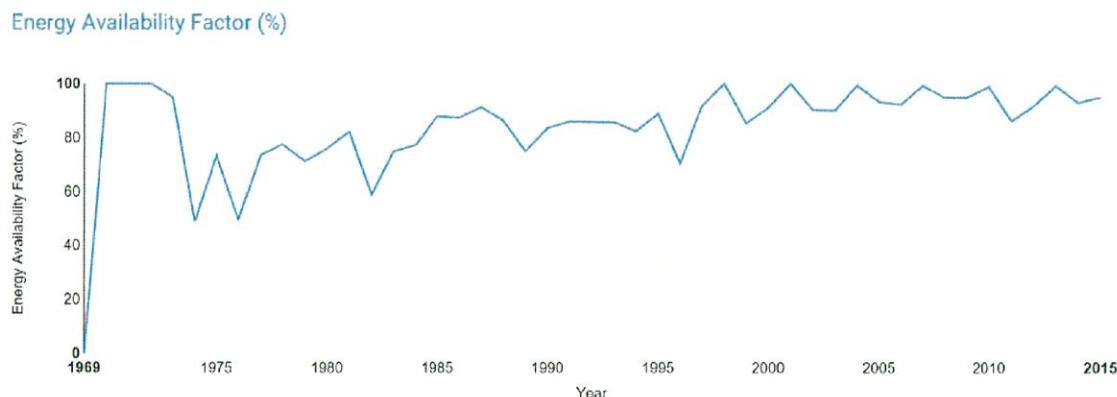
#### ミュールベルグ



出典： WNA(World Nuclear Association)/Information Library /Reactor Database より。

米国プラントでは、PWR プラントのギネイが、1969 年 12 月 2 日の送電開始から 2015 年末までで、積算運転時間 342,618 時間、設備利用率 86.2%を記録しており、BWR プラントのモンティセロも、1971 年 3 月 5 日の送電開始から 2015 年末までに、積算運転時間 326,730 時間、設備利用率 84.6%を記録している。

### ギネイ



出典： WNA(World Nuclear Association)/Information Library/ Reactor Database より。

これらのプラントと比べると、高浜原子力発電所 1、2 号機、美浜原子力発電所 3 号機の運転パフォーマンスは、かなり見劣りがする。これらは、炉型においては、代表的なウェスチングハウス型 3 ループの PWR プラントで、ドライ・大気圧格納容器を有する。米国における同型炉としては、Farley 1・2 号機、Robinson、Turkey Point 3・4 号機があるが、それらと比較をしても顕著に劣っている。

	高浜 1 号機	高浜 2 号機	美浜 3 号機
炉型	3 ループ PWR 原子炉、ドライ・大気圧格納容器		
原子炉熱出力	2,440MWt		
電気出力(グロス)	826MWe		
電気出力(ネット)	780MWe		
着工日	1970 年 4 月 25 日	1971 年 3 月 9 日	1972 年 8 月 7 日
初臨界	1974 年 3 月 14 日	1974 年 12 月 20 日	1976 年 1 月 28 日
送電開始	1974 年 3 月 27 日	1975 年 1 月 17 日	1976 年 2 月 19 日
商用運転開始	1974 年 11 月 14 日	1975 年 11 月 14 日	1976 年 12 月 1 日
積算運転時間(~2011 年)	226,028h	227,273h	221,580h
積算設備利用率(~2011 年)	68.6%	67.7%	69.6%
積算発電量(~2011 年)	174,826GWh	176,055GWh	170,949GWh

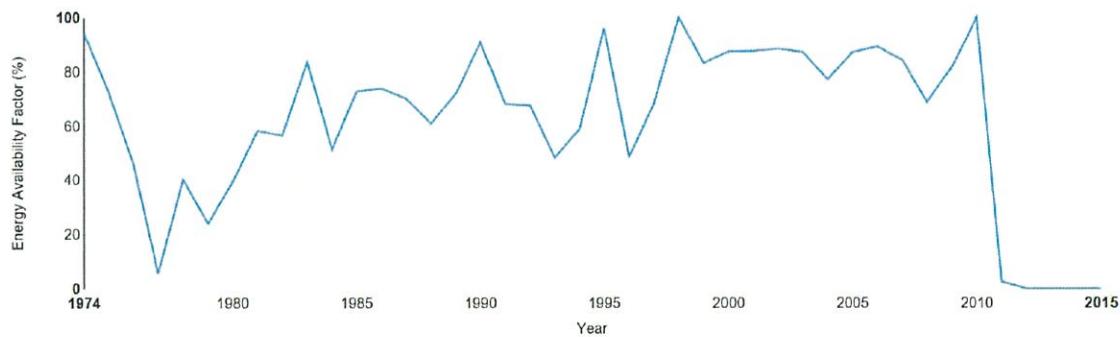
類似サイズ・設計(3 ループ PWR 原子炉、ドライ・大気圧格納容器)の米国プラント

	Farley 1	Farley 2	Robinson 2	Turkey Point 3	Turkey Point 4
熱出力	2,775		2,339		2,644
着工日	1970-10-01		1967-04-13		1967-04-27
初臨界	1977-08-09	1981-05-05	1970-09-20	1972-10-20	1973-06-11
送電開始	1977-08-18	1981-05-25	1970-09-26	1972-11-02	1973-06-21
商用運転開始	1977-12-01	1981-07-30	1971-03-07	1972-12-14	1973-09-07
認可更新承認	2005-05-12		2004-04-19		2002-06-06
認可更新期限	2037-06-25	2041-03-31	2030-07-31	2032-07-19	2033-04-10
積算運転時間*	284,800h	266,219h	309,448h	282,897h	285,109h
積算設備利用率*	84.9%	88.5%	79.6%	78.1%	78.7%

\* 2015 年末日まで

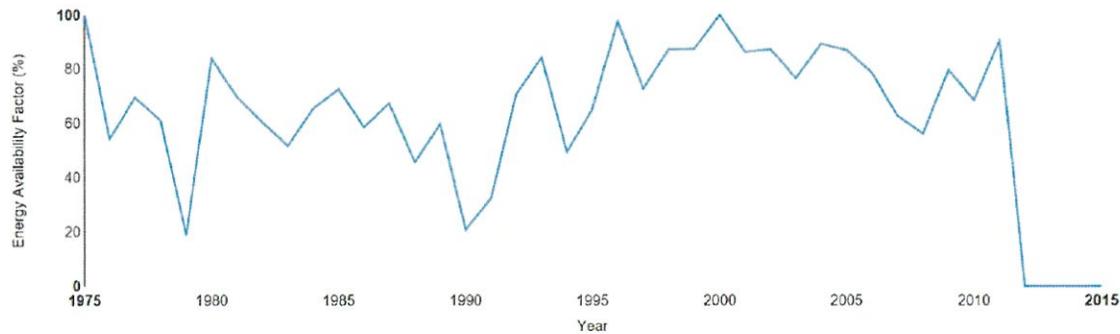
### 高浜 1 号機

Energy Availability Factor (%)



### 高浜 2 号機

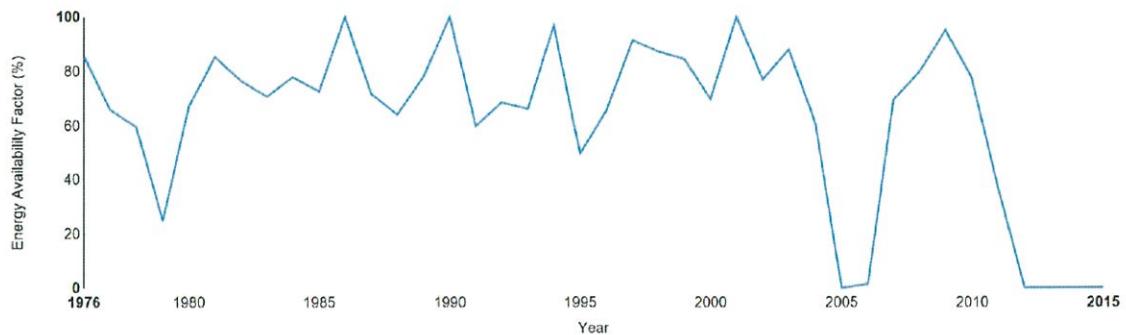
Energy Availability Factor (%)



出典： WNA(World Nuclear Association)/Information Library/ Reactor Database より。

## 美浜 3 号機

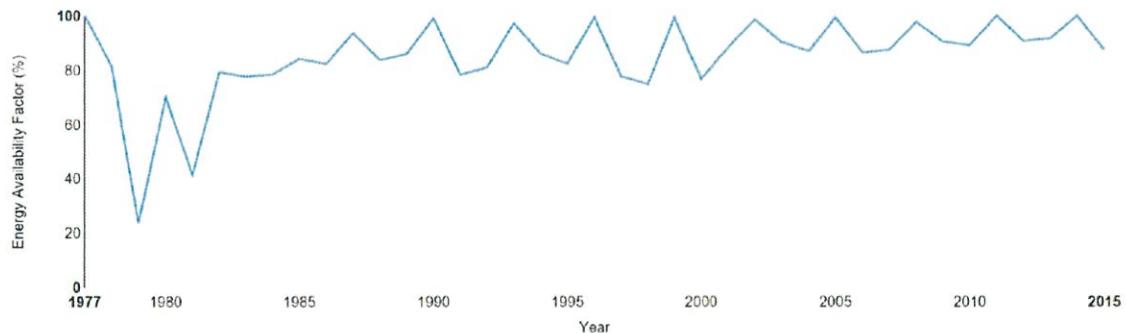
Energy Availability Factor (%)



出典： WNA(World Nuclear Association)/Information Library/ Reactor Database より。

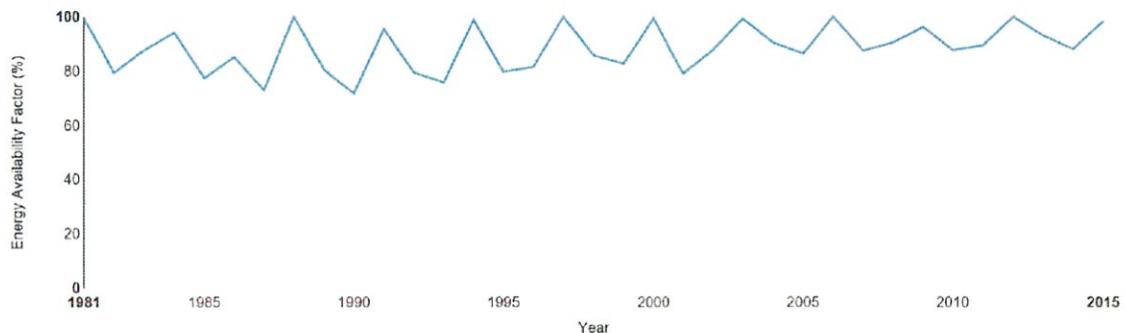
## Farley 1 号機

Energy Availability Factor (%)



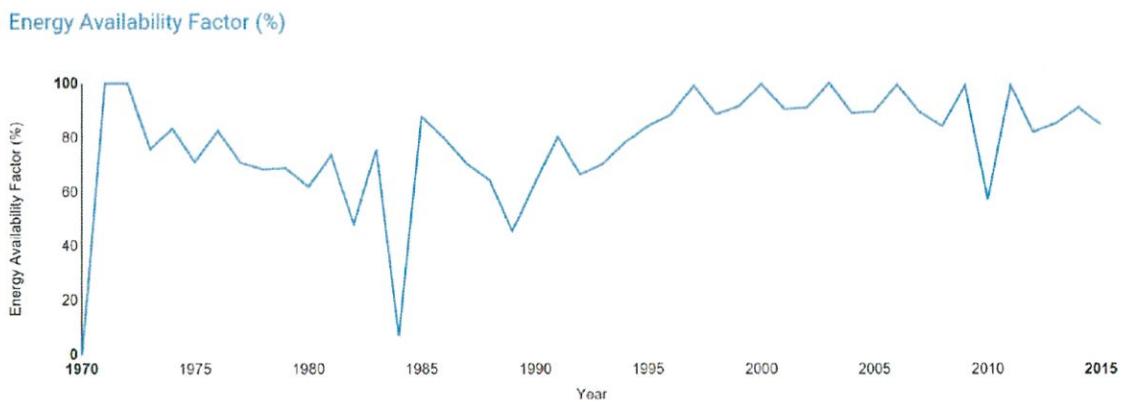
## Farley 2 号機

Energy Availability Factor (%)

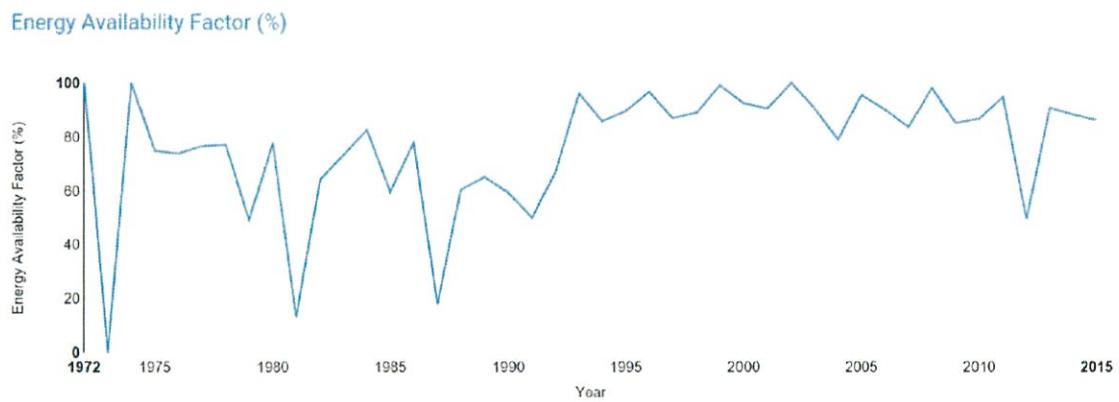


出典： WNA(World Nuclear Association)/Information Library/ Reactor Database より。

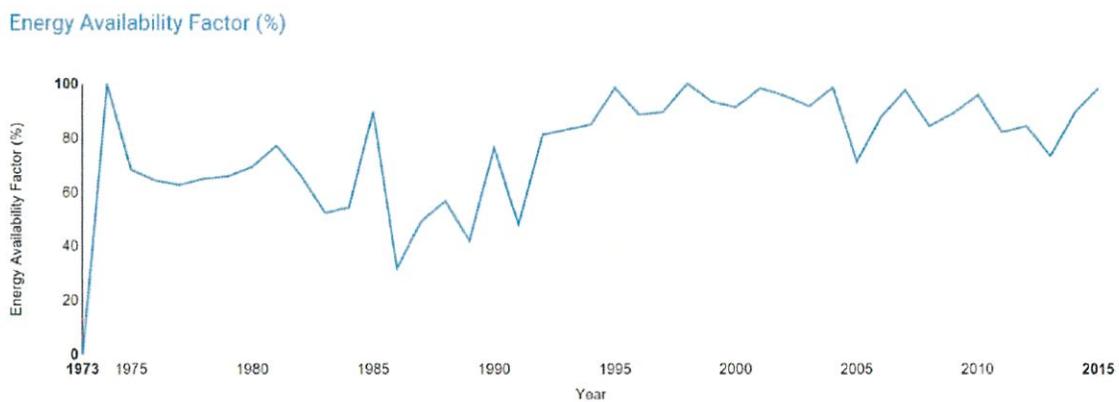
## Robinson



## Turkey Point 3号機



## Turkey Point 4号機



出典： WNA(World Nuclear Association)/Information Library/ Reactor Database より。

## 6.2 高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の特徴

高浜 1・2 号機と美浜 3 号機は、全てほぼ同年代に設計、建設され、商用運転が開始された典型的なウェスチングハウス型 3 ループの熱出力 2440MW、電気出力 826MW の PWR プラントである。高浜 1・2 号機は、面積 2.35km<sup>2</sup> の敷地内に設置され、設計基準地震動の水平加速度は、最近 700 ガル(Ss-1)に引き上げられている。他方、美浜 3 号機は、かなり狭隘と言える面積 0.52km<sup>2</sup> の敷地内に設置され、設計基準地震動の水平加速度は、最近 750 ガル(Ss-1)に引き上げられている。両原子力発電所とも森林で囲まれ、送電線の鉄塔は、その茂みの上に建てられている。

高浜原子力発電所



これらのプラント向けに原子炉圧力容器が製造された当時は、まだ内張溶接(クラッド)の施工法が改善途上にあり、アンダー・クラッド亀裂の発生も起こっていた。米国で NRC の前身だった原子力委員会が、その対策のための規制指針(RG 1.43)を発行したのも 1973 年 5 月である。一次冷却系はステンレス鋳鋼(CASS)製で、原子炉容器(RV)～蒸気発生器(SG)間が内径 0.74m、SG～原子炉冷却材ポンプ(RCP)間が内径 0.79m、RCP～RV 間が 0.7m である。

原子炉格納容器は鋼製で、自由気積 69,500m<sup>3</sup> を有し、最高使用圧力 0.261MPa-g で、設計漏洩率は 0.1%/日。解析上の限界圧力は、その 2 倍(0.522MPa-g)以上とのことである。また、設計温度が 122°C で、限界温度は 200°C 以上とのことである。原子炉格納容器は、厚さ 0.9~1.1m の鉄筋コンクリート製外部遮蔽建屋で囲われている。

ただし、高浜 1・2 号機と美浜 3 号機の格納容器の外観を見比べてみると、高浜 1・2 号機のそれが、廃炉になった美浜 1・2 号機のそれにむしろ似ていて、美浜 3 号機はむしろ高浜 3・4 号機に似ていることに気付く。

## 美浜原子力発電所



補助給水ポンプの水源は復水タンク(700m<sup>3</sup>)で、燃料取替用水タンク(1700m<sup>3</sup>)と共に屋外に設置されている。

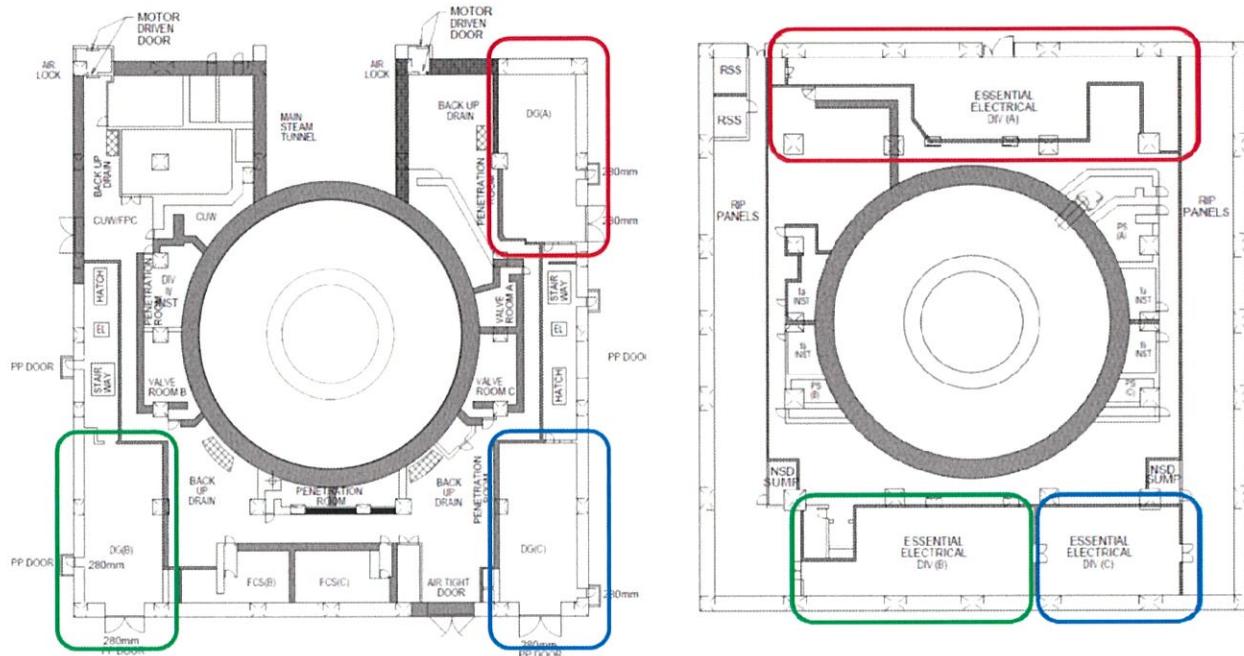
高浜1・2号機と美浜3号機の主要系統の構成は同じである。しかし、前掲の写真に示した両原子力発電所の外観の差が示唆するように、各施設にはそれぞれにユニークな設計が取り入れられており、内部の機器配置の設計にも有意な差異があるものと思われる。あいにく、この問題についての具体的な例示は、日本においては保安上の理由（潜在的なテロリストに対し、戦略的、戦術的なヒントを提供し兼ねないとの理由）から公然と行うことができず（先に筆者が福島第一原子力発電所の1号機と3号機に対して示したのは、これらがすでに廃炉となり、問題の電気設備がもはや現役の安全系を構成していないことが明らかだからである。）、十分な説得力のある説明をすることができないが、そのような内部の機器配置（特に、分電盤、開閉器などの電気品の配置設計）こそ、原子力発電所の安全性、リスクに最も大きく寄与する要因の一つである。

実際、筆者には、美浜3号機よりもかなり後（10～20年）になって建設されたPWRプラントを視察する機会があったが、そのようなプラントでさえ、米国の規制要件には適合していない配置設計がそのままになっているのが見受けられ、いわんや、福島第一原子力発電所とほぼ同じ世代である高浜1・2号機や美浜3号機にあっては、理想的な配置設計を望むべくもない。

その後、より望ましい機器の配置設計は、たとえば、改良型BWR(ABWR)の標準設計に採用されている。次図では、多重化された安全設備（非常用ディーゼル発電機や電源設備など）が、それぞれ互いに物理的に完全に分離されており、原子炉建屋内の火災、内部溢水の影響から切り離されている。実は、原子炉建屋内の機械系（ポンプ、弁）、計装系（計器盤など）の安全設備に

対しても、耐火扉、水密扉が使われ、そのような分離が徹底されている。

#### ABWRにおける物理的独立性を考慮した機器配置設計の例



このような新しい機器の配置設計は、ABWR 特有のものではなく、全般的に 1990 年代頃から建設されたプラントではかなり改善が進み、電気品室の区画(別建屋にしてプラントもある)、水密扉の採用などが普及している。この場合、BWR プラントか PWR プラントかといった炉型の違いが制約になることはない。

一方、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の運転上のパフォーマンスについては、特にこれまで、原子炉の安全上、著しく重大だった( $CDF > 1 \times 10^{-3}/\text{炉年}$ )事象は報告されていない。たとえば高浜 1 号機は、これまでに自動原子炉スクラムが 8 回、手動停止が 9 回発生し、最後の自動スクラムは 1999 年に発生したものである。高浜 2 号機の場合、自動スクラム 6 回、手動停止が 7 回で、それぞれ最後に発生したのは 1995 年と 2004 年においてであった。美浜 3 号機の場合、自動スクラムが 4 回(最後の発生が 2004 年)、手動停止が 5 回(2002 年が最後)となっている。これらの発生頻度は、米国の平均値と比較して、かなり優れていると言ってもよい。

プラント名	自動スクラム発生頻度 (回/7000 時間)	比較(米国)	
		2015 年実績	2008 年(最低)実績
高浜 1 号機	0.248	0.38	0.29
高浜 2 号機	0.185		
美浜 3 号機	0.126		

他の日本の発電所ではしばしば発覚した、点検記録の捏造・改ざん、判定基準に満たない格納容器の漏洩試験を合格させるために行った組織的工作、プラント停止中に不測の臨界が発生した重大事実を隠すため記録計のチャートをちぎって長年にわたる隠蔽を行ってきたことなど、悪質な問題もなかった。

ただし、2004年8月9日に発生した美浜3号機の事故は、5人の死者、6人の負傷者を出す重大な人身災害であった。関西電力は、美浜原子力発電所構内に「安全の誓い」の石碑を建て、例年、この日に事故の反省と教訓の思いを一新にするため、幹部一同が参列して黙祷を捧げている。

事実これは、深刻な反省が求められる悔いの多い事故であった。というのも、原因、発生場所、事故による影響の全てにおいて、極めて類似性の高い事故が、1986年12月9日、米国のSurry原子力発電所2号機において発生しており、十分に予知が可能で、実際、その後、約70基のPWRプラントを擁する米国においては再発防止に成功している一方、数的には圧倒的に少ない当時23基の日本において発生してしまったからである。

Surry2号機の場合、炭素鋼製、口径18インチ(450mm)の給水ポンプ入口配管が、流動加速腐食によって減肉、破裂し、内包されていた圧力約3MPa、温度約190°Cの高温水が、瞬時に水と蒸気の二相流として噴出し、近くで保温材取付け作業をしていた作業員8人が巻き込まれ、そのうちの4人が重度の火傷で死亡した。プラントは、蒸気発生器の水位が低下したことで自動停止したが、周囲に充満した高温蒸気が、複雑な問題を引き起こした。事故の事象分類としては、代表的な高エネルギー配管破断(HELB)である。

配管の破断箇所から約15m離れた位置に、入退域管理用のカード・リーダーがあったが、これが高温蒸気との接触によってショートしてしまい、全セキュリティ・システムが誤動作し、建屋への入域ができなくなってしまった。とりあえず中央制御室への入域だけ、入口のドアを開放したままにして、保安関係者が臨時に一人一人をチェックして行うことで対応した。その後、この問題の復旧までには約20分間を要している。

水は、電線管の開口部から火災防護の監視盤にも浸入し、回路をショートさせた。それにより、68カ所のスプリンクラーが同時に作動し、一面が浸水した。中央制御室の上階にあるケーブル・トレイ室も浸水し、その床貫通部のシール材の隙間から水漏れが生じたことで、1・2号機共用である中央制御室にも滴下した。

ケーブル・トレイ室には炭酸ガス消火設備も備えられていたが、スプリンクラーからの水や破断した給水配管からの水の回り込みによって、当該設備の制御盤にも水が入り、これを誤作動させた。これにより、消火用の炭酸ガスは空になり、本当に火災が発生した場合の消火能力を失った。

さらに、炭酸ガスは階段室を通って下に流れ、開放したままのドアから中央制御室の中に流入したことで、2号機側の運転員は、呼吸困難、めまい、吐き気を訴えた。

中央制御室の真下には、非常用開閉器室があり、ハロン消火設備が備えられていたが、これも炭酸ガス消火設備と同じように誤作動を起こし、その後、天井の貫通孔から上階のコンピューター室へと抜け、さらに中央制御室の 1 号機側へと流入した。その影響で、ハロンガスのかすみがかかったが、運転員の業務に支障のないレベルだった。ところが、中央制御室の背面にある階段室にいた運転員が、カード・リーダーが働かなくなったことで、中央制御室に入域できなくなり、その場に閉じ込められてしまった。本来ならば、開閉器室に行くこともできたがハロンガスが充満しており、ケーブル・トレイ室にも行くことができたが炭酸ガスが充満しており、行き場がなくなった。結局、中央制御室へのドアを叩き続け、その音を聞きつけた運転員によって中央制御室に入れてもらった。

以上のような顛末が克明に述べられた文書があったのだが、次のように FAC による HELB の事故が、2004 年 8 月 9 日、美浜 3 号機で繰り返されてしまった。作業中だった 11 人が災害に巻き込まれ、5 人が亡くなった。HELB の発生箇所は、タービン建屋 2 階の天井付近、やはり給水ポンプの下流で、温度約 140°C、圧力約 0.93MPa の高温水を内包している外径約 560mm の炭素鋼製配管であった。事故発生までに 185,700 時間だったということで、かなり長い潜伏期があつたことになる。この事故によっては、給水流量と蒸気流量のミスマッチが生じたことで、原子炉スクラムが発生した。

破断口から噴出した蒸気は、急速にタービン建屋のほぼ全域に広がり、タービン建屋に隣接する制御建屋と中間建屋の一部にも浸入したと推定されている。高温水や蒸気が接触したと推定される機器には主蒸気隔離弁駆動電磁弁、中央制御室制御盤、計器用電源設備、直流電源設備、およびタービン駆動補助給水ポンプが含まれている。

これを教訓として関西電力は、FAC の管理に力を入れる。2005 年 6 月 7 日までに 6260 カ所に対して肉厚測定を終え、そのうち次回計画停止までに余寿命 5 年未満となる部位として 115 カ所、さらにそれらのうち必要肉厚を割り込んでいるところとして 34 カ所を摘出した。しかし、その後も FAC による有意な減肉の発見は散発している。

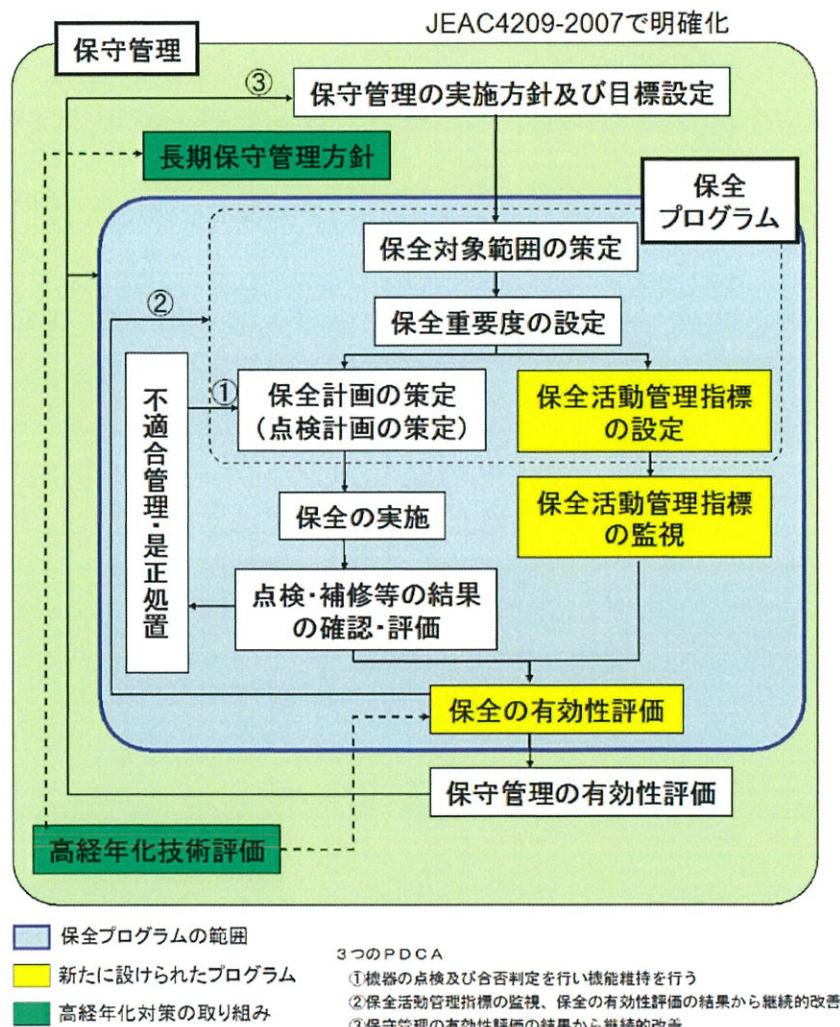
配管破裂が発生した部位は、そもそも、管理対象に含まれていなかった。すなわち、スコーピング・スクリーニングの段階で、排除されてしまっていたのである。その後も、当初は対象としていなかつたが実は対象とすべきだった箇所の発覚が続いた。スコーピング・スクリーニングの重要性が、このことからも分かる。また、対策は、単に FAC の管理に対してのみに限られるべきではなく、FAC を含む HELB の発生を想定した EQ 試験についても検討され、高経年化対策や認可申請の審査にも含まれるべきであった。これらの不十分さ、欠如という点で、反省と教訓には、まだ将来のなすべき余地がある。

### 6.3 高浜 1・2 号機、美浜 3 号機に対する AMP と TLAA

米国においては、認可更新の機会に、スコーピング・スクリーニングのプロセスで漏れなく抽出しブレーカダウンした末端の個々の構造物、系統、機器の全てに対し、更新期間末期までの経年劣化の評価(TLAA)も踏まえた劣化管理計画(AMP)の適正さを審査するのである。その作業量の膨大さから、可能な限り合理化を図るため GALL レポートを活用するのであるが、それでも数年がかりの業務となる。

一方、日本においては、TLAA の方は高経年化技術評価として行い、AMP の方はその結果を反映した長期保守管理方針として営んでいくという大きな枠組みがあり、すでに概念としてはこの組合せだけで完成している。したがって、認可更新すなわち運転期間延長認可の手続きは、特別検査や劣化状況に関する技術評価など、かなりのリソースを注ぎ、膨大な図書も作成しているのではあるが、所詮、巨大な構図の中の一角についてであり、1 年ほどの審査業務となっている。ある意味で、サンプル的、セレモニー的な手続きである。

高経年化技術対策書(高浜、美浜)の中の共通説明図



したがって、以下の所見は、そのようなサンプルに対する限定的なものであって、TLAA と AMP の全領域に対するものではない。

### 6.3.1 EAF

従来の設計疲労曲線が修正され、かつ、「環境係数( $F_{en}$ )」によって補正されることになったことで、一般的には、疲労累積係数(EAF CUF)の評価が厳しくなり、下表は、米国のPWRプラントであるセコイヤ原子力発電所のケースであるが、1未満であるべき値が、これを超過する部位も各所に発生している。

Table 4.3-12  
Environmentally Assisted Fatigue Cumulative Usage Factors

NUREG/CR-6260 Generic Location		Plant-Specific Location	Material Type	CUF	$F_{en}^{(1)}$	EAF CUF
1	Reactor vessel shell and lower head	Inside the vessel wall adjacent to the core	LAS	0.005	2.45	0.01225
2	Reactor vessel inlet and outlet nozzles	Inlet nozzle	LAS	0.1121	2.45	0.2746
2	Reactor vessel inlet and outlet nozzles	Inlet nozzle safe end	SS	0.0009	15.36	0.0138
2	Reactor vessel inlet and outlet nozzles	Outlet nozzle	LAS	0.0446	2.45	0.1093
2	Reactor vessel inlet and outlet nozzles	Outlet nozzle safe end	SS	0.6318	15.36	> 1
3	Pressurizer surge line (including hot leg and pressurizer nozzles)	Pressurizer nozzle	LAS	U-1 0.49471 U-2 0.36634	2.45 2.45	> 1 0.8975
3	Pressurizer surge line (including hot leg and pressurizer nozzles)	Hot leg nozzle	SS	U-1 0.37043 U-2 0.36544	15.36 15.36	> 1 > 1
4	Reactor coolant piping charging system nozzle	NA	SS	NA <sup>(2)</sup>	NA	NA
5	Reactor coolant piping safety injection nozzle	NA	SS	NA	NA	NA
6	RHR system Class 1 piping	NA	SS	NA	NA	NA

1.  $F_{en}$  = fatigue correction factor

2. "NA" indicates a CUF is not available (not calculated) for this location.

高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の場合も、余熱除去系統配管に対し、温度揺らぎを抑制する合流部形状に変更し、熱応力を緩和するために応力集中係数が小さくなるような溶接形状に変更する改造を、それぞれ 2007～2008 年度(第 25 回)、2008～2009 年度(第 25 回)、2008 年度(第 23 回)の定期検査の期間中に実施している。その結果、これらのプラントでは、全ての評価部位における疲労累積係数(EAF CUF)が 1 を十分に下回っている。

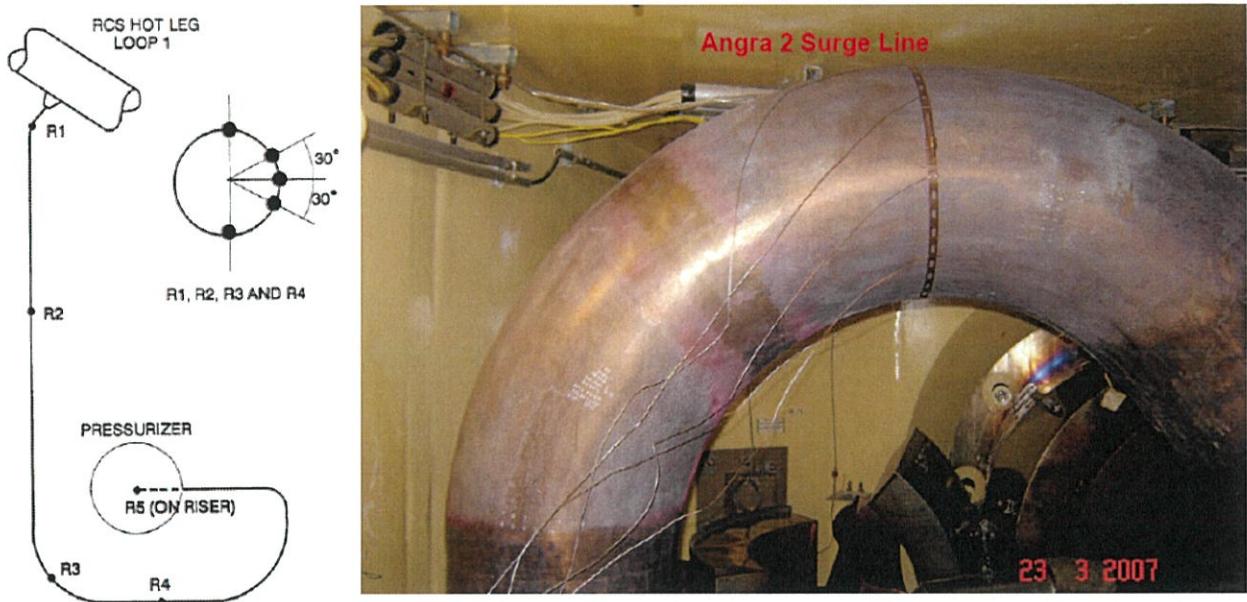
高浜 1 号炉 評価結果一覧

評価対象機器		健全性評価（疲労累積係数）	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
余熱除去ポンプ	ケーシング	0.075	0.082 <sup>*1</sup>
1 次冷却材ポンプ	ケーシング脚部	0.235	0.130 <sup>*1</sup>
	ケーシング吐出ノズル	0.022	0.337
	ケーシング吸込ノズル	0.001	0.001
熱交換器	再生クーラ管板部	0.174	0.222
	余熱除去クーラ管板部	0.049	0.069
蒸気発生器	給水入口管台	0.073	0.235 <sup>*2,4</sup>
	管板廻り	0.123	0.099 <sup>*1,4</sup>
加圧器	スプレイライン用管台	0.190	0.019 <sup>*3</sup>
	サージライン用管台	0.021	0.051 <sup>*1</sup>
	加圧器スカート	0.216	—
格納容器貫通部	固定式配管貫通部（余熱除去クーラ出口・余熱除去ポンプ入口ライン貫通部端板）	0.427	—
	伸縮式配管貫通部（主蒸気管貫通部伸縮維手）	0.008	—
	伸縮式配管貫通部（主給水管貫通部伸縮維手）	0.033	—
ステンレス鋼配管	加圧器サージ配管	0.012	0.002 <sup>*3</sup>
	加圧器スプレ配管	0.026	0.404 <sup>*2</sup>
	余熱除去系統出口配管「1 次冷却材管高温側出口管台～1 次冷却材管高温側出口隔離弁」	0.001	0.020
	余熱除去系統出口配管「1 次冷却材管高温側出口隔離弁～原子炉格納容器貫通部」	0.012	0.076
	主給水系統配管（原子炉格納容器貫通部～蒸気発生器給水管台）	0.009	0.040 <sup>*5</sup>
1 次冷却材管	ホットレグ	0.001	0.001
	クロスオーバレグ	0.002	0.011
	コールドレグ	0.001	0.005
	加圧器サージライン用管台	0.179	0.465
	安全注入系ライン用管台	0.006	0.019
	化学体積制御系ライン用管台	0.004	0.033

もちろん、このようなプラント毎の差異は、たとえば配管の材質の違い、布設設計の違いによつても生じることから、当たり前であり、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機においては、低サイクル疲労の

懸念が適切に対処済である可能性はある。しかし、かつての FAC の評価においても欠落があり、解析評価の誤差も大きいことを顧慮するならば、原子力規制委員会には、上記米国プラントのような「1」を超えるケースのある例との比較を行うなどの注意深さが必要である。また、その上でもさらに米国や海外の対応に倣い、疲労モニターの導入、オンライン監視を検討するべきである。

アングラ原子力発電所(ブラジル)における疲労モニターの活用例



出典：「原子力発電所の経年劣化の検知、研究、管理、監視に関するワークショップ」(2008 年 12 月 9~12 日 @ ブエノス・アイレス)でブラジル(Electronuclear)が行った発表(公開)から抜粋

### 6.3.2 金属材料の脆化問題

#### 原子炉圧力容器

原子炉圧力容器の照射脆化は下表の通りで、高浜 1 号機と美浜 3 号機の母材の上部棚エネルギー(USE)が、近い将来、基準値の 68J を下回ると予想される。ただし、その場合の救済規定は満足しており、また、試験片に対する実測値は基準値を満足していることから問題ないと判断されている。また、関連温度の高温側シフトについても、高浜 1 号機の母材はかなり高温になるが、米国の PTS の規制要件(10CFR50.61a)と比べても、かなり厳しくはあるが、クリアしている。

プラント名	評価時期	中性子照射量 ( $\times 10^{19} n/cm^2$ )	関連温度(°C)/USE(J)		
			母材	溶接金属	熱影響部
高浜 1 号機	2015 年 4 月	2.82	89/69	43/115	54/117
	運転開始後 60 年	4.44	97/65	52/109	62/112
高浜 2 号機	2015 年 4 月	2.90	40/108	28/113	3/141
	運転開始後 60 年	4.67	50/104	37/106	13/136
美浜 3 号機	2015 年 4 月	2.86	53/69	-7/115	-4/117
	運転開始後 60 年	4.69	64/65	3/109	7/112

**TABLE 1—PTS Screening Criteria**

Product form and $RT_{MAX-X}$ values	$RT_{MAX-X}$ limits [°C] for different vessel wall thicknesses <sup>6</sup> ( $T_{WALL}$ )		
	$T_{WALL} \leq 9.5$ in.	$9.5$ in. < $T_{WALL} \leq 10.5$ in.	$10.5$ in. < $T_{WALL} \leq 11.5$ in.
Axial Weld— $RT_{MAX-AW}$	132	110	106
Plate— $RT_{MAX-PL}$	180	152	145
Forging without underclad cracks— $RT_{MAX-FO}$ <sup>7</sup>	180	152	145
Axial Weld and Plate— $RT_{MAX-AW} + RT_{MAX-PL}$	263	229	212
Circumferential Weld— $RT_{MAX-CW}$ <sup>8</sup>	156	136	132
Forging with underclad cracks— $RT_{MAX-FO}$ <sup>9</sup>	119	116	115

事業者の PTS 評価は、所定の手順(JEAC 4206)に沿ったものであるとは言え、極めて不確定な性質に対するものであり、複数の異なる解析コードによる結果との照合も行われていないことから、十分な信頼性を保証するだけの説得性があるとは思われない。また、解析の対象として選定したシナリオには、大破断 LOCA、小破断 LOCA、主蒸気管破断、2 次冷却系除熱機能喪失が含まれているが、加圧器安全弁(PORV)の誤動作による減圧と復旧による再加圧というさらに厳しい可能性のあるシナリオが含まれていない。このシナリオの現実性は、たとえば、火災によって PORV の回路が短絡(ショート)をするなど考えられ、実際、スリー・マイル・アイランド 2 号機の事

故は、そのようなPORVの誤作動による開固着がトリガーとなって発生した。PORVの開固着は、その前にも後にも複数回にわたって発生し(1977年9月24日-Davis Besse, 1980年2月26日-Crystal River, 1985年6月9日-Davis Besse, 1986年12月17日-Turkey Point 3号機)、その都度、減圧と再加圧も経験しているのであり、むしろ大LOCAよりは予想発生頻度の点で上回る可能性がある。

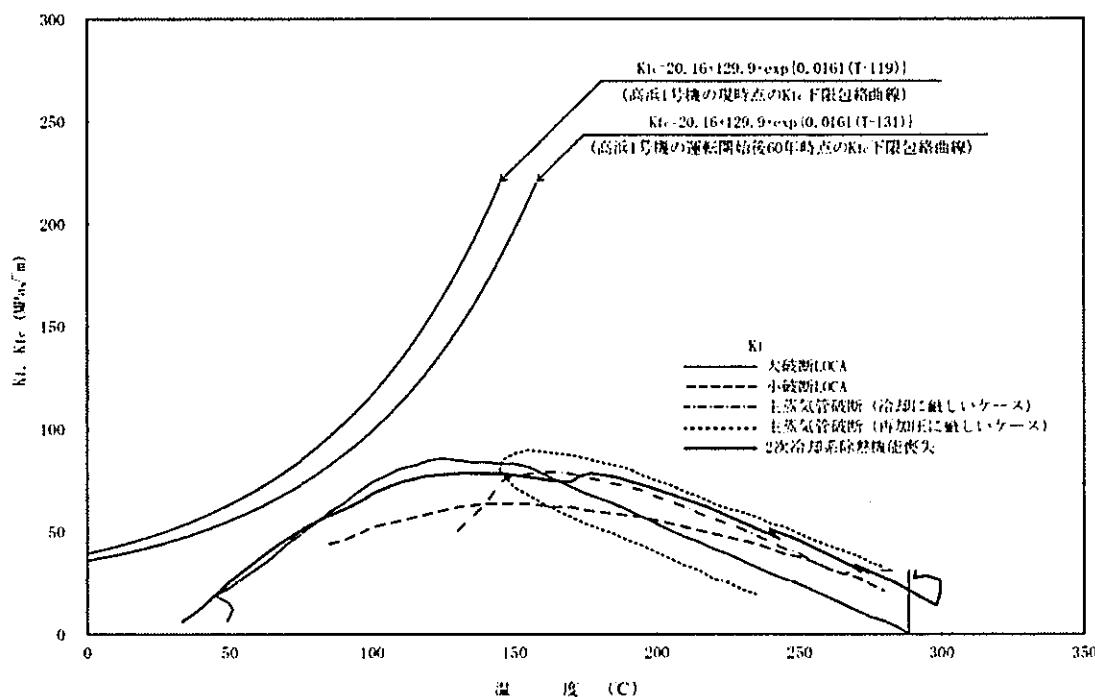


図6 高浜1号炉 PTS評価結果【深さ10mmの想定き裂を用いた評価】

## 二相ステンレス鋼

オーステナイト系ステンレス鋼(CASS)は、高浜1号機にあっては、一次冷却材ポンプ(RCP)のケーシング、原子炉冷却系(RCS)配管、および炉内構造物のうち下部炉心支持柱に使われており、事業者の判断によれば、それらの中で、使用条件(発生応力とフェライト量)の最も厳しいのがRCS配管である。高浜2号機と美浜3号機の場合には、CASSはRCPとRCS配管に使われており、使用条件の点では、RCS配管の方が厳しいとのことである。

しかし、この判断が正しいか否かはわからない。CASSの熱脆化に対する感受性は、事業者が判断基準としている温度とフェライト量だけで決まるものではなく、CASSの種類(特に、モリブデンが添加されたJIS SCS14Aであるのか否か)、ニッケル含有量(10%以上か否か)、鋳造法(静置式か遠心式か)によっても大きく左右されるという知見があるからである。

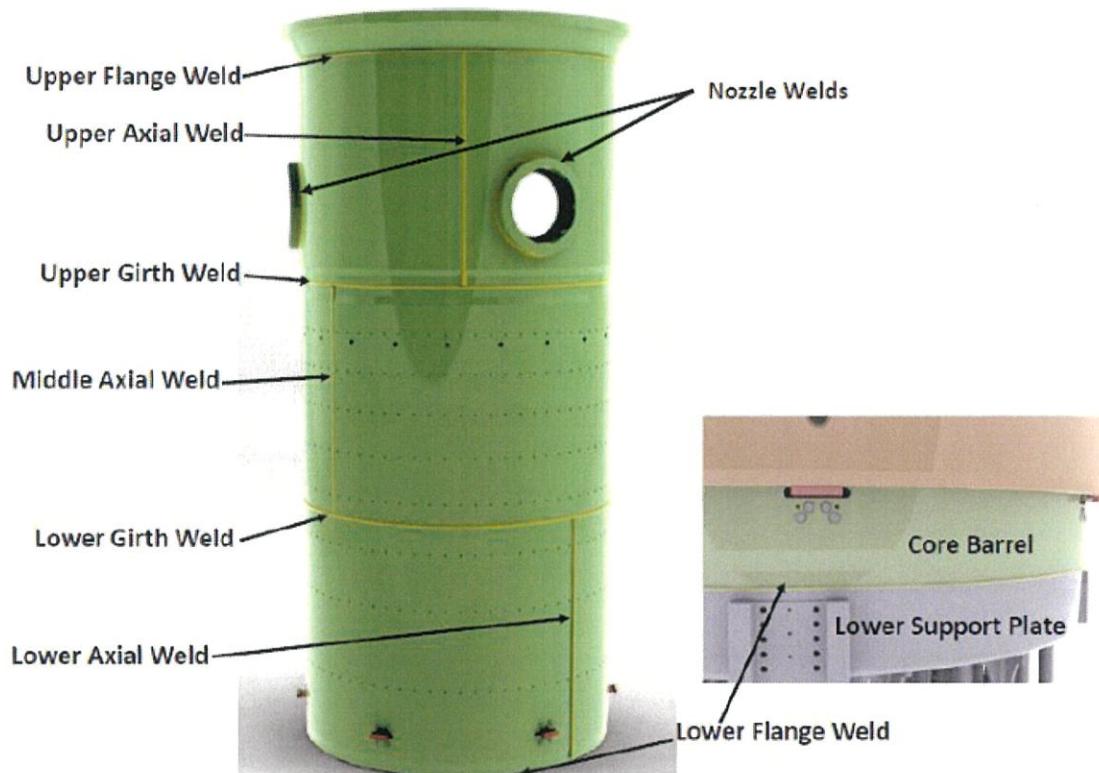
また、事業者は、炉内構造物に使われているCASSとして、高浜1号機における下部炉心支持柱のみを挙げているが、標準的なウェスチングハウスのPWRでは、この他に、制御棒案内管下

部ハウジング、BMI コラム十字型金具、上部支持アセンブリ・ミキシング・デバイス、UHI フロー・コラム・ベース、上部支持コラム・ベースにも広範に CASS が使われており、それらが事業者のスクリーニングのリストにない理由が不明である。

この確認は重要である。なぜならば、これらについては、単に熱脆化だけでなく中性子照射による脆化、さらにそれら両者の相乗効果も考えなければならないからである。

さらに事業者は、「二相ステンレス鋼」と言っているながら、実は CASS のみに注目しており、ステンレス鋼の溶接材も二相ステンレス鋼に属し、同じ熱脆化の問題があることを無視している。特に、上部コア・バレル、下部コア・バレルの溶接部は、著しく高い(原子炉圧力容器内面のレベルを 2 ~3 衝上回る)中性子照射量と高温に曝露され、IASCC による亀裂の発生、熱脆化、中性子照射脆化と、あらゆる劣化要因による集中攻撃を受けている。

コア・バレルの溶接部(Weld)



### 6.3.3 応力腐食割れ

#### PWSCL 対策

初期に建設された日本の PWR プラントは、一次冷却系の溶接部の各所や母材の一部に 600 系のニッケル基合金を使っていたことで、PWSCL に対する感受性を有していたが、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機においては、蒸気発生器の伝熱管が、大いにこの問題によって悩まされた。

すなわち、高浜 1 号機においては、早くも 1976 年に当該伝熱管の漏洩が発生して運転を停止しているが、その後も 1982 年、1984 年、1985 年、1986 年、1988 年、1989 年、1990 年、1992 年、1993 年とほぼ毎年損傷が検出され、その都度プラグを取付けて隔離している。高浜 2 号機においても同様で、1981 年、1983 年、1984 年、1987 年、1988 年、1990 年、1991 年、1992 年と損傷が検出され、美浜 3 号機でも 1983 年、1984 年、1985 年、1986 年、1988 年、1989 年、1990 年、1992 年、1993 年、1995 年と損傷の検出が続いた。

そして、1993 年に高浜 2 号機、1994 年に高浜 1 号機、1996 年に美浜 3 号機で蒸気発生器の交換工事が実施されている。問題の 600 系は、対策材の 690 系ニッケル基合金に変更されている。このときの工事では、鋼製の格納容器と厚さ約 1m の鉄筋コンクリート製外部遮蔽建屋に、縦横それぞれ約 8m もある巨大な仮開口部が設けられ、古い蒸気発生器の搬出と新しい蒸気発生器の搬入が行われた。

さて、600 系ニッケル基合金は、原子炉圧力容器の上蓋ノズル、出口(ホット・レグ)ノズル、入口(コールド・レグ)ノズル、下鏡の炉内計装筒(BMI)、加圧器サージ管ノズルなどの母材や溶接材としても各所に使用されており、それらにおいても PWSCL の発生が危惧されていた。PWSCL による亀裂発生までの時間(潜伏期間)と発生後の進展速度には、アレニウスの法則が成り立つことが知られており、活性化エネルギーが高いほど、環境温度が高いほど潜伏期間は短縮され、進展速度は加速されることになる。

米国で NRC からの委託を受けたアルゴンヌ国立研究所による調査報告書(NUREG/CR-6964 2008 年 5 月発行)によれば、600 系ニッケル基合金の母材の活性化エネルギーが 130kJ/mol であるのに対し、シールド・メタル・アーク溶接に使われる溶接材(182 系)のそれは、溶接開先部の形状が「J 字」の場合で 252kJ/mol、突合せ溶接の場合で 189kJ/mol と圧倒的に高く、ガス・タンゲステン・アーク溶接に使われる溶接材(82 系)のそれは、データが少なく誤差も大きいだろうとは断りながらも 169kJ/mol と述べており、このような溶接部こそ PWSCL に注意を払わなければならぬことを示唆している。

一般に、応力腐食割れの発生と進展には、材料、環境、応力の 3 要素があり、600 系から 690 系ニッケル基合金への変更や、600 系溶接部(182/82 系)を 690 系溶接材(52 系)で被覆する方法(オーバーレイ、インレイ)は、そのうちの一つである材料に対する改善である。環境に対する改善としては、飽くまで可能な場合に限られるが、曝露温度を下げるのもその一つである。活性化エネルギーが高いほど効果的で、10~20 度の温度降下でも顕著な差が生じる。最後に応力改善という方法がある。これは、張力応力を圧縮応力に変えることで、具体的には機械力を利用する

方法(MSIP)や熱を利用する方法(IHSI)などがある。いずれもかなり大掛かりな工事となる。ただし、そのような応力改善は、理論的には表層だけであっても亀裂の発生を抑える上で効果的なはずであり、そのための方法としてピーニングが開発された。

ピーニングは、元々は疲労強度を高めるために開発された方法で、効果が実証された実績の豊富な技術であるが、これを PWSQC 対策として応用しようとしたのが日本のプラント・メーカーであった。最も一般的なのが、対象部位の表面に小さな鉄球(ショット)を打ち付ける方法(ショット・ピーニング)であるが、この場合、打ち付けた後のショットの回収が厄介である。そこで、高圧水を噴射してキャビテーションを起こさせ、気泡の崩壊時に発生する大きな衝撃力を利用するウォータージェット・ピーニング(WJP)も開発された。(キャビテーションとは、高圧水の噴射による急速減圧によって気泡が発生し、その気泡が衝突することで再加圧されて消滅し、局所的に強力な衝撃力を発生させる現象のこと。通常は、金属を侵食させる有害な現象であるが、ここでは、金属表面に圧縮応力の層を形成させる有益な現象として応用される。)レーザー光線を使ってプラズマを発生させ、その圧力を利用するレーザー・ショック・ピーニング(LSP)という技術もある。

高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の原子炉圧力容器の上蓋にある制御棒駆動機構の貫通ノズルに対しては、個々に対策を行う代わりに、問題の 600 系を 690 系の母材と溶接材に変更した新品の上蓋で交換を行った。高浜 1 号機に対しては 1995~1996 年度(第 16 回定期検査の期間)、高浜 2 号機に対しては 1996~1997 年度(第 16 回定期検査の期間)、美浜 3 号機に対しては 1996 年度(第 15 回定期検査の期間)に、この工事を完了した。

原子炉圧力容器のホット・レグ(出口管)とコールド・レグ(入口管)のノズル溶接部(異材継手)に対しては、美浜 3 号機では 2007 年度(第 22 回定期検査の期間)、高浜 1 号機では 2007~2008 年度(第 25 回定期検査の期間)にそれぞれ WJP を、高浜 2 号機では 2010 年度(第 26 定期検査の期間)にインレイを採用して対策を行った。

BMI(原子炉圧力容器下鏡の炉内計装筒)に対しては、高浜 1 号機では、2002 年度(第 21 回定期検査の期間)にまずはノズル母材の外面に、2004 年度(第 22 回定期検査の期間)には内面にも WJP を施工した。このとき、欠陥が発見され、切削補修を行ったものもある。そして、2007~2008 年度(第 25 回定期検査の期間)には、外面溶接部(J 字開先)に WJP の施工を行った。美浜 3 号機では、2004 年度(第 21 回定期検査の期間)にノズル内面に、2007 年度(第 22 回定期検査の期間)にノズル外面(母材と J 溶接)に WJP を行った。高浜 2 号機では、2003 年度(第 21 回定期検査の期間)にノズル外面の母材のみに、2010 年(第 26 回定期検査の期間)にはノズル外面の J 溶接のみに対して WJP を施工しているが、ノズル内面に対しては未完である。

加圧器サージ管ノズルに対しては、600 系から 690 系への交換を、美浜 3 号機では 2009 年度(第 24 回定期検査の期間)に、高浜 1・2 号機では 2010 年度(それぞれ第 27 回、第 26 回定期検査の期間)に実施した。

しかし、以上の一連の PWSQC 対策を振り返り、提起しなければならない問題がある。それは、原子炉圧力容器のホット・レグとコールド・レグのノズル内面、および BMI に対して施工された WJP の効能についてである。実は米国では、WJP を含むピーニング工法が PWSQC として応用

されることについて、その効能に対して長年にわたって疑念を抱いており、筆者自身も、まだ実機に導入される以前の 1990 年代中頃から、関係者に対して反対意見を述べてきた経緯がある。そのときの反対意見の主な理由は以下である。

- ピーニングが応力改善として有効な厚さは 1mm にも満たない。有効な厚さよりも深く、目に見えない欠陥がすでに発生している場合には、そのような表面にピーニング処理をしても効果が得られない。
- 施工を行った後、表面の応力分布が、引張から圧縮に変化したことを確認するための非破壊検査法が存在しない。施工が欠落した部位が存在していないことを直接的に証明する方法がない。
- 応力分布は圧縮性と引張性がバランスするものであるから、圧縮性の部位の近傍には、PWSCC の発生において有害な引張性の部位が存在する。ピーニングの欠落した部位は、むしろ PWSCC 発生の起点となりえる。
- 応力分布は、永久的に維持されるものではなく、経時的に緩和する。仮に初期には有効であったとしても、やがてその効能が失われる可能性がある。現に、応力改善法としてはより本格的な方法であるはずの MSIP や IHSI さえ、やがて効能が減弱し、SCC を発生させたと思われる例がある。
- ピーニングを施工することによって表面状態が変化し、その後の目視検査や超音波探傷検査が効果的に行えなくなる可能性がある。

以上の疑念は、米国においては、規制者にも事業者にも共有されており、SCC 対策としてのピーニングは、受け入れの余地がないように思われた。

2014 年 11 月に発行されている NRC からの委託でパシフィック・ノースウェスト国立研究所が取りまとめを行った「突合せ溶接部の PWSCC に対する対策と検査(Managing PWSCC in Butt Welds by Mitigation and Inspection)」と題する実態調査報告書(NUREG/CR-7187)には、日本の美浜 2 号機、高浜 2・3・4 号機、大飯 3 号機、敦賀 2 号機における PWSCC の事例が克明に説明されているが、その中の大飯 3 号機に関するものが興味深い。

2008 年 3 月、原子炉圧力容器ホット・レグのノズルに WJP を施工すべく、事前に渦流探傷検査(ET)を実施したところ、ノズル軸方向の亀裂を検出した。目視で確認したところ長さ 3mm と判定し、さらに超音波探傷検査(UT)によれば、長さ 10mm 深さ 5mm 未満と判定した。当該部は外径 882mm、内径 736mm、肉厚 74mm の異材継手(600 系 82 溶接材)であった。事業者は当初、これを浅い欠陥だと考え、削除を試みた。深さ 0.5~1mm ほど削っては欠陥が残存しているかどうかを目視と ET によって確認するというプロセスを反復しながら進めた。その結果、5.5mm の深さまで削っても長さが 13.5mm もあり、結局そのまま研削と確認のプロセスが続けられ、完全に欠陥を除去したときには、20.3mm の深い窪みができていた。

このときには、削除によってできたこの窪みを補修溶接で埋める処理は行わず、そのまま窪みの表面に WJP を施している。当該部には、後に改めて 600 系の 82 溶接材で埋め戻してから、全周に溝を加工し、690 系の 52 溶接材を使ってインレイ補修を施工する予定とのことである。

以上の報告で注目すべきは、最初に目視で確認したときに、長さたったの 3mm だった欠陥が、実は掘り進むにつれて長くなり、結局 20mm もの深い欠陥だったという事実である。以前から 600 系 82 溶接材と 182 溶接材の亀裂は、検出するのもサイズの推定をするのも著しく困難であるといわれており、この困難が依然と克服されていないことを示唆している。同報告書には、美浜 2 号機の蒸気発生器入口(ホット・レグ)ノズルにおいて検出された欠陥に関する次の記述もある。

同プラントの蒸気発生器のノズルに対しては、PWSCC 対策としてショット・ピーニングを行う計画を立てており、2007 年 9 月、その施工の工程として、目視検査と ET を行った。その結果、目視検査によつては 1 カ所に、ET によつては 13 カ所に欠陥が検出された。次いで液体探傷検査(PT)を行い、ET による欠陥がすべて実際に亀裂欠陥であることが確認された。検出された欠陥のうちで最長は 17mm で、UT によつて深さ 13mm と推定された。この亀裂欠陥は、後日の破面観察によつて、実際には 11.5mm と判定されている。また、17mm の長さは、実は 1 本の亀裂ではなく、長さ 3~5mm の複数の亀裂が連絡した全長であることが分かった。

以上から、亀裂の検出にあたつては目視検査が有効ではなく、かなりの見落としが発生することが分かる。目視検査では、深さ 1mm の浅い亀裂欠陥だけでなく、かなり深いものまで見落とされてしまうということである。

同報告書においては、高浜 2・3・4 号機、敦賀 2 号機の蒸気発生器入口(ホット・レグ)ノズルに検出された欠陥についても詳解されているが、これによると、ET による検出数と UT による推定の最大サイズは、次表の通りとなる。当初、「予防保全」としてショット・ピーニング(SP)を施そうと計画したもの、多数の亀裂欠陥が現れ、まずはそれらの処置に手間取っている。

蒸気発生器の入口(ホット・レグ)ノズルに検出された PWSCC

プラント名 (ループ数)	時期	蒸気発生器	欠陥数 (ET)	最大サイズ(UT) 長さ × 深さ	処置
敦賀 2 号機 (4 ループ)	2007 年 11 月	SG-A	1	—	—
		SG-B	5	21mm × 12mm	欠陥削除、補修 後にインレイ。
		SG-C	23	14mm × 13mm	
		SG-D	0	—	—
高浜 2 号機 (3 ループ)	2008 年 8 月	SG-A	3	—	—
		SG-B	2	7mm × 6mm	浅い欠陥は削除 して SP 施工。
		SG-C	4	14mm × 8mm	
高浜 3 号機 (3 ループ)	2008 年 8 月	SG-A	7	28mm × 9mm	深い欠陥は削除 して補修しインレ イを施工。
		SG-B	16	38mm × 15mm	
		SG-C	9	14mm × 9mm	
高浜 4 号機 (3 ループ)	2008 年 11 月	SG-A	7	14mm × 12mm	欠陥を削除、補修 し、インレイを施 工。
		SG-B	8	30mm × 13mm	
		SG-C	21	33mm × 16mm	

以上の実績は、欠陥が悉く高温配管(ホット・レグ)において発生しており、PWSCC の挙動がまさにアレニウスの法則に従うことを証明している。しかしこのことは、PWSCC の発生が、低温側では遅れて現れてくるだけであることも意味する。それにしても、ホット・レグにおいては実に夥しい欠陥が発生していたもので、PNNL の同報告書によれば、三菱と日立 GE による WJP の圧縮層は 0.5mm で、東芝の LSP であってもせいぜい 1.0~1.5mm ということであるが、その程度の深さをぎりぎり上回る欠陥は、人々と目視検査を逃れ、ET、PT、UT の非破壊検査技術を総動員しても、漏れなく見つけ出すことは至難であると言わざるを得ない。

以上の知見を以て、先の高浜 1 号機と美浜 3 号機の原子炉圧力容器のノズル(ホット・レグ、コールド・レグ)に対する WJP、および、高浜 1・2 号機と美浜 3 号機の BMI に対する WJP の効能について振り返ってみると、疑念は増幅される。

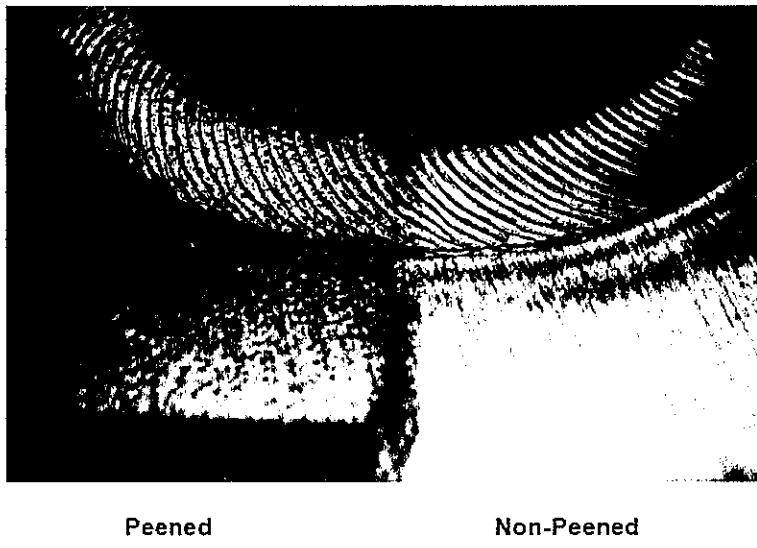
ただし最近になり、WJP に対する米国の考え方には変化が現れ始めていることも述べておかなければならぬ。これには、日本のプラント・メーカー各社(東芝、日立 GE、三菱)が、ASME と EPRI に対してかなり粘り強い働きかけをし、コスト節減、計画外の停止期間延長の回避、作業被曝低減などのメリットを説き、関係者の関心を引き寄せることに成功したという背景がある。その成功が、ASME によるコード・ケース N-770-4(600 系ニッケル基合金 82/182 溶接材が使われているクラス 1 の PWR 配管と容器ノズルの突合せ溶接に対し、所定の対策が施されている場合と施されていない場合に対する代替の検査要件と合格判定基準)の発行となり(WJP に関する要件はその中に Appendix-I として規定)、EPRI/MRP による MRP-335(表面応力改善による PWSCC 対策)の発行、NRC による承認となり、そして遂に実機での適用にまで漕ぎ着けた。

とは言え、これで、NRC が WJP の効能を認めたことになるのかと言えば、全くそうではない。コード・ケース N-770-4 は NRC によって承認されておらず、MRP-335 にあっては、そもそもピーニングの適用部位が、原子炉圧力容器の出入口ノズル(ホット・レグ、コールド・レグ)と上蓋のノズルだけで BMI を含んでいない。そして、NRC が発行した安全評価書のトーンは、ピーニングはやりたければやってもよいが、それをやったからといって、検査要件(方法、頻度)の緩和が認められるわけではなく、原則これまで通りで、緩和を望む場合には、ケース・バイ・ケースの審査が必要になる、という随分と素っ気ないものである。

それでも 2016 年には 4 基の PWR プラントにおいて、ピーニングが行われている。Byron 2 号機と Braidwood 1 号機においては、原子炉圧力容器の上蓋貫通ノズルに対し、WJP が行われた。AREVA 社の超高压キャビティーション・ピーニング(Ultra High Pressure Cavitation Peening)と呼ばれる方法である。Wolf Creek では、ASME コード・ケース N-770-4, Appendix I に従い、原子炉圧力容器の出入口ノズル(ホット・レグ、コールド・レグ)と BMI に対して WJP を行った。そして、アーカンソー第一原子力発電所 1 号機(ANO-1)では、BMI に対して水中レーザー・ピーニング(ULP)が行われている。

前述のように、各事業者がそのようなピーニングを実施したからといって、検査頻度の軽減が自動的に認められるわけではなく、それぞれが別途、特別認可申請(Relief Request)を提出し、

個別にNRCと折衝しなければならない。実際、各事業者からの特別認可申請は提出されており、現在 NRC との折衝は進んでいるが、NRC は、従来の堅い立場を崩していない。その理由は、筆者の 20 年前の理由とも重なるが、さすがにその後の進歩はあつたらしい。



たとえば、ピーニングを施した範囲を事後に確認できるのかとの問題提起に対しては、外観の変化により判別可能とのことであり、処理した表面に対し、以後、有効な非破壊検査ができなくなるのではないかとの問題提起に対しては、従来通り適用可能のことである。また、非破壊検査としての残留応力の測定法としては、X 線回折(XRD)がある。

それでも NRC は、検査要件の緩和を認めるためには、もう一段階の確証が必要であると考えており、規制者としての独自な確証調査(Confirmatory Research)を提案している。確証調査は、次の 4 点について行われることになる。

- 既存データの検証
  - ピーニング処理した機器における亀裂発生
  - 残留応力測定の不確定さ
- 非破壊検査法に対するピーニングの影響に関する実験
- 残留応力測定の不確定さに対する実験
- ピーニング処理した機器の亀裂発生に対する実験

このように、米国においては、PWSCL 対策としてのピーニング技術の担保に関して、当分の間はまだ不透明であるが、事業者にとってのメリットが、検査要件の緩和ばかりという理解ではない。Exelon 社の評価によれば、Byron 1・2 号機、Braidwood 1・2 号機の場合、原子炉圧力容器上蓋には、それぞれに 79 カ所の貫通ノズル(CRDM が 53 カ所、サーモカップル用が 5 カ所、その他予備など)があり、もし何の処理もなされなければ、向こう 33 年(認可更新による 20 年の延長を考慮)の間に発生する貫通部ノズルの損傷は、少なくて 11 本、多ければ 84 本に達し、計画外停止期間は 161 日～607 日に及び、その修理コストを含む損失は 6 億 8800 万ドル～12 億ドルにもなり、作業被曝は 7.31～21.81Sv・人になるという。これらこそが、ピーニング施工の利得だというのである。

ただし、まだ今のところは爆発的な引き合いがあるわけではなく、2017～2018 年の計画としては、Callaway、Byron 1 号機、Braidwood 2 号機、ANO-2 があるだけである。もちろん、日本においては、すでに膨大な実績があることを世界は知っている。とは言え、もともと PWSCL には、アレ

ニウスの法則に従う潜伏期間があり、環境温度が低いほど発生までの遅れがある。そして、PWSCC は、余程かなり悪化した状態でないかぎり目視検査だけでは見付からない。したがって、ピーニングを施してから PWSCC の発生が見られないとのアピールは、それほど説得力があるわけではない。この点についての独立的な判定は、NRC による確証調査の結果を待ちたいところである。それまでの間はまだ、WJP を含むピーニングに対し、NRC のお墨付きが与えられているわけではないという事実について、日本の関係者にも注目を促したい。

その上で、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の原子炉圧力容器の出入口ノズル(ホット・レグ、コールド・レグ)と BMI に対して PWSCC 対策を実施したとの宣言については、慎重さを求める。

#### 日本の PWR プラントに対する WJP の適用実績

Utility	Plant-Unit	Peening Application to Alloy 600/82/182 Locations of RPV				
		BMI ID	BMI J-Weld	Outlet/Inlet Nozzle		Safety Injection Nozzle
				Outlet	Inlet	
Kansai Electric Power	Mihama-1/2	WJP	WJP	WJP	WJP	WJP
	Mihama-3	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
	Takahama-1	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
	Takahama-2	WJP	WJP	INLAY	INLAY	N/A
	Takahama-3	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
	Takahama-4	WJP	WJP	INLAY	INLAY	N/A
	Ohi-1/2	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
	Ohi-3	WJP	WJP	WJP/INLAY	WJP	N/A
	Ohi-4	WJP	WJP	INLAY	WJP	N/A
Kyusyu Electric Power	Genkai-1	WJP	WJP	WJP	WJP	WJP
	Genkai-2	WJP	WJP	WJP	WJP	WJP
	Genkai-3	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
	Genkai-4	N/A	WJP	INLAY	INLAY	N/A
	Sendai-1	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
	Sendai-2	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
Shikoku Electric Power	Ikata-1/2	FLP	FLP	INLAY	FLP	FLP
	Ikata-3	N/A	WJP (planning)	WJP (planning)	WJP (planning)	N/A
Hokkaido Electric Power	Tomari-1/2	WJP	WJP	WJP	WJP	WJP
	Tomari-3	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
Japan Atomic Power	Tsuruga-2	WJP	WJP	WJP	WJP	N/A
<b>WJP Total Number (Record)</b>		<b>20</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>6</b>

出典：三菱ニュークリア・エナジー・システム(MNES)による NRC に対するプレゼンテーション資料 “MHI Water Jet Peening for Alloy 600 Mitigation” (2015 年 4 月 16 日付)より。

#### 冷間加工による影響

なお、ニッケル基合金の種類を 600 系から 690 系に変更することで PWSCC の感受性が完全に排除できるのかと言えば、常にそうとは限らない。注意すべき重要な要素として、冷間加工の影響がある。

冷間加工とは、文字通り低温での塑性変形であるが、その有害性については、304 ステンレス鋼、316 ステンレス鋼などのオーステナイト系ステンレス鋼においては周知である。すなわち、かつて 304 ステンレス鋼に代わる SCC 対策材として普及した低炭素含有率の 316L ステンレス鋼や原子力仕様の 316NG ステンレス鋼などにおいても発生が報告されており、日本においても、福島第二原子力発電所 3 号機のシュラウドや原子炉再循環系配管など多例を挙げることができる。

この場合の SCC の形態は、そのような冷間加工を受け、本来の格子構造が歪められることで、一般的な SCC の典型的特徴である粒界に沿った亀裂 (IGSCC) ではなく、粒内を横断した亀裂 (TGSCC) として発生、進展するものである。通常これが起点となり、IGSCC へと遷移する。しばしば疲労進展へとして引き継がれる場合もある。そのような有害な冷間加工は、管理の悪い切削加工やプレス加工、グラインダー仕上げなどによって発生し、通常は表層に限られるため、丁寧な研磨仕上げをすることで除去することもできるが、そのような工程を怠った場合には顕在化する。

実は、690 系のニッケル基合金にあっても、冷間加工の有害性が現れる場合がある。第 17 回-原子力発電システムにおける材料の環境劣化に関する国際会議(2015 年 8 月 9~12 日@カナダ・トロント市)に、米国 PNNL の研究者が提出した論文 “Cold-Work Effects on Stress Corrosion Crack Growth in Alloy 690 Tubing and Plate Materials” には、18%未満の冷間加工であれば  $10^{-8}$ mm/秒 未満の亀裂進展速度であるところ、20%以上の冷間加工になると劇的に加速され、 $10^{-7}$ mm/秒(3.15mm/年) 以上にもなるというデータが示されている。

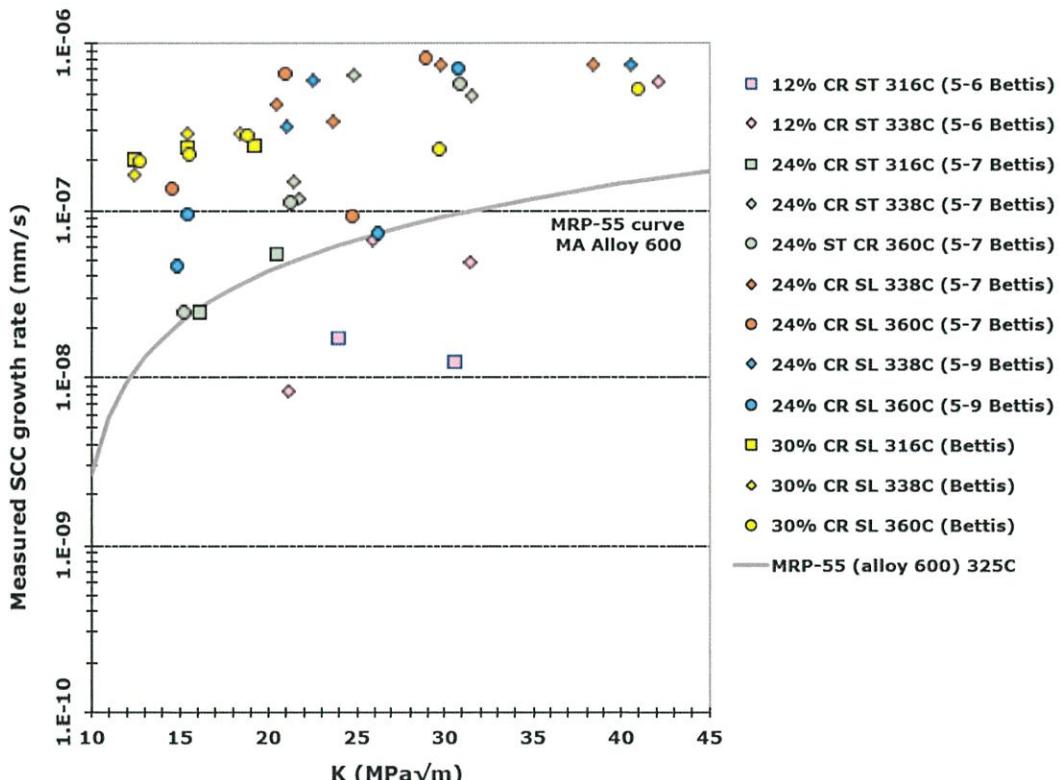


Figure 1. Summary of reported crack-growth-rate measurements in hydrogenated water by Bettis Laboratory [1,2] on cold-worked alloy 690 materials.

したがって、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機においては、加圧器サージ管ノズルに対する PWSCC 対策として 600 系から 690 系のニッケル基合金に変更されたとのことではあるが、そのことを以て無条件に PWSCC 対策が有効であるとは見做すことはできない。工場製作と現地施工において、きちんと冷間加工の管理がなされていたことを裏付ける記録があって、初めて意味がある。一応、

「使用前検査」と呼ばれる検査のステップはあるが、担当する検査官自身がこのような知見に乏しく、見過ごされてしまっている可能性がある。

#### 6.3.4 環境認定試験

美浜 3 号機での 2004 年の人身災害は、1986 年に発生した Surry 2 号機での事故の再来で、さまざまな点において共通点があったのだが、十分な教訓の反映にはなっていないように見受けられる。それは、この事故が典型的な高エネルギー配管破断(HELB)であり、周囲の環境を急変させたことで幾つかの二次的、三次的問題を誘発したものであったにもかかわらず、事業者の対策が流動加速腐食(FAC)への対策だけに目を奪われていることである。

HELB に関しては、その発生を前提とした環境試験の視点がより重要である。すなわち、電気・計装品などが、HELB によって急変した環境に曝露されてもそれに耐え、プラントの安全機能が害されないことの確認である。

米国においては、そのような要件に関する指示文書が、通達(Bulletin 79-01)や規制指針(RG 1.89)、NUREG-0588 などによって事業者に伝令されており、GALL レポートでも HELB に対する EQ 試験の要求が言及されている。

Surry 2 号機と美浜 3 号機では、原因が FAC で、破裂したのが給・復水系配管だったが、他に注意しなければならない系統としては、FAC だけでなく、水滴衝突浸食(LDI)も考慮し、蒸気系、抽気系、ヒーター・ドレン系などもある。補助給水系ポンプの駆動蒸気の配管が破断する場合も考慮しなければならない。また、破裂の事例が特に多いのが、ヒーター・ドレン系である。特に調整弁の下流では、減圧して気化が生じ、流体が二相流となることで、浸食に加え、ウォーター・ハンマー や振動も受けるためである。

高浜 1・2 号機、美浜 3 号機においても、劣化管理を油断すると思わぬ事故となり、環境試験の不徹底が災いし、重大な二次的、三次的問題へと発展する可能性が懸念される。

原子力規制委員会は、運転期間延長の審査基準を平成 28 年 4 月に改正し、電気・計装設備の絶縁低下の項に、わざわざ「重大事故等環境下」を追記しているのであるが、それよりも先に、HELB 環境を追加しておくべきで、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機においても、そのような観点からのレビューと審査がなされるべきであった。

### 6.3.5 耐震安全性評価

原子力規制委員会が、運転期間延長の審査基準においても求めている耐震安全性評価とは、経年劣化を考慮した上での耐震性評価であるが、実際のところこれは、特に脆化を考慮した場合、大変な難問であるように思われる。それは、とりわけ炉内構造物のように著しい照射脆化と熱脆化、およびそれらの相乗効果を受けている機器にあっては、健全性評価の手法として弾性力学が適用できず、より複雑な破壊力学による評価を必要とするからである。

そのような必要性の示唆は、BWR プラントでは、炉心シュラウドの溶接部が  $3 \times 10^{20} \text{ n/cm}^2$  を超える中性子 ( $>1\text{MeV}$ ) の照射量を受ける場合に対してなされていたが(BWRVIP-76)、PWR プラントのコア・バレルにあってはその比ではなく、 $10^{22} \text{ n/cm}^2$  のオーダーで圧倒的に高いことから、ボルトの緩みによる剛性の変化や、IASCC による亀裂も考慮してそのような評価を行わなければならない。設計基準地震動加速度も引き上げられており、経年劣化の影響を受ける全ての炉内構造物に対し、仮想欠陥の先端における応力拡大係数( $K_t$ )が瞬間的にどれほど引き上げられ、他方、脆化の進行により破壊靱性値( $K_{Ic}, K_{Ia}$ )がどれほど低下しているのか解析を行い、破損が起こらないのか、起こる場合、制御棒の動作や燃料の冷却性が損なわれないのか、評価を行わなければならない。しかし現状においては、そのような可能性に対しては、評価も審査もなされてはおらず、重大な懸念が放置されたままとなっている。

### 6.3.6 特別検査

高浜1・2号機、美浜3号機に対して実施された特別検査は、運転延長認可申請のための運用ガイドと審査基準に則ったもので、もともとその範囲の設定方法に絶対的な技術的根拠があつたわけではなく、ある程度の合理性も認めることはできるが、前述のようにサンプル的(任意、隨意)、セレモニー的(儀式的、形式的)なものであったように見受けられる。網羅的ではなく、どうせ範囲を限定して行う検査であるにせよ、少なくとも以下を含むべきであったと思われる。

#### 炉内構造物

炉内構造物の経年劣化のメカニズムには、高速中性子による照射脆化や二相ステンレス鋼に特有な熱脆化、オーステナイト系ステンレス鋼の IASCC だけではない。0.2dpa 以上の照射量においては、ボルトやスプリングに応力緩和、緩みが生じ、20dpa( $1.3 \times 10^{22} n/cm^2$ )以上の照射量で温度が 320°C 以上の場合には、ボイド・スウェーリング(膨張)が発生し、変形を起こす。

個々の炉内構造物に対する MRP-227 による故障モード・影響および致命度解析(FMECA)の評価結果は以下の通りである。検査を行うことの重要性において、疲労に注目した原子炉圧力容器の出入口ノズルや PWSCC に注目した BMI と同等以上と思われる機器や部材も少なからず含まれているように思われる。

#### MRP-227-A による炉内構造物に対する FMECA 評価

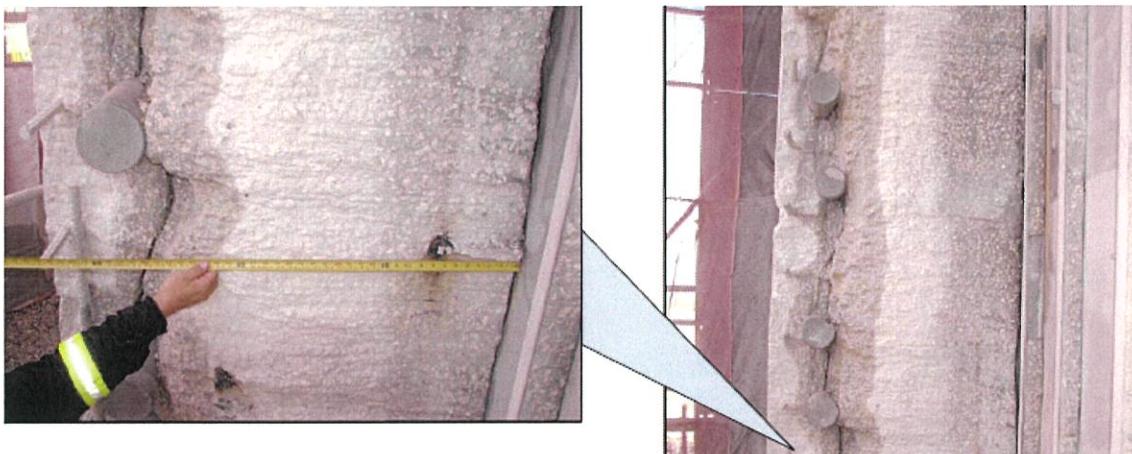
- Baffle-Former
  - Baffle-Former Bolts (H,L)
  - Baffle Plates (M,L)
  - Barrel-Former Bolts (H,L)
  - Former Plates (M,L)
  - Baffle Edge Bolts (H,M)
  - Baffle Bolting Lock Bars (L,L)
- Core Barrel
  - Lower Core Barrel (M,H)
  - Upper Core Barre (M,H)
- Surveillance Capsules
  - Specimen Plugs (L,L)
  - Irradiation Specimen Guide Bolts (L,L)
  - Irradiation Specimen Guide Lock Caps (L,L)
  - Irradiation Specimen Guide (L,L)
- Lower Core Plate Assembly
  - XL Lower Core Plate (M,M)
  - LCP-Fuel Alignment Pin lock caps (L,L)
  - Lower Core Plate (M,M)
  - Fuel Alignment Pins (L,L)
  - LCP-Fuel Alignment Pin Bolts (L,L)
- Control Rod Guide Tube Assemblies
  - Flanges – Lower (CASS) (M,M)
- Thermal Shield/Neutron Panels
  - Thermal Shield Flexures (M,L)
  - Thermal Shield Dowels (L,L)
  - Neutron Panel lock caps (L,L)
  - Thermal Shield or Neutron Panels (L,L)
  - Thermal Shield Bolts (L,L)
  - Neutron Panel Bolts (L,L)
- Lower Support Columns
  - Lower Support Column Bodies (CASS/Non CASS) (M,L)
  - Lower Support Column Bolts (M,L)
- Bottom Mounted Instrumentation
  - BMI Column Extension Tubes (M,L)
  - BMI Column Extension Bars (L,L)
  - BMI Column Nuts (L,L)
  - BMI Column Collars (M,L)
  - BMI Column Bodies (M,L)
  - BMI Column Cruciforms (CASS) (M,L)
- Flux Thimbles
  - Flux Thimble Tube Plugs (M,L)
  - Flux Thimbles (Tubes) (H,L)
- Upper Support Assembly
  - Mixing Devices (CASS) (L,L)
  - UHI Flow Column Bases (CASS) (L,L)
  - Upper Support Column Bases (CASS) (L,M)

(注) 括弧内の記号、たとえば(M,H)は、損傷発生の傾向が M(中)で、損傷が発生した場合の致命度が H(高)であることを表わす。(L,L)は共に低。CASS はステンレス鉄鋼の部品。

### コンクリート検査

高浜 1・2 号機、美浜 3 号機においては、蒸気発生器の交換工事を実施する際、格納容器とその外側の外部遮蔽建屋に約 8m × 約 8m の仮開口部を作り、旧品搬出と新品搬入の後で復旧を行っている。これに関連して思い出されるのは、2009 年に Crystal River 原子力発電所で発生したコンクリートの剥離問題である。同じ工事は、当該の原子力発電所においても計画され、2009 年 9 月に運転を停止して実施されたが、この問題によってそのまま廃炉に追い込まれてしまった。

### Crystal River 原子力発電所の格納容器に発見されたコンクリートの剥離



同じような問題が高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の外部遮蔽建屋において発生していた可能性は小さいものと思われる。Crystal River の格納容器の場合、常時テンドンで予荷重が与えられており、蒸気発生器の搬入の際にこれが部分的に弛緩され、それが原因となって剥離が生じたものと理解されているが、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の格納容器においては、仮開口部を作る際に、そのような原因となり得る工程が行われていないからである。むしろ懸念するならば、格納容器としてプレストレスト・コンクリート製格納容器(PCCV)が採用されている大飯 3・4 号機、玄海 3・4 号機、敦賀 2 号機に対してということになるのだが、逆にこれらのプラントにおいては、蒸気発生器の取替えが行われていない。

また、仮に高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の外部遮蔽建屋において剥離が発見されたとしても、それ自体が格納容器としての機能を担ってはおらず、直接その強度に影響することはない。

とは言え、原子炉格納施設の外部遮蔽壁は、重要度分類上、クラス 1 設備支持として扱われ、特別点検でも、各号機において、それぞれ合計 150 本ものコアサンプルが採取されている中、それらのうちの 3 本は外部遮蔽壁からで、強度試験が実施されている。(試験結果は、平均圧縮強度が  $34.9\text{N/mm}^2$  で、設計基準強度である  $20.6\text{N/mm}^2$  を上回り、合格と判定されている。)

そのように、わざわざ外部遮蔽壁からも 3 本のコアサンプルを採取する手間を割くのであれば、巨大な仮開口部を作った際に歪みが解放され、亀裂の発生や Crystal River におけるような剥離

がなかったのか、フォローアップの検査を追加してもそれほどの負担ではなかったはずである。そのような検査の方法としては、コアサンプルを採取するまでもなく、地下レーダー(GPR)法や、インパクト・エコー(IE)法、インパクト・レスポンス(IR)法、打診法などがあり、非破壊的に実施することが可能であった。また、仮開口部を復旧した際には、周辺に沿って新旧のコンクリートの接合面ができたわけであるが、その接着力に問題がなかったのか、コアサンプルはそのような部位からも採取しておくべきであったと思われる。

#### 現象抽出と優先順位の評価表(PIRT)

特別検査項目の選定は、技術的な定量的判定に基づくものではなく、直感的、定性的な裁量によるものだったという印象がある。したがって、果たして選定された項目以上に重要なものはなかったのか、部位や箇所数は妥当だったのかと改めて問い合わせた場合、いろいろと問題が出てきてしまう。

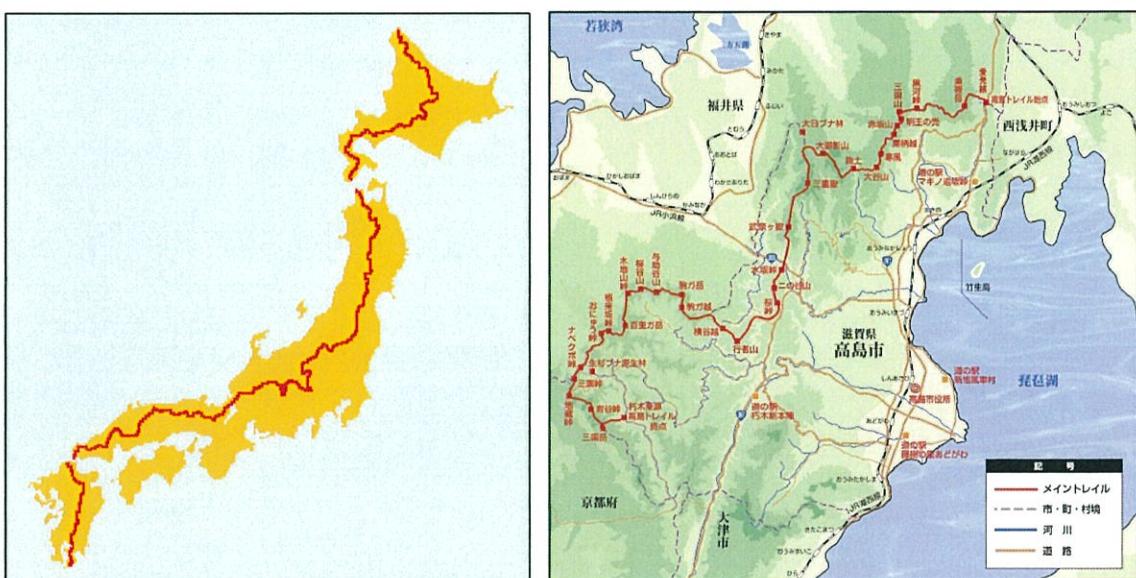
そのような問題を回避するため、本来は、PIRT と呼ばれる手法が適用されるべきであった。個々の事象について、それが発生し得る頻度や確率を横軸、それが発生した場合の重大性を縦軸とした座標面上で位置付けし、両者が共に大きな場合を最優先、両者が共に小さな場合を最劣後としてランキングをし、数ある中から優先度の高いものを選定するやり方である。通常、PIRT を行うときには、関係する各分野の専門家を数人選出し、それぞれに評点を提出してもらい、その結果を統計処理する。

疑わしいのは、十分な時間を割くことができなかつた原子力規制委員会が、このような手続きを省き、大雑把な直感的裁量で、審査基準を決めていたのではないかということである。

### 6.3.7 環境評価

日本の認可更新の審査に環境評価が欠落していることは先に述べたが、特に、原子炉事故が発生した場合の生活環境におよぼす影響については、要求がないからか考えたくもないからか、全く評価が試みられていない。結局、原子炉事故が発生した場合の影響規模の予測や対応に関する議論としては、せいぜい発生直後の狭域的、緊急的な原子力防災計画までが精一杯で、その先の長期的、広域的な影響の予測と対応については、全く放棄されてしまっている。しかし、その大きさは極めて深刻なものであり、認可更新を機会に真面目な議論を望みたいところである。

若狭湾岸に立地する高浜原子力発電所、美浜原子力発電所の地理的特徴は、福井県と滋賀県、および福井県と京都府との県境に沿った標高 1000m にも満たない中央分水嶺に近いことで、これが琵琶湖の西を走り、気中に放出される放射性物質のプルームが容易にこれを越え、西風によっては琵琶湖とこれに注ぐ河川の流域が汚染し、北風によっては 17 の世界遺産が汚染してしまうことである。実際、冬期、関ヶ原や米原の辺りはしばしば大雪に襲われるが、これこそまさに、中央分水嶺を横断し、若狭湾から琵琶湖に向かう風の通り道があるためである。



気中に放出される放射性物質のプルームによる影響の表われ方で顕著な例としては、家庭で発生するゴミが回収、焼却される焼却炉で発生する「飛灰」と下水処理場で回収される汚泥を焼却した「下水汚泥焼却灰」がある。プルームが通過した上空の直下は、その降下物(フォールアウト)によって汚染する。フォールアウトで覆われた地面は、それ自体が放射性物質の二次発生源となり、延々と再浮遊と沈降を繰り返しつつ、気中の放射能濃度は減弱していく。

再浮遊した放射性物質は、その場にあるあらゆる物品に付着し、そのある物は家庭ゴミとなつて廃棄されるため、濃いプルームの通過した地域からは、いつまでも放射性物質が付着した家庭ゴミが回収され続け、その結果、それが濃縮される当該地域の焼却炉の飛灰に有意な放射能濃度となって表われる。かつては、放射性セシウムの濃度  $100\text{Bq/kg}$  がクリアランス・レベルとされ、これ以上は、「放射性廃棄物」に分類されていたものであるが、福島第一原子力発電所から  $200\text{km}$  以上も離れた東京でさえ、今日でもこの値を下回らない地域が所々にある。特に、23区内で最も東にある江戸川区、江戸川清掃工場の飛灰がクリアランス・レベルを下回る時期は、筆者の試算によれば、2023年頃になる。

下水汚泥焼却灰の場合、まずは雨が屋根や地面などを洗い、放射性物質を集めてくる。それが下水に懸濁する粒子に吸着されて沈殿し、脱水され、さらに焼却されることで濃縮され、約  $300\text{km}$  離れた横浜市でも、長い期間にわたって高濃度の放射性セシウムが検出され、やはり今日でもクリアランス・レベル( $100\text{Bq/kg}$ )を超えている。

したがって、高浜原子力発電所や美浜原子力発電所で原子炉事故が発生した場合、このような現象が、琵琶湖の周辺でも京都市でも発生し、人々の生活と産業にさまざまな影響が起きる。その場合の影響評価が全くできないとは思われないが、筆者の知る限り、今までどの機関にも誰にも試みられていない。

放射性物質が海に流れ出た場合の水中プルームの挙動とその影響についても評価されていない。そのような解析は、海洋研究開発機構(JAMSTEC)が行えるはずなのだが、そのような依頼がないのだろう。

高浜原子力発電所、美浜原子力発電所の設置と運転許可が与えられた 1970 年代には、原子炉事故が起るとの認識も、起った際の影響についての関心もまだ低く、琵琶湖の水質がどうなるか、焼却炉の飛灰や下水の汚泥焼却灰の放射能濃度がどうなるかなどと考える機会もなかった。

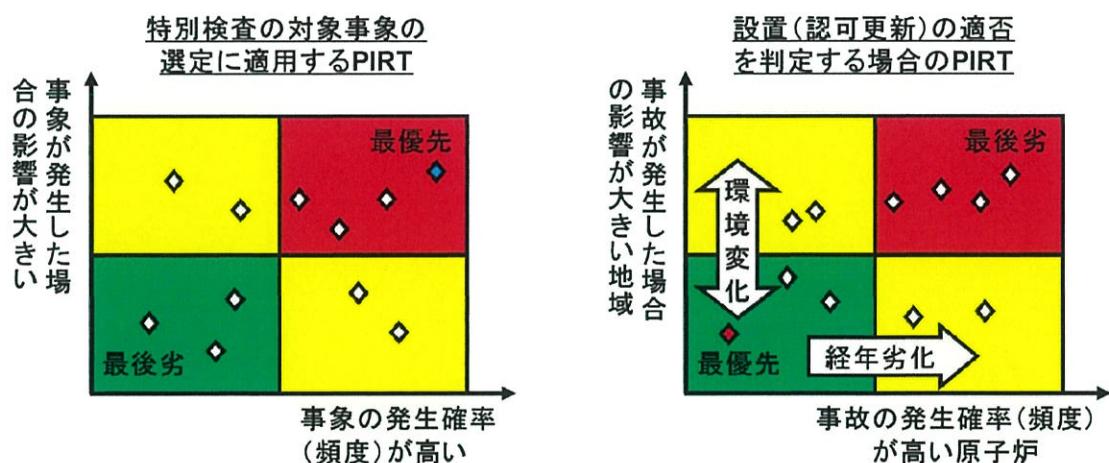
すぐ近くに世界遺産が 17 も登録され、京都府の観光入込客数が年間 8700 万人を超え、観光消費額が 1 兆 1500 億円近くにもなるとは、40 年前に想像できただろうか。しかし、そのような観光客とは、約 330 万人に外国人宿泊客も含め、ほとんどが原子力防災に関する教育も訓練も受けたことがない人々である。世界遺産のみならず、金銭的価値の定められない宝物が所々に保管され、しかし、それらは絶えず念入りな手入れを必要とするデリケートなものであり、1000 年にわたる歴史を火災や盗難、劣化などから守られてきた。

これらの場所は、高浜原子力発電所、美浜原子力発電所に何かがあったとしても、その影響圏外にあると思われていた。しかし、そうではないことを学んだ。

日本の他の原子力発電所と同様、高浜原子力発電所、美浜原子力発電所の近くにも、内陸と沖合に、活断層を含む多くの断層が発見され、設計基準地震動は大幅に引き上げられている。テロ活動も、原子力発電所に対する大きな脅威の一つとして認識されるようになったが、環境保全とテロ対策の両立性という、かつては考えもしなかった問題がある。たとえば、送電線のまわり、敷地の周りの森林は、景観と動物保護には大事でも、テロリストの隠れ場所にもなってしまう。

周辺の環境が変わり、人々の認識が変化すれば、既存のものであっても存続か廃止かを見直ししなければならない例は多くある。前項では、認可更新のための特別検査の事象・項目選定などにおいて、PIRT の考え方がなされるべきだったとの意見を述べた。すなわち、発生確率(頻度)が高く、かつ、発生した場合の影響が大きい事象ほど(下図左、レッド・ゾーン)優先して選定すべきで、そのようなランキングをすべきだったと述べた。

一方、このようなランキングは、個々の原子炉に対しても考えられる。認可更新の段階で、経年劣化の評価がなされ、事故の発生確率(頻度)が高まっていないかに注目するならば、同時に、環境変化にも注目し、事故が発生した場合の影響が高まっていないか、PIRT のマップにおいて、好みたくない方向に(下図右、グリーン・ゾーンからイエロー・ゾーン、レッド・ゾーンへ)シフトしていないか再評価すべきではないだろうか。



## 7. 結論

これまで述べてきたように、高浜 1・2 号機、美浜 3 号機の認可更新には、さまざまな問題点があり、多くは、日本における制度そのものに根差している。以下、本意見書の結論として、それらを改めて整理する。

### 制度上の問題点

- 環境審査と安全審査の二本立てになっておらず、国際的な慣行に反している。
  - 最新知見と環境の変化も踏まえ、原子炉事故による影響評価を行うべきである。
    - ✧ 気中に放出された放射性物質のプルームによる影響。
    - ✧ 海に放出された放射性物質のプルームによる影響。
  - 使用済燃料の最終処分法が確立されておらず、使用済燃料プールを含む施設が、延長された認可期間を過ぎても、なお使い続けられなければならない可能性がある。
- 公衆の参加機会が少なく、公衆意見が尊重されていない。
- 認可更新の手続きが、実質審査だけで行われ、検査制度が活用されていない。特に、事業者のスコーピング・スクリーニングの適否を判断する上で、現場のウォークダウンを含む検査は重要。スコーピング・スクリーニングの段階での欠落が、致命的になる場合もあることを認識すべきである。
- 日本においては、高経年化に対する技術評価(TLAA)とこれを経年劣化管理計画(AMP)に反映した保全計画の二本立てとした体裁を確立しており、後発で運転期間延長認可(認可更新)の制度を設けたことで、認可更新に係わる審査の中身が網羅的ではなくサンプル的で、手続きの存在がセレモニー的になっている。
  - TLAA に関しては、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」の第八十二条や、原子力規制委員会が制定した高経年化対策実施ガイド、審査ガイドがあるものの大雑把で、細部の解釈と運用を事業者に放任している。
    - ✧ 事業者の高経年化技術評価書が軽薄で、個別の機器に対する対策など詳細が分からない。
    - ✧ 耐震安全性評価として、経年劣化の影響を考慮した耐震評価を求めており、その場合、照射脆化を受けた炉内構造物に対しては、破壊力学(LEFM、EPFM)による解析が必要になるはずであるが、実際には行われていない。
  - 米国の GALL レポートに相当するものとしては、原子力学会の PLM 基準があるようだが、依然と詳細さが不十分であると思われる。
  - AMP に関しては保全計画の領域となっており、全容も詳細も分からない。
  - 原子力規制委員会によって制定された運転延長ガイド、運転延長審査基準があるものの、内容が不完全である。
    - ✧ 中性子照射脆化については、たとえば炉内構造物に対する評価が欠落している。また、脆化以外の弛緩、スウェーリングなどの影響を評価していない。

- ◆ 二相ステンレス鋼の熱時効(熱脆化)に関しては、鋳鋼だけに注目し、同じ問題のある溶接材を含めていない。照射脆化との相乗効果を考慮していない。
- ◆ 電気・計装設備の環境認定(EQ)試験に対しては、絶縁低下以外の劣化現象を考慮しておらず、HELB 環境(高温・高湿)も考慮していない。
- ◆ 特別点検の対象機器・構造物が、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、コンクリート構造物だけに限定されているが、理由や根拠が示されていない。
- 日本においても、バスタブ曲線の後段の立ち上がりを見落とさないよう、安全系設備の信頼性に関するトレンド監視を制度化すべきである。
- 設計基準地震動が大幅に引き上げられたことに鑑み、日本においても、未完のままだた「ストレス・テスト」を改めて実施すべきである。

#### 技術的な問題点

- 高経年化に対する技術評価の対象を選定するスコーピング・スクリーニングに欠落がある。たとえば、火災防護設備が含まれておらず、環境認定(EQ)試験においてはHELB の環境を考慮していない。
  - HELB の発生メカニズムとしては、FAC だけでなくLDI も考慮すべきである。
  - 給・復水系だけでなく、主蒸気系、抽気系、ヒーター・ドレン系も要注意である。
- 環境促進疲労(EAF)に対しては、解析に頼るだけでなく、諸外国の例にも倣い、疲労モニターによる監視技術の導入も図るべきである。
- それほど規模の大きくない地震による累積影響を把握するため、累積絶対速度(CAV)の監視を導入すべきである。
- 原子炉圧力容器に対する PTS 評価には、大口径 LOCA などの他、加圧器 PORV の開閉着・解除のシナリオがあり、より厳しい可能性がある。
- 応力腐食割れ(PWSCC)対策の有効性については幾つかの疑念がある。
  - 690 系ニッケル基合金による対策は有効であるが、部品の製作と現場の施工において、過度(>20%)の冷間加工がないことが前提である。
  - ピーニングは、新品に対しては有効性が期待できるが、既設プラントにおいては、既存の微細な浅い欠陥が見落とされている可能性があり、その場合には必ずしも有効ではない。米国においては、適用は認められるが、検査を緩和する担保としては認められておらず、確認調査(Confirmatory Research)が計画されている。
  - PWSCC は、供用温度に敏感なアレニウスの法則に従う現象であるため、現在はピーニングの効能が有効であると思っていても、将来、発生するかもしれない。
- 敷地内の地下水汚染の監視のため、地下の構造を把握した上で、サンプリング井戸を設置し、定期的なサンプリングと分析を行うべきである。
- 蒸気発生器の取替工事で必要だった巨大な開口部を設けた際に、原子炉格納施設の外部遮蔽壁に剥離などの損傷が生じていなかつたか、信頼できる検査記録がない場合には、

適当な非破壊検査(GPR、IE、IR 法)を実施すべきである。開口部の復旧作業に伴い、新旧のコンクリートの接着力が十分だったか、信頼できる検査記録がない場合には、コアサンプルの採取と試験を実施すべきである。

#### その他の問題点

- 古(旧)いプラントには、機器配置設計、ケーブルや配管の布設設計、材料、施工技術、検査技術などが理由となり、旧事故のリスクがある。
- 古(旧)いプラントには、さまざまなものに気付かれていない弱点が多く存在している。事故は、それらが次々と想定外の繋がりを形成しながら相乗的、連鎖的に進行することで起る。
- 長期的集団リスクを意識した場合、現行の既設プラントに対する安全目標( $1 \times 10^{-4}$ /炉年)は、十分な安全性を保証するものではない。運転期間を 40 年から 60 年に延長することには、有意なリスクの増加を覚悟しなければならない。

添付-A

米国の原子力発電プラントにおける運転性・安全性パフォーマンスの経時変化

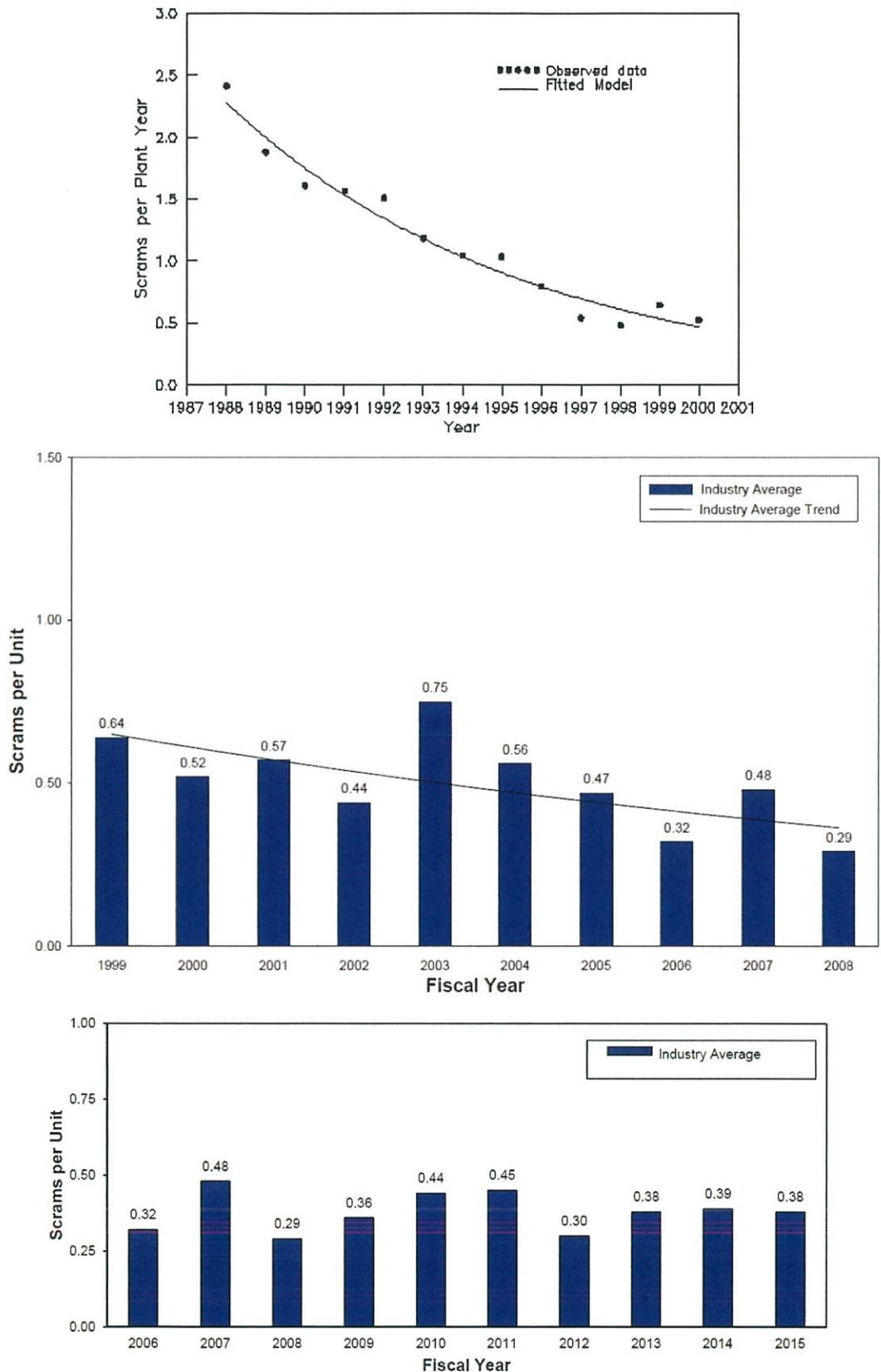
データの出典:

- ① SECY-01-0111 Development of an Industry Trends Program for Operating Power Reactors (2001年6月22日): 1988年～2000年
- ② SECY-09-0048 Fiscal Year 2008 Results of the Industry Trends Program for Operating Power Reactors and Status of the Ongoing Development of the Program (2009年3月27日): 1999年～2008年
- ③ SECY-16-0044 Fiscal Year 2015 Results of the Industry Trends Program for Operating Power Reactors (2016年4月5日): 2006年～2015年

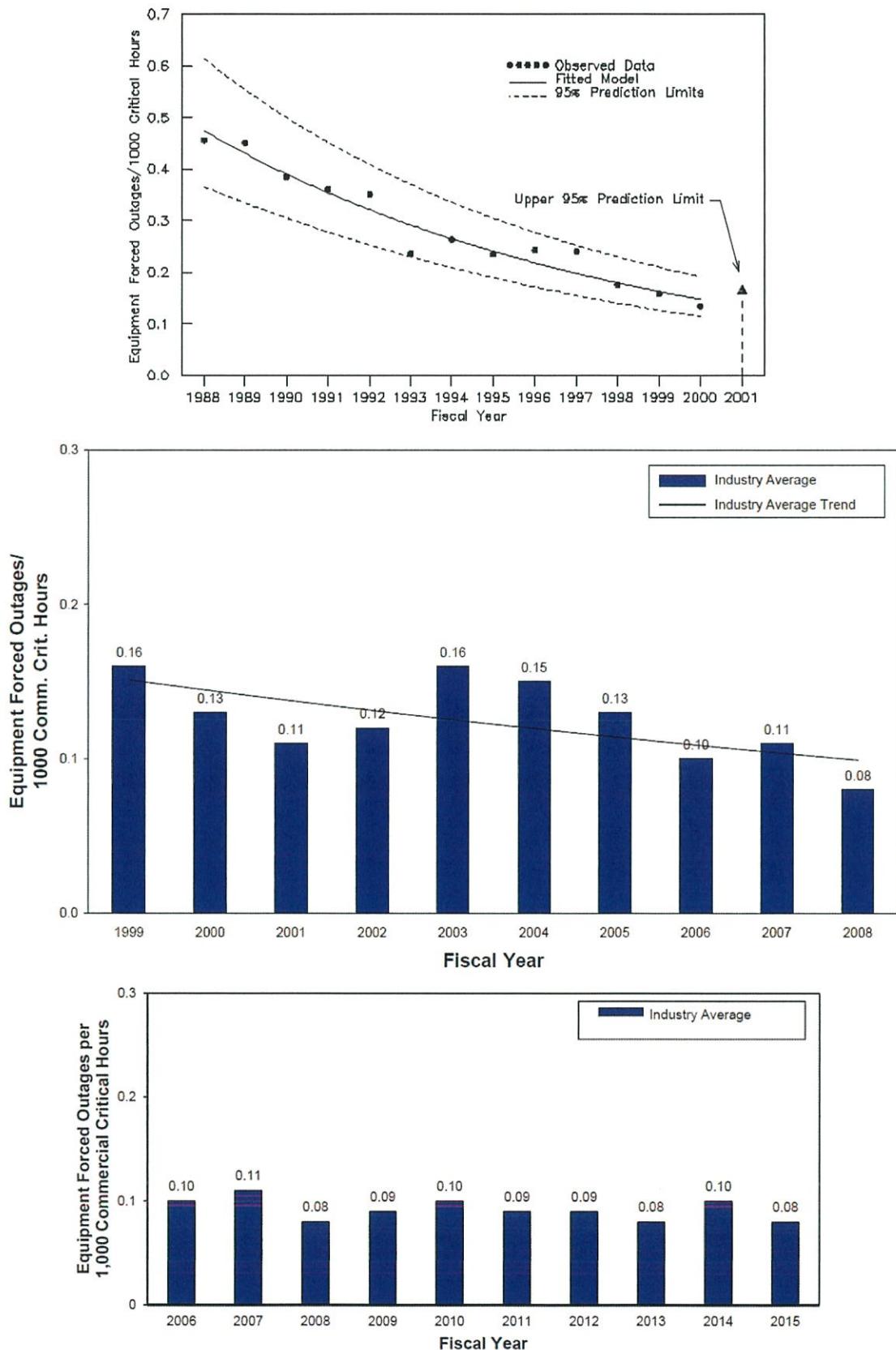
注目した運転性・安全性パフォーマンス

- 自動スクラムの発生頻度
- 機器の故障に伴うプラント停止の発生頻度
- 計画外出力変動の発生頻度
- 一次冷却系からの漏洩率
- 一次冷却材の放射能濃度
- 被曝線量
- 安全設備の自動作動の発生頻度
- 安全設備の故障発生頻度

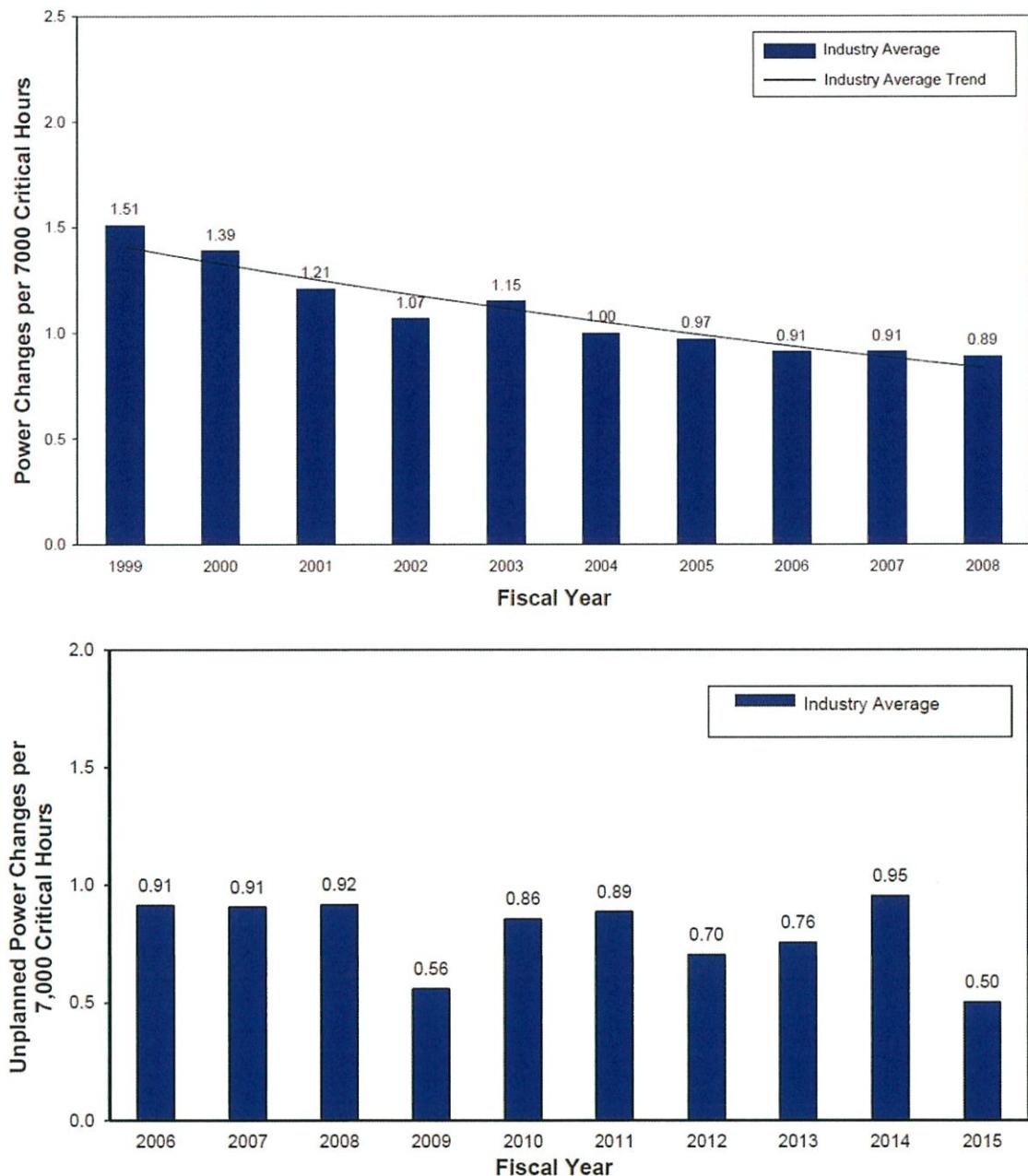
### A1. 自動スクラムの発生頻度



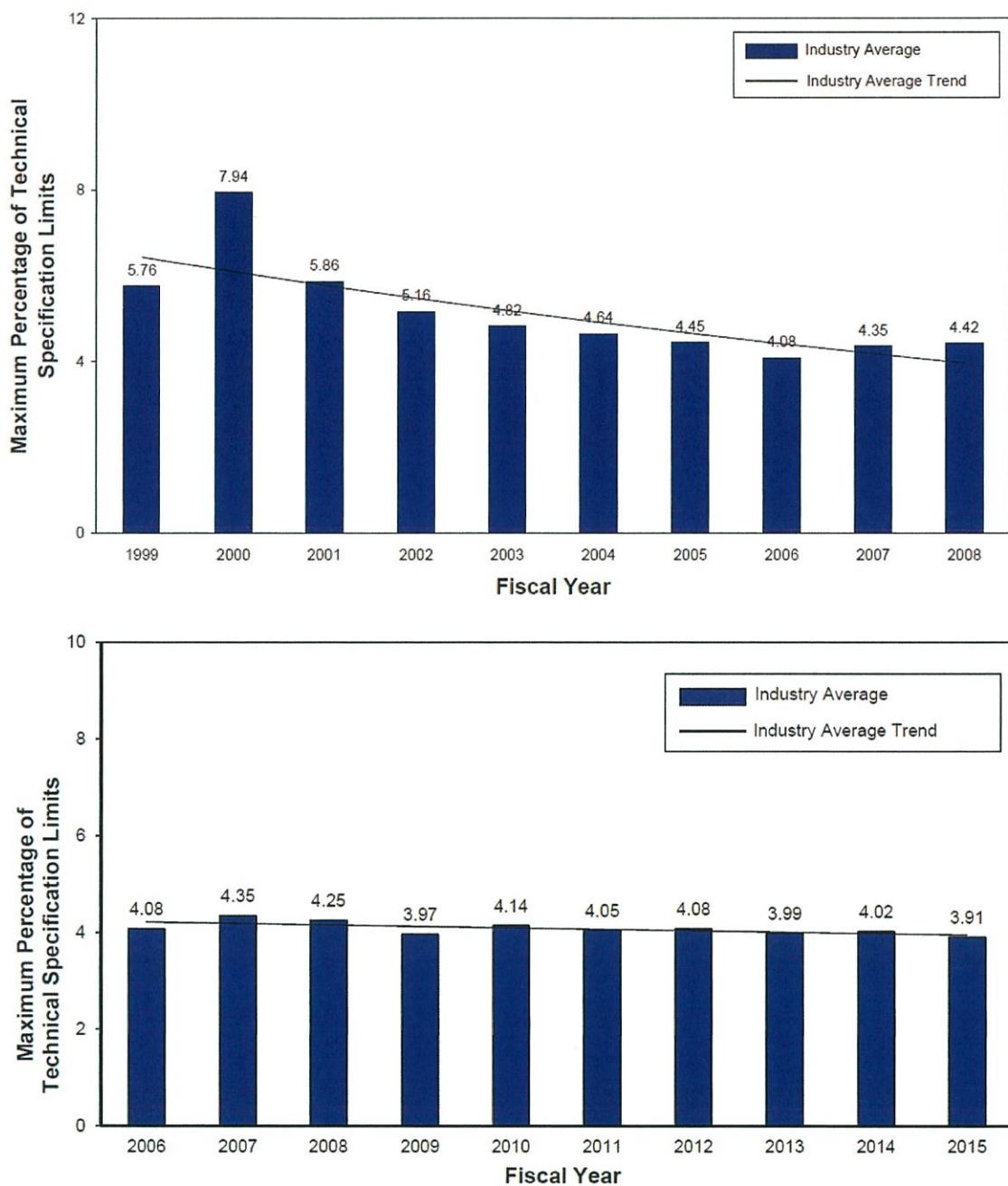
## A2. 機器の故障に伴うプラント停止の発生頻度



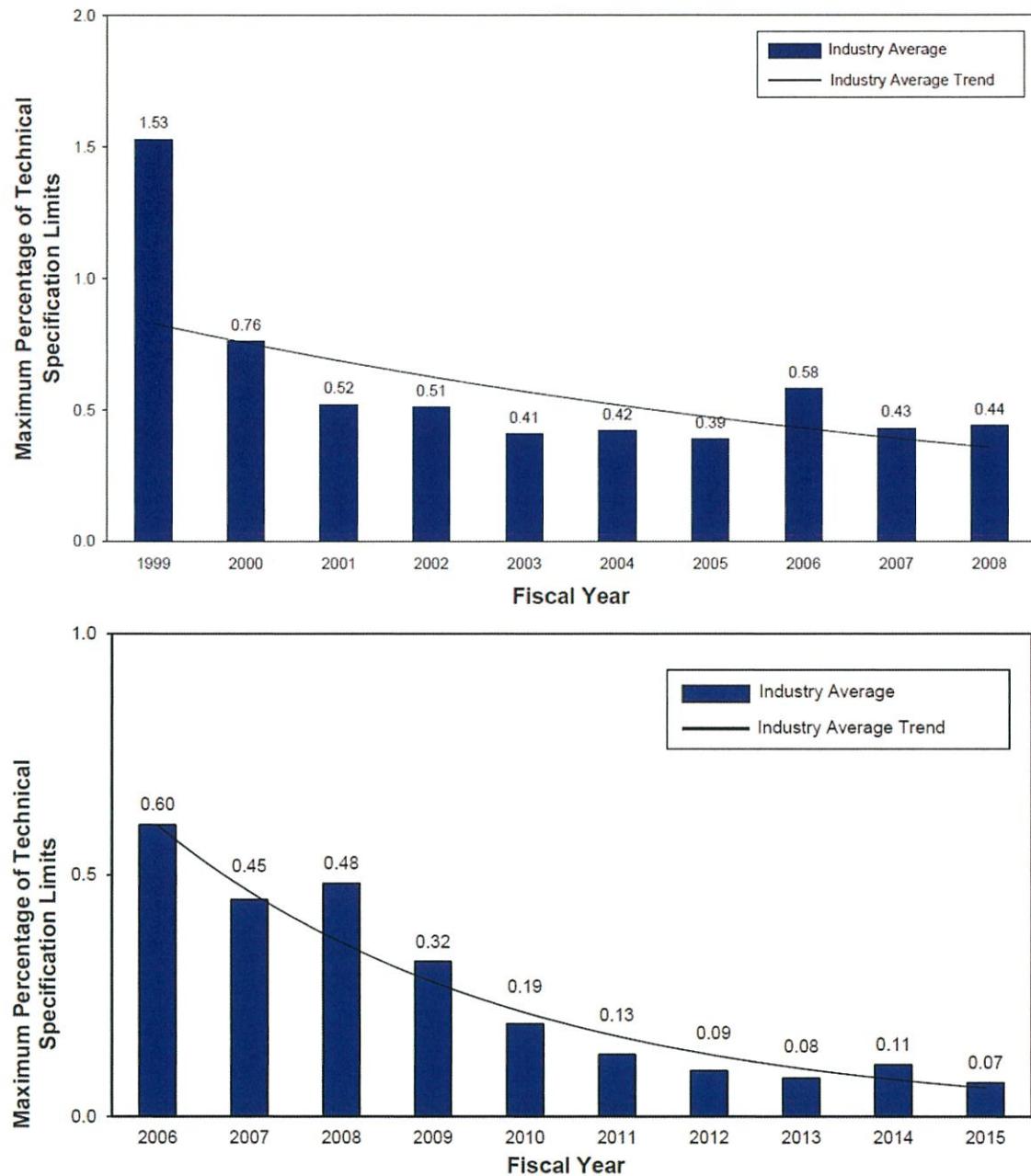
### A3. 計画外出力変動の発生頻度



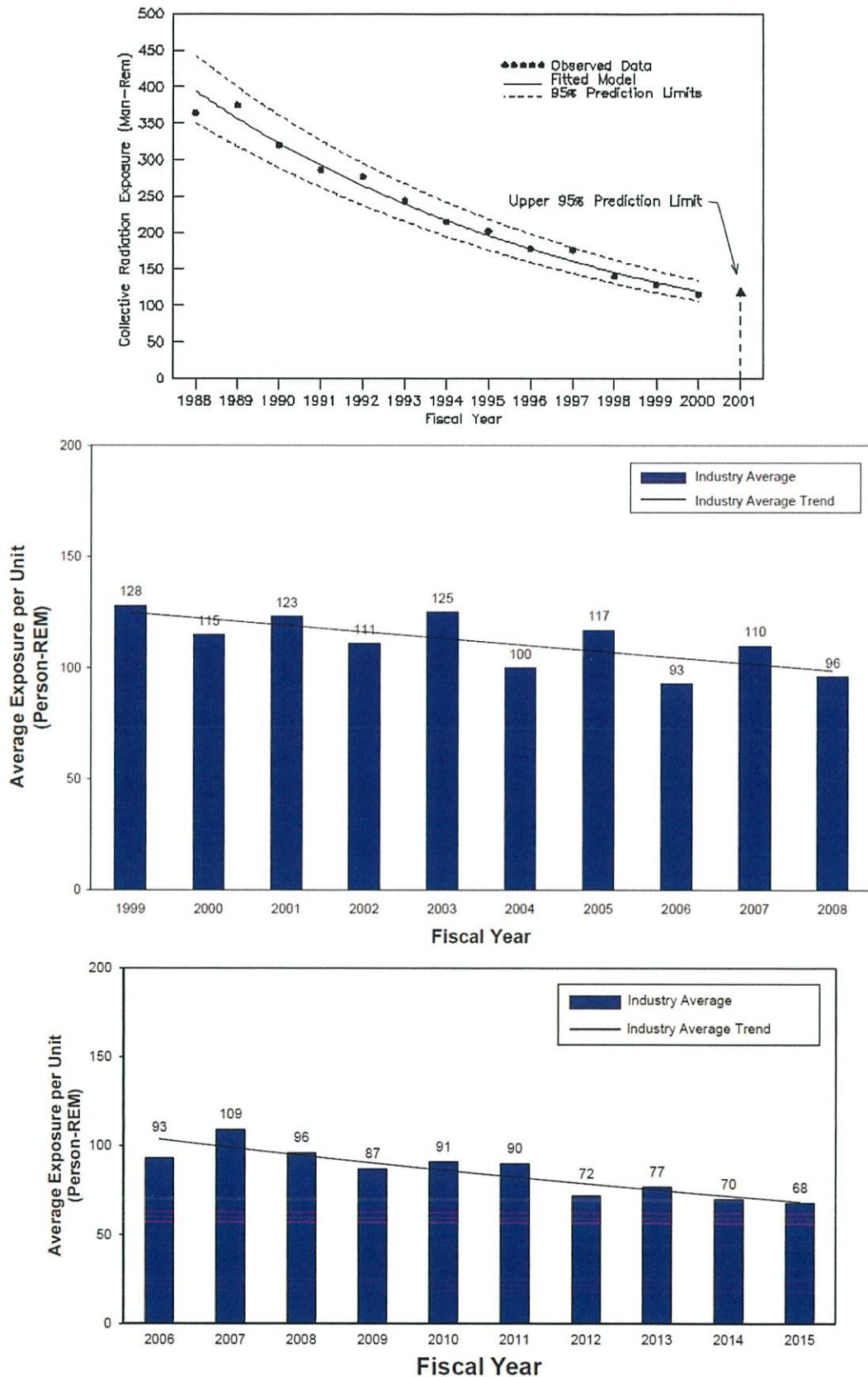
#### A4. 一次冷却系からの漏洩率



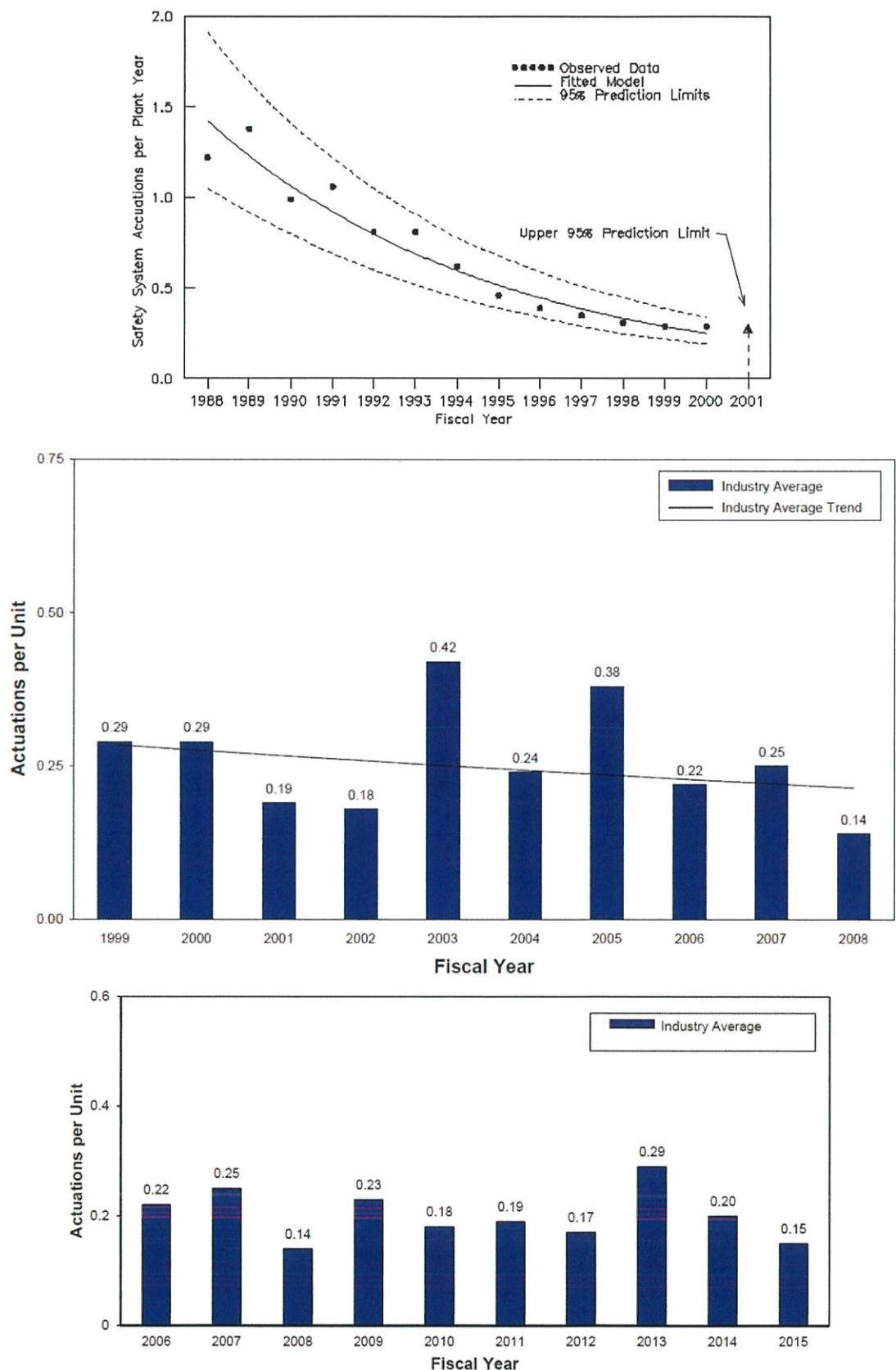
#### A5. 一次冷却材の放射能濃度



## A6. 被曝線量



## A7. 安全設備の自動作動の発生頻度



## A8. 安全設備の故障発生頻度

