

解説記事

リスク評価と保全

Risk Estimation in Operation and Maintenance of Engineering Systems

吉田 智朗 (財団法人 電力中央研究所)

Tomoaki YOSHIDA

Keywords: Risk, - Informed Regulation, Operation and Maintenance

1 はじめに

近年、リスク評価の導入によって大型プラントの運転保守を合理化しようという試みや事例が顕著に見られるようになってきた。このような動きは、米国の原子力業界でリスクに基づく規制合理化への取り組みが進み、米国機械学会 (ASME) を中心としてリスクに基づく検査/試験規格の策定作業が活発化したことにより大きな影響を受けていると思われる。本稿では、米国原子力産業におけるリスクに基づく安全規制 (Risk-Informed Regulation) の内容について簡単に紹介し、運転保守合理化の特徴について述べる。

2 米国原子力産業におけるリスクインフォームド規制の経緯と概要

2.1 米国原子力規制委員会による政策声明

米国原子力規制委員会 (U.S. Nuclear Regulatory Commission, NRC) 1995 年、原子力規制全般に確率論的安全評価 (Probabilistic Risk Assessment, PRA) から得たリスクの知見 (リスク情報) を活用するという政策声明 [1] を発表した。NRC は原子力災害に対する公衆の安全防護という使命を持つことから、PRA で評価されるリスク指標は原子力発電所の炉心損傷頻度 (Core Damage Frequency, CDF) ならびに放射性物質の早期大規模放出頻度 (Large Early Release Frequency, LERF) とされており、発電所の様々な状態におけるこれらの指標に関する知見がリスク情報というものである。また、リスク情報を安全規制上の意思決定に反映させることをリスクインフォームド規制 (Risk-Informed Regulation) と呼んでいる。NRC ではリスクインフォームド規制によって、リスク重要度の高い範囲に規制要件を集中するとともに、事業者の不要な規制負担を

軽減できる、としている。

PRA そのものは周知のとおり 1975 年に原子力安全研究 WASH-1400 ラスムッセン報告 [2] において基本的な方法論が開発された。PRA の活用として、1979 年の TMI 事故の教訓から、1988 年 Generic Letter 88-20 の要請により、米国内全原子力発電所に対し PRA の個別プラント評価 (Individual Plant Examination, IPE) が実施され、各発電所の苛酷事故に対する脆弱個所同定と対策が検討された。1990 年には米国内 5 発電所の苛酷事故評価 (NUREG-1150) [3] が実施されている。

2.2 リスクインフォームドアプリケーションに関わる民間規格基準と規制指針

1980 年代後半から 2000 年にかけては、リスク情報に基づいていろいろな運転保守方を定める PRA アプリケーションあるいはリスクインフォームドアプリケーション、(Risk-Informed Application) の具体的方法論開発が官民並行して実施された時期である。民間の活動では、米国機械学会 (ASME) の場において、原子力配管の供用期間中検査 (In-service Inspection, ISI) ならびにポンプやバルブなどの供用期間中試験

(In-service Testing, IST) の対象範囲を、公衆の安全を脅かすリスクの観点から優先順位付けしようというリスクに基づく (Risk-Informed) ISI/IST の手法開発がそれぞれ Sec. XI (原子力構造物維持基準)、O&M の委員会で進められた。RI-ISI の手法は、Boiler & Pressure Vessel Code Case N560, N-577, N578 として策定され、RI-IST の手法は機器別の重要度分類法として O&M Code Case OMN-3 (重要度分類)、OMN-4 (逆止弁)、OMN-7 (ポンプ)、OMN-10 (スナバ)、OMN-11 (電動弁) がそれぞれ策定されている。一方、規制側の NRC では、原子力事業者がリスクに基づいて運転保守許認

可を変更する際のガイドラインとして、規制指針 (Regulatory Guide) RG1.174 (全般的指針), RG1.175 (RI-ST), RG1.176 (等級別品質保証, Graded Quality Assurance, GQA), RG1.177 (Technical Specifications 変更), RG1.178 (RI-ISI) を発行した[4]-[8]。これらリスクに基づくアプリケーションは、現行規制下では事業者の任意選択肢という位置付けであるが、変更申請の際には以下の5項目を規制要件として課している。

- ① 原則として現行規制を満足すること
- ② 深層防護を維持すること
- ③ 十分な安全余裕を確保すること
- ④ リスク増の場合はその増分が微小でかつ NRC 安全目標の主旨に合致していること
- ⑤ 性能指標により変更の影響を監視すること

これらの要件は、定量的なリスク評価と従来のエンジニアリング (決定論的) 評価との補完によって意思決定することを意味したものであり、手続きとしてはそれらの評価による情報を Integrated Decisionmaking Panel という専門家パネルへ通し、ここで最終決定をするよう規定している。

2.3 連邦規則におけるリスクインフォームド規制

その他、連邦規則 10CFR50.65 の保守規則 (Maintenance Rule) [9]は、原子力発電所の重要構成機器に対し性能目標を定めて保守の有効性の監視をするよう義務付けたものであるが、その具体的手法の指針である NUMARC93-01[10]に PRA の利用法が記載されている (10CFR50.65 自体には PRA を使用するという規定はない)。ここでは、リスク重要度の高い機器の選定に PRA の知見が反映される。

NRC は、1995 年の政策声明で言及したリスクインフォームド規制を推進するため、2000 年にリスクインフォームド規制実施計画[11]を策定した (適宜改訂も進められている)。この計画は、原子力発電所の安全性、原子力材料の安全性、放射性廃棄物の安全性の3領域についての活動を定めた包括的な内容である。

さらに最近では、10CFR の中にリスクインフォーム

ドの規制をどのように取りこむか、という議論が進展し、“10CFR50.69 Risk-Informed Special Treatment Requirement”の草案が検討されている。現在の議論では、従来の決定論的規制において定めた安全関連/非安全関連 (safety-related/non safety-related) 機器の区分と、リスク情報から定めたリスク重要度高/リスク重要度低 (risk-significant/non risk-significant) 機器の区分とを調整し、重要度の高い機器に課される特別取り扱い要件 (Special Treatment Requirement) 対象範囲を決める方法論が主題となっている。

以上、米国におけるリスクインフォームド規制の経緯と概要について簡単に述べた。ここで紹介した各アプリケーション (RI-ISI/IST, Tech.Spec.変更, GQA, 保守規則など) は、わが国においても運転保守コスト低減方策として導入の関心を集めているが、米国方法論の完成形 (ソフトウェア, 手法, 規格基準) をそっくり日本に持ってくれば自動的に合理的な方法が出力されるだろうと期待するのは早計である。規制要件策定における規制当局と産業界との関わり方や、規格基準策定の慣習、発電所の運営方法、などにおける日米の相違を考えると、米国と同じ手法が同様の効果を生むという保証はない。

次の章では、各アプリケーションの内容を簡単に述べ、上の懸念の理由について説明したいと思う。

3 わが国におけるリスクインフォームドアプリケーション導入の課題

3.1 配管供用期間中検査 (RI-ISI)

ISI については ASME でのコードケース策定の議論が活発に行われたので比較的技術情報が多い。リスクに基づく ISI 合理化が進む以前に、そもそも現行 ASME Sec. XI に規定された方法は破損検知に有効ではない、という分析結果が出ており[12]、これに基づいて ISI の最適化作業が進められていたところであった。

RI-ISI 手法は、配管セグメントの破損が発電所の CDF や LERF に寄与する割合によって各セグメントのリスク重要度を判定し、リスク重要度の高いセグメントに厳格な検査要件を課し、そうでないセグメントには要件を緩和するというものである。ここでいうリスクとは、規制指針 RG1.178 で要求されているように

CDF ならびに LERF を指標とし、ある配管セグメントの持つリスクを

$$\begin{aligned} & \text{[配管の炉心損傷リスク]} \\ & = [\text{配管破損確率}] \times [\text{配管破損時の CCDP}] \cdots (1) \end{aligned}$$

あるいは

$$\begin{aligned} & \text{[配管の早期大規模放出リスク]} \\ & = [\text{配管破損確率}] \times [\text{配管破損時の CLERP}] \cdots (2) \end{aligned}$$

CCDP : Conditional Core Damage Probability
CLERP : Conditional Large Early Release Probability

と定義する。(1), (2)式の第二項は発電所の PRA から導出できるが、第一項の評価は容易ではない。次項に述べる RI-IST でも同様であるが、一般的に運転保守合理化のためには対象機器について破損モード・影響分析 (Failure Modes and Effects Analysis, FMEA) を実施し、考えられる破損モード・破損メカニズム・破損時にシステムや周辺部位に及ぼす影響、などを詳しく調査・整理するのが常套手段である。通常の PRA ではほとんどの配管について破損を考慮していない (一般に他の動的機器などと比べて破損率がけた違いに低い) ため、対象配管系について FMEA を実施する必要がある、その結果から各配管セグメントの破損頻度 (確率) をいかに評価するかという点が重要な問題となる。

ASME Sec.XI B&P コードケースには、ウェスティングハウスオーナーズグループ (Westinghouse Owner's Group, WOG) /ASME Research が開発した“定量的”手法(N-577-1) Method A と、EPRI が開発した“定性的”手法(N-560-2, N-578-1) Method B とがある[13]-[15]。それぞれの具体的な方法論は、[16], [17]に記載されている。

(1) Method A

Method A の基本的な評価手順を Fig.1 に示す。では、配管の破損確率と CCDP, LERP を明示的に定量化し、Risk Reduction Worth (RRW) や Risk Achievement Worth (RAW) といったリスク重要度指標を算出して配管セグメントのリスクランキングを行う。RRW とは、当該セグメントの破損確率が 0 だった場合に、CDF など

のリスクが何倍低下するかを表した量である。あるセグメントの RRW が大きいということは、そのセグメントの持つリスクが発電所全体のリスクに対して大きな寄与度を持つという意味であり、従ってそのセグメントの信頼性を向上することが発電所全体の信頼向上に大きな効果を持つということになる。一方, RAW は、当該セグメントの破損確率が 1 だった場合に、CDF 等リスクが何倍に増加するかを表した量である。あるセグメントの RAW が大きいということは、そのセグメントの破損が発電所全体のリスクを大きく増加させるという意味であり、従ってそのセグメントの予防保全を図ることが発電所のリスクを増加させないために重要だということになる。リスクランキングの例を Table 1 に示す。配管の破損確率は破損メカニズムに応じて数理モデルや過去の破損事例、専門家パネルの知見などを総動員して算出することになっているが、日本では、数理モデルの計算コードのみが使用されるかのような誤解が広まった感がある。この数理モデルは基本的に压力容器の溶接欠陥に起因する低サイクル疲労破損しか対象としていないため、応力腐食割れ (Stress Corrosion Cracking, SCC) や Flow Accelerated Corrosion (Erosion Corrosion) などの環境要因破損については過去の事例から算出した破損率が使用されている。数理モデルを使うにしろ、米国では配管で使用するために

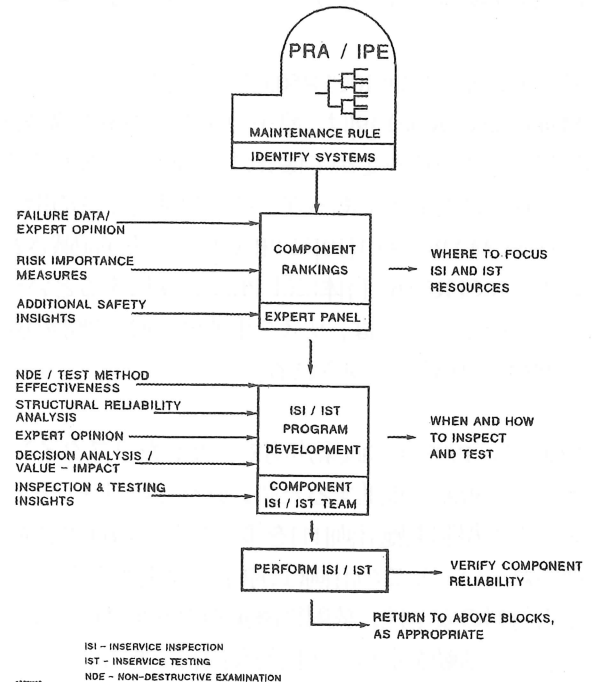


Fig.1 RI-ISI Method A Developed by ASME Research, WOG

溶接欠陥分布をあらためて調査しなおすなどできる限り詳細な検討を行っているので、日本で使うためには同様の調査が必要最低限不可欠である。

Table 1 のようにして得た定量リスクの情報は、RRW > 1.005, RAW > 2.0 といったリスク重要度高低のスクリーニング基準にかけられた後、発電所員（運転・検査・補修）や技術専門家などからなる専門家パネルでの議論にかけられ、ここで最終的に各配管セグメントがリスク重要度高か低かを決定する。特に、定量評価ではリスク重要度低であったセグメントが、定量的に評価できない要因で実はリスク重要度高であった、という事態にならないかという点が厳密に議論される。先の RRW, RAW に対する数値基準は、EPRI の PSA 適用指針[18]を参照したものであるが、これはあくまでもスクリーニングの基準であり、この値のみで重要度が自動的に決まるものではない。日本では明確な数値基準がないと何かと不安に思う傾向があるが、米国の考え方では、リスク評価は本質的に不確かさを除去できないものである限り、必ず然るべき専門家の目を通して最終決定が下されるということになっている。この考え方はリスクインフォームドアプリケーション全般にわたって共通するものである。

(2) Method B

Fig.2 に Method B の方法概要を示す。これは、破壊力などの専門知識（専門家）が必要な難しい数理モデル計算は採用せず、判断基準を表形式で表して基本的に発電所員のみで評価できるようにと考案された方法である。Fig.2.中、「リスクマトリクス」とあるように、「配管の破損可能性」と「配管破損影響」という2つの評価軸を定性的な複数カテゴリに分類したマトリクスを定め、セグメント毎にどのカテゴリに分類されるかを決めていく。配管の破損可能性は、過去の破損事例を統計分析して、どのような破損メカニズムであれば配管破断の可能性が高いか、という観点から破損可能性大小の判断基準を決めている。従って、個々の配管セグメントの破損確率を定量評価することはなく、セグメントに潜在する破損モード・メカニズムをFMEA から明確にした後、上記判断基準によって破損可能性の大小を判断している。Table 2 に米国 EPRI が行った配管破損事例分析の結果を示す[19]。この分析は、1961 年から 1995 年までの 2068 炉年にわたる配管破損 1511 件を分析して破損メカニズム毎に破断率を算出したものである。ここで重要なのは、この ASME コードケースは米国内の配管破損傾向にのっとって評価方法を決めているという点である。ASME 規格にな

Table 1 Risk Ranking of Pipe Segments in RI-ISI Method A.

配管破損による全リスク=2.58E-6

ランク	セグメント ID	起回事象	間接影響	CCDP	破損確率	リスク (CDF)	RRW	累積リスク	RAW	破損原因
1	RR-03	大LOCA	無	3.59E-04	3.09E-03	1.11E-06	1.755	43%	139.8	—
2	RWCU-01	大LOCA	無	2.90E-04	1.29E-03	3.74E-07	1.170	58%	113.4	—
3	RR-15	大LOCA	無	3.59E-04	1.01E-03	3.63E-07	1.164	72%	140.1	—
.....
21	FW-36	過し安全弁閉	高圧注入系	6.59E-05	1.20E-04	7.91E-09	1.003	95%	26.6	FAC
.....
33	FW-03	FW漏洩	隔離時冷却制御様	1.01E-05	1.20E-04	1.21E-09	1.000	97%	4.92	FAC
34	RCW-08	補機冷却	無	1.02E-06	1.00E-03	1.02E-09	1.000	—	1.40	Def.Freq.
.....
274	MS-44	主蒸気隔離弁閉	無	1.09E-06	1.00E-08	<1.0E-10	—	—	1.42	主蒸気圧

っているからといってそのままこれを日本に導入するのではなく、少なくとも日本の破損事例傾向を把握した上で、米国の方法論を用いてよいかどうかを確認する必要がある。

3.2 供用期間中試験 (RI-IST)

RI-IST も、ISI と同様に、対象機器に対して PRA を応用した定量的なリスク重要度評価を行い、その結果

Table 2 Nuclear Piping Rupture Frequency via Failure Mechanisms Evaluated with Service Experience in U.S. NPP.

破損メカニズム	破断頻度 (炉年)
Vibration Fatigue	1.2×10^{-2}
Flow Accelerated Corrosion*	8.7×10^{-3}
Water Hammer	6.8×10^{-3}
D & C Defects**	5.9×10^{-3}
Unknown causes	4.9×10^{-3}
Others	3.5×10^{-3}
Corrosion	1.2×10^{-3}
Corrosion Fatigue	3.8×10^{-5}
Thermal Fatigue	3.8×10^{-5}
Stress Corrosion Cracking	3.8×10^{-5}
Erosion Cavitation	3.8×10^{-5}
Total	4.5×10^{-2}

*FAC: Erosion/Corrosion のこと

を専門家パネルにかけて決定論的知見を加味しつつリスクランキングを定める。最終的にはリスク重要度の高い機器とリスク重要度の低い機器との2つに選別し、前者の方に保守資源を集中する。選別に際しては、電動弁、空気作動弁、ポンプなど、機器種類別にリスクランキングを行う。ASME O&M コードケースに策定された手法では、定量評価によるランキングの指標には Fussell-Vesely (FV) 重要度と RAW が用いられる。FV 重要度はある機器の持つリスクの全発電所リスクに対する割合を表した量で、RRW と同様の概念のリスク重要度である。米国のサウステキサスプロジェクト発電所における重要度分類結果を Fig.3 に示す。これは、全 PRA 対象機器に対して F-V 重要度と RAW とをそれぞれ横軸・縦軸にプロットしたもので、 $F-V=0.005$, $RAW=2$ をリスク重要度スクリーニング判定の目安として、

$F-V > 0.005$ かつ $RAW > 2$ の機器 \Rightarrow High

$F-V > 0.005$ かつ $RAW < 2$ または

$F-V < 0.005$ かつ $RAW > 2$ の機器 \Rightarrow Medium

$F-V < 0.005$ かつ $RAW < 2$ の機器 \Rightarrow Low

と重要度分類を定めている。専門家パネルは、PRA によるリスク評価プロセスで抜け落ちた要素はないか、などの観点からこれらの結果をレビューし、各機器の最終的なリスク重要度分類を決定する。リスク評価が

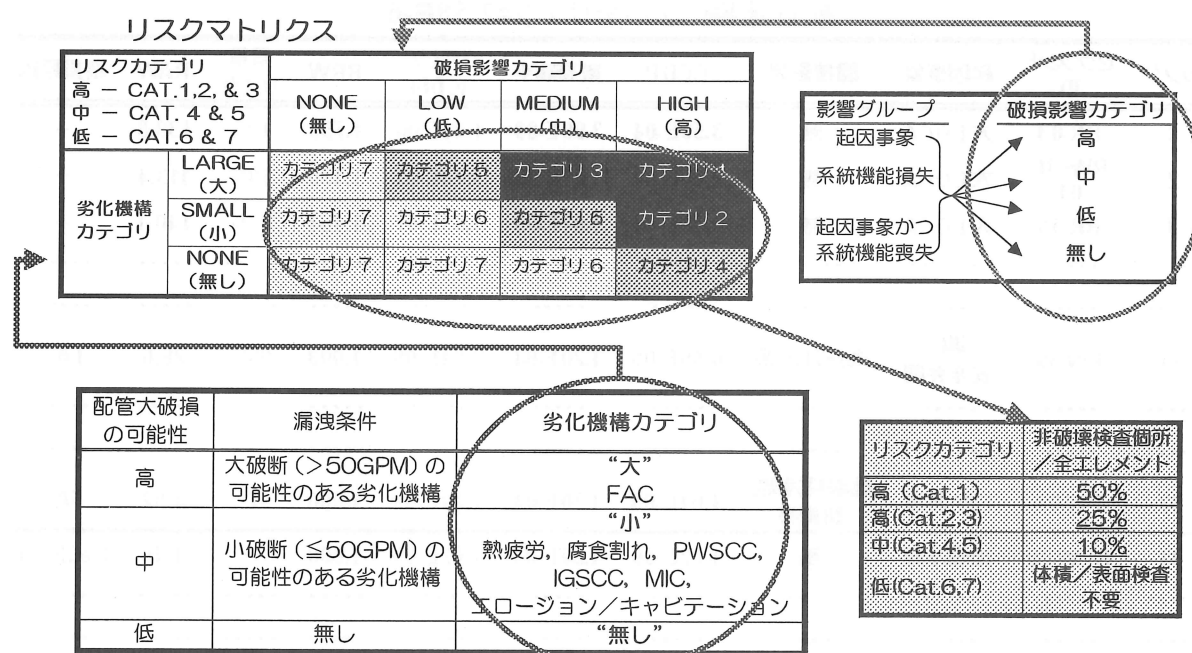


Fig.2 RI-ISI Method B developed by EPRI

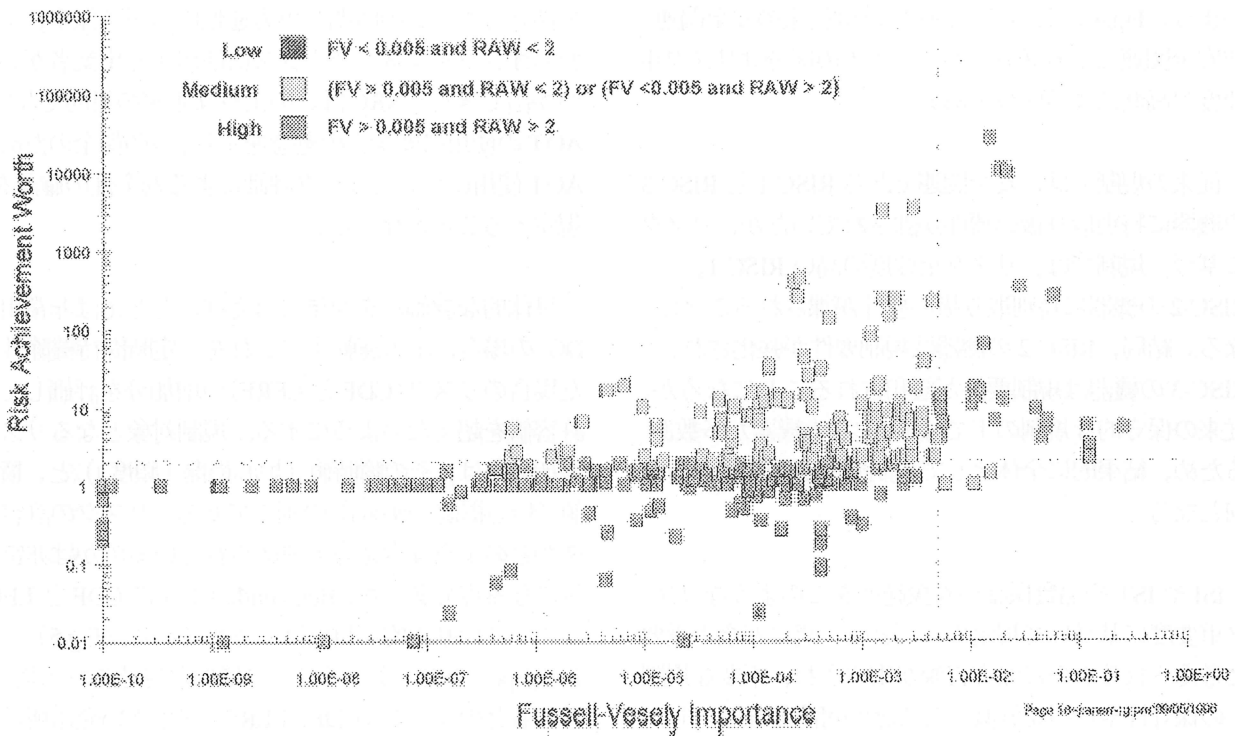


Fig.3 Risk Ranking of All PRA Components for RI-IST in South Texas Project

不確かさを免れないことから、PRAにおいて低リスク重要度と評価された機器を専門家パネルの議論で高リスク重要度へ格上げすることはあっても、その逆を行うことは許されていない。

従来の規制では、決定論的な評価に基づいて、各機器を安全関連 (safety related) 機器か非安全関連 (non-safety related) 機器かに分類し、前者に対して特別取り扱い要件 (special treatment requirement, STR) という厳格な保守や品質保証を実施することが規定されている (個々の機器が安全関連機器か否かは、許認可時に事業者側が決めて申請する)。しかしながら、リスク評価に基づく高リスク重要度 (risk significant) 機器と低リスク重要度 (non risk significant) 機器の分類は、必ずしも従来の安全関連機器/非安全関連機器の分類と一致するわけではない。そこで、NRCでは、リスク情報に基づく重要度機器分類について、Fig.4のような“4-Box Approach”によって、従来の安全重要度区分とリスク重要度区分を調整するルールを策定しようとしている (10CFR50.69 案 “Risk-Informed Treatment of Structures, Systems and Components”)。

RISC - 1 Safety-Related, Safety Significant	RISC - 2 Non-Safety Related, Safety Significant
RISC - 3 Safety-Related, Not Safety Significant	RISC - 4 Non-Safety Related, Not Safety Significant

Fig.4 NRC 4-Box Approach

これは、出力運転に関する安全評価上対象とすべき機器を risk-informed safety class, RISC-1, 2, 3, 4 に分類するもので、それぞれの属性は次のようになっている。

- RISC-1: 従来の区分が安全関連でかつリスク重要度も高いと評価された機器
- RISC-2: 従来の区分は非安全関連であったが、リスク重要度は高いと評価された機器
- RISC-3: 従来の区分で安全関連であったが、リスク重要度は低いと評価された機器
- RISC-4: 従来の区分が非安全関連で、リスク重要度も低いと評価された機器

つまり、Fig.4において左右の区分は従来の安全関連/非安全関連による区分であり、上下の区分はリスク重要度の高低による区分である。

従来の規制では、安全関連である RISC-1 と RISC-3 の機器に特別取り扱い要件が課されていたが、リスクに基づく規制では、リスク重要度の高い RISC-1、RISC-2 の機器に特別取り扱い要件が課されることになる。結局、RISC-2 の機器は規制要件が強化され、RISC-3 の機器は規制要件が緩和されることになるが、従来の保守的な規制の下では RISC-3 の機器が多数あるため、結果的に全体として規制要件が緩和される方向となる。

ISI や IST や品質保証の対象範囲をこのようなリスク重要度に基づいて規定することは、真に安全上重要と考えられるものに保守資源が集中され、不要な規制上の保守性や負担を低減することが可能となる。しかしながら、単にコスト削減を狙ったつじつま合わせという疑義を持たれないように、評価プロセスや評価基準の透明性を確保する体制やしくみを確立する必要がある。

3.3 Tech.Spec.変更

米国連邦規則 10CFR50.36 では、各事業者が安全解析報告書に基づいて安全上の運転制限条件などを Technical Specifications (Tech.Spec.) として定めることを規定している。日本では、保安規定がこれに相当する。米国電気事業では、保守の柔軟性を求めて一部 Tech.Spec.の拡大運用や変更を求めていたが、リスク情報に基づく規制の導入で Tech.Spec.の変更が可能となった。具体的には、各機器の待機除外時間 (Allowed Outage Time, AOT) の延長や、サーベイランス試験間隔の延長が行われている。ここでは特に前者 AOT の延長について簡単に述べる。

AOT は、原子炉出力運転中に非常用ディーゼル発電機 (DG) などの待機系機器の故障がサーベイランス試験等で判明した際、当該機器を待機除外して補修するための時間の上限値として規定されているものである。このように AOT は事後保全のために設けられたもの

であったが、この時間を出力運転中の予防保全、すなわちオンラインメンテナンスに使用する事業者がいくつか出てきた。NRCはこのような本来の目的でない AOT の使用に安全上の懸念を示し、予防保全のための AOT 使用についてリスク評価による安全性の確認を規定することとなった。

具体的な評価法を簡単に言えば、たとえば非常用 DG の場合、出力運転中にこれを一定時間待機除外した場合のリスク (CDF と LERF) の増加分を評価して、許容値を超えないようにする。規制対象となるリスク増加分とは、その瞬時値 (炉心損傷「頻度」) と、積算値 (炉心損傷「確率」) の両方である。リスクの許容基準がどのような考え方で決められているのかは非常に気になる点であるが、Reg.Guide 1.174 に CDF と LERF についての基本的な目安は示されている (Fig.5)。Tech.Spec.変更によってリスク増加が見込まれる場合、もともとのリスク (CDF, LERF) が小さい発電所に対しては多少の増加は認めるが、もとのリスクが大きい発電所に対してはさらに詳細な解析を要求したり、あるいは変更を認めないなどの措置がとられる。ただし、具体的な瞬時リスク (CDF/LERF) や積算リスク (CDP/LERP) の許容値は一律に決まっているわけ

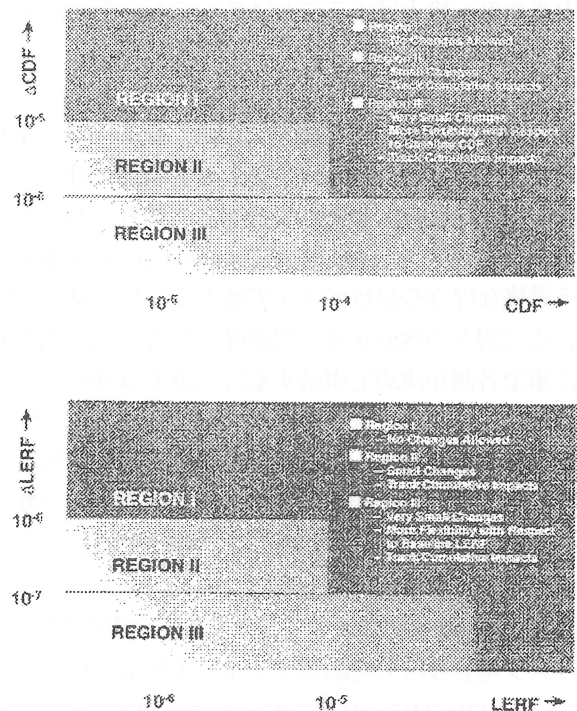


Fig.5 Acceptance Guidelines for CDF and LERF

はなく、米国発電所の担当者に言わせれば、結局「NRCとの交渉で決まる」ということであった。

実際の認可の際には、杓子定規な数値適合性のみではなく、2章で述べたようなエンジニアリング的な考察や不確かさを担保する対策なども要求される。あるツインプラントの例では、片方の非常用 DG を待機除外する場合、時間的余裕を持った予防保全計画を立てたり、もう片方のプラントの非常用 DG を変電所を介して待機状態とするなどによって、リスク低減を図る方策を講じている。このような実態を見ると、単なる数字上のリスク評価でなく、きわめて現実的な考察の下にリスク情報に基づく規制が運用されているのがわかる。

最後に、オンラインメンテナンスの日本への導入に関する注意点について述べたい。オンラインメンテナンスは米国原子力発電所の設備利用率向上の一要因になっている、という報告もあるため、日本においてもその導入に大きな関心が注がれているが、そうは簡単に言えない可能性があるため注意が必要である。そもそも、米国の燃料交換停止は日本の定期検査のような一斉点検的な概念のものではなく、ISI や IST、主要機器ならびに停止時にしかできない待機系機器の保守作業などが実施されるのみである。したがって、この期間に行われる非常用 DG の保守を出力運転時に行なうことができれば、停止期間の短縮という利益が生ずる。しかしながら、日本の定期検査では非常用 DG の保守はクリティカル工程とはならないため、オンラインメンテナンスが定期検査期間短縮に寄与することはまずないと考えられる。近年検討されている長期サイクル運転実現化のなかでオンラインメンテナンスが必要と考えられているものではあるが、長期サイクル運転のハードルはむしろ常用系の稼動期間延長の可否にあり、オンラインメンテナンスが鍵を握っているわけではない。このように、米国でのリスク情報活用アプリケーションの利点があるまま日本の条件の中で生きてくるとは限らないので、導入の得失を事業者が注意深く判断することが大切である。

3.4 保守規則 (Maintenance Rule)

保守規則は、連邦規則10CFR50.65に“Requirements for

monitoring the effectiveness of maintenance at nuclear power plants”として規定されているものである。この規則により、事業者はリスク重要度の高い機器を選定してそれぞれについて満たすべき機能の同定とその性能指標基準（信頼性、アベイラビリティなど）を定め、保守の有効性を監視しなければならない。これは通常の監視の部類に入るが、性能基準に達しない機器、故障を再発する機器が発生した場合には、根本的な原因究明と是正措置プログラム策定を行い、通常監視の状態に戻せるような目標を設定して厳格に管理しなければならない。この厳格な管理は発電所運営にとって大きな負担となるので、然るべき機器が通常監視状態を逸脱しないような努力が払われる。

保守規則が連邦規則として成立したのは1991年で、発電所には1996年までにこの実施整備を行うことが定められた。何らかの保守作業を実施する際には必ずリスク評価を実施することが規定されているが、規則中にPRAの使用が明記されているわけではない。具体的な実施の指針としては、NEIが策定したNUMARC 93-01 (現在Rev.3) [20]があり、この中にPRAを用いたリスク重要度機器選定の方法が述べられている。

各発電所には、保守規則遵守のための担当部署が設置されており、保守規則の規定に従って18ヶ月（燃料交換のサイクル）～24ヶ月ごとに実施要件の更新を行っている。実施内容に関するリスク上の判断は、PRAの守備範囲外の内容を補完してエンジニアリングの評価を加えるために、保守規則専門家パネルによって行われる。リスク評価が規制要件となっていることから、発電所内の各部署にPRA対応のセクションが設けられ、最新の発電所構成がPRAに反映されるような体制が確立されている。

日本では2001年から経済産業省原子力安全・保安院で開催されている「検査のあり方検討会」の中では、保守規則およびNUMARC 93-01のような制度・方法を導入することも検討項目のひとつに数えられている。PRAは定期安全レビューの中の一項目として実施されているため、これを基本に制度導入を図る道がある。しかしながら、現在ではPRAを実施するための事業者内での体制が十分ではなく、安全関係部署と設備保全関係部署とのPRAに関する認知度・理解度の差が

大きいという障害があるように思われる。米国でリスクに基づく規制で合理化に成功した発電所によれば、リスク評価の実質的有効性を発揮させるためには、トップダウンでの実施体制確立が不可欠というのが常識となっているようである。

4 おわりに

以上、米国で行われている原子力産業におけるリスク情報に基づく規制の実施内容の一部と日本への導入の問題点について簡単に述べた。原子力分野のリスク評価で最も重要なのは、リスク評価の方法・プロセス・判断基準について、利害関係者間での透明性・公開性を確保することである。原子力安全規制における利害関係者の大部分は一般公衆であり、国が公衆の安全を守るためにその付託を受けて電気事業の活動を規制するという構図がある。リスクコミュニケーションの観点からは、ここで利害関係者での情報公開と合意の必要性が常識とされているが、従来の日本の慣習ではこの点が不十分、少なくとも現在の米国並ではない、といえる。日本でリスク評価を導入して規制の合理化・適正化を図り、健全な原子力発電所の運営を進めるためには、一般公衆の目から見て信頼感を醸成できる体制・しくみが必要ではないかと思われる。

技術的な観点からは、中心的要素である各発電所 PRA の信頼性確立が求められる。米国では判断材料とする PRA の信頼性という点に相当な問題意識を持っており、PRA をリスク情報に基づく意思決定に使用するために PRA に求められる要件というものを定めた電気事業内でのピアレビューガイド (NEI 策定) [21] や ASME PRA スタンダード [22] を非常に長い時間をかけて議論・策定してきている。日本では、定期安全レビューの中で PRA を実施しているというものの、電気事業自身がこれを規制上の意思決定の判断材料として使えるような手立てを用意していない。PRA に用いる機器故障率データについても、1982 年以降の故障・トラブルについて、法律・通達等に基づく電気事業からの報告事例を電力中央研究所で分析・データ蓄積するようになっているが、故障判定などの基準が米国の例に倣ってかなり厳格に決められているにもかかわらず、不十分だという認識が電気事業内でも一般でも根強い。規制の合理化を議論するにあたっては、電気事業の側

からリスク評価結果を一般公衆と規制当局に提示し合意を獲得するというのが本来の姿であるから、PRA やそのデータの信頼性については、透明性・公開性に配慮して、電気事業自らが確信を持てるようなしくみや体制を確立することが必要であろう。日本の原子力安全規制におけるリスク評価導入の課題は、究極的にはこの点に集約されるように思われる。

参考文献

- [1] The U.S. Nuclear Regulatory Commission, "Final Policy Statement, On the Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Regulatory Activities," SECY-95-126, 1995.
- [2] The U.S. Nuclear Regulatory Commission, "Reactor Safety Study - An Assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants," WASH--1400 (NUREG-75-014) Washington, D.C., 1975.
- [3] The U.S. Nuclear Regulatory Commission, "Sever Accident Risks : An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants," NUREG-1150, Volume 1, Final Summary Report, 1990.
- [4] USNRC, "An Approach for Using Probabilistic Risk assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Current Licensing Basis," Regulatory Guide 1.174, July 1998.
- [5] USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Inservice Testing," Regulatory Guide 1.175, August 1998.
- [6] USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Graded Quality Assurance," Regulatory Guide 1.176, August 1998.
- [7] USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Technical Specifications," Regulatory Guide 1.177, August 1998.
- [8] USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Inservice Inspection of Piping," Regulatory Guide 1.178, July 1998.
- [9] Title 10 Codes of Federal Regulations 50.65 Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants.
- [10] Nuclear Energy Institute, "Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear

- Power Plants,” NUMARC 93-01 Rev.3, Jul.2000.
- [11] U.S.NRC “Risk-Informed Regulation Implementation Plan,” Oct. 2000.
- [12] ASME, “Evaluation of Inservice Inspection Requirements for Class 1, Category B-J Pressure Retaining Welds in Piping.” ASME Section XI Task Group on ISI Optimization, Report No.92-01-01, Revision 0, December 1994.
- [13] American Society of Mechanical Engineers, “Case N-560-2, Alternative Examination Requirements for Class 1, Category B-J Piping Welds Section XI, Division 1,” Mar. 28, 2000.
- [14] American Society of Mechanical Engineers, “Case N-577, Risk-Informed Requirements for Class 1, 2, and 3 Piping, Method A, Section XI, Division 1,” Mar. 28, 2000.
- [15] American Society of Mechanical Engineers, “Case N-578-1, Risk-Informed Requirements for Class 1, 2, and 3 Piping, Method B, Section XI, Division 1,” Mar. 28, 2000.
- [16] K.R.Balkey, N.B.Closky, et.al., “Westinghouse Owners Group Application of Risk-Based Methods to Piping In-service Inspection Topical Report,” Westinghouse Energy Systems, WCAP-14572, 1996.
- [17] Electric Power Research Institute, “Revised Risk-Informed In-service Inspection Evaluation Procedure,” EPRI TR-112657, Final Report, April 1999.
- [18] Electric Power Research Institute, “PSA Applications Guide,” EPRI TR-105396, 1995.
- [19] Steve Gosselin, Karl N. Fleming, “Evaluation of Pipe Failure Potential via Degradation Mechanism Assessment,” ASME Pressure Vessel & Piping Conference, Orland Florida, July 27-31, 1997.
- [20] Nuclear Energy Institute, “Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of the Maintenance at Nuclear Power Plants Revision 3,” Jul. 2000.
- [21] Nuclear Energy Institute, “NEI 00-02 Probabilistic Risk Assessment (PRA) Peer Review Process Guidance Rev.3A,” Mar. 20, 2000.
- [22] American Society of Mechanical Engineers, “Standard for Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications,” ASME RA-S-2002, Apr. 5, 2002.