

令和3年(㉔)第449号

債権者 石地 優 外8名

債務者 関西電力株式会社

主張書面(5)

令和3年10月18日

大阪地方裁判所第1民事部 御中

債務者代理人 弁護士 小 原 正 敏



弁護士 田 中 宏



弁護士 西 出 智 幸



弁護士 神 原 浩



弁護士 原 井 大 介



弁護士 森 拓 也



弁護士 辰 田 淳



弁護士 畑 井 雅 史



弁護士 坂 井 俊 介



弁護士 谷 健 太 郎



弁護士 持 田 陽 一



弁護士 中 室 祐



目 次

第 1	はじめに	5
第 2	運転期間 40 年以前から継続している安全性維持・向上のための活動	6
1	定期的な保守・点検作業等	6
2	高経年化対策	7
第 3	本件発電所における運転期間延長認可に係る債務者の対応等	11
1	はじめに	11
2	運転期間延長認可に係る規制の内容	11
3	運転期間延長認可に係る債務者の対応	14
第 4	原子力規制委員会による審査	15
第 5	債権者らの主張に対する反論	16
1	高経年化した原子力発電所の耐震性に関する主張について	16
2	高経年化した原子力発電所は危険であるとの主張について	18
(1)	原子力発電所は過酷な環境下に置かれているとの主張について	18
(2)	高経年化により故障が増加するとの主張について	24
(3)	経年劣化を共通起因とした事故に関する主張について	28
(4)	本件発電所で過去に死亡事故が発生したとの主張について	35
3	発電所の旧さにより問題が生じるとの主張について	36
(1)	設計の旧さに関する主張について	37
(2)	材料の旧さに関する主張について	40
(3)	施工・検査技術の旧さに関する主張について	44
4	劣化管理が困難であるとの主張について	46
5	ヒューマンエラーによるリスクがあるとの主張について	49
6	福島第一原子力発電所における事故に関する主張について	50

7 主給水ポンプの破損及び外部電源の喪失により具体的危険が発生するとの主張について	52
(1) 主給水ポンプの破損と外部電源の喪失について	52
(2) 補助給水設備への切り替えについて	54
(3) イベントツリーの構造について	56
(4) イベントツリーの構造と老朽化について	57
(5) 老朽化による危険について	57
第6 結語	59

第1 はじめに

債権者らは、令和3年6月21日付「老朽美浜3号機運転禁止仮処分申立書」及び準備書面（1）（以下、前者を単に「仮処分申立書」と、後者を「債権者ら準備書面（1）」という）において、運転期間40年を超える原子力発電所を稼働させることのリスク・危険性について縷々主張し、当該発電所に想定外の地震動が発生した場合はもちろん、想定内の地震動が発生した場合であっても、把握されていなかった脆弱性によって重大事故に結び付く危険が大きいとして、運転期間40年を超える美浜発電所3号機（以下、「本件発電所」という）についても具体的危険がある旨主張している。

しかしながら、債権者らの上記主張は一般論に終始し、本件発電所が運転期間40年を超えたことによって具体的にどのようなリスクが発生し、それが如何なる機序で本件発電所の具体的危険性に結び付くのかについては何ら主張されていない。

運転期間40年を超える原子力発電所には、経年に伴う性能低下を生じさせる事象が発生し得ること自体は、一般論として債務者も否定するものではないが、かかるリスクに対しては、新規制基準上、適切な保守管理を実施することにより原子力発電所の安全性を確保することとされており、債務者は本件発電所においても適切な保守管理を実施することにより、十分な安全性を確保している。

そのため、仮処分申立書及び債権者ら準備書面（1）で主張されている内容については、単に抽象的危険性を指摘するものに過ぎず、失当である。

そこで、以下では、運転期間40年以前から継続している安全性維持・向上のための活動（第2）、運転期間40年を超える原子力発電所に対する規制の内容（第3の2）を述べた上で、本件発電所における対応（第3の3）、原子力規制委員会による審査結果（第4）を説明する。そして、債権者らの主張に対して、必要に応じて反論を述べることとする（第5）。

なお、債権者らは、「老朽原発」との用語を用いているが、「老朽」とは古く

なって役に立たないことを指す言葉であり、以下で詳述することからも明らか
なとおり運転期間 40 年を超える原子力発電所にはそぐわない用語である。一般
的に、原子力発電所の運転期間が長期化した場合においては、「高経年化」とい
う用語が用いられるため、以下でも、当該用語を用いて説明する。

第2 運転期間 40 年以前から継続している安全性維持・向上のための活動

1 定期的な保守・点検作業等

答弁書 116～117 頁においても述べたとおり、債務者は、運転期間 40 年に至る
前より、本件発電所の安全性を維持・向上するための活動を継続して展開して
いる。すなわち、本件発電所における保安活動に係る品質マネジメントシステ
ムを確立し、発電所の安全に関わる全ての活動において、いわゆる「P D C A」
活動による品質保証活動を行い、また、本件発電所の運営にあたっては、運転
段階において遵守すべき措置として、品質保証、放射線管理、施設管理、非常
時の措置、保安教育等の遵守事項を定めた上で、これを遵守した発電所運営を
行っている。

例えば、債務者は、本件発電所の設備を安全な状態に維持し、トラブルの未
然防止や安全運転を図るために、定期的に点検、検査、取替え等を実施してい
る。これらの点検、検査、取替え等は、発電所に設置された設備・機器ごとに、
他プラントを含む運転実績、設置環境、劣化・故障形態等をもとに時期、方法
等を定めた計画に基づいて実施している。（乙 185、「美浜発電所原子炉施設保安
規定」「美浜発電所第 120 条-1/7」～「美浜発電所第 120 条-7/7」頁、乙 186 の
1、「美浜発電所 3 号炉 劣化状況評価書」11～16 頁）

また、債務者は、本件発電所の運営に携わる運転員・保守員の資質の維持・
向上のために、継続的な教育・訓練を実施している。日常業務を通じた実務訓
練に加えて、運転員は、シミュレータを用いた本番さながらの訓練を繰り返し
実施することで、通常の運転操作に加え、故障の際の対応に至るまで定期的に

確認しており、保守員は、発電所の実機と同様の設備・機器を備え付けた研修施設にて、保守・点検作業等の訓練を行っている。

2 高経年化対策

債務者は、本件発電所において、答弁書 62～64 頁、117～118 頁でも述べたとおり、高経年化対策として、高経年化技術評価を行い、長期施設管理方針を策定している。この高経年化技術評価及び長期施設管理方針の策定は、①運転開始後 30 年を経過する前、②運転開始後 40 年を経過する前、③運転開始後 50 年を経過する前にそれぞれ行うものとされており（実用炉規則¹82 条）、こうした高経年化対策は、原子力規制委員会策定の「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド」（乙 187。以下、「高経年化対策実施ガイド」という）に沿って実施している。

高経年化対策実施ガイドにおいては、経年に伴い機器・構造物に性能低下を生じさせる事象（経年劣化事象）の中から、性能低下の予測からの乖離の発生が否定できない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と位置付け、安全機能を有する機器・構造物に発生しているか、又は発生する可能性のある全ての経年劣化事象の中から、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（例えば、中性子照射脆化等）を抽出し、これに対する機器・構造物の健全性について評価を行うとともに、現状の施設管理が有効かどうかを確認し、必要に応じ、追加すべき保全策を抽出することとされている（乙 187、2 頁）。

具体的には、抽出された高経年化対策上着目すべき経年劣化事象については、運転開始後 40 年間に運転延長期間を加えた期間の満了日までの期間（上記①の場合は運転開始後 60 年間）について機器・構造物の健全性評価を行うとともに、必要に応じ現状の保守管理に追加すべき保全策（追加保全策）を抽出すること

¹ 正式には、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」である。

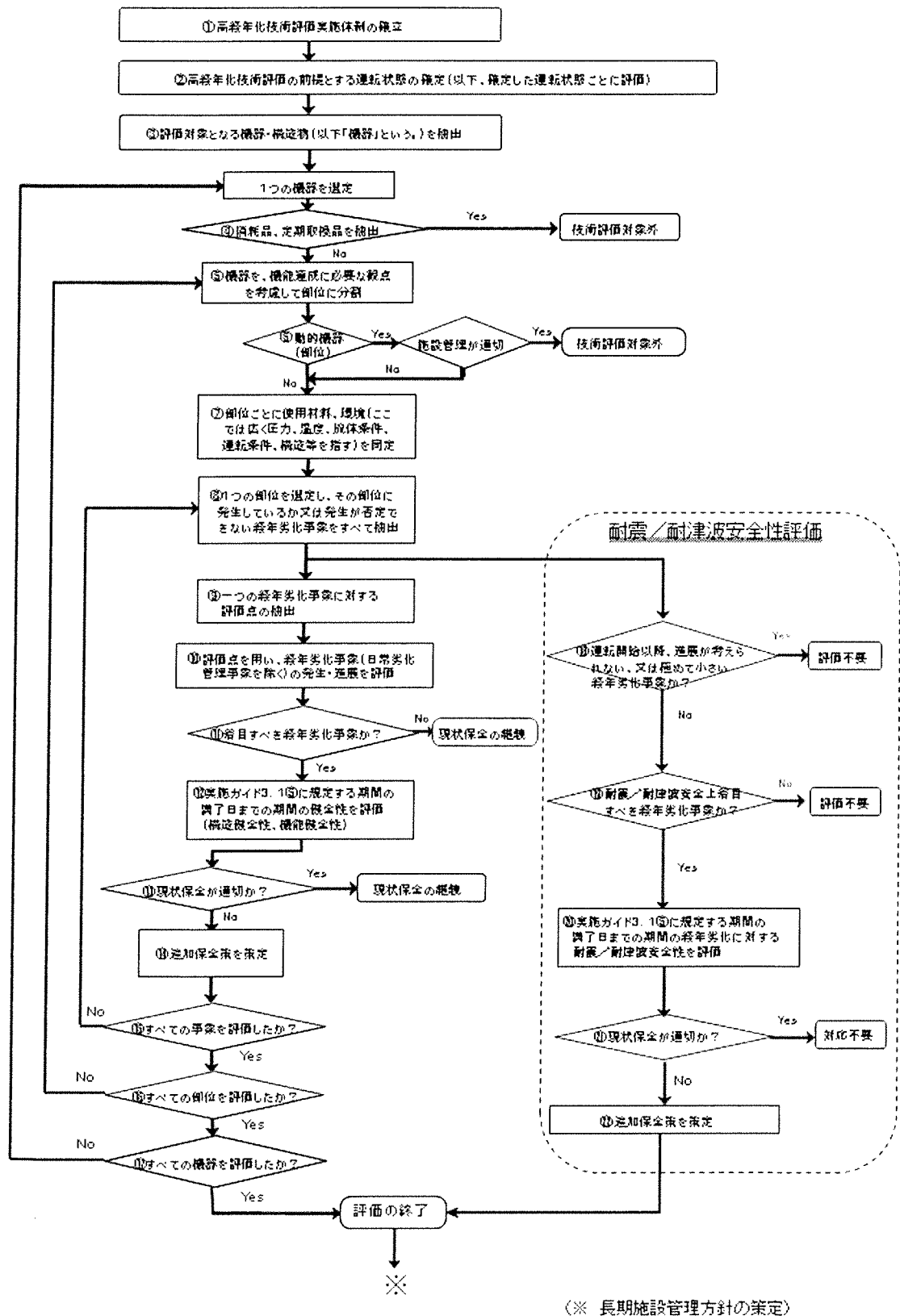
とされている（乙 187, 5 頁）。また、耐震安全上及び耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象については、経年劣化を加味した機器・構造物の耐震安全性評価及び耐津波安全性評価を行い、必要に応じて追加保全策を抽出することとされている（乙 187, 6～7 頁）。

かかる一連の評価手順を高経年化技術評価という。

高経年化技術評価においては、機器・構造物の運転実績データに加えて、国内外の原子力発電プラントにおける事故・トラブルやプラント設計・点検・補修等のプラント運転経験に係る情報、経年劣化に係る安全基盤研究の成果、経年劣化事象やそのメカニズム解明等の学術情報、及び関連する規制・規格・基準等の最新の情報を適切に反映することが要求されているところ、かかる要求への対応にあたっては、一般社団法人日本原子力学会が作成した日本原子力学会標準「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008」（乙 188。以下、「PLM²基準2008版」という）の「3 最新知見及び運転経験の反映」を用いることができるとされている（乙 187, 4 頁）。PLM基準2008版では、最新知見の調査範囲として、一般社団法人日本機械学会、一般社団法人日本電気協会、一般社団法人日本原子力学会で策定される規格・基準等の標準類が含まれている。これは、これら標準類が、産学界から偏りのないメンバー選定の下に、公衆審査を経るなど公正、公平、公開を重視したものとなっており、発行時点における最新の技術的な知見が集約・反映された公共財的な性格を持つものと評価することができることによる（乙 188, 4 頁及び 85 頁）。

高経年化技術評価は、以上の要点を踏まえつつ、図表 1 に示す標準的な流れに沿って行われる（乙 189, 「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」14 頁）。

² Plant Life Management（高経年化対策）の略。



【図表 1 高経年化技術評価の標準的な流れ】

本件発電所においても、高経年化技術評価として、(i) 経年劣化事象の評価(①原子炉容器の中性子照射脆化、②低サイクル疲労割れ、③照射誘起型応力腐食割れ、④2相ステンレス鋼の熱時効、⑤電気・計装品の絶縁低下、⑥コンクリートの強度低下及び遮蔽能力低下といった各事象に対する機器・構造物の健全性評価)、(ii) 耐震安全性評価(運転開始後60年時点で想定される経年劣化を加味した、基準地震動等に対する耐震安全性評価)を実施した(乙190、「美浜発電所3号機の運転期間延長認可申請の概要について(高経年化技術評価書(40年目)の概要)」9頁、同参考19頁)。なお、(iii) 耐津波安全性評価については、評価対象機器・構造物における経年劣化事象から「現在発生しているか、または将来にわたって起こることが否定できないもの」を抽出した結果、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象は抽出されなかったため、高経年化対策の観点から追加すべきものはなかった(乙191、「美浜発電所3号炉運転期間延長認可申請の概要」24頁、乙192、「美浜発電所3号炉劣化状況評価(耐震・耐津波安全性評価)」30～35頁)。

そして、この評価の結果を踏まえ、原子炉その他の設備が、運転期間60年時点においても確実に健全性を維持できるよう、原子炉容器の胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化については、原子炉の運転時間及び照射量を勘案して第5回監視試験を実施すること等を、追加保全策として定めた(乙191、26頁)。

答弁書63～64頁で述べたとおり、発電用原子炉設置者は、高経年化技術評価に関する事項や長期施設管理方針を定めたことにより保安規定を変更するときには、保安規定変更認可を受けることが必要となることから、債務者は、運転開始から40年を迎えようとしていた本件発電所について、平成27年11月26日に、上記高経年化技術評価の結果を踏まえ、前述の追加保全策等を追加するべく長期保守管理方針(長期施設管理方針)を策定し保安規定変更認可申請を行った(かかる保安規定変更認可申請に係る原子力規制委員会の審査については、後述のとおり、運転期間延長認可申請に係る審査と一括して行われており、第

4で合わせて述べる)。

第3 本件発電所における運転期間延長認可に係る債務者の対応等

1 はじめに

上記第2で述べたとおり、債務者は、本件発電所において、運転期間40年以前から安全性維持・向上のための活動を継続しているが、運転期間40年を超えるにあたって、原子力規制委員会の運転期間延長認可を受けているため、以下、運転期間延長認可に関する規制の内容及び債務者の対応を述べる。

2 運転期間延長認可に係る規制の内容

(1) 答弁書64頁でも述べたとおり、原子炉等規制法³は、発電用原子炉設置者がその設置した発電用原子炉を運転することができる期間を、当該原子炉の設置の工事について最初に同法43条の3の11第3項の使用前事業者検査について原子力規制委員会の確認を受けた日から起算して40年とした上で(同法43条の3の32第1項)、当該運転の期間は、その満了に際し、原子力規制委員会の認可を受けて、1回に限り20年を超えない期間で延長することができる(同法43条の3の32第2項、第3項、同法施行令20条の6)。

運転期間延長認可を受けようとする者は、同法43条の3の32第1項に定める期間(発電用原子炉の設置の工事について最初に使用前事業者検査について確認を受けた日から起算して40年)の満了1年前までに所定の申請書を原子力規制委員会に提出しなければならない、当該申請書には、①申請に至るまでの間の運転に伴い生じた原子炉その他の設備の劣化の状況の把握のための点検(特別点検)の結果を記載した書類、②延長しようとする期間における運転に伴い生ずる原子炉その他の設備の劣化の状況に関する技術的な評価

³ 正式には、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」である。

（劣化状況評価）の結果を記載した書類、及び③延長しようとする期間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針（長期施設管理方針）を記載した書類を添付しなければならない（同法 43 条の 3 の 32 第 4 項、実用炉規則 113 条 1 項、2 項）。

そして、原子力規制委員会は、上記認可の申請に係る発電用原子炉が、長期間の運転に伴い生ずる原子炉その他の設備の劣化の状況を踏まえ、上記の延長をしようとする期間において安全性を確保するための基準として原子力規制委員会規則で定める基準に適合していると認めたときに限り、上記認可をすることができる（同法 43 条の 3 の 32 第 5 項）。

- （2）運転期間延長認可で要求される申請書及び申請書に添付されるべき書類に係る記載内容等の詳細は、「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」（乙 193。以下、「運転期間延長認可申請運用ガイド」という）の定めによる。

上記ガイドは、実用炉規則 113 条 2 項 1 号の特別点検の実施時期並びにその対象となる機器・構造物、対象の部位、着目する劣化事象及び点検方法等を示している。もっとも、運転期間延長認可申請書の記載に係る要件の技術的内容は、上記ガイドの規定に限定されるものではなく、実用炉規則に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、実用炉規則に適合するものと判断するものとされている（乙 193, 1 頁）。

- （3）原子炉等規制法 43 条の 3 の 32 第 5 項において運転期間延長認可の申請に対する審査における基準として定めることとされている原子力規制委員会規則は、実用炉規則 114 条である。同条は、上記認可の基準として、「延長しようとする期間において、原子炉その他の設備が延長しようとする期間の運転に伴う劣化を考慮した上で技術基準規則に定める基準に適合」することを要求している。

そして、実用炉規則 114 条の要求事項への適合性審査をするにあたって確認

すべき事項をまとめたものとして、「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」（乙 194。以下、「運転期間延長審査基準」という）が定められており、同基準の要求事項を満たせば、実用炉規則 114 条における要求基準を満たすこととなる。

運転期間延長審査基準は、審査にあたって確認すべき事項として、①運転期間延長認可の時点において、当該時点において適用されている原子炉等規制法 43 条の 3 の 14 の技術上の基準（技術基準規則）に適合させるために必要となる同法 43 条の 3 の 9 及び同条の 3 の 10 に掲げる工事の計画が全てこれらの規定に基づく認可等の手続により確定していること、②実用炉規則 113 条 2 項 2 号に掲げる原子炉その他の設備の劣化の状況に関する技術的な評価（劣化状況評価）の結果、延長しようとする期間において、同評価の対象となる機器・構造物が運転期間延長審査基準記載の表に掲げる要求事項に適合すること、又は同評価の結果、要求事項に適合しない場合には同項 3 号に掲げる延長しようとする期間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針の実施を考慮した上で、延長しようとする期間において、要求事項に適合することを定めている（乙 194, 1 頁）。

もっとも、上記②については、これに適合しない場合であっても、それが技術的な改良、進歩等を反映したものであって、運転期間延長審査基準を満足する場合と同等又はそれを上回る安全性を確保し得ると判断される場合には、これを排除するものではないこととされている（乙 194, 1 頁）。

なお、運転期間延長認可申請運用ガイドにおいては、劣化状況評価の記載内容について評価の対象とする機器・構造物及び評価手法は、実用炉規則 82 条 2 項に規定する経年劣化に関する技術的な評価、すなわち上記第 2 の 2 で述べた高経年化技術評価におけるものと同様とすることとされている（乙 193, 5 頁）。

3 運転期間延長認可に係る債務者の対応

債務者は、本件発電所において、上記2で述べた運転期間延長認可に係る規制の内容を踏まえ、運転開始から申請に至るまでの間に生じた原子炉その他の設備の劣化状況の把握のための点検（特別点検）、運転開始から60年の間に生じる原子炉その他の設備の劣化状況に関する評価（劣化状況評価）、60年間の運転を踏まえた原子炉その他の設備についての保守管理に関する方針の策定を行っている。

特別点検では、通常の点検・検査に追加して、(i) 原子炉容器について目視試験、超音波探傷試験及び渦流探傷試験による欠陥の有無の確認、(ii) 原子炉格納容器について目視試験による塗膜状態の確認、(iii) コンクリート構造物について採取したコアサンプル（試料）による強度等の確認による点検を行い、対象部位ごとに着目する劣化事象（例えば、中性子照射脆化や応力腐食割れ等）に応じ、適切な手法により劣化状況を把握している（乙191、6～11頁）。

また、劣化状況評価においては、上記第2の2で述べた高経年化技術評価と同内容の評価を行うこととされているため、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（乙195）等に基づき抽出した機器を対象に、(i) 経年劣化事象の評価（①原子炉容器の中性子照射脆化、②低サイクル疲労割れ、③照射誘起型応力腐食割れ、④2相ステンレス鋼の熱時効、⑤電気・計装品の絶縁低下、⑥コンクリートの強度低下及び遮蔽能力低下といった各事象に対する機器・構造物の健全性評価）、(ii) 耐震安全性評価（運転開始後60年時点で想定される経年劣化を加味した、基準地震動等に対する耐震安全性評価）を実施した（乙190、9頁、参考19頁）。なお、(iii) 耐津波安全性評価については、評価対象機器・構造物における経年劣化事象から「現在発生しているか、または将来にわたって起こることが否定できないもの」を抽出した結果、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象は抽出されなかったため、高経年化対策の観点から追加すべきものはなかった（乙191、24頁、乙192、30～35

頁)。

そして、この劣化状況評価の結果を踏まえ、原子炉その他の設備が、運転期間 60 年時点においても確実に健全性を維持できるよう、原子炉容器の胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化については、原子炉の運転時間及び照射量を勘案して第 5 回監視試験を実施すること等を、追加保全策として定めた（乙 191, 26 頁）。

第 4 原子力規制委員会による審査

債務者は、原子力規制委員会に対して、平成 27 年 11 月 26 日に本件発電所の高経年化対策に関する保安規定変更認可申請とともに、運転期間延長認可の申請を行った。これを受けて、原子力規制委員会では、①高経年化対策に関する保安規定変更認可及び運転期間延長認可申請の際に添付した書類（特別点検、劣化状況評価、保守管理に関する方針策定に関する書類）に係る審査、並びに②本件発電所の運転期間延長認可に係る審査が一括して行われた（乙 53, 5 頁, 乙 56 の 1, 乙 56 の 2, 3～4 頁）。

そして、①高経年化対策に関する保安規定変更認可及び運転期間延長認可申請の際に添付した書類（特別点検、劣化状況評価、保守管理に関する方針策定に関する書類）に関する審査書案、並びに②運転期間延長認可に関する審査書案が平成 28 年 11 月 16 日の第 43 回原子力規制委員会に付議、了承され、①については保安規定変更認可がなされ（乙 57）、②については運転期間延長認可がなされた（乙 58）。

かかる運転期間延長認可により、運転期間延長審査基準の要求事項を満足していることが確認された（乙 196, 「関西電力株式会社美浜発電所 3 号炉の運転期間延長認可申請の実用炉規則第 114 条への適合性に関する審査結果」）。

第5 債権者らの主張に対する反論

1 高経年化した原子力発電所の耐震性に関する主張について

債権者らは、40 年以上も経過すればすべての部品が劣化しているとして、運転開始から 40 年以上経過した本件発電所が耐震安全性に欠けるかのように主張する（仮処分申立書 54 頁）。

しかしながら、上記第3の3で述べたとおり、債務者は、本件発電所において、運転開始後 60 年時点で耐震安全性に影響する可能性がある経年劣化事象を抽出し、評価対象機器・構造物について経年劣化を加味して耐震重要度クラスに応じた地震力を用いた評価を行い、評価対象機器・構造物の機能維持に対する経年劣化事象の影響評価を実施し、運転開始後 60 年時点においても本件発電所の耐震安全性が確保されていることを確認している。

具体的には、高経年化対策実施ガイド（乙 187）及び運転期間延長認可申請運用ガイド（乙 193）並びに P L M 基準 2 0 0 8 版の附属書 D（乙 188，38～40 頁，111 頁）に基づき、まず、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（乙 195）における安全機能の重要度のクラス 1，2 及び高温・高圧の環境下にあるクラス 3 の機器並びに常設重大事故等対処設備に属する機器・構造物の全てを評価対象機器として選定した⁴（乙 192，3 頁，乙 186 の 2，「美浜発電所 3 号炉 耐震安全性評価書」2 頁）。その上で、評価対象機器を、構造、材料及び使用環境等により、当該機器の安全機能の重要度、材料及び使用環境等によりグループ化し、グループごとに耐震重要度を考慮して代表機器を選定した（乙 192，4 頁）。原子力発電所を構成する機器は、構造、材料及び使用環境が類似の機器が多数存在することから、このようなグループ化による評価は、合理的な評価を行う手法として、高経年化対策実施ガイドで引用されて

⁴ 安全機能の重要度クラス 3 の機器のうち、高温・高圧下にあるもの以外については、長期施設管理方針の策定対象としたものを除き、運転期間延長認可の申請・審査の対象とされていないが（乙 193，5 頁），債務者は、これらの機器も含めて、高経年化対策実施ガイド（乙 187）に基づく高経年化対策を実施している。

いる P L M 基準 2 0 0 8 版に明記されている（乙 187, 6 頁, 乙 188, 7 頁, 38～40 頁, 111 頁）。

次に、選定した各代表機器について、想定される経年劣化事象のうち顕在化した場合に当該代表機器の構造・強度又は振動に対する応答特性上、その影響が有意なものを、耐震安全性上考慮する必要のある経年劣化事象として抽出した（乙 192, 4～5 頁, 乙 186 の 2, 2～3 頁）。その結果、本件発電所においては、疲労割れ、中性子照射脆化、熱時効、応力腐食割れ等が耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象となった（乙 192, 7 頁）。

そして、かかる経年劣化事象ごとに、経年劣化を保守的に想定した上で、代表機器の耐震重要度に応じた耐震安全性評価を行い（すなわち、代表機器が耐震重要度分類⁵ S クラスに分類したものであれば、主張書面（1）第 4 章第 4（187～193 頁）で述べた手法を用いて、基準地震動による地震力が作用した際に当該代表機器に生じる応力等を算出した上で、評価値が評価基準値を超えないことを確認する）、さらに代表機器の評価結果に基づきグループ内の機器全体に対する評価も行い、本件発電所の耐震安全性が確保されていることを確認した（乙 192, 8～29 頁, 乙 186 の 2, 54 頁以下）。例えば、疲労割れ（応力が繰り返しかかることで、亀裂が発生し、その亀裂が成長、伝播して破断に至る破壊。疲労破壊ともいう）に関しては、これまでの運転実績を踏まえて保守的に想定した 60 年運転時点の通常運転に対する疲労累積係数と地震時の疲労累積係数とを加えた合計（評価値）が、評価基準値（許容値）である 1.0 を超えないことを確認している。このほか、債権者らが挙げる中性子照射脆化や熱時効といった

⁵ 耐震重要度分類は、新規制基準に示す施設の耐震設計上の重要度分類であり、S クラス、B クラス、C クラスと区分され、機能喪失により放射性物質を外部に拡散する可能性があり、その影響の大きいものを S クラス、その影響が比較的小さいものを B クラスと区分し、それ以外の一般産業施設と同等の安全性を保持すればよいものを C クラスと区分している（実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（以下、「設置許可基準規則」という）解釈別記 2 第 4 条 2 項。甲 26, 130～131 頁）。なお、これは、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（乙 195）に基づく安全機能の重要度分類（クラス 1～3）とは別の分類である。

経年劣化事象についても、上記のとおり耐震安全性上考慮する必要がある経年劣化事象として抽出し、耐震安全性評価を実施しているが、それらの内容については、中性子照射脆化や熱時効に関する債権者ら主張に対する反論の箇所でも個別に触れる。

このように、債務者は、運転開始後 60 年時点における本件発電所の耐震安全性が確保されていることを確認している。そして、原子力規制委員会は、債務者の評価について、審査基準における要求事項を満足していると認めている（乙 196, 29～32 頁）。

したがって、本件発電所が 40 年を超えて運転した場合に、基準地震動に耐えられないかのように言う債権者らの主張には理由がない。

2 高経年化した原子力発電所は危険であるとの主張について

（1）原子力発電所は過酷な環境下に置かれているとの主張について

ア 債権者らは、本件発電所を含む加圧水型原子炉（PWR）においては、原子炉内を加圧して 1 次冷却材を沸騰させることなく循環させていることから、原子炉容器等は常に高温度・高圧力状態になっていること、核分裂により発生する中性子が原子炉容器等に照射されることにより金属素材が脆化する（中性子照射脆化）ことから、地震、津波、火山等の自然現象やヒューマンエラー等により事故が生じて注水が行われた際に、PTS（加圧熱衝撃）により原子炉容器が破損し、放射性物質が外部に放出されるなどと主張している（債権者ら準備書面（1）3～5頁）。

イ 債権者らの上記主張は、原子炉容器等が高温度・高圧力状態となっていることや、原子炉容器等に中性子照射脆化が生じ得ることについての一般論を述べる点においては、誤りではない。

しかしながら、債務者は、答弁書73頁以降で述べたとおり、本件発電所において、地震、津波、火山等の自然現象に対する安全性について評価・確認

し、本件発電所の安全性が確保されていることを確認しているため、そもそも債権者らが地震、津波、火山等の自然現象により事故が発生するとの前提を置いている点は誤りである（本件は仮処分命令を求める事案であるから、債権者らはこの点に関する具体的危険性をまずは指摘しなければならない）。

ウ また、債権者らは、原子炉容器等には中性子照射脆化が生じていることから、自然現象やヒューマンエラー等により事故が生じ注水が行われて原子炉容器が破損する危険がある旨主張している。

中性子照射脆化とは、原子炉容器に用いられる鋼材が中性子の照射を受けることによって、ねばり強さ（靱性）が低下する（脆化する）現象のことをいう。

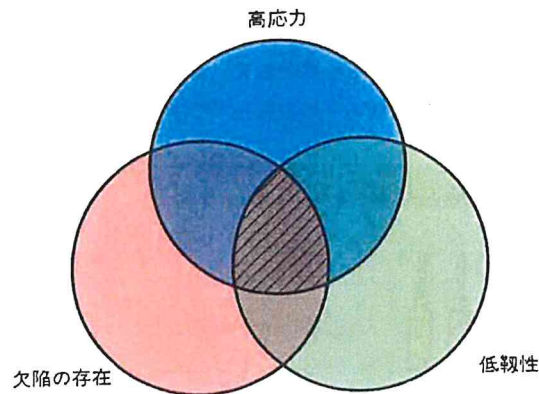
L O C A⁶等の事故によって、非常用炉心冷却設備（E C C S⁷）が作動して原子炉容器に冷水が流れ込んだ場合、冷水と接する原子炉容器の鋼材の内側が収縮しようとすることで、原子炉容器の内側に大きな引張応力⁸が生じる（P T S（加圧熱衝撃））。この時、仮に原子炉容器に亀裂が存在し、かつ中性子照射脆化により鋼材のねばり強さ（靱性）が十分でない場合、その亀裂が広がり、結果として破壊に至る（脆性破壊）可能性がある。

このように、脆性破壊が発生する要因として、（i）原子炉容器に亀裂が存在する（欠陥の存在）、（ii）鋼材のねばり強さ（靱性）が低下する（低靱性）、（iii）原子炉容器に大きな力（応力）がかかる（高応力）という3つがあり、これらの3つの要因が同時に満たされた場合に、初めて脆性破壊が発生する可能性が生じる（図表2、乙197、「PWR型原子炉容器の安全性について」2頁）。

⁶ Loss of Coolant Accidentの略であり、1次冷却材管の破断等による1次冷却材の喪失を指す。

⁷ Emergency Core Cooling Systemの略。

⁸ 物体が力を受けたとき、その力に応じて物体の内部に生じる抵抗力を応力といい、「引張応力」とは、この抵抗力の働く向きが引張り方向の場合の応力をいう。



【図表 2 3つの要因のイメージ図】

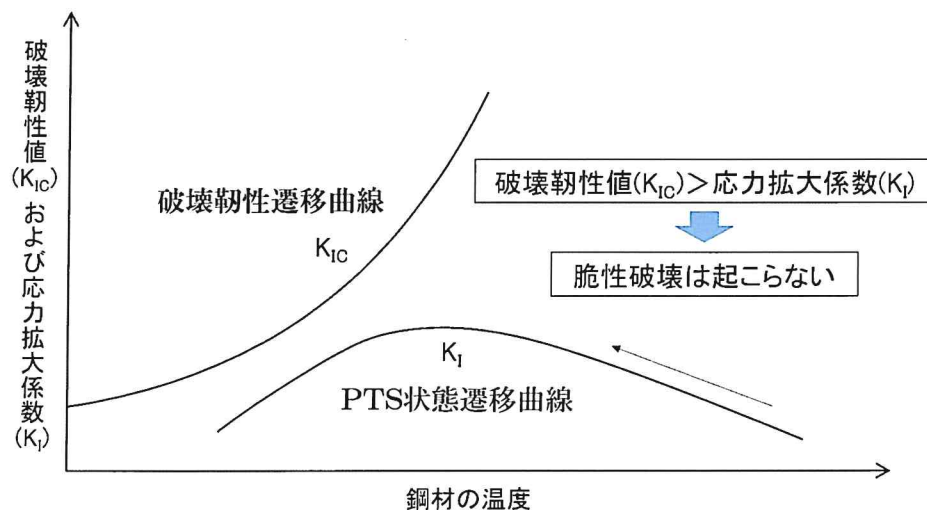
そこで、債務者は、上記3つの脆性破壊が発生する要因のうち、(i) 亀裂の存在について、原子炉容器の製造時や供用期間中、さらには運転期間延長認可申請時に特別点検として実施された超音波探傷試験により、亀裂が存在しないことを確認している。

このように、本件発電所においては、原子炉容器に亀裂が存在しないことが確認されているため、そもそも脆性破壊が生じるおそれはないが、債務者は、(ii) 靱性の低下についても、供用期間中に計画的に実施される監視試験により、靱性の低下傾向を確認している。そして、この監視試験結果を踏まえ、かつ、大きな亀裂の存在をあえて仮定して、(iii) 高応力の発生を想定した場合であっても、原子炉容器が脆性破壊により破損しないことをPTS評価（加圧熱衝撃評価）により確認している。以下、敷衍する。

PTS評価（加圧熱衝撃評価）では、脆性破壊の3つの発生要因のうち、(i) 亀裂の存在については、原子炉容器の製造時や供用期間中、さらには運転期間延長認可申請時に特別点検として実施される超音波探傷試験により亀裂が確認されていないにも関わらず、あえて大きな亀裂の存在を仮定した評価（破壊力学評価）を行っている。

また、(ii) 靱性の低下については、静的平面ひずみ破壊靱性値 (K_{IC})（以

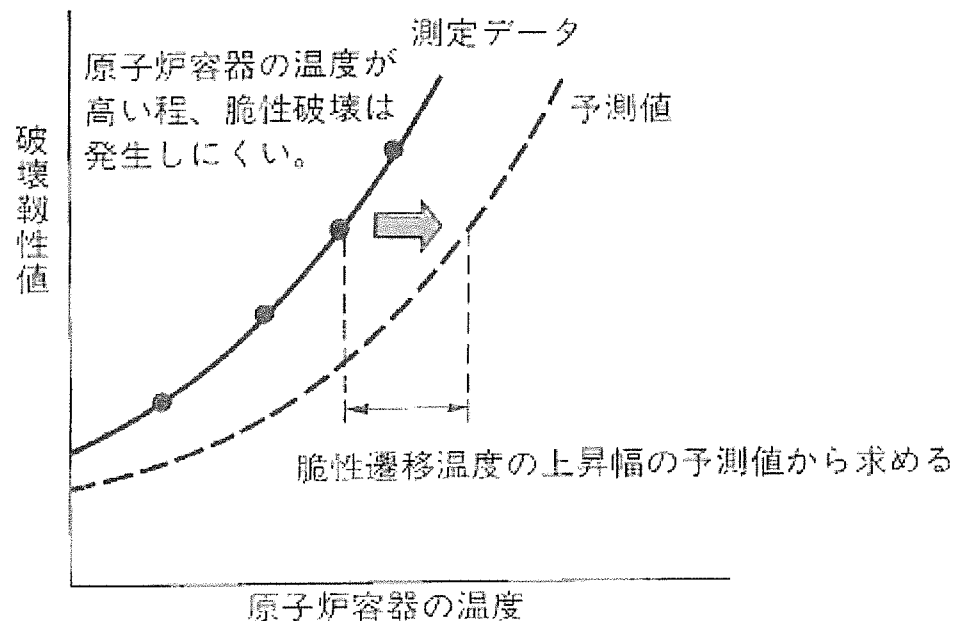
下、「破壊靱性値 (K_{IC})」という)として表しており、図表3の左上の曲線(以下、「破壊靱性遷移曲線」という)がこれに当たる。破壊靱性遷移曲線は、亀裂を有する鋼材の脆性破壊に対する抵抗力を示す破壊靱性値 (K_{IC}) と温度の関係を示したものであり、図表3の破壊靱性遷移曲線は、鋼材の温度が高いほど、破壊靱性値 (K_{IC}) (ねばり強さ) も高く、鋼材の温度が低くなるにつれ、破壊靱性値 (K_{IC}) が低くなる様子を示している。



【図表3 PTS評価のイメージ】

なお、中性子照射脆化が進むことにより、この破壊靱性遷移曲線は高温側にずれていく(同じ破壊靱性値 (K_{IC}) を示す温度が高温側にずれていく)(図表4, 乙197, 7頁)。このため、PTS評価(加圧熱衝撃評価)では、監視試験で得られる破壊靱性値 (K_{IC}) をもとに中性子照射脆化による高温側へのずれ分を脆化予測により考慮し、破壊靱性遷移曲線を求めて評価に用いている。具体的には、監視試験で得られる破壊靱性値 (K_{IC}) の実測値(図表4の「測定データ」が該当)に、脆性遷移温度(関連温度)の上昇幅の予測値(測定時点と将来の時点の脆性遷移温度(関連温度)の差)に一定の余裕を加えた分だけ、高温側(右方向)に平行にずらす(図表4の「予測値」が該

当) ことで、原子炉容器(鋼材)の将来の破壊靱性遷移曲線を求めている。



【図表 4 将来の破壊靱性値 (K_{IC}) の算出イメージ】

また、(iii) 高応力の発生については、応力拡大係数 (K_I) として表しており、図表 3 の右下の曲線(以下、「PTS 状態遷移曲線」という)がこれに当たる。応力拡大係数 (K_I) とは、亀裂に力が作用した場合の亀裂先端近くにおける応力の大きさの程度を示す指標であり、端的に言えば、亀裂を起点とする脆性破壊を起こそうとする力の大きさの尺度である。PTS 状態遷移曲線は、事故時における亀裂先端の鋼材の応力拡大係数と温度の関係を示したものであり、図表 3 の PTS 状態遷移曲線は、非常用炉心冷却設備 (ECCS) が作動して冷水が流れ込み、原子炉容器の鋼材の内側の温度が先行して低下していく過程で、原子炉容器の内側と外側の温度差によって応力拡大係数 (K_I) が一旦上昇し、その後、この温度差が小さくなることで応力拡大係数 (K_I) が下降していくという経時的な変化を示している。この PTS 状態遷移曲線の評価にあたっては、LOCA 時の温度変化を、実際の温度変化と比べて急激に変化する(実際にはあり得ないが、原子炉容器内の高温水が一

瞬にして冷水に入れ替わり、鋼材を冷却する）と保守的に仮定して応力拡大係数（ K_I ）を算出している。

そして、破壊靱性値（ K_{IC} ）が応力拡大係数（ K_I ）よりも大きい場合（破壊靱性遷移曲線とP T S状態遷移曲線が交わらない場合）には、亀裂の存在を仮定したとしても、図表2に示した3つの要因は同時に満たされないため、脆性破壊は起こらないことが判断できるのである。

以上の評価方法を踏まえ、債務者は、深さ10mmという大きい亀裂の存在を仮定しても、運転開始後60年時点において、破壊靱性値（ K_{IC} ）が応力拡大係数（ K_I ）を上回ることから、脆性破壊が起こらないことを確認している（乙186の3、「美浜発電所3号炉容器の技術評価書」28～30頁）。さらに、経年劣化事象を考慮した耐震安全性評価において、基準地震動を考慮した応力拡大係数（ K_I ）を算出し、運転開始後60年時点において、破壊靱性値（ K_{IC} ）がかかる応力拡大係数（ K_I ）を上回り、脆性破壊が起こらないことを確認している（乙192、20頁、乙186の2、3.4.42～3.4.44頁）。こうした評価については、第4で述べたように、原子力規制委員会による審査において妥当性が確認されている（乙196、10～13頁、29～32頁）。

以上のとおり、債務者は、中性子照射脆化の影響を考慮してもP T S（加圧熱衝撃）により原子炉容器が破壊に至らないことを確認しているため、注水が行われたとしても原子炉容器が破損することではなく、放射性物質が外部に放出されることもない。

なお、債権者らは、中性子照射脆化について「本仮処分ではこの中性子照射脆化の問題を詳しく論ずることはしない」と主張しているが、かかる主張からも明らかなとおり、債権者らは中性子照射脆化による抽象的危険を指摘するに留まり、本件発電所が中性子照射脆化の影響により如何なる機序で放射性物質の外部放出に至るというのか、全く指摘しておらず、何ら具体的危険性を主張するものではない。

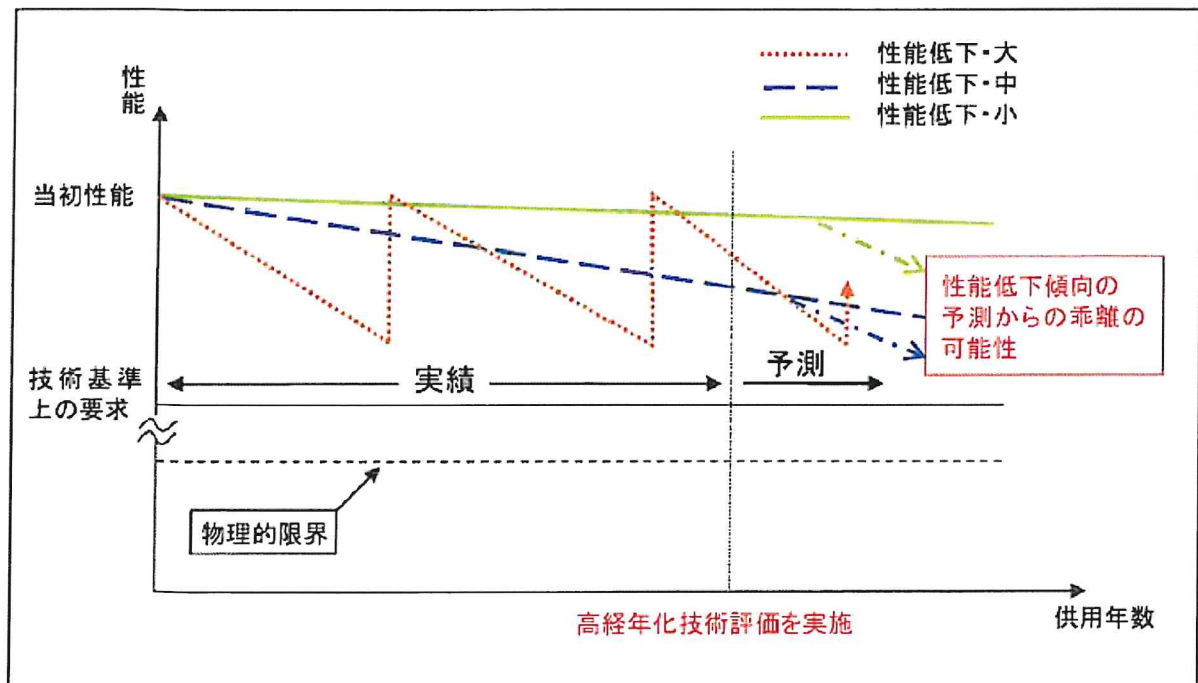
(2) 高経年化により故障が増加するとの主張について

ア 債権者らは、原子力発電所の故障発生率はいわゆる「バスタブ曲線」によって示され、原子力発電所の建設後初めて運転する際に初期故障が頻繁に発生し、その後安定期が続くが、一定年数を経た晩期には徐々に故障頻度が増していくとし、東海第二原子力発電所の例を見ても、運転期間20年を経過してからトラブルが漸増している旨主張している（債権者ら準備書面（1）5～9頁）。

しかしながら、かかる債権者らの主張は、事実誤認に基づく主張と言わざるを得ない。

イ まず、原子力発電所で利用されている機器や材料等は時間の経過により劣化が進行することは事実であるが、点検による劣化状況の把握や機器の取替え・補修等の保守管理を適切に講じることで、原子力発電所自体は安全性を確保しつつ運転を継続することが可能であり、そのために必要な科学的・専門技術的知見も、自社又は国内外で発生した事故・トラブル等の経験や各種研究成果により集積され、保守管理の継続的な改善の取組みに活用されている。この点は、原子力規制委員会の前身である原子力安全・保安院の「実用発電用原子炉施設における高経年化対策の充実について」（乙198）にも明示されており、機器・構築物の性能低下の進展傾向と技術基準を模式的に表したのが図表5である。同図表の「性能低下・大」の赤点線で示されるように、短期間で大きく性能低下することが想定される機器については、期間の経過によって技術基準上の要求に耐えられない程度まで性能が低下することから、定期的な取替えによって性能を維持している。他方で、「性能低下・中」「性能低下・小」のように、短期間に大きく性能低下することが想定されない機器については、高経年化技術評価により、将来の性能低下を予測しつつ、予測から乖離する可能性も見越して保守管理を行うことにより、事故・トラブル等を防止することが可能となる。したがって、運転期間の経過によって単

純に故障頻度が増加するとの債権者らの主張は，原子力事業者によるかかる取組みを全く理解しないものである。



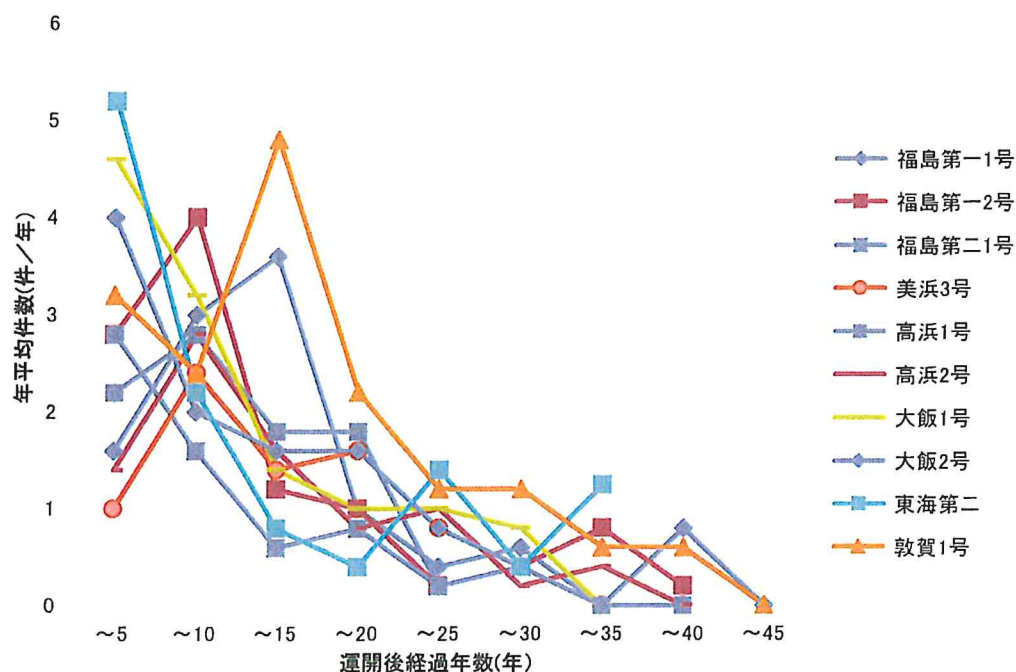
(乙198, 18頁)

【図表5 性能低下の進展傾向（実績＋予測）と技術基準】

ウ また，債権者らは，東海第二原子力発電所の例を取り上げて，如何にも同発電所のトラブル発生件数がバスタブ曲線と近似しているかの如く主張しているが，債権者らが引用する同発電所のトラブル発生件数の推移だけ見ても，2011年に東日本大震災が発生したことにより運転を停止しているため断定はできないものの，30年を経過して以降は下降傾向を示しているようにも見え，かかる例だけを引用して全ての原子力発電所が同様の傾向を示すと評価するのは早計である。

一般社団法人日本原子力技術協会（現原子力安全推進協会）の発表（乙199，「経年プラントにおけるトラブル発生状況について」）によれば，運転開始から30年経過している原子力発電所におけるトラブル発生件数の5年ごとの推

移をまとめると、概ね運転開始後15年以降トラブル発生件数は減少傾向となり、運転開始後30年以降は、年平均件数がほぼ1件以下となるなど、運転期間とともにトラブルの発生件数は低下傾向にあるとされている（図表6）。



【図表6 運転開始30年経過プラントのトラブル件数の推移⁹】

エ 原子炉等規制法43条の3の32第1項及び第2項においては、運転することができる期間について40年とされ、その満了に際しては原子力規制委員会の認可を受けて1回に限り延長することができる」と規定されているが、かかる規定は、平成24年に議員立法による改正で追加されたものであり、運転期間40年は政治的に決定されたものであって、技術的根拠、理由はないとの指摘もなされている（乙200、「我国の原子力発電所の運転期間40年制限に関する調査検討報告書」46頁）。

また、長期の運転期間を仮定して評価が行われ、長期的健全性が証明され

⁹ 運転開始後の通算で年平均1回以上のトラブルが起きている運転開始から30年経過しているプラントについて、トラブル情報件数の推移を示したもの（乙199、別紙－1）。

たものは40年超の運転継続が認められている国もあり、更に、米国では80年間の運転を認める認可も行われている（乙201、「原子力のポテンシャルの最大限発揮と安全性の追求」2頁）。

そのため、運転期間40年を経過した原子力発電所を晩期に入ったと想定して、バスタブ曲線に示される形で故障発生率が上昇すると評価する根拠は全くない。

オ 債権者らは、東海第二原子力発電所以外の原子力発電所においても稼働年数が進むにつれて多数の事故が発生しており、かかる事故や故障箇所はほぼ全ての箇所にわたっており、運転期間延長認可に際して要求されている具体的審査基準が特に点検を必要としている事項（特別点検）の有無に関わりなく発生しているとも主張している（債権者ら準備書面（1）7～9頁）。

しかし、そもそも、稼働年数が進むにつれてトラブルの累計件数が多くなることは当然であり、問題はトラブル発生件数が増加傾向にあるかどうか、あるいは、過酷事故につながるような致命的なトラブルが発生したかどうかなのであるから（実際にはトラブル発生件数が減少傾向にあることは上記のとおりであるし、過酷事故につながるようなトラブルも発生していない）、債権者らの上記主張は失当である。

また、債権者らは特別点検が実施されない箇所についてトラブルが生じていることを問題視しているが、原子力発電所の点検には、運転期間延長認可時の特別点検だけではなく、日常点検や定期点検もあり、これらの点検により事故・故障が発生し得る箇所について網羅し、点検による劣化状況を把握するとともに、自社又は国内外で発生した事故・トラブル等の経験や各種研究成果を踏まえ、機器の取替え・補修等の保守管理を適切に講ずることで、保守管理の継続的な改善の取り組みを行っており、原子力発電所は安全性を確保しているため、債権者らの指摘する点は何ら問題ではない。

カ 債権者らは、米国で炉心損傷頻度（CDF）について定められている安全

目標が 10^{-4} /炉年とされ、この安全目標が「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回起こる頻度」と説明されていることを指摘し、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ると、全基が40年間にわたって炉心損傷事故を免れる確率は16.5%であり、無事故を期待するのは悲観的となる旨主張している（債権者ら準備書面（1）9～10頁）。

しかし、かかる債権者らの主張は、設備設計、運用等の異なる全世界の原子力発電所を単純に押しなべて分母とした炉心損傷頻度を述べるものに過ぎず、それにより、福井県及びその周辺地域に居住する債権者らとの関係において本件発電所の具体的危険性が示されたことにはならない。本件発電所においては、上記第3の3で述べたとおり特別点検、劣化状況評価及び保守管理に関する方針の策定を適切に行っているのであるから、安全性は確保されている。

（3）経年劣化を共通起因とした事故に関する主張について

ア 債権者らは、高経年化により劣化状態にある原子力発電所に大規模地震等の別の共通起因事象が重なった場合、個々の劣化が総合的にどのように連携し、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実際のところ予測不可能であるとしつつ、一定のシナリオを示した上で、「ここで債権者らが言いたいのは、こういった特定のシナリオが実際発生するかどうかではない」「経年劣化を起因として過酷事故のシナリオを描くことが難しくないという事実である」と主張している（債権者ら準備書面（1）12～14頁）。

しかしながら、債権者らが示しているシナリオは、これまでの運転経験により発生する可能性があると思しき事象を単に羅列したものに過ぎず、以下のとおり個々の事象については既に種々の対策がなされていることから、そもそも発生し得ない。

イ 債権者らは、地震によって所外電源が喪失するとともに、非常用電源盤の充電部に高エネルギーアーク損傷（H E A F¹⁰）（以下、単に「高エネルギーアーク損傷」という）が発生し、これにより全交流電源喪失（S B O¹¹）が発生するとしている（債権者ら準備書面（1）12～14頁に記載の番号①及び④。以下、同様）。

しかし、本件発電所においては、外部電源を喪失した場合であっても、1台で必要な設備を作動できる容量を持つ非常用ディーゼル発電機を2台設置している。この非常用ディーゼル発電機は耐震重要度分類Sクラスの「安全上重要な設備」であり、基準地震動に対する耐震安全性を確認しているため、地震により2台とも機能喪失して全交流電源喪失（S B O）に至ることは考えられない。

また、平成23年（2011年）東北地方太平洋沖地震において、女川原子力発電所1号機で発生した高エネルギーアーク損傷は、比較的耐震性の低い常用系設備で発生したものであり、基準地震動に対して耐震性を有することが確認されている本件発電所の非常用の電源盤で同じ現象が発生することは考えにくい。

なお、債務者は、保安電源設備の信頼性をより向上させるとの観点から非常用電源盤に対する高エネルギーアーク損傷対策が新規制基準における要求事項に追加された（乙202、「新規制要件に関する事業者意見の聴取に係る会合 第3回」4頁、乙203、「（参考3－1）平成29年7月19日原子力規制委員会資料1（抜粋）（別紙2－1）」）ことを受け、本件発電所において、地震発生時に、万が一、高エネルギーアーク損傷が発生し得る状況になった場合でも、爆発と火災が発生する前に電流を遮断できるよう、非常用ディーゼル発電機

¹⁰ High Energy Arcing Faultの略。電気設備の故障による短絡等に起因して発生するアーク放電（気体放電現象の一種で、電極間に電位差が生じることにより、気体中を絶縁破壊して通電状態になること）により、圧力・温度が急激に上昇し、深刻な機器損傷を引き起こす事象をいう。

¹¹ Station Blackoutの略。

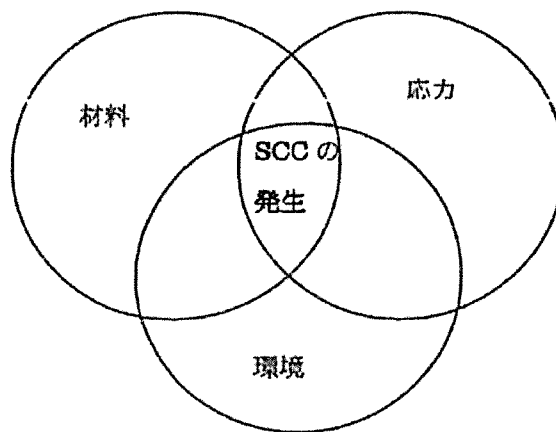
に接続される電源盤以外の電源盤については令和3年7月27日までに遮断器動作時間の短縮を実施済みであり、非常用ディーゼル発電機に接続される電源盤については令和3年8月1日以降最初の定期事業者検査終了の日までに非常用ディーゼル発電機停止インターロック¹²の追加を実施する予定である（乙204、「美浜発電所3号機および高浜発電所1，2号機の安全性向上対策等に係るこれまでの議論の取りまとめ」8頁）。本対策を講じることによって、本件発電所の非常用電源盤を高エネルギーアーク損傷から保護した上で、地震による揺れが収まってから、開放された遮断器を再び投入する（通電状態にする）ことで、非常用母線への電力供給が可能となり、より本件発電所の安全性が向上するのである。なお、2台の非常用ディーゼル発電機は、それぞれ別の非常用電源盤に接続されており、万が一、一方の電源盤で高エネルギーアーク損傷が発生しても他方の電源盤に火災が延焼しないよう火災防護対策を実施済みのため、現状においても本件発電所の安全性に問題はない。

ウ 債権者らは、炉心支持構造物に照射誘起型応力腐食割れ（I A S C C）（以下、単に「照射誘起型応力腐食割れ」という）による亀裂が発生して損傷し、制御棒の正常な動作が阻害され、「止める」ことができなくなるとしている（②）。

応力腐食割れとは、特定の材料が特定の環境と応力（引張応力）に曝されたときに割れを生じる事象であり、照射誘起型応力腐食割れとは、原子力発電所の運転中に中性子の照射を受けることで炉内構造物（炉心支持構造物を含む）の材料であるステンレス鋼に劣化が生じ、応力腐食割れが生じる現象のことをいう。応力腐食割れは、「材料」・「環境」・「応力」の3要素が重畳した場合に発生する可能性が生じるものであり、上記3要素のうち1つでも取

¹² 非常用ディーゼル発電機停止インターロックとは、そのままにしておくと高エネルギーアーク損傷につながる電源盤へ非常用ディーゼル発電機からのアークエネルギーが供給されないようにすることを目的として、異常な電流を感知した場合に同発電機を自動的に停止する信号回路である。

り除けば、応力腐食割れが生じることはなく、その予防としては、材料の変更や、応力緩和措置等により上記3要素の重畳を防ぐ対策が有効であるとされている（図表7，乙205，「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2001年版）（2005年版）【事例規格】発電用原子力設備における『応力腐食割れ発生の抑制に対する考慮』」）。



【図表7 応力腐食割れの発生因子】

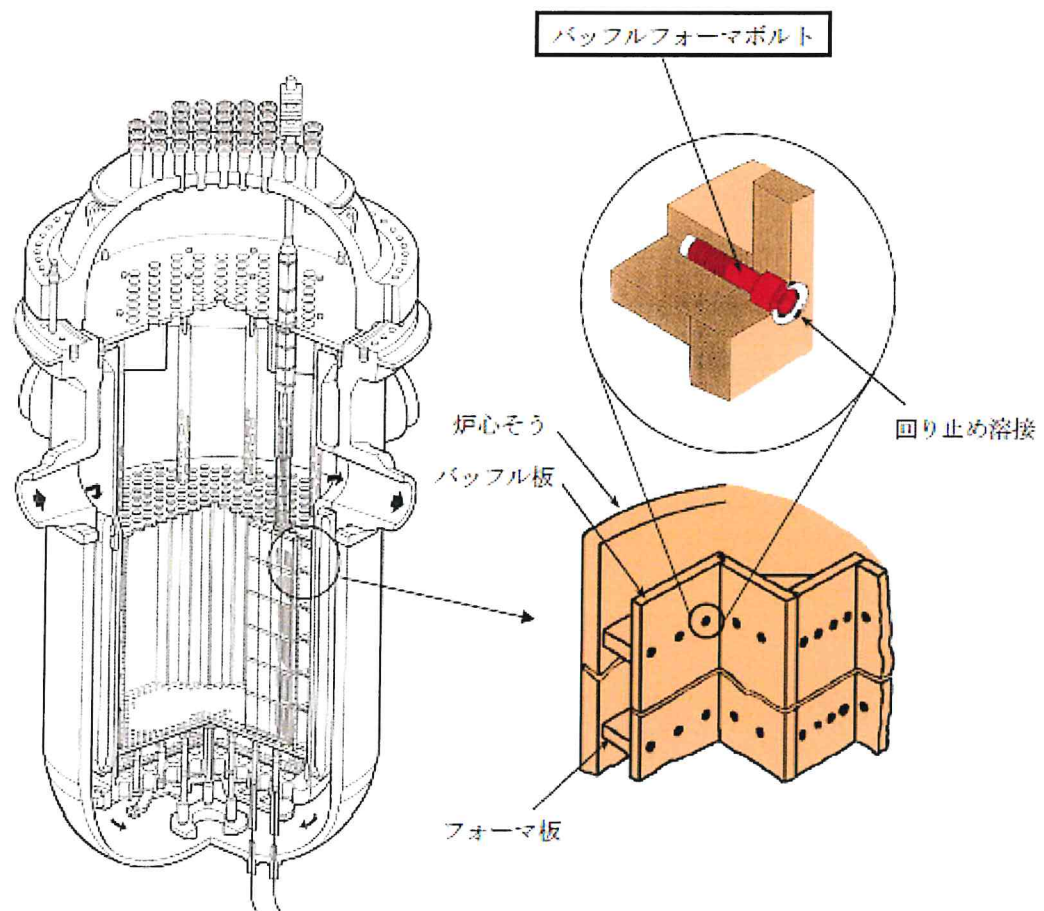
債務者は、高経年化技術評価及び劣化状況評価において、照射誘起型応力腐食割れの発生及び進展の可能性が認められる部位として、中性子照射量に対する判断基準（ $1 \times 10^{21} \text{ n/cm}^2$ （ $E > 0.1 \text{ MeV}$ ）以上）を超え、応力が高く、海外における損傷事例があるバッフルフォーマボルトを抽出し、損傷可能性を評価した。バッフルフォーマボルトとは、燃料を取り囲むように設置された板（バッフル板）をフォーマ板を介して炉心そうに締結するために用いられるステンレス鋼製のボルトであるところ（図表8），バッフルフォーマボルトは照射誘起型応力腐食割れに対する安全性を有していることを確認した（乙196，14～15頁）。バッフルフォーマボルトは、債権者らが指摘する炉心支持構造物ではないものの、炉心支持構造物と同じステンレス鋼を用いており、炉心支持構造物と比較して中性子照射量や応力レベルが高い（高応力に曝されている）炉内構造物であり、炉内構造物の中で最も照射誘起型応力腐食割れが発

生しやすい部位であるため、バッフルフォーマボルトにおける安全性が確認されている以上、バッフルフォーマボルトよりも中性子照射量や応力レベルが低い炉心支持構造物において照射誘起型応力腐食割れが発生するおそれはない。

また、経年劣化を考慮した耐震安全性評価において、バッフルフォーマボルトが上記評価結果にもかかわらず大きく損傷したとあえて仮定し、制御棒の挿入性に対して厳しい条件設定¹³をした上で、基準地震動に対する制御棒挿入性評価を行い、制御棒が規定時間以内に原子炉内に挿入されることを確認している（乙192、24頁、26頁、乙186の2、3.7.15～3.7.16頁）。

したがって、照射誘起型応力腐食割れで、制御棒の正常な動作が阻害されることはない。

¹³ 燃料集合体が揺されると制御棒挿入性が厳しくなるところ、全てのバッフルフォーマボルトの最上段・最下段を除く全てが損傷したと条件設定すると、その形態上、バッフル板が地震力によって最も変形しやすい条件となり、炉心の安定性が損なわれ燃料集合体が最も大きく揺られる厳しい条件となる。



【図表 8 バッフルフォーマボルト】

エ このように、照射誘起型応力腐食割れで制御棒の正常な動作が阻害されることはないことは上記ウで述べたとおりであるが、債権者らは、制御棒が正常に挿入されずに炉心が高い発熱状態を維持することを前提として、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が地震によって破断し、1次系から2次系へと冷却水が漏洩することにより1次冷却系の保水量が低下し、蒸気発生器が短時間でドライアウトし、安全弁から大気中に放射性物質が放出されるとしている（③及び⑥）。

しかし、本件発電所においては、平成8年に蒸気発生器の取替えを実施しており、取替え後における定期検査においては、渦流探傷検査を実施し、伝熱

管に異常がないことを確認している。(乙206,「美浜発電所3号機の原子炉起動および調整運転の開始について」,乙207,「美浜発電所3号機の原子炉起動予定および調整運転の開始予定について」)。また,工事計画認可申請時に耐震重要施設(耐震重要度分類Sクラスの施設)として蒸気発生器伝熱管についての耐震評価を実施し,基準地震動による地震力に対して施設の機能を維持する設計であることが確認できている(乙175,「12/70」～「13/70」頁)。そして,運転開始後60年時点における本件発電所の耐震安全性評価において,蒸気発生器伝熱管には耐震安全性評価に影響する劣化事象はないと評価している(乙192,9頁)。そのため,債権者らが主張するような機序で地震により蒸気発生器の伝熱管が破断することはない。

オ 上記の点に関連し,債権者らは,地震により燃料取替用水タンク(RWS T)が損傷し,補助給水ポンプによる給水ができなくなるとしている(①及び⑤)。

しかし,そもそも補助給水系の水源は,燃料取替用水タンク(RWS T)ではなく復水タンクであるため,債権者らの述べる機序により補助給水ポンプによる給水ができなくなることはない。加えて,復水タンク及び燃料取替用水タンク(RWS T)のいずれについても,上記エで述べた蒸気発生器伝熱管と同様,工事計画認可申請時に耐震重要施設(耐震重要度分類Sクラスの施設)として耐震評価を実施し,基準地震動による地震力に対して施設の機能を維持する設計であることが確認できおり(乙175,「12/70」～「13/70」頁),経年劣化を考慮した耐震安全性評価においても耐震安全性を確認しているため(乙186の2,3.14.93頁),地震時に損傷することはない,いずれにしても補助給水ポンプによる給水ができなくなることはない。

カ 以上のとおり,債権者らが主張するシナリオは,地震によって損傷しないものを損傷するとし,あるいは,高経年化により劣化していない設備を劣化しているとみなして,過酷事故につながる旨主張するものに過ぎず,本件発

電所の具体的危険性を何ら示すものではない。

(4) 本件発電所で過去に死亡事故が発生したとの主張について

債権者らは、平成16年に本件発電所で発生した復水配管の破損事故について触れ、当該事故は避けることのできない金属材料の劣化により発生したものであり、事故の原因は破損箇所の検査が行われていなかったことにあるといえるが、このような見落としの事実は原子力発電所の全ての部位の劣化状況を完璧に管理することの困難さをも示しているとし、本件発電所は平成28年12月をもって運転開始から40年を迎えたことにより、上記事故時よりも一層配管の減肉等の劣化による事故の危険性が高まっている旨主張している（債権者ら準備書面（1）15～16頁）。

当該事故の原因は、点検リストから破損箇所が漏れており、事故に至るまで修正できなかったことにあった。当該事故当時、債務者は、2次系の配管については「原子力設備2次系配管肉厚の管理指針（PWR）」（PWR管理指針）を策定し、その後配管の減肉が予想される部位等について、スケルトン図¹⁴や点検管理票といった点検リストを用いて計画的に肉厚を測定し、減肉が進んだ部位については配管の取替えを行っていた。しかし、当該事故の破損箇所については、要管理箇所であったにもかかわらず点検リストから欠落し、かつ、事故に至るまで修正できていなかったことから、事故発生まで肉厚測定が実施できていなかった。なお、原子力安全・保安院の報告では、当該事故で配管が破損した原因は、いわゆるエロージョン・コロージョン¹⁵により配管肉厚が徐々に減少した結果、配管の強度が不足し、運転時の荷重により破損したものと推定されている。（乙208、「美浜発電所3号機事故について

¹⁴ スケルトン図とは、配管のルートを立体的に表したものである。

¹⁵ エロージョン・コロージョンとは、材料表面に流体が衝突することなどによる浸食と化学的な作用による腐食との相互作用によって起きる減肉現象をいう。

Q&A Qなぜ事故に至ったのですか」)

債権者らは、「(当該事故も) 原発の老朽化(金属材料の劣化)が原因であることが想起されなければならない」と主張し、当該事故の原因が本件発電所の高経年化による劣化にあるかのように主張するが、仮に点検リストから破損箇所が欠落していなければ、PWR管理指針に従って適宜配管を交換するなどして事故を防止することが可能だったのであるから、当該事故の直接的な原因は、高経年化による劣化ではなく、劣化管理が不十分だったことにある。

債務者は、当該事故の原因調査を行った結果、破損箇所が点検リストから欠落し、修正できなかった要因を「業務の計画と体制」「調達管理」「情報の共有」「教育」「監査」の項目に分けて抽出し、それぞれの要因に対して「役割と責任分担などの綿密化」「調達先に対する要求事項の明確化」「不適合情報の共有化」「教育の充実」「踏み込んだ監査」等の対策を実施し、再発防止を図っており(乙209,「美浜発電所3号機事故について Q&A Qなぜ点検リストから欠落し、修正できなかったのですか」), 当該事故後、同様の事故は発生していない。

そのため、当該事故時よりも一層配管の減肉等の劣化による事故の可能性が高まっているとの債権者らの主張は、失当である。

3 発電所の旧さにより問題が生じるとの主張について

債権者らは、設立時期が古い原子力発電所には、設計の旧さ、材料の旧さ、施工・検査技術の旧さの問題があり、福島第一原子力発電所の事故においても独立して配置されているべき配電盤が同室内に配置されているという設計の旧さにより、同時に電源盤を喪失してしまったことが、長時間の全電源喪失をもたらす原因となった旨主張している(債権者ら準備書面(1)16~28頁)。

かかる債権者らの主張は、設立時期が古い原子力発電所に関する一般論を述

べるものに過ぎず、本件発電所の設計の旧さ、材料の旧さ、施工・検査技術の旧さに関する問題を指摘するものではないことはもちろん、本件発電所の具体的危険性を述べるものでもないため、そもそも反論を要するものではない。

もともと、本件発電所が運転期間 40 年を超える発電所であることは事実であるため、債権者らが抽象的なリスクとして指摘する点については、本件発電所の安全性の観点から問題になるものではない旨、必要に応じて以下で説明する。

(1) 設計の旧さに関する主張について

ア 債権者らは、建物の配置設計の旧さに関する問題の例として、「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、床ドレンを通し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等の問題が後になって発覚したことがある」旨述べている（債権者ら準備書面（1）16～17頁、18～21頁）。

かかる事例に関する事実関係は不明であるが、新規制基準においては、竜巻に対して防護対策を実施すること、内部火災、内部溢水に対して、防護対象設備が設置される区画を設定した上で防護対策を実施することが求められている。

債権者らは内部溢水に言及しているので、これを例に説明すると、我が国の原子力発電所の溢水影響に関しては、原子力規制委員会が策定した「原子力発電所の内部溢水影響評価ガイド」（乙210）の2.2.1において、「発電所内で発生した溢水に対して、重要度の特に高い安全機能を有する系統が、その安全機能を失わないこと（多重性又は多様性を有する系統が同時にその機能を失わないこと）を確認する」こととされている（乙210、8頁）。

本件発電所においても、原子炉の高温停止、低温停止を達成し、これを維持するために必要な設備、放射性物質の閉じ込め機能を維持するために必要な設備並びに使用済燃料ピットの冷却機能及び給水機能を維持するために必

要な設備を防護対象施設として抽出し、例えば、建屋内の防護対象設備については、破損、消火水の放水及び地震等による溢水に関して、没水影響、被水影響及び蒸気影響の観点で、安全機能が損なわれないよう防護されること、原子炉制御室及び現場操作が必要な設備へのアクセス通路に対しては、環境条件等を考慮しても、接近の可能性が失われないことを確認しており、かかる評価が妥当であることは、原子力規制委員会により確認されている（乙55の2、100～110頁）。

なお、本件発電所においては、竜巻に対する竜巻防護対策、内部火災に対する火災防護策について、規制要求を満足していることが確認されている（竜巻について、乙55の2、62～67頁、内部火災について、同87～100頁）。

イ また、債権者らは、電気回路の設計の旧さに関する問題の例として、「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」旨述べている（債権者ら準備書面（1）17頁）。

かかる事例に関する事実関係も不明であるが、我が国の原子力発電所の過電流¹⁶に対する電気回路の保護に関しては、原子力発電所の設計の旧さに関わらず、「原子力発電工作物に係る電気設備に関する技術基準を定める命令」に基づき、必要な箇所にヒューズ、ブレーカー等を設置し、過電流による電気事故を防止する設計にすることとされている。また、過電流遮断に伴う停電範囲を限定するため、電気回路の下流側ほど低電流で早く遮断器が動作するように、保護協調¹⁷を図った設計としている。

¹⁶ 過電流とは、定格よりも大きな電流が流れることをいう。過電流が生じることにより、消費電力が増加して発熱し、機器が故障する原因となる。

¹⁷ 保護協調とは、電力系統の事故（故障）が発生した場合に、事故を検出し、故障区間を切り離すことで他の回路に影響を与えないように遮断器（ブレーカー）やヒューズを用いて切り離すことをいう。

本件発電所においても、安全施設に対する電気系統を構成する機器は、過電流等を検知した場合には遮断器により故障箇所を隔離した上で、故障による影響を局所化することができるとともに、他の安全機能への影響を限定できるよう設計している（乙55の2，119～120頁）ため、債権者らの主張する懸念は本件発電所には当たらない。

ウ 債権者らは、系統設計に関して、「旧い設計においては、インターフェイス・システムL O C A（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L O C A）や格納容器バイパスL O C Aに対する対策の考慮が不十分であった」旨述べている（債権者ら準備書面（1）18頁）。

しかしながら、債務者は、答弁書第7章（72頁以下）で述べたとおり、本件発電所において、自然的立地条件に係る安全確保対策、及び事故防止に係る安全確保対策を講じるとともに、安全性を維持・向上するための活動を継続して展開しているから、本件発電所の安全性は十分に確保されており、本件発電所において、そもそもインターフェイス・システムL O C A¹⁸を含む格納容器バイパス¹⁹による放射性物質の異常放出等が生じて債権者らの人格権を侵害することは考えられない。

加えて、債務者は、答弁書第8章第3（124頁以下）で述べたとおり、新規制基準を踏まえて、上記の事故防止に係る安全確保対策が奏功しない事態をもあえて想定した、より一層の安全性向上対策を充実させており、債権者らの主張する「インターフェイス・システムL O C A」や「格納容器バイパスL O C A」といった事象をあえて想定したとしても、炉心の著しい損傷を防

¹⁸ インターフェイスシステムL O C Aとは、原子炉冷却材圧力バウンダリに直結した格納容器の外にある系統のうち低圧設計された系統の隔離に失敗した場合に、原子炉冷却系の高い圧力が低圧系統に付加されるために発生するL O C A事象である。

¹⁹ 格納容器バイパスとは、燃料から放出された放射性物質が格納容器雰囲気を経由することなく環境に放出される経路が生じる事象である。

止できる対策を講じている。すなわち、設置許可基準規則37条1項は、「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じ」ることを求めており、同規則解釈においては「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」とは、格納容器バイパスを含む一定の事故シーケンスグループを想定することが求められている（設置許可基準規則解釈37条，甲26，76～78頁）。そして，これを受けて原子力規制委員会により策定された「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき，上記事象を含む炉心損傷事象に対する防止対策の有効性を確認することとされている。

本件発電所においても，上記審査ガイドに基づいて原子力規制委員会により炉心損傷防止対策の有効性が確認されている（乙55の2，143～182頁）。

エ 以上のとおり，債権者らが主張する設計の旧さに関する問題は，本件発電所の安全性の観点から問題となるものではない。

（２）材料の旧さに関する主張について

ア 債権者らは，加圧水型原子炉（PWR）の材料の旧さに関して，「ニッケル基合金の場合も，A110y 600の母材にA110y 182，A110y 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（PWRにおける一次冷却系の応力腐食割れ）の問題を経験した」旨述べている（債権者ら準備書面（1）21頁）。

本件発電所以外の国内外の加圧水型原子炉において上記事例が発生したことは事実であるが，本件発電所においてはかかる事例を踏まえ，600系ニッケル基合金で溶接された部材から耐食性に優れた690系ニッケル基合金で溶接された部材に取り替える（乙206）等の予防保全対策を実施しているため，この点に関する安全性に問題はない。

イ 債権者らは、「鋳造材ではなく鍛造材であっても、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。」旨述べている（債権者ら準備書面（1）21頁）。

ベルギーの加圧水型原子炉（PWR）において、大量の層状の亀裂の兆候を示す信号指示が確認されたことは事実であるが、本件発電所においては、そもそもベルギーの加圧水型原子炉において利用されているロッテルダムドックヤード社の原子炉容器等は使用していない（乙211、「ベルギーのドール3号機及びティアンジュ2号機で確認された原子炉容器のき裂の兆候を踏まえた対応結果に係る報告について」2頁）。

また、本件発電所で利用している原子炉容器等の製造工程においては、当該事象の原因と考えられている製造時の水素に起因する白点が大量に発生することを防止するため、脱水素処理過程で真空処理技術を用いるなどの対策を実施している（乙211、1～2頁）。

さらに、当該事象は、製造時の検査により十分識別可能であることを確認しているところ、本件発電所で利用している原子炉容器等の製造時の検査内容を確認しても、当該事象が発生している兆候を示す記録は確認されていない（乙211、2頁）。

したがって、本件発電所において同様の事象が生じるおそれはない。

ウ 債権者らは、「オーステナイト系ステンレス鋳鋼（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いなかったため、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多々使用されている。・・・旧い原発は・・・現在の原発と比べて熱脆化に敏感であるという弱点を抱えているということである。」と述べている（債権者ら準備書面（1）22頁）。

原子力発電所で用いられている２相ステンレス鋼²⁰（債権者らはオーステナイト系ステンレス鋳鋼と表現）は、300度以上²¹の温度に長時間保たれることにより、ねばり強さ（靱性）が低下するとされており、かかる現象を熱脆化（熱時効）という。もっとも、本件発電所に用いられている部材については、劣化状況評価によって、運転開始後60年時点までの疲労亀裂進展長さを考慮した評価用亀裂を想定しても、部材が不安定破壊することなく、健全性評価上問題がないことを確認している（乙191，19頁）。この際、評価対象機器の耐震重要度分類に応じた地震力による荷重（１次冷却材管の場合は基準地震動による荷重）を上乗せした評価を行い、不安定破壊しないことを確認している（乙192，21頁）。

そのため、本件発電所には熱脆化に敏感であるという弱点はない。

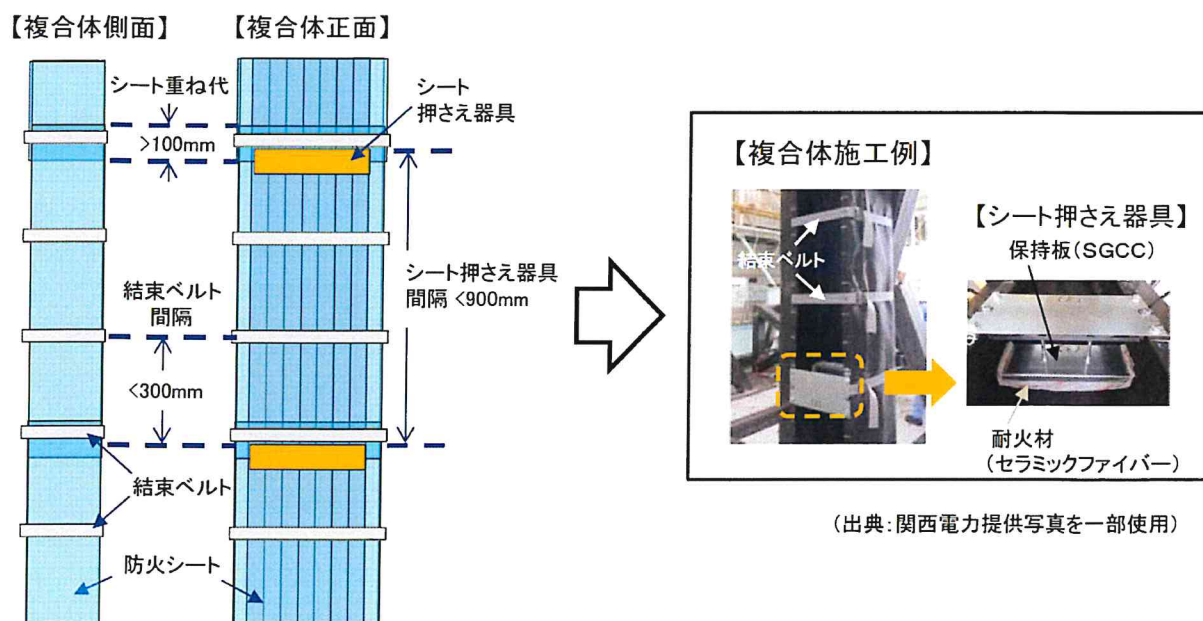
エ 債権者らは、「電気ケーブルには、古いプラントにおいては、IEEE 553に定められた延焼試験の規格に適合しないものが使用されている。これに対して最近の原発では、IEEE 553よりもさらに厳しいIEEE 1202への適合が、電気ケーブルと光ファイバー・ケーブルに対して求められるようになっている。」と述べている（債権者ら準備書面（１）22頁）。

原子力規制委員会が策定した「実用発電用原子炉及びその附属施設の火災防護に係る審査基準」（乙212。以下、「火災防護審査基準」という）においては、原子力発電所で使用するケーブルには「火災により着火し難く、著しい燃焼をせず、また、加熱源を除去した場合はその延焼部が広がらない性質」が延焼性及び自己消火性の実証試験により示されていることが求められており、延焼性の実証試験の例として「IEEE 383」「IEEE 1202」が

²⁰ ２相ステンレス鋼とは、オーステナイトとフェライトを２相混合したステンレス鋼のことで、高強度、高耐食で、耐応力腐食割れにも優れているため、原子力発電所においても１次冷却材管等に用いられている。

²¹ 債務者は、PLM基準2008版に基づき、使用温度250度以上を熱時効評価対象機器・部位の抽出条件としている。

例示されている（乙212，6頁）。なお，債権者らは「I E E F 5 5 3」と記載しているが，そのような規格は存在しないため，「I E E E 3 8 3」の誤記であると思われる。債権者らは，I E E E 3 8 3よりもさらに厳しいI E E E 1 2 0 2への適合が求められるようになったと主張するが，少なくとも我が国の規制においては，I E E E 3 8 3又はI E E E 1 2 0 2のいずれに適合する場合でも，難燃性に問題はないとされている（乙212，6頁）。



この複合体について、自己消火性、耐延焼性及び遮炎性等の観点から各種実証実験を行い、火災防護審査基準が定める「不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能」（乙212，5頁）を有していることを確認している（乙213，11頁）。したがって、火災防護に関する安全性に問題はない。

オ 債権者らは、「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，L O C A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，E C C S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。そこで，より新しいプラントでは，金属反射保温材が用いられるようになっている。」旨述べている（債権者ら準備書面（1）23頁）。

しかし，ガラス繊維，ロックウール及び珪酸カルシウムは，現在も配管の保温材として使用されており，金属反射型保温材を使用しなければならないわけではない。本件発電所においてもこれらの保温材を使用しているが，デブリによる閉塞への対策として，フィルタであるサンプスクリーン表面積を拡大する改良工事を実施し，E C C S系ポンプの吸い込み口が閉塞しないことを確認している（乙206）。

カ 以上のとおり，債権者らが主張する材料の旧さに関する問題は，本件発電所の安全性の観点から問題となるものではない。

（3）施工・検査技術の旧さに関する主張について

ア 債権者らは，「古いプラントの建設工事には，古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，かつては，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とし，配管同士を接続する際の芯合わせ（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。」旨述べている(債権者ら準備書面(1)23頁)。

しかしながら、そもそも自動溶接は品質の均質化が主目的であり、手動溶接が常に品質で劣っているわけではなく、自動溶接では対応できない微細な部位等においては、手動溶接の品質が勝る場合もある。また、債権者らが荒っぽい方法と表現している溶接ビードの収縮を利用した方法については、本件発電所では使用していない。

イ 債権者らは、1970年にヨーロッパのメーカーがアンダークラッド・クラッキング²²を発見したことを指摘した上で、「こういった隠れたクラック(アンダークラッド・クラッキング)の問題は、ステンレス・クラッドを一部はぎ取ることがまずない以上、通常は明らかにならないが、1970年代に作られた本件原発にも、同じように存在していると考えるのが自然である。アンダークラッド・クラッキングは、原子炉容器の中性子照射脆化と相まって破滅的な原子力容器の破壊事故をもたらす(照射脆化した原子炉の破壊のトリガーとなる)危険性が指摘されている。」旨述べている(債権者ら準備書面(1)24～25頁)。

しかし、債務者は、本件発電所の劣化状況評価において、材料の化学成分を踏まえ、溶接入熱を管理してクラッド溶接を実施しており、亀裂、すなわちアンダークラッド・クラッキングが発生する可能性は小さいため、高経年化対策上も着目すべき経年劣化事象ではないと評価しており(乙186の3,9頁)、原子力規制委員会もかかる評価を認めている。また、債権者らは、アンダークラッド・クラッキングと加圧熱衝撃との重畳により原子炉容器が破損する危険性を主張しているが、上記第5の2(1)で述べたとおり、本件発電所においては加圧熱衝撃に対する健全性を確認している。

²² アンダークラッド・クラッキングとは、原子炉容器内表面のステンレス鋼の内張り(クラッド)の溶接時の入熱の程度(温度・時間)等が原因でクラッド下の原子炉容器材料にひび割れが生じることをいう。

ウ また、債権者らは、アンダークラッド・クラッキングに関して「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」旨述べている（債権者ら準備書面（1）25頁）が、本件発電所で検査・点検の際に行っている超音波探傷試験は、一般社団法人日本電気協会原子力規格委員会が策定した「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査における超音波探傷試験規程 JEAC4207-2008」において欠陥検出に適用可能なものされている、2005年に原子力安全基盤機構により策定された「超音波探傷試験における欠陥検出性及びサイジング精度の確認」の技術を用いている（乙214、附-1頁、附59～60頁）ため、債権者らの主張する懸念は存在しない。

エ 債権者らは「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」など何らの根拠もなく述べている（債権者ら準備書面（1）26頁）が、本件発電所においてケーブル布設工事が荒っぽく行われたという事実はない。

オ 以上のとおり、債権者らが主張する施工・検査技術の旧さに関する問題は、本件発電所の安全性の観点から問題となるものではない。

4 劣化管理が困難であるとの主張について

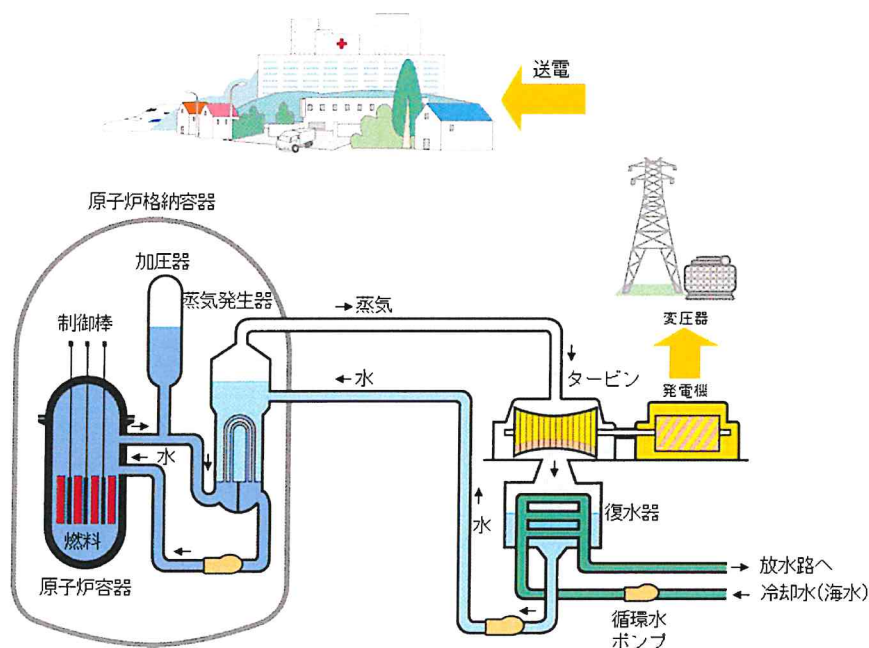
債権者らは、原子炉容器は取り替えることはできず、目視検査も非破壊検査もできない箇所がある（仮処分申立書 54 頁）、また、原子力発電所においては経年劣化を確認すべき場所が無数に及び、また、多種類のシステムが複雑に入り組んで存在しているため、その1つ1つの確認・点検は容易ではない上、原子力発電所は基本的に1つ1つ新しく設計されており、毎回設計改善やスケールアップを繰り返しているプラントにあっては、どの部位に集中的に劣化が発生するかは予見できないことから、定期検査で緻密に検査する以外に劣化を予想

する方法はないが、他方で、原子力発電所は原子炉容器等の核心部分についての開放点検が困難であり、また、規模の大きな工事には多大な被ばく労働を要するため、大幅な更新や補修作業が困難であるという特徴があるため、他の発電所と比較して劣化管理上の困難を伴っているなどと主張している（債権者ら準備書面（１）28～31頁）。

しかしながら、原子力発電所においては、上記第２の２で述べたとおり、高経年化対策として、最新知見及び運転経験をもとに経年劣化事象とそれが発生する部位を抽出し、それらのうち評価上厳しくなる部位を評価代表箇所として抽出することにより、網羅的に劣化評価しているため、劣化管理が困難であり、適切な管理をすることが不可能であるかの如く述べる債権者らの主張は明らかに誤りである。

また、債権者らは、点検を行うことが困難な部位の例として、「格納容器（原子炉容器）」と表現した上で、「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」と主張している（債権者ら準備書面（１）30頁）。しかしながら、そもそも原子炉格納容器と原子炉容器は別の設備であり²³（図表１０。答弁書45頁、56～57頁）、原子炉格納容器は炭素鋼の鋼板を溶接で繋ぎ合わせて作っている一方で、原子炉容器は低合金鋼にステンレス鋼が内張り（内面に溶着）されている。そのため、上記債権者の主張は原子炉格納容器と原子炉容器を混同していると言わざるを得ない。

²³ 原子炉容器は、縦置き円筒型の容器であり、その内部に１次冷却材を満たし、その中に燃料集合体と制御棒等を配置している一方で、原子炉格納容器は、原子炉を含む１次冷却設備を格納する円筒形の容器である。



【図表 1 0 加圧水型原子炉（PWR）の構造】

加えて、債権者らが点検が困難と主張する原子炉格納容器は、そもそも内部に人が出入りする施設であるため、目視点検により内壁を確認することは容易である。一部の貫通部等については、通常では視認が困難な位置に存在するものもあるが、そのようなものであっても、足場を組むなどして目視点検を行うことは可能であり、本件発電所においても定期的に点検を実施している。

また、原子力発電所においては、原子炉容器を含むほぼ全ての設備で開放点検を行うことが可能であり、原子炉容器の内部等、放射線量が多いため人が近付いての直接的な目視点検が困難な設備も一部存在するが、かかる設備については、水中カメラによる間接的な目視点検、超音波探傷試験、渦流探傷試験等、直接的な目視点検以外の適切な方法によって点検を実施し、適切に劣化状況を把握しており、本件発電所においても同様である（乙 191、6 頁）。

さらに、工事の規模のみから工事に従事する作業員の被ばく量が一義的に決定するわけではなく、また、工事の際の被ばく量に関しては適切に管理して工事を行っているため、これにより施設の大規模な更新や補修作業が困難になる

という事実はない。実際、本件発電所においては、規模の大きな工事として、これまでに蒸気発生器の取替え等を実施しているが、かかる工事については問題なく実施できている。

なお、本件発電所においては、上記の劣化評価の結果、取替えが必要な設備については適宜取替えを実施し、取替えができない設備については、劣化状況を適切に把握し、設備の利用が可能かどうかを評価しているため、債権者らが述べるような懸念はない。

また、債権者は、そもそも検査において検査担当者の力量に依存し見落とすことがあると主張するが（仮処分申立書 54 頁）、保守管理においては、劣化状況評価書に記載しているとおり、JEAC4209-2007 に基づき要員の力量管理を行っており、債権者らの主張に理由はない（乙 186 の 1, 11 頁, 乙 215, 「原子力発電所の保守管理規程 JEAC4209-2007」 10 頁, 25 頁）。

5 ヒューマンエラーによるリスクがあるとの主張について

債権者らは、原子力発電所が多種多様な技術の集合施設であることから、設置から 40 年を経過した本件発電所において、施設全体をよく理解し、多種多様な技術者をつなぐ十分な経験のある統括的な技術者が本当にいるのか疑問であること、及び、過去に原子力発電所に関わっていた技術者が、1990 年より少し前から原子力発電所の空気が「事なかれ」主義に変わっていったという肌感覚を述べていることなどから、「以上のようなヒューマンエラーのリスク、言わばソフト面のリスクは審査基準の内容としては加味されていない」旨主張している（債権者ら準備書面（1）32～36 頁）。

しかしながら、かかる債権者らの主張は、本件発電所の具体的危険性を主張するものではなく、技術者がいないかもしれない、現場の空気が事なかれ主義になっているかもしれない、などという漠然とした不安感を主張しているに過ぎない。

また、そもそも原子力発電所においては、重大事故等対策には原子炉施設の状態に応じた幅広い対策が必要であることを踏まえ、重大事故等発生時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図る教育及び訓練を実施することが必要であるとされており（乙 55 の 2，253～254 頁）、本件発電所においても、重大事故等発生時や大規模損壊発生時をはじめとして、火災発生時、内部溢水発生時、火山影響等発生時、その他自然災害発生時等における人員の配置、教育訓練等を実施し、多種多様な状況に対応するための体制を構築している（乙 185，「美浜発電所第 18 条-1/1」～「美浜発電所第 18 条-6-2/2」頁）。そのため、万が一、本件発電所において事故が発生した場合でも、当該事故の内容に即して臨機応変に対応することは十分に可能である。

したがって、債権者らの上記主張は、失当である。

6 福島第一原子力発電所における事故に関する主張について

- （1）債権者らは、福島第一原子力発電所における事故を取り上げて、「福島第一原発事故の主な原因として老朽化が影響していた可能性もある上、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放射性物質の漏洩が起こるような状況となっていた可能性がある。明らかとなっている事実だけみても、最も古い 1 号機において旧式システムの I C²⁴が原因となって事故が進展し、・・・配電盤の配置設計上の旧さが事故を進展させる原因となった。また、事故被害が拡大した原因にも老朽化が関わっていた。このように、老朽化の問題が福島第一原発事故の原因やその進展に寄与したことは一定程度否定し難い事実である。」などと主張している（債権者ら準備書面（1）36～43 頁）。かかる債権者らの主張の真意は明示されていないものの、おそらく福島第一原子力発電所と同様に高経

²⁴ Isolation Condenser 非常用復水器。非常用復水器とは、非常時に原子炉内の蒸気が復水器タンク内を自然循環することによって原子炉を冷却する装置である。

年化している本件発電所においても、同様の事故は生じ得ると主張する趣旨だと思われる。

- (2) 答弁書 150～154 頁で述べたとおり、福島第一原子力発電所事故は、津波に起因して全ての電源が喪失した結果、原子炉の冷却を継続できなくなったことで炉心の著しい損傷に至り、さらに原子炉格納容器の破損や、炉心の損傷等により発生した水素の爆発によって原子炉建屋の破損が生じ、放射性物質が大量に放出される事態に陥ったものである。

福島第一原子力発電所事故については、国会、政府、民間、東京電力株式会社、I A E A（国際原子力機関）等、国内外の様々な機関により調査・分析が行われているところ、かかる調査・分析により得られた知見を踏まえれば、同事故が発生した直接的要因は、自然的立地条件に係る安全確保対策（津波に関する想定）が不十分であったためであるといえる。換言すれば、同発電所において、津波の想定を十分に行っていれば、東北地方太平洋沖地震に伴う津波による安全上重要な設備の共通要因故障は防ぐことができたといえる。

以上のとおり、福島第一原子力発電所事故の本質的な原因は、津波による電源喪失にあるとされているのであるから、福島第一原子力発電所の高経年化が事故の原因であるかのように主張するのは誤りであり、債権者らの主張は失当である。

- (3) 加えて、福島第一原子力発電所は、福島県双葉郡大熊町及び同郡双葉町に立地する沸騰水型原子炉（BWR）であり、福井県三方郡美浜町に立地する加圧水型原子炉（PWR）である本件発電所とは、原子力発電所の周辺環境が異なることはもちろん、発電所の型式や内部構造等が異なるのであるから、福島第一原子力発電所で発生した事故がそのまま本件発電所でも妥当すると考えるのは短絡的に過ぎる。

本件発電所においては、福島第一原子力発電所事故を受けて安全確保対策

が強化された新規制基準の下で、設置許可基準規則等の要求事項を踏まえて基準津波を適切に策定した上で、基準津波に対して本件発電所の安全上重要な設備及び重大事故等対処施設の安全性が損なわれないことを確認しており、本件発電所の津波に対する安全性は確保されている（乙 55 の 2，36～59 頁）。

（４）いずれにしても、債権者らは抽象的な危険性を述べるに過ぎず、本件発電所の具体的危険性を主張するものではない。

7 主給水ポンプの破損及び外部電源の喪失により具体的危険が発生するとの主張について

（１）主給水ポンプの破損と外部電源の喪失について

ア 債権者らは、「外部電源は緊急停止後の冷却機能を保持するための第 1 の砦であり、外部電源が断たれば非常用ディーゼル発電機に頼らざるを得なくなる」「主給水は冷却機能維持のための装置であり、これが断たれた場合には補助給水設備に頼らざるを得ない」として、「原子炉の緊急停止の際、この冷却機能の主たる役割を担うべき外部電源と主給水の双方がともに 993ガルを下回る地震によっても同時に失われるおそれがある」などと主張している（債権者ら準備書面（１）43～44頁）。

イ 原子力発電所全体の安全性を確保するためには、重要度に応じて要求の程度を変化させる方法（グレーディッドアプローチ²⁵）が有効であり、かかる安全規制の方法は、国際原子力機関（ＩＡＥＡ）の国際基準や米国の安全規制等、多くの国で広く採用されている。我が国の原子力規制においてもこの考え方は採用されており、①設計基準対象施設を耐震重要度分類により分類し

²⁵ グレーディッドアプローチ（Graded approach）とは、国際原子力機関（ＩＡＥＡ）が策定する安全基準において用いられている用語であり、「等級別扱い」と訳される。国際原子力機関（ＩＡＥＡ）が発行する用語集では、「規制体系あるいは安全系のような管理又は制御するシステムに対し、適用される管理又は制御上の手段や条件の厳格さが、管理又は制御の喪失の起こり易さと起こり得る影響、及び管理又は制御の喪失に係るリスクのレベルと、実行可能な範囲で釣り合っていること」といった説明がなされている。

(設置許可基準規則解釈別記2第4条2項, 甲26, 130～131頁), ②耐震重要施設(耐震重要度分類Sクラスに属する。設置許可基準規則解釈別記1第3条1項, 甲26, 128頁)は, 基準地震動による地震力に対して機能喪失しないこと(設置許可基準規則4条3項, 甲26, 12頁)等を求めている。

ウ 「主給水ポンプ」は, 所定の電気出力を生むために必要な蒸気を発生させるための水を蒸気発生器に送ることを主な役割とする設備であり, 発電のためには(発電所の通常運転には)不可欠な設備であるが, 原子炉の安全性を確保するための冷却機能の維持に必要な「安全上重要な設備」ではない。そのため, 耐震重要度分類Cクラスに分類されている。他方で, 「補助給水設備²⁶」は, 原子炉を停止した後, 炉心から崩壊熱を除去(冷却)するための設備であり, 主給水とは別の水源から蒸気発生器に水を送る役割を担っているため, 安全上の観点から, 耐震重要度分類Sクラスに分類されている(乙19, 添付書類八, 8-1-692頁)。

同様に, 「外部電源」も, 「安全上重要な設備」ではなく, 原子炉の安全性確保のために必要な電力の供給は, 発電機や外部電源とは別の「非常用ディーゼル発電機」がその役割を担うこととされており, 「外部電源」は耐震重要度分類Cクラス, 「非常用ディーゼル発電機」は耐震重要度分類Sクラスに分類されている(乙19, 添付書類八, 8-1-692～8-1-694頁, 8-10-1頁)。

エ このように, 原子炉の安全性確保に係る冷却水・電源の供給について, それぞれ補助給水設備・非常用ディーゼル発電機がその役割を担うこととし, これらの設備に特に高い信頼性を持たせることにより原子炉の安全性を担保するというのが, 本件発電所の設計上予定された姿である²⁷。現実には,

²⁶ 補助給水設備には, 電動機により駆動する電動補助給水ポンプと, 動力源として電力を必要とせず蒸気タービンにより駆動するタービン動補助給水ポンプがある。答弁書52～53頁参照。

²⁷ なお, 福島第一原子力発電所事故を契機として, より一層の安全性向上対策を充実させており, 緊急時の電源確保として電源車・空冷式非常用発電装置等を, また緊急時の最終的な除熱機能の確保として送水車・大容量ポンプ等を新たに配備している。答弁書127～135頁参照。

「主給水ポンプ」や「外部電源」が使用可能な場合に、それらを用いて冷却や電力供給を行うことはあり得るが、そうであるからといって、「主給水ポンプ」や「外部電源」が「安全上重要な設備」であるというわけではない。

以上より、「主給水ポンプ」や「外部電源」は、その役割として、原子炉の安全性を確保するために必要な冷却水や電源の供給を担うことを期待されてはおらず、「安全上重要な設備」ではないので、必ずしも基準地震動に対する耐震安全性を備える必要はないのである。債権者らの上記主張は、このような原子力発電所の設計上各設備に期待されている役割や機能を理解せずになされたものであり、全くの事実誤認である。

（２）補助給水設備への切り替えについて

ア 債権者らは、基準地震動に至らない地震によって外部電源と主給水の双方が同時に失われた場合について、イベントツリーのフロー図を参照し、「①非常用ディーゼル発電機が正常に機能したとしても、②補助給水による蒸気発生器への給水、③主蒸気逃がし弁による熱放出、④充てん系によるほう酸の添加、⑤余熱除去による冷却が連続してなされなければならない、これらのすべてが成功しなければ冷却成功に至らない」などと主張している（債権者ら準備書面（１）44～47頁）。

イ しかし、これは「いずれか一つに失敗した」との仮定を置いた上での危険性の摘示であり、その仮定が現実には生じる蓋然性については、何ら具体的に言及されていない。そもそも、イベントツリーは、炉心の冷却成功に至る過程（収束シナリオ）を特定するために作成されたものであって、「失敗」の分岐はその発生の蓋然性如何にかかわらず記載されたものである。

また、債務者は、債権者らが参照したイベントツリーのフロー図に登場する機器が、上記第２で述べたとおり、適切な保守管理により安全な状態を維持していることに加え、新規制基準の施行に伴って債務者が新たに策定した

基準地震動に対して耐震安全性を有することも確認している²⁸。したがって、必要な機器が機能喪失して事態を収束させる一連の作業が失敗に至ることはないのである。

債権者らは、このような事実を踏まえないまま、「いずれか一つに失敗しただけで」として、失敗を当然の前提として主張を展開しており、その誤りは明らかである。

ウ さらに、万一、債権者らが言うように上記②ないし⑤のいずれかに失敗して、イベントツリーの一番上のフローが実施できない場合でも、イベントツリーの別のフローに移行して事態の収束を図ることが可能である。

債権者らは、その別のフローについて、「各手順のいずれか一つに失敗しただけでも、加速度的に深刻な事態に進展し、未経験の手作業による手順が増えていき、それとともに不確実性も増していく」と主張している（債権者ら準備書面（1）44頁）。

しかし、まず、「いずれか一つに失敗しただけでも」として、失敗の蓋然性を検討することなく、失敗を当然の前提として認定していることの誤りはここでも同じである。

エ また、債権者らは、「未経験の手作業による手順が増え」ることで失敗する可能性が高まると考えているようである。

しかし、上記5でも述べたとおり、本件発電所においても、重大事故等発生時や大規模損壊発生時をはじめとして、火災発生時、内部溢水発生時、火山影響等発生時、その他自然災害発生時等における人員の配置、教育訓練等を実施し、多種多様な状況に対応するための体制を構築している（乙 185, 「美浜発電所第 18 条-1/1」～「美浜発電所第 18 条-6-2/2」頁）ため、万が一、本件発電所において事故が発生した場合でも、当該事故の内容に即して臨機

²⁸ かかる債務者による耐震安全性の確認結果は、新規制基準適合性審査及び運転期間延長認可申請に係る審査において、原子力規制委員会が基準要求に適合していることを確認している。

応変に対応することは十分に可能である。

オ 結局、債権者らは、「深刻な事態に進展」「不確実性も増していく」（債権者ら準備書面（１）44頁）等、抽象的な文言を用いるばかりであり、どのような事態に進展し、またそれらの蓋然性はどの程度あるのか、といった具体的な内容については、何ら言及していない。

（３）イベントツリーの構造について

ア 債権者らは、「安全性が強く求められる場面で策定されるイベントツリーは、事故を招くおそれのある事象についての対策に失敗した場合の予備的対策が用意され、この予備的対策に失敗した場合にも更に対策が用意されており、これらのいずれかの対策に成功した場合には事態が収束するという基本的な構造をもつ必要^{ママ}であり、少なくともそういう基本構造であることが求められる」と主張し、「債務者の提示するイベントツリーは、次々と対策を講じなければならないという第２図の構造に近く、とるべき対策のいずれか一つでも失敗すると炉心損傷に至るか少なくとも危機的な状況（緊急安全対策シナリオ等）に陥ることになる」と主張している（債権者ら準備書面（１）45～46頁）。

しかしながら、かかる債権者らの主張はイベントツリーの在り方について誤解した主張である。

イ そもそも、イベントツリー解析は、リスク評価を定量的に実施するための評価手法の１つであり、ある起因事象が発生したと仮定し、その場合に残された設備で炉心冷却の成功に至る道筋を示したものである。そのため、安全性が強く求められる場面で策定されることを前提としたものでもなければ、事故を招くおそれのある事象についての対策が失敗した場合に、予備的対策を準備し、これらのいずれかの対策に成功した場合には事態が収束するという基本構造を持たなければならないものでもない。

それを措くとしても、債務者は、複数の連続かつ独立したレベルの防護の組み合わせによってリスクの顕在化を着実に防ぐという深層防護の考え方を踏まえ、炉心冷却の成功シナリオを増やす観点から事故対策を検討した結果についてイベントツリーで表現し、上記のとおり複数の成功シナリオを準備している。債権者ら準備書面（１）49 頁に示されているイベントツリーを見ると、成功パスが①～③の３つあることに鑑みれば、むしろ債権者らの主張する第１図の構造のとおり「予備的対策」を用意しているといえる。

よって、債権者らの上記主張は債務者の策定したイベントツリーの内容を理解しないものであり、失当である。

（４）イベントツリーの構造と老朽化について

債権者らは、「主給水ポンプ破損という事態においては補助給水設備への切り替えは手動による部分が多く」「手順の一つを間違えただけで直ちに緊急事態に陥ることになる」「加圧水型の原子炉はこのような基本的な弱点を抱えている」旨主張している（債権者ら準備書面（１）46～47 頁）。

しかしながら、主給水ポンプの機能が喪失した場合、補助給水ポンプが自動起動して蒸気発生器に給水するため（乙 19、添付書類十、10-2-22～10-2-23 頁）、補助給水の確立に手動操作が要求されるものでない。また、補助給水設備のような重要な設備においては、例えば、電源系統も独立した電動補助給水ポンプによる２系統の注水系統を設置していることに加え、電源を必要としないタービン動補助給水ポンプによる注水系統を設置していること等により多重性及び多様性が確保されているため、債権者らが主張するような手順の１つを間違えただけで直ちに緊急事態に陥るようなものではない。

（５）老朽化による危険について

ア 債権者らは、本件発電所の地震時における危険として、「993ガルに至らな

い地震において、非常用電源への切り替えがなされたとしても主給水ポンプ破損による補助給水設備への切り替えに伴う一連の作業が機械の誤作動、誤発信を含む故障により失敗し、炉心損傷に至ることが想定できる。そして、大規模な炉心損傷を防止すべく緊急炉心冷却装置が作動した場合、長年の中性子照射によって弱化した鋼材が急激な温度変化に起因して脆性破壊し、この緊急炉心冷却装置の作動が更に事故を拡大させ福島原発事故と並ぶあるいはこれを超える過酷事故に至ることが想定できる。・・・本件原発では格納容器の破壊さえ想定されるのである。」などと主張している（債権者ら準備書面（１）47～48頁）。

また、債権者らは、「基準地震動 993 ガルを超える地震動に襲われた際の、炉心損傷に至る原因は主給水の喪失のほか、補助冷却水の喪失、２次冷却系の破断等多様であり、いずれも炉心損傷の危険と直結する。そして、いずれの場合にも、大規模な炉心損傷を防止すべく緊急炉心冷却装置が作動したとき、長年の中性子照射によって弱化した鋼材が脆性破壊し、緊急炉心冷却装置の作動によって更に事故を拡大させ福島原発事故と並ぶあるいはこれを超える過酷事故に至ることが想定されるのである。この危険は本件原発の基準地震動に合理性がない以上、差し迫った具体的危険だと考えられる。」などと主張している（債権者ら準備書面（１）48頁）。

イ しかしながら、債権者らの上記主張は、本書面ですでに指摘したとおり、主給水ポンプ破損による補助給水設備への切り替え作業が失敗することを当然の前提にしている点、中性子照射脆化による脆性破壊が起こることを当然の前提にしている点で誤っている。

また、債務者主張書面（１）で述べたとおり、本件発電所の基準地震動は最新の科学的、専門技術的知見を踏まえて、複数の手法を併用し、保守的な条件設定や不確かさの適切な考慮の上で策定されており、基準地震動を超える地震動が到来する可能性はまず考えられない。したがって、債権者らの上

記主張は、基準地震動を超える地震動が到来することを前提としている点で誤っている。

ウ 以上のとおりであるから、債権者らの上記主張は、本件発電所の具体的危険性を何ら示すものではない。

第6 結語

以上のとおり、債権者らの主張にはいずれも理由がない。

以 上