

平成 23 年（ワ）第 812 号，平成 24 年（ワ）第 23 号，平成 27 年（ワ）第 374 号
九州電力玄海原子力発電所運転差止請求事件

原 告 石丸ハツミ 外
被 告 九州電力株式会社

準備書面 11

平成 28 年 12 月 1 日

佐賀地方裁判所 民事部 合議 2 係 御中

被告訴訟代理人弁護士 堤 克



同 山 内 喜 明



同 松 崎 隆



同 斎 藤 芳 朗



同 永 原 豪



同 熊 谷 善 昭



同 家 永 由 佳 里



同 池 田 早 織



目 次

第1 はじめに	3
第2 本件原子力発電所における配管の健全性確保に向けた取り組み	3
1 設計・施工時における配管の健全性確保	3
2 運転開始後における配管の健全性確保	5
3 小括	25
第3 1次系配管の破断時等における安全性確保に向けた取り組み	26
1 仮にひび割れが貫通したとしても原子炉を安全に停止できること	26
2 1次系配管が破断に至っても原子炉を安全に冷却できること	26
3 小括	31
第4 玄海2号機の余剰抽出配管に係るひび割れ事象の法令上の取扱いと被告の対応について	32
1 技術基準規則18条について	33
2 技術基準規則19条について	35
3 小括	37
第5 求釈明に対する回答	37
1 原告ら準備書面1・2に対する認否	37
2 求釈明に対する回答	45
第6 まとめ	49

第1 はじめに

本書面では、第2において玄海原子力発電所2ないし4号機（以下「本件原子力発電所」という。）における配管の健全性確保に向けた取り組みについて、第3において1次系配管の破断時等における安全性確保に向けた取り組みについてそれぞれ説明するとともに、第4において玄海原子力発電所2号機（以下「玄海2号機」という。）の余剰抽出配管に係るひび割れ事象の法令上の取扱いと被告の対応について述べる。その上で、第5において原告ら準備書面（14）の求釈明に対し回答する。

第2 本件原子力発電所における配管の健全性確保に向けた取り組み

被告は、本件原子力発電所の配管について、材料の選定から設計、製作及び据付時の品質管理並びに運転開始後の保全（点検、補修、取替、改造）によって配管が破断することがないよう健全性を確保し続けるとともに、基準地震動に対する耐震安全性を確保している。

以下、本件原子力発電所における配管の健全性確保に向けた取り組みについて説明する。

1 設計・施工時における配管の健全性確保

本件原子力発電所で使用する配管は、配管の中を流れる内包流体の条件等を踏まえた上でその健全性が確保されるよう、国の「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下「技術基準規則」という。）及び技術基準規則に定められた様々な規格に適合するよう、材料の選定や設計を行っている。

(1) 配管の材料の選定については、内包流体の種類、性質、圧力、温度、配管の使用環境等の条件を考慮し【乙28(21頁)】、オーステナイト系ステンレス鋼（以下「ステンレス鋼」という。）や炭素鋼を使用している。具体的には、1次冷却材等が循環する1次系配管については、ステンレス鋼を素材とするものを使用している。ステンレス鋼を使用するのは、耐食性¹に優れており、劣化が生じにくくからである【乙28(22頁), 乙31(232頁), 乙32(131頁)】。また、1次系配管以外の配管については、湿度が高い蒸気系など劣化が起こりやすい条件の箇所などはステンレス鋼を用いている配管もあるが、多くは炭素鋼を素材とするものを使

¹ 1次系配管で発生する腐食生成物は、炉心での中性子照射により放射化され、配管内表面に沈着し放射線源の主因となるため、腐食生成物を抑制することが必要である。

用している。炭素鋼を使用しているのは、火力発電所等で多数の使用実績があり安全性が確立されているためである【乙 28 (23 頁), 乙 31 (235 頁), 乙 32 (131~132 頁)】。

(2) 配管の設計にあたっては、内包流体の種類や性質、圧力、温度、及び配管の使用環境等の条件を考慮することはもとより、長年の火力発電所や原子力発電所における運転実績及び様々なトラブル実績を踏まえ、同様のトラブルが発生しないよう定められた国の技術基準規則に適合するよう、配管の口径、厚さ及び配管ルートを決定している。具体的には、①配管の口径については、限界流速²を踏まえ決定し、②配管の板厚については、使用圧力や管の外径等から求めた計算結果を考慮のうえ決定し、③配管ルートについては、配管の内圧や自重、熱等により配管に加わる力を分析した結果（応力解析）等を考慮のうえ決定している。

また、被告は設計にあたって、安全上重要な建物・構築物及び機器・配管系が基準地震動による地震力に対する耐震安全性を備えていることを確認している【乙 13・5 (6・9~6・15 頁), 乙 13・6 (7・10, 7・28~7・36, 7・43~7・48 頁), 乙 14・5 (6・2~6・6, 6・11~6・18 頁), 乙 15・4 (1/14, 14/14 頁), 乙 16・5 (1/30~16/30 頁), 乙 17・5 (1/23~16/23 頁)】。

(3) さらに、配管の据付時には、配管メーカーの厳格な品質管理のもと製造された配管を、厳格な品質管理のもと一般社団法人日本機械学会³（以下「日本機械学会」という。）の「発電用原子力設備規格 溶接規格（2007 年版）JSME S NB1-2007」等に従い据付を行っている。被告は、配管の受入時や溶接等の各過程において社内検査（「材料検査」、「非破壊検査」及び「漏えい検査」等）を行うとともに、国の使用前検査（「漏えい検査」等）を受け、発電所の運転開始前に、配管に問題がないことを確認している。同時に、運転開始後の配管の保全の際に経年変化の状況と比較できるよう、運転開始前の基本データを収集し記録している。

(4) そして、配管の腐食対策として、ステンレス鋼配管の内包流体については、腐食の原因となりうる溶存酸素濃度を 5ppb⁴以下と極めて低く制限するなどの処理をした 1 次冷却材を使用し、配管の損傷の一つとして知られている応力腐食割れ

² 限界流速：配管の中を流れる流体の抵抗等を考慮し検討された、配管に影響を与えないような流速のことである。

³ 日本機械学会は、発電用設備の健全性に関わる、材料、設計、製造、建設、試験、検査及び運転、維持・保守、廃止までの一連の技術活動を全体的に捉え、技術的思想が一貫し、バランスのとれた合理的な規格の制定を目指して各種規格を制定整備している。

⁴ ppb : 10 億分率。

⁵が発生しないように設備を設置し、管理している【乙28(22頁)】。また、炭素鋼配管の主な内包流体である2次冷却材については、pHを8.5以上に保つ、すなわち2次冷却材をアルカリ性に保つことによって、鉄と反応して腐食を発生させる酸の活動を抑え、応力腐食割れが生じにくくするように設備を設置し、管理している【乙28(23頁)】。

2 運転開始後における配管の健全性確保

運転開始後、被告は、配管を含めた設備について、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和53年12月28日通商産業省令77号）」等に基づき、点検、補修、取替及び改造といった保全を行っている。保全にあたっては、図1のとおり、一般社団法人日本電気協会「原子力発電所の保守管理規程 JEAC4209-2007」【乙29】に準拠して「保全プログラム」を策定し、保全を行っている。

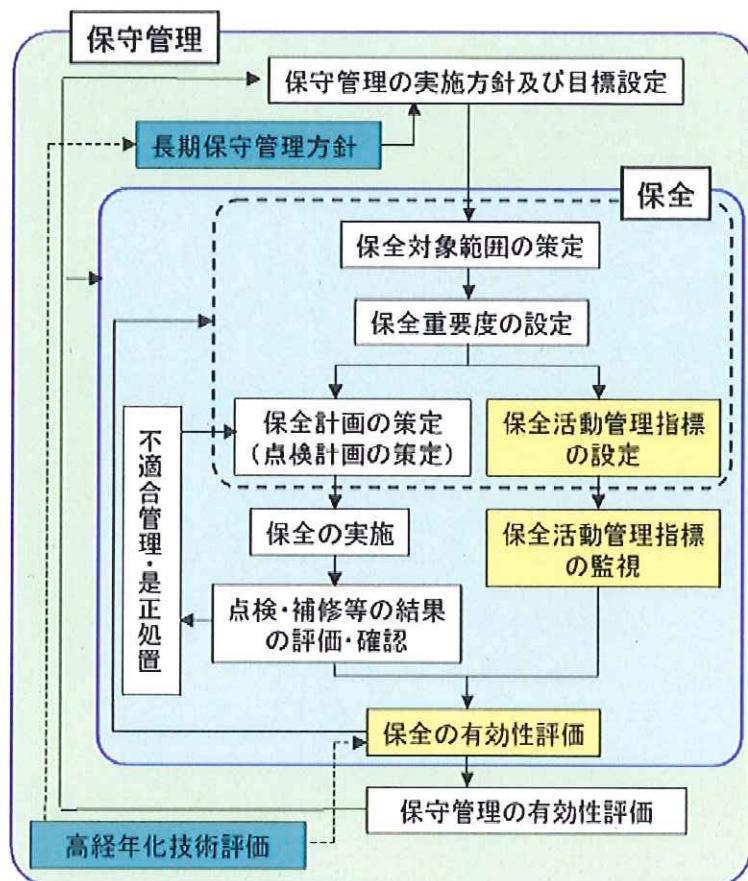


図1 保全プログラムを含む保守管理の流れ
(図の水色部分が保全プログラム)

⁵ 応力腐食割れ：腐食性の環境におかれた金属材料に引張応力が作用して生ずる割れ現象であり、材料、応力、環境の3要因が重畠した場合に発生する。

被告は配管を含めた設備について、この保全プログラムに従い、保全計画⁶の策定、保全の実施、点検・補修等の結果の評価・確認を通じて、関係する法令、規格及び基準に適合していることを確認することによって、その健全性を確保している。あわせて、予め設定した保全活動管理指標（1次冷却材系統等における保全による予防可能故障回数など）に基づく監視を行い、保全プログラムが有効に機能していることを確認し、継続的な改善につなげている。このほか、国内外の他の原子力発電所等において新たな知見が得られた場合には、国から発出された指示文書に基づく点検等を行うほか、必要に応じて、自主的に点検、補修及び取替等を行っている。

ちなみに、配管に発生しうる経年劣化事象（ひび割れ事象等）は、ステンレス鋼や炭素鋼といった配管の材料と1次冷却材や2次冷却材といった配管の内包流体などとの組み合わせや、配管の構造（直管部か、曲がり部か、溶接部か）などから、様々な原因が考えられるところ、火力発電所や原子力発電所における長期にわたる運転実績から、配管ルートを設計する際に考慮することによりその発生を防止することができるもの（原因が応力腐食割れや高サイクル熱疲労等によるひび割れ事象等）については設計段階で防止することとし、主に設計によって発生を防止できないもの（原因が減肉事象等によるひび割れ事象等）について、保全プログラムに基づく保全を行っている。

以下、配管の保全に関して、保全プログラムの流れに従い、(1) 保全対象範囲の策定及び保全重要度の設定、(2) 保全計画の策定並びに(3) 保全（点検）の実施等について具体的に説明する。

(1) 保全対象範囲の策定及び保全重要度の設定

原子力発電所の配管には、高温・高圧で放射性物質を含む1次冷却材を内包する配管及び原子力発電所の安全を確保するために設置している安全設備を構成する配管等の安全上重要な配管（主に1次系配管）のほか、電気を作る（発電する）ための設備を構成する配管（主に2次系配管）、さらには発電所の運営を行うための付帯設備を構成する配管（雨水や放射性物質を含まない排水の処理設備、補助蒸気及び補給水を製造する設備等）など様々な配管がある。

このため、まずは保全を行う対象範囲（設備及び設備を構成する配管を含む。）

⁶ 保全計画とは、点検計画や補修、取替え及び改造計画、特別な保全計画の総称。

について、安全上の重要度や国の定めた技術基準規則の適用状況等を勘案して設定するが、基本的には発電所における殆どの設備が対象であり、原子炉、タービン、発電機関係の設備はもちろん、発電所の事務棟、道路及び歩道、埠頭（港湾設備）などもその対象となる。

次に、これら設備の保全の実施にあたって、設備の安全上の重要度に応じて、設備毎に保全重要度として「高」または「低」の2つに分類し、この保全重要度に応じて、「(2) 保全計画の策定」で述べる保全方式によって保全を実施している（表1）。

表1 保全重要度別の設備内容

高	<ul style="list-style-type: none"> ・その損傷又は故障により発生する事象により、炉心の著しい損傷、又は燃料の大量の破損を引き起こす恐れのある構築物、系統及び機器 【例：原子炉冷却材圧力バウンダリ機能など】 ・異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し、残留熱を除去し、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し、敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物、系統及び機器 【例：原子炉の緊急停止機能など】 ・安全上必須なその他の構築物、系統及び機器 【例：工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能など】 ・その損傷又は故障により発生する事象により、炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こす恐れはないが、敷地外への過度の放射性物質の放出の恐れがある構築物、系統及び機器 【例：原子炉冷却材を内蔵する機能など】 ・通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に作動を要求されるものであって、その故障により、炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物、系統及び機器 【例：安全弁及び逃がし弁の吹き止り機能など】 ・上記構築物、系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくするようとする構築物、系統及び機器 【例：燃料プール水の補給機能など】 ・異常状態への対応上特に重要な構築物、系統及び機器 【例：事故時のプラント状態の把握機能など】 ・リスク重要度が高い構築物、系統及び機器 【例：原子炉格納容器の空調機能など】
低	<ul style="list-style-type: none"> ・上記以外の構築物、系統及び機器 【例：補助蒸気及び補給水製造機能など】

(2) 保全計画の策定

配管については、(1)で設定した保全重要度に応じて系統（化学供給制御設備系統など）ごとに保全方式を決定する。

配管の保全にあたっては、供用期間中において、ひび割れの有無の確認を含めてその健全性を確認するとともに、設計で防止できない配管の主な経年劣化事象である「減肉事象」を管理する必要がある。配管の健全性の確認については、日本機械学会の「発電用原子力設備規格 維持規格（2008年版） JSME S NA1-2008」（以下「維持規格」という。）【乙35】、「減肉事象」については日本機械学会の「加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格（2006年版） JSME S NG1-2006」（以下「減肉管理規格」という。）【乙36】がそれぞれ定められており、国の「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」等においても、これらの維持規格及び減肉管理規格を用いて保全を行うよう記載されている【乙59（51頁）、乙60（1,3頁）、乙37】ため、被告はこれらの規格に準拠して保全計画を策定している。

以下、被告が本件原子力発電所において、維持規格及び減肉管理規格に基づきどのように保全計画を策定しているかについて、安全上重要な設備に係る配管の点検に関する事項を中心に説明する。

ア 維持規格に基づく保全計画の策定

a 維持規格は、日本機械学会が、運転開始後における軽水減速軽水冷却型の発電用原子力設備維持のための技術的諸規定について、国内外のトラブル事例や、一般社団法人日本電気協会「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査 JEAC4205」⁷、国際的な実績を有する ASME 規格⁸を参考に定めたものである。維持規格では、原子力発電所の安全上重要な設備（設備を構成する配管を含む。）について、その重要度に応じてクラス1から3に分類（表2、図2）し、クラス毎に、各種機器類の維持のための点検方法や、欠陥評価、補修等に関する事項が規定されている。

⁷ 一般社団法人日本電気協会が原子力発電所の具体的検査方法を定めた技術規程で、維持規格制定以前は、当該規程に準拠して供用期間中検査が行われてきた。

⁸ ASME 規格は、米国原子力規制委員会が安全規制を行うための規制基準として活用している規格で、原子力発電設備を対象とした供用期間中の検査、検査の評価、補修・取替等について規定された民間規格。1970年代に策定されて以降3年ごとに改訂されており、米国内外の研究成果などの最新の知見が反映されている。

表2 クラス1～3の対象設備・配管

クラス区分	対象
クラス1	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器の耐圧部分及びその支持部材取付け部分をいう。
クラス2	<p>a. 原子炉を安全に停止させるために必要な設備または非常に安全を確保するために必要な設備であって、その故障・損壊等により公衆に放射線障害を及ぼす恐れを間接的に生じさせるものに属する機器（放射線管理設備に属するダクトにあっては原子炉格納容器の貫通部から外側隔離弁までの部分に限る）。</p> <p>b. タービンを駆動させることを主たる目的とする流体が循環する回路に係わる設備に属する機器であって、クラス1機器からこれに最も近い弁までのもの。</p> <p>c. a.及び b.に掲げる機器以外の機器であって、原子炉格納容器の貫通部から内側隔離弁または外側隔離弁までのもの。</p>
クラス3	クラス1機器、原子炉格納容器、クラス2機器及び放射線管理設備に属するダクト以外の容器または管（内包する流体の放射性物質の濃度が $37\text{mBq}/\text{cm}^3$ （流体が液体の場合には、 $37\text{kBq}/\text{cm}^3$ ）以上の管または最高使用圧力0MPaを超える管に限る）をいう。

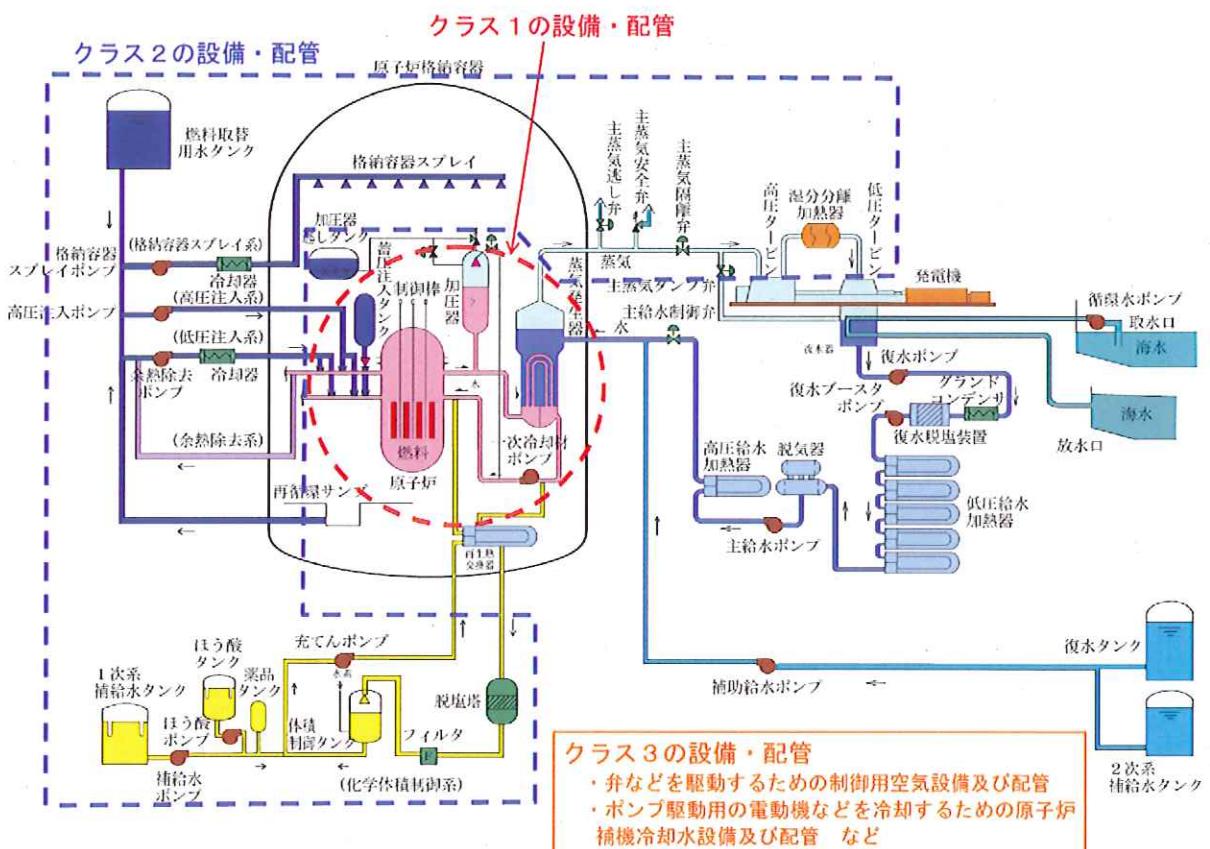


図2 クラス区分毎の配管のイメージ

b 本件原子力発電所においては、維持規格に基づき、表3のとおり、配管の点検計画を定めており、以下、クラス区分毎に①点検箇所、②点検方法、③点検頻度について説明する。

表3 本件原子力発電所における配管の点検計画の概要

クラス区分	点検範囲の考え方	① 点検箇所	② 点検方法	③点検頻度 (10年間の試験程度)
クラス1	原子炉冷却材圧力バウンダリに属する機器かつ呼び径 ⁹ 25A以上の配管	呼び径100A以上の配管、管台溶接継手	超音波探傷試験	25%
		呼び径100A未満の配管、管台溶接継手	浸透探傷試験	25%
		ソケット溶接継手	浸透探傷試験	25%
		配管支持部材溶接継手	浸透探傷試験	7.5%
クラス2	下記のいずれかに該当し、かつ呼び径100Aを超えるもの (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの) ・工学的安全施設のうち直接系に属する機器 ・原子炉緊急停止系に属する機器 ・原子炉の停止に直接必要な冷却系に属する機器	呼び径100Aを超えてかつ公称板厚9.5mmを超える配管溶接継手 (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの)	超音波探傷試験及び 浸透探傷試験、 または浸透探傷試験のみ	7.5%
		呼び径50Aを超えてかつ公称板厚5.0mmを超える配管溶接継手 (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの)	浸透探傷試験	7.5%
		呼び径50Aを超える管台溶接継手 (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの)	浸透探傷試験	7.5%
		呼び径50A以上100A以下かつ公称板厚5mmを超えるソケット溶接継手	浸透探傷試験	7.5%
		配管支持部材溶接継手	浸透探傷試験	7.5%
クラス3	下記のいずれかに該当するもの。 ・工学的安全施設の間接系に属する機器 ・使用済み燃料貯蔵設備およびその冷却系設備に属する機器	配管支持部材溶接継手 (耐震クラスSの配管)	目視試験	7.5%

① 点検箇所

点検箇所については、これまでの火力発電所及び原子力発電所の運転経験において、「ひび割れ事象」の多くが配管の溶接継手またはその近傍で

⁹ 呼び径：配管の外径寸法を表現するために用いる方法。呼び径には、寸法体系によりミリメートルを用いる「A呼称」とインチを用いる「B呼称」の二通りがある。ちなみに、A呼称における100Aの配管の外径は、114.3mmとなる。

発生していることから、いずれのクラスの配管についても、原則として点検可能な溶接継手部及びその近傍の母材部を点検箇所としている(図3)。

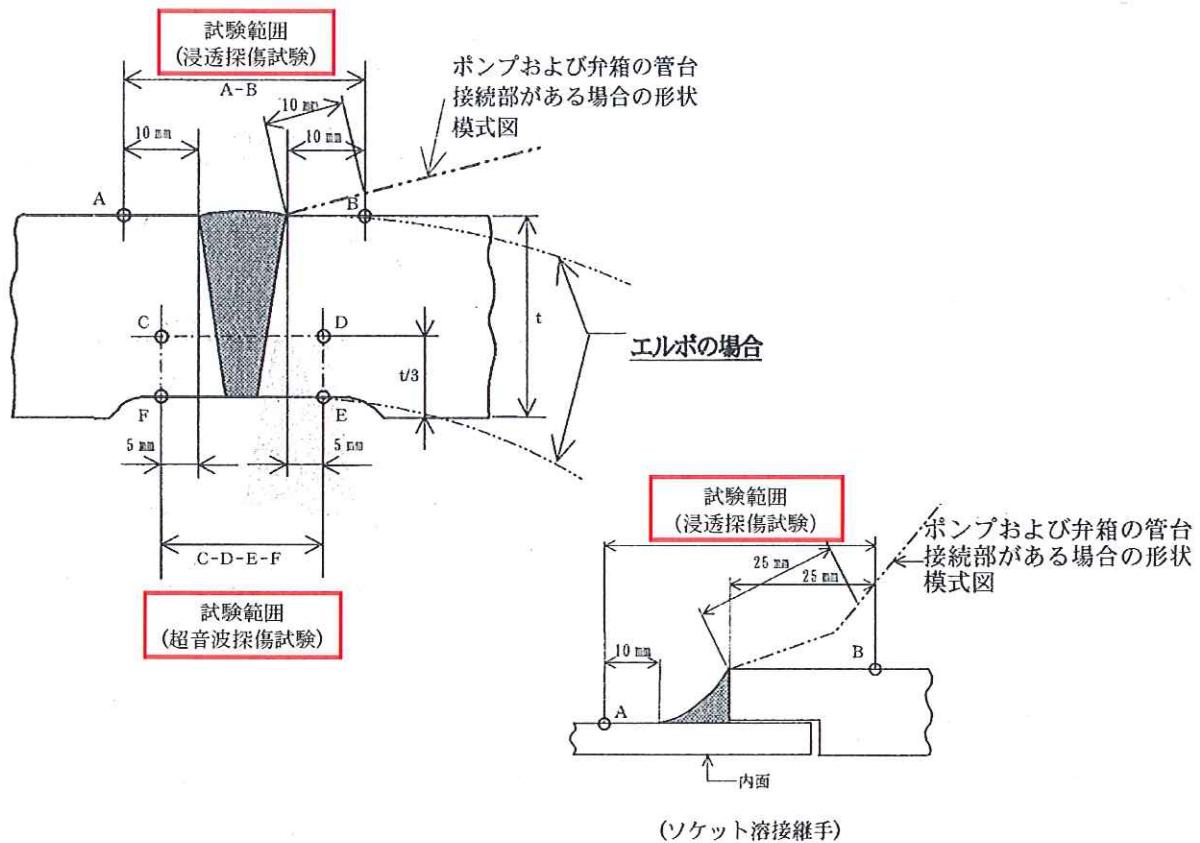


図3 試験部位及び試験範囲 (配管の溶接継手の例)
(維持規格に加筆)

② 点検方法

点検方法に関しては、クラス1配管及びクラス2配管については、「超音波探傷試験」または「浸透探傷試験」、もしくはその両方を行うこととしている。クラス3配管については「目視試験」を行うこととしている。

「超音波探傷試験」とは、検査物内部の欠陥を検出する試験(体積試験)の一種であり、検査物に超音波をあて、そのエコー(反射波)の大きさや拡がり等を分析して検査物内部の欠陥を検出する試験である。「浸透探傷試験」とは、検査物表面の欠陥を検出する試験(表面試験)の一種であり、検査物表面に浸透液を塗布し、余剰浸透液を洗浄、乾燥した後に現象剤を吹き付け、亀裂等に浸透した浸透液が表面に染み出てくる状況を分析し、

検査物表面の欠陥を検出する試験である。「目視試験」とは、検査物における表面の磨耗、亀裂、変形、心合せ不良、ボルト締め付け部の緩み及び耐圧部からの漏えい等の異常を検出（確認）するための試験である。

③ 点検頻度

点検頻度については、「超音波探傷試験」、「浸透探傷試験」及び「目視試験」とも、供用開始後の運転期間を10年間毎に分割して、10年間を1つの検査間隔（1サイクル）として設定し、10年目までにそれぞれの試験で実施すべき全ての検査（試験程度）を行うこととしている¹⁰。

試験程度についてはクラス毎に定めており、クラス1配管の「超音波探傷試験」及び「浸透探傷試験」については、設備の重要度、構造健全性が損なわれる可能性及び構造健全性が損なわれた時の発電所への影響度を考慮し、全体の25%（一部7.5%）に相当する部分を10年間で検査する。クラス2配管の「超音波探傷試験」及び「浸透探傷試験」については、設備の重要度からクラス1配管の下に位置づけられるため、クラス1配管の試験程度の30%である、全体の7.5%に相当する部分を10年間で検査し、クラス3配管の「目視試験」については、クラス2配管と同じく全体の7.5%に相当する部分を10年間で検査する。

ちなみに、検査対象箇所の選定にあたっては、定点サンプリング方式を採用している。定点サンプリング方式とは、前回の検査間隔で検査した部位とは異なる部位を検査対象とする方式ではなく、経年劣化事象の顕在化が懸念される同一部位に対して繰り返し検査を行う方式である。つまり、定点サンプリング方式は、ひび割れが発生する可能性の高い箇所を繰り返し検査し、その経年変化の状況を確認するとともに、ひび割れが検出された場合には、材料と使用条件が類似な他の箇所を追加で試験することにより、その発生状況を把握する仕組みである。

¹⁰ クラス1の配管については、原子力発電設備の高経年化を考慮して、供用開始後30年経過後は7年間で段階的に検査を行い、7年目までに各試験程度で要求される全ての検査を行うこととされている。

あわせて、1次冷却系統等の耐圧部を構成する設備（設備を構成する配管を含む。）に対し、「漏えい試験」を行っている。「漏えい試験」とは、検査物に液体または気体を注入し、圧力をかけ漏えいの有無を確認する試験であり、クラス1配管については定期検査ごとに、クラス2及び3配管については、各検査間隔中に1回、つまり10年に1回行っている。

被告は、上述した点検箇所については、図4のとおり、検査対象箇所毎に番号を付番し（この余剰抽出配管を立体的に示した投影図では「SW-4」が検査対象箇所である。）、検査対象箇所が明確になるように管理している。また、点検箇所毎の点検方法及び点検頻度については、表4のとおり、10年を基本とする「供用期間中検査10年計画表」を作成し、この表により検査管理を行っている（余剰抽出配管の検査について赤枠部に示す。）。表4の「供用期間中検査10年計画表」の赤枠部においては、維持規格の規定に沿って、「検査の対象箇所」として「クロスオーバーレグドレンライン、抽出ライン、余剰抽出ライン」を、「検査方法」として「表面（検査）」を、「検査範囲」として「（全体の）25%」をそれぞれ定めている。これに対する玄海原子力発電所3号機（以下「玄海3号機」という。）の10年間の検査計画として、「設備数（検査箇所）」として「7箇所」を、「検査方法」として表面検査である「PT（浸透探傷検査：Penetrant Testing）」を、「検査範囲」として「25%（2箇所）」をそれぞれ定めるとともに、10年間の定期検査毎の検査箇所数を定め、配管の点検管理を行っている。

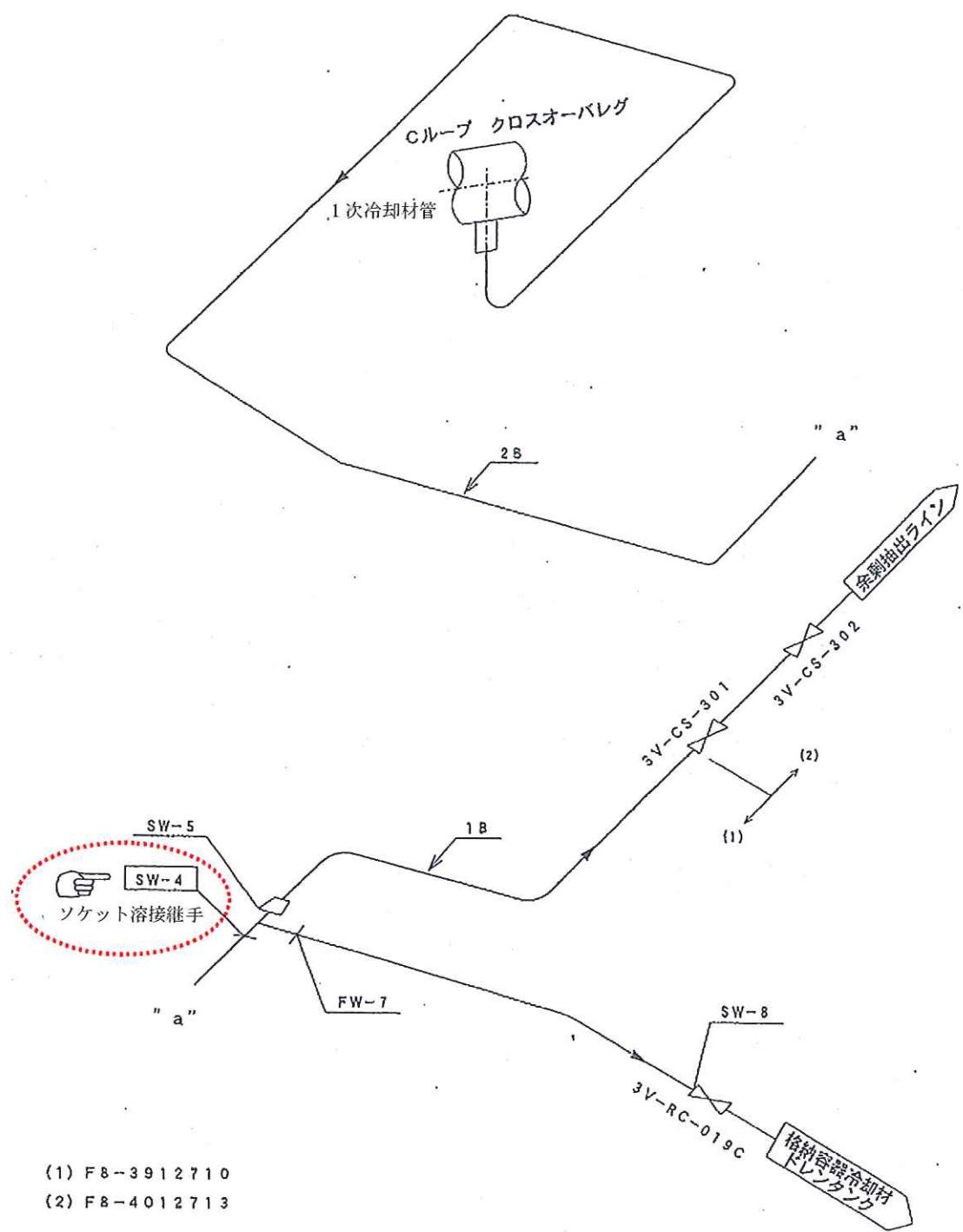


図4 余剰抽出配管の投影図（玄海3号機の例）

(指マークのある「SW-4」が第10回定期検査の検査対象箇所。)

表4 「供用期間中検査 10 年計画表」(玄海 3 号機の例)

クラス 1 機器供用期間中検査 GN 3-1 (保全重要度: 高)

4. 配管 (2/5)

発電用原子力設備規格 維持規格 JSME S NA1-2008			玄海原子力発電所 3号機 検査計画(10年間)												定期取替品	備考		
項目番号	カテゴリ	検査の対象箇所	検査方法	検査範囲	設備数	検査方法	検査範囲	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第13回(追加)	第13回(追加1)	第14回	第15回		
B9.31	B-J	一次冷却材管	体積	25%	9箇所	UT	25% (3箇所)		1箇所		1箇所					1箇所	—	
B9.32	B-J	一次冷却材管	表面	25%	32箇所	PT	25% (8箇所)	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所			2箇所	1箇所	—	
		余熱除去ポンプ入口ライン(2)	表面	25%	1箇所	PT	25% (1箇所)	—					1箇所 *2			1箇所	—	・RCPB範囲拡大に伴う追加 ・14回以降は維持規格を適用
		高温側低圧注入ライン	表面	25%	2箇所	PT	25% (1箇所)					1箇所					—	
		低温側低圧注入ライン	表面	25%	3箇所	PT	25% (1箇所)	1箇所									—	
B9.40	B-J	一次冷却材管	表面	25%	24箇所	PT	25% (6箇所)	1箇所	1箇所		1箇所	1箇所			1箇所	1箇所	—	
		加圧器補助スプレーライン	表面	25%	7箇所	PT	25% (2箇所)	1箇所		1箇所					1箇所		—	
		クロスオーバーレグドライン, 抽出ライン 余剰抽出ライン	表面	25%	7箇所	PT	25% (2箇所)		1箇所			1箇所					—	
		封水注入ライン	表面	25%	62箇所	PT	25% (16箇所)	2箇所	2箇所	2箇所	3箇所	2箇所			3箇所	2箇所	—	
		高温側高圧補助注入ライン	表面	25%	29箇所	PT	25% (8箇所)	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所			1箇所	2箇所	—	
		低温側高圧補助注入ライン	表面	25%	4箇所	PT	25% (1箇所)			1箇所							—	
B10.20	B-K	余熱除去ポンプ入口ライン(2)	表面	7.5%	4箇所	PT	7.5% (1箇所)	—					4箇所 *2			1箇所	—	・RCPB範囲拡大に伴う追加 ・14回以降は維持規格を適用
B15.50	B-P	圧力保持範囲	VT-2	漏えい検査時 100%	1式	VT-2	漏えい検査時 100% (可能範囲)	100%	100%	100%	100%	100%	100% *1		100%	100%	—	

イ 減肉管理規格に基づく保全計画の策定

a 火力発電所や原子力発電所の配管においては、一般的に水や蒸気が流れる配管の肉厚が徐々に薄くなる配管減肉事象が発生する。配管減肉事象については、設計上の配慮での対応は難しいものの、適切に配管の肉厚管理を行い、必要に応じて配管の取替を行えば問題ないことが知られている。

減肉管理規格は、日本機械学会において、運転開始後における加圧水型原子力発電所（PWR）における流体流れによる配管減肉事象に対して、「肉厚測定」による配管減肉管理の方法（試験計画、試験方法、評価、措置）について定めることを目的としてまとめられたものである【乙36（1頁）】。

b 本件原子力発電所においては、減肉管理規格に基づき、流体による配管壁面に対する腐食である「流れ加速型腐食」及び流体中で飛散する水滴の衝突による配管壁面に対する損傷である「液滴衝撃エロージョン」による配管減肉事象について、これらの事象が発生する可能性のある配管（系統）を対象として、試験計画に基づき配管の「肉厚測定」を行い、その結果を評価し、評価結果に基づき必要に応じて配管の取替等を実施している。以下、「流れ加速型腐食」及び「液滴衝撃エロージョン」について説明する。

「流れ加速型腐食」については、ステンレス鋼等配管の減肉事象は炭素鋼配管に比べて極めて小さいことから、ステンレス鋼等配管を試験の対象外とし、炭素鋼配管のみを試験対象としている。試験対象部位については、選定された試験対象系統において、偏流が発生するオリフィス¹¹やエルボ（L字型の曲がり部）等の部位や機器の出口管を選定している。【乙36（16頁）】表5に減肉管理規格に定められている「流れ加速型腐食」に係る試験対象系統の流体条件及び初期設定減肉率を、図5に一例としてオリフィス及びエルボの測定点をそれぞれ示す。

¹¹ オリフィス：配管（内径）を絞り流量を測定するため、配管の途中等に取り付けるドーナツ状の板であり、流体がオリフィスを通過すると噴流が発生することから、流れ加速型腐食の試験対象部位に選定されている。なお、流量は、オリフィスの上流と下流の圧力差を利用して測定する。

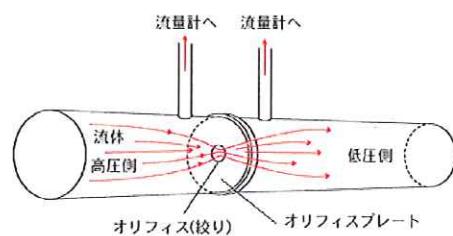


表5 試験対象系統の流体条件と初期設定減肉率（減肉管理規格に加筆）

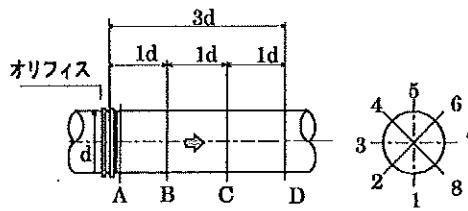
液体	流速	50°C未満		60°C以上 100°C未満		100°C以上 150°C未満		150°C以上 200°C未満		200°C以上 250°C未満		250°C以上	
		系統	初期設定 減肉率(注1) [mm/10 ⁴ hr]	系統	初期設定 減肉率(注1) [mm/10 ⁴ hr]	系統	初期設定 減肉率(注1) [mm/10 ⁴ hr]	系統	初期設定 減肉率(注1) [mm/10 ⁴ hr]	系統	初期設定 減肉率(注1) [mm/10 ⁴ hr]	系統	初期設定 減肉率(注1) [mm/10 ⁴ hr]
二相流	30m/s未満												
	30m/s以上 50m/s未満												
	50m/s以上												
	30m/s未満					・低圧4HTRベント管(低圧4段、オリフィス上流) ・低圧5HTRベント管(低圧5段、オリフィス上流) ・低圧4HTRベント管(低圧5段、オリフィス上流) ・低圧3HTRベント管(低圧5段、オリフィス上流) ・低圧3HTRベント管(低圧4段、オリフィス上流) ・低圧3HTRベント管(低圧3段、オリフィス上流) ・低圧2HTRベント管(低圧4段、オリフィス上流) ・脱気器空気抜き管(大気側、オリフィス下流) ・低圧4HTRベント管(低圧4段、オリフィス下流) (カスケードベント)	0.23	・第1段MSR加熱蒸気ベント管(オリフィス下流) ・高圧ヒータベント(オリフィス下流) ・S/Cターベント(オリフィス下流) ・SGJローフラッシュタンク蒸気管(GV上流) ・脱気器空気抜き管(オリフィス上流) ・低圧グランド蒸気入口管ドレン管(オリフィス上流) ・MSドレンシングバランス管 ・低圧SHTRバランス管	0.23	・第2段MSR加熱蒸気ベント管(オリフィス下流) ・高圧車室ドレン管 ・鍋達成出口ドレン管 ・主蒸気入口管ドレン管 ・第1段MSR加熱蒸気ベント管(オリフィス上流) ・高圧ヒータベント(オリフィス上流) ・MSドレンシングバランス管 ・S/Cドレンシングバランス管	0.18 制限弁下流直後部は0.71	・クロスタイパイプドレン ・高圧車室ドレン管 ・鍋達成出口ドレン管 ・主蒸気入口管ドレン管 ・第2段MSR加熱蒸気ベント管(オリフィス上流) ・第2段MSRドレンシングバランス管	0.26
	30m/s以上 50m/s未満												(注2)
	50m/s以上												(注2)
	30m/s未満					・グランド蒸気スピルオーバ管(GV上流)	0.24	・低温再熱蒸気管ドレン(オリフィス上流)	0.80	・第1段MSR加熱蒸気管	1.25		
	30m/s以上 50m/s未満									・S/C加熱蒸気(高圧抽気)管(GV上流)	0.39		
	50m/s以上					・2抽気管(低圧3段) ・2抽気管(低圧4段)	0.13	・クロスアンダー管 ・脱気器抽気	0.60	・S/C加熱蒸気(高圧抽気)管(GV下流) ・高圧抽気	0.26 1.13		
水専用	30m/s未満			・低圧3HTRドレン管(低圧3段、CV下流) ・低圧2HTRドレン管(低圧4段、CV下流) ・低圧2HTRドレン管(低圧3段、CV下流)	0.44	・5ヒータドレン管(低圧5段、CV下流) ・4ヒータドレン管(低圧5段、CV下流) ・4ヒータドレン管(低圧4段、CV下流) ・3ヒータドレン管(低圧5段、CV下流) ・3ヒータドレン管(低圧4段、CV下流)	0.76	・高圧ヒータドレン管(GV下流) ・MSドレンポンプ吐出管(OV下流) ・高圧ヒータドレン ・ウォーミング管(オリフィス下流)	0.64 制限弁下流直後部は1.41	・第2段MSRドレンシングタンクドレン管(GV下流) ・第1段MSRドレンシングタンクドレン管(GV下流) ・第2段MSRドレンシングタンクドレン ・ウォーミング管(オリフィス下流) ・第1段MSRドレンシングタンクドレン ・ウォーミング管(オリフィス下流)	0.51 制限弁下流直後部は0.85		
	30m/s以上 50m/s未満			・低圧2HTRドレン管(低圧5段、CV下流)	0.44	・S/Cドレン管(GV下流)	0.76						(注2)
	50m/s以上												(注2)
	3m/s未満		0.82	・復水管(コンディミ無薬注配管)		・LPヒータドレンポンプ吐出管 (IHTRドレンアップ、CV下流) ・S/Cドレン管(シンクーラー～S/C) ・LPヒータドレンポンプ吐出管 (3ヒータドレンアップ、GV上流) ・LPヒータドレンポンプミニフロー (3ヒータドレンアップ、オリフィス上流) ・LPヒータドレンポンプミニフロー (3ヒータドレンアップ、オリフィス下流) ・4ヒータドレン管(低圧5段、CV上流) ・4ヒータドレン管(低圧5段、CV下流) ・4ヒータドレン管(低圧4段、CV上流) ・3ヒータドレン管(低圧5段、CV上流) ・3ヒータドレン管(低圧4段、CV上流) ・LPヒータドレンポンプ吸込管(ヒータドレンアップ) ・S/Cドレンライントレインクーラー～CV)	0.27	・給水ポンプ中間給出管 ・給水ポンプ＆ブースタポンプ ・ウォーミング管(オリフィス上流) ・給水ポンプ＆ブースタポンプ ・ウォーミング管(オリフィス下流) ・高圧ヒータドレンウォーミング管(オリフィス上流)	0.21	・第1段MSRドレンシングタンクドレン ・ウォーミング管(オリフィス上流)	0.21		
水専用	3m/s以上 6m/s未満			・復水管(LP1HTR～2HTR、低圧4段) ・復水管(LP2HTR～3HTR、低圧4段) ・復水管(LP1HTR～2HTR、低圧5段) ・復水管(LP1HTR～2HTR、低圧5段) ・復水管(LP2HTR～3HTR、低圧5段) ・復水管(LP2HTR～4HTR、低圧5段) ・LPヒレンポンプミニマムフロー管 (IHTRドレンアップ、オリフィス下流) ・LPヒレンポンプミニマムフロー管 (IHTRドレンアップ、オリフィス上流)	0.52	・復水管(LP～LP-0)(低圧3段) ・復水管(LP～LP-1)(低圧5段) ・復水管(LP-3～LP-4)(低圧4段)	0.40	・復水管(民営蒸気入口復水管) ・給水管(給水ブースタポンプ～給水ポンプ) ・給水管(給水ポンプ～高圧ヒータ) ・ヒータドレンポンプ吐出管(GV上流) ・ヒータドレンポンプ吐出管(GV下流)	0.77 ポンプ出口、宝型逆止弁下流直後部は1.13	・給水管(高圧ヒータ～蒸気発生器) ・第1段MSRドレンシングタンクドレン管(GV上流) ・S/Cドレンライン(6/C～ドレンクーラー)	0.94 制限弁下流直後部は1.28		
	6m/s以上												(注2)

注1 本表は給水のpHが9.1～9.3、溶存酸素濃度が5ppb未満に調整されたプラントのデータに基づき設定したものである。

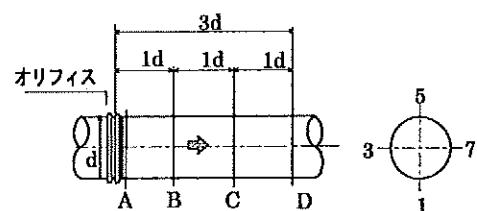
したがって、給水の溶存酸素濃度やpHをこれより高く維持して運転を行うプラントについては、技術的に妥当な方法により初期設定減肉率を見直すことができる。

注2 現状、PWRプラントにおいて該当する系統がないため本表では初期設定減肉率を設定していないが、系統の新設などにより当該流体条件に該当する系統がある場合には、当該系統を試験対象系統とともに、隣接する流体条件の初期設定減肉率を参考にするなどして適切な初期設定減肉率を設定すること。

薄墨部は、「液滴衝撃エロージョン」に関する「肉厚測定」を行うことで、「流れ加速型腐食」の試験対象系統から除外できる流体条件範囲を示している。

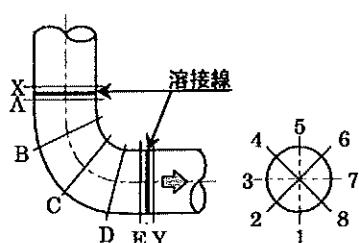


125A(5B)を超えるもの

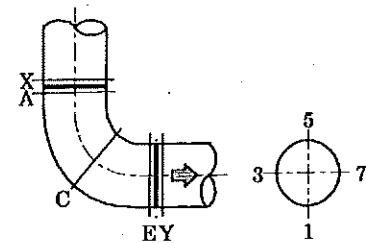


125A(5B)以下

オリフィス下流部における測定点



125A(5B)を超えるもの



125A(5B)以下

※溶接線近辺A側に有意な減肉を認めた場合上流側Xを測定する。

90° エルボにおける測定点

図5 オリフィス及びエルボにおける測定点の例
(減肉管理規格から引用)

また、「液滴衝撃エロージョン」については、炭素鋼配管に限らずステンレス鋼等配管においてもその発生が知られていることから、材料に係らず試験対象配管を選定している。試験対象系統については、負圧機器に接続され、連続的に高速二層流が流れる系統において「液滴衝撃エロージョン」が発生する可能性があることから、負圧機器である復水器や第一給水加熱器¹²、第2給水加熱器、低圧ドレンタンクに接続され、連続的に高速二層流が流れる系統を対象としている。具体的な試験対象系統は、以下のとおりである。

第1給水加熱器空気抜き系統,

第2給水加熱器空気抜き系統,

第3給水加熱器空気抜き系統,

¹² 給水加熱器は発電所の熱効率を上げるため、復水器から蒸気発生器へ戻る水を途中で加熱する機器である。加熱の熱源としてタービンに流入している蒸気の一部を抽出し使用するが、この蒸気は湿度が高く（液体及び気体の二層混合）かつ空気抜き用のため、負圧機器である真空状態の復水器に接続されている。

第4給水加熱器空気抜き系統（復水器接続配管），
第5給水加熱器空気抜き系統（復水器接続配管），
蒸気発生器プローダウン系統，
高圧排気管ドレン系統，
湿分分離加熱器ドレンタンクドレンウォーミング系統

試験対象部位としては、負圧機器に接続され、常時流れがある系統についてはオリフィスや制御弁下流側など急激に減圧され、フラッシングが発生する部位の下流管及びその下流で高速流れが発生する範囲のうち、液滴の衝突により比較的損傷し易いエルボ、曲管等を対象としている。【乙36（32頁）】

被告は、こうした「流れ加速型腐食」及び「液滴衝撃エロージョン」に係る配管減肉管理のため、保全プログラムに基づき、「配管肉厚管理中期計画表」を定めている。この「配管肉厚管理中期計画表」には、発電所の「累積運転時間」、各定期検査における「計測予定箇所数」、配管個別の点検計画表などがある。一例として被告が策定、運用している玄海3号機の「配管肉厚管理中期計画表」のうち、計測予定箇所数に関する資料を表6に示す。「配管肉厚管理中期計画表」は必要に応じ見直しを行っており、この表6は玄海3号機第13回定期検査時における「肉厚測定」結果を踏まえて、次回以降の定期検査時における計測予定箇所を見直したものである。

そして、「肉厚測定」結果に基づき、配管減肉の進み具合（減肉率）の評価を行い、配管の余寿命（必要な肉厚を下回るまでの期間）を踏まえ、配管の取替えなど適切な管理を行っている。

こうした「流れ加速型腐食」による配管減肉管理の流れ及び「液滴衝撃エロージョン」による配管減肉管理の流れを図6、7に示す。

表6 「配管肉厚管理中期計画表」における計測予定箇所数（玄海3号機の例）

QGN-3 計測予定箇所数

点検実績・予定(定検回次／調査部位数)

定検回次	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20	#21	#22	#23	#14～#23 合計
	従来計測	187	169	175	191	95	167	0	0	0	3	
新規追加「主要」	22	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
新規追加「その他」	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	3
調査部位数	209	174	176	193	95	167	0	0	0	3	0	808
シート名	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20	#21	#22	#23	スケルトンNO.の合計
500	0	1	0	29	0	0	0	0	0	0	0	500
501	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	501
502	4	9	0	11	0	4	0	0	0	0	0	502
503	24	0	0	0	0	24	0	0	0	0	0	503
510	6	3	6	11	2	0	0	0	0	0	0	510
511	24	4	30	0	0	24	0	0	0	0	0	511
512	0	22	18	1	32	0	0	0	0	0	0	512
520	2	0	0	1	6	1	0	0	0	0	0	520
521	2	0	0	1	2	1	0	0	0	1	0	521
522	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	522
523	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	523
524	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	524
525	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	525
526	14	13	4	0	1	15	0	0	0	0	0	526
527	17	8	2	3	1	18	0	0	0	0	0	527
528	12	8	5	5	6	11	0	0	0	0	0	528
529	16	13	0	2	3	15	0	0	0	1	0	529
530	15	9	0	2	4	7	0	0	0	0	0	530
531	14	8	0	6	2	6	0	0	0	0	0	531
532	16	9	0	3	2	8	0	0	0	0	0	532
533	12	9	0	4	2	13	0	0	0	0	0	533
540	7	10	2	7	0	5	0	0	0	0	0	540
541	27	21	1	54	0	7	0	0	0	0	0	541
542	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	542
543	2	0	5	0	1	2	0	0	0	0	0	543
544	0	0	11	2	0	0	0	0	0	0	0	544
546	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	0	546
548	0	0	10	0	1	0	0	0	0	0	0	548
549	0	0	3	0	14	0	0	0	0	0	0	549
550	0	0	7	0	10	0	0	0	0	0	0	550
551	0	7	0	34	0	0	0	0	0	0	0	551
552	0	3	2	14	0	0	0	0	0	0	0	552
553	4	12	23	0	0	3	0	0	0	0	0	553
554	21	1	35	1	0	3	0	0	0	0	0	554
557	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	557
560	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	560
SUM	209	174	176	193	95	167	0	0	0	3	0	

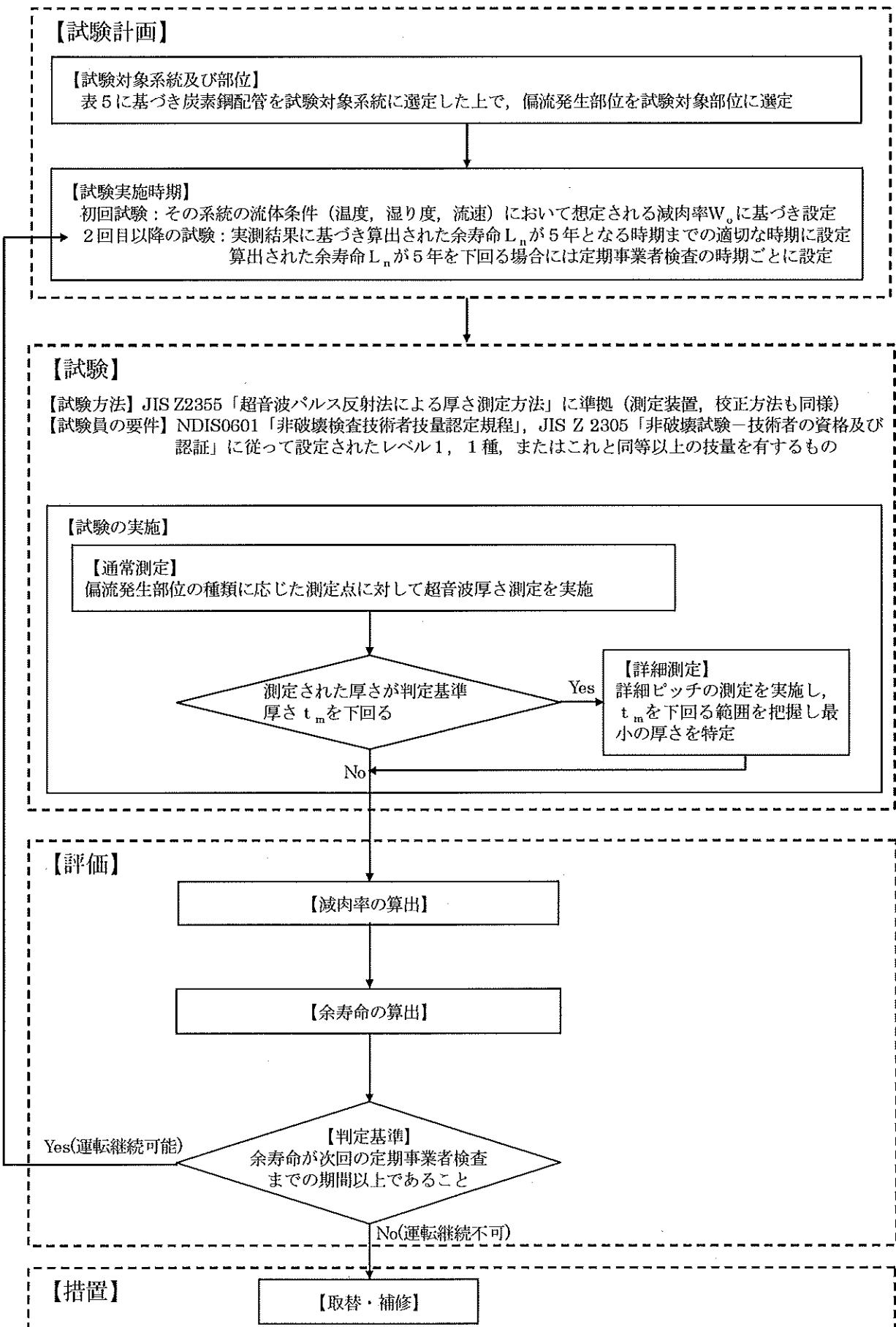


図6 「流れ加速型腐食」による配管減肉管理の流れ

【試験計画】

【試験対象系統及び部位】

負圧機器に接続され高速の二相流が連続的に流れる配管を試験対象系統に選定した上で、オリフィス等の減圧部の下流管およびエルボ、曲管、T管を試験対象部位に選定

【試験実施時期】

初回試験：供用開始からの運転時間が10年となるまでに設定

→2回目以降の試験：実測結果に基づき算出された余寿命 L_n が5年となる時期までの適切な時期に設定
算出された余寿命 L_n が5年を下回る場合には定期事業者検査の時期ごとに設定

【試験】

【試験方法】JIS Z2355「超音波パルス反射法による厚さ測定方法」に準拠（測定装置、校正方法も同様）

【試験員の要件】NDIS0601「非破壊検査技術者技量認定規程」、JIS Z 2305「非破壊試験－技術者の資格及び認証」に従って設定されたレベル1、1種またはこれと同等以上の技量を有するもの

【試験の実施】

【通常測定】

偏流発生部位の種類に応じた測定点に対して超音波厚さ測定を実施。
ただし液滴が衝突する部分にも測定を実施し減肉の発生有無を確認する。

測定で測定された厚さが
判定基準厚さ t_m を下回る

Yes

【詳細測定】

詳細ピッチの測定を実施し、 t_m を下回る範囲を把握し最小の厚さを特定

No

【評価】

【減肉率の算出】

【余寿命の算出】

【取替・補修】

【試験】

【評価】

【措置】

【判定基準】

余寿命が次回の定期事業者検査
までの期間以上であること

Yes(運転継続可能)

No(運転継続不可)

図7 「液滴衝撃エロージョン」による配管減肉管理の流れ

(3) 保全（点検）の実施

被告は、配管の管理に関し、前述のとおり、「供用期間中検査 10 年計画表」及び「配管肉厚管理中期計画表」に基づき計画的に検査を行い、必要に応じ配管の取替等必要な対策を行うことで配管の健全性を確保している。

(4) 配管の点検結果

玄海 2 号機は、昭和 56 年 3 月の営業運転開始以降、福島第一原子力発電所の事故に伴う定検停止（平成 23 年 1 月）まで約 30 年、玄海 3 号機は、平成 6 年 3 月の営業運転開始以降、同定検停止（平成 22 年 12 月）まで約 16 年、玄海原子力発電所 4 号機（以下「玄海 4 号機」という。）は、平成 9 年 7 月の営業運転開始以降、同定検停止（平成 23 年 12 月）まで約 14 年の間、それぞれ順調に運転を続けている¹³。

これまでの定期検査において、前述した保全計画に従って、各箇所について「浸透探傷試験」及び「漏えい試験」等を実施してきたが、これまで配管に関するひび割れ等は、玄海 2 号機の余剰抽出水系統配管取出部のひび割れ（以下「玄海 2 号機のひび割れ事象」という。）以外、発見されていない。また、配管の「肉厚測定」において、配管の減肉事象は発生しているものの、適切に配管の取替を行うことで、技術基準規則で要求されている肉厚を下回るような配管はない。

また、本件原子力発電所において「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）に定められた報告対象となる故障・トラブルが過去 9 件あった【乙 61 (385, 387 頁)】が、配管に係るトラブルは、玄海 2 号機のひび割れ事象の 1 件のみである（表 7）。

¹³ 現在、玄海 2 号機は第 23 回定期検査を、玄海 3 号機は第 13 回定期検査を、玄海 4 号機は第 11 回定期検査をそれぞれ実施中。

表 7 本件原子力発電所における故障・トラブル実績

	発生年月日	事象内容
玄海 2 号機	昭和 56 年 3 月 11 日 (試運転中)	給水制御系不調のため原子炉自動停止
	平成元年 10 月 20 日 (定期検査中)	2B 非常用ディーゼル発電機固定子巻線の損傷
	平成 9 年 9 月 1 日 (定期検査中)	蒸気発生器伝熱管損傷※
	平成 10 年 11 月 30 日 (定期検査中)	蒸気発生器伝熱管損傷※
	平成 12 年 3 月 31 日 (定期検査中)	蒸気発生器伝熱管損傷※
	平成 19 年 1 月 24 日 (定期検査中)	余剰抽出水系統配管取出部のひび割れ
玄海 3 号機	平成 5 年 9 月 24 日 (試運転中)	蒸気タービン軸振動増加に伴う原子炉手動停止
	平成 23 年 12 月 16 日	C 充てんポンプ主軸の折損
玄海 4 号機	平成 23 年 10 月 4 日	復水器真空低下に伴う原子炉自動停止

※ 蒸気発生器伝熱管の健全性を確認するため、渦流探傷検査¹⁴を実施した結果、有意な信号（欠陥信号）が認められたものである。被告は、平成 13 年の定期検査において、玄海 2 号機の蒸気発生器を全て新しいタイプの蒸気発生器に取替えており、その後、同様のトラブルは発生していない。

(5) 国による確認

配管の点検結果については、被告による確認のほか、以下のとおり、国による確認もなされている。

原子炉等規制法は、原子炉施設の設計から運転に至るまでの過程を段階的に区分し、それぞれの段階に対応して、発電用原子炉設置許可、工事計画認可、使用前検査及び施設定期検査等の規制手続を介在させ、これらを通じて原子炉の利用に係る安全確保を図るという、段階的安全規制の体系

¹⁴ 渦流探傷検査：試験体に電流を通じたコイルを接近させ、試験体に発生した渦電流の変化を検出して探傷する検査。

を採用している¹⁵。

すなわち、原子炉等規制法においては、発電用原子炉を設置しようとする者は、運転開始後においても一定の時期ごとに原子力規制委員会が行う施設定期検査を受けなければならないとされている。

施設定期検査においては、発電用原子炉設置者が負っている技術基準適合維持義務¹⁶を前提とし、定期的に、発電用原子炉施設等が技術基準規則に適合していることが確認される。

被告が実施する保全計画に従った点検や補修等のうち、技術基準規則（従前は「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令（昭和40年6月15日通商産業省令第62号）」。以下「省令62号」という。）に適合していることを確認した結果については、原子力規制委員会（従前は通商産業大臣もしくは経済産業大臣）による施設定期検査（従前は定期検査）において検査され、技術基準規則（従前は省令62号）に適合していることが確認される。

直近、玄海2号機については平成21年9月12日～平成22年1月8日に第22回定期検査を行い、玄海3号機については平成21年8月30日～同年12月2日に第12回定期検査を行い、玄海4号機については平成22年9月4日～同年11月26日に第10回定期検査を行い、それぞれ経済産業大臣より省令62号に適合していることが確認されている【乙30、乙55、乙56】。

3 小括

以上述べたとおり、本件原子力発電所の配管については、想定される経年劣化事象に対して、設計の段階で適切に考慮するとともに、運転開始後においても適切に保全を行うことによって、その健全性を確保している。あわせて、基準地震動による地震力に対する耐震安全性を確認しており、配管の安全性について問題はない。

¹⁵ 原子炉等規制法は、福島第一原子力発電所の事故を契機に改正されたが、段階的安全規制の体系を採用していることは原子炉等規制法の改正の前後を通じて変更はない。なお、今回の改正において原子力安全に係る規制は原子炉等規制法に一元化された。

¹⁶ 原子炉等規制法第43条の3の14において、「発電用原子炉設置者は、発電用原子炉施設を原子力規制委員会規則で定める技術上の基準に適合するように維持しなければならない。」と定められている。

第3 1次系配管の破断時等における安全性確保に向けた取り組み

本件原子力発電所の配管の健全性が確保されていることについては前述のとおりであるが、仮に配管に漏えいが発生し、さらには万一破断事故が発生したとしても、本件原子力発電所は、原子炉を安全に停止し、炉心を冷却するため様々な安全確保対策を講じているため、放射性物質の大量放出等に至る現実的な危険はない。

このことは、被告準備書面7・35~40頁等で述べたところであるが、以下のとおり改めて説明する。

1 仮にひび割れが貫通したとしても原子炉を安全に停止できること

本件原子力発電所においては、仮に1次系配管¹⁷に生じたひび割れが当該発生部を貫通し、1次冷却材の漏えいが発生したとしても、1次冷却材が喪失するような事故に至る前に原子炉を安全に停止・冷却することができる。

すなわち、仮にひび割れが進行して1次系配管を貫通した場合、ひび割れの貫通部から1次冷却材の漏えいが生じ、原子炉格納容器モニタの数値上昇¹⁸や凝縮液量測定装置における凝縮液量の増加¹⁹、格納容器サンプ水位の上昇率増加²⁰等によって漏えいを早期に検知することができる。したがって、1次系配管が破断に至る前に原子炉停止等の適切な対応を取ることができる。

2 1次系配管が破断に至っても原子炉を安全に冷却できること

また、仮に1次系配管が破断し、1次冷却材が流失するような事故に至つ

¹⁷ 1次系配管とは、1次冷却材が循環する配管（9頁図2の原子炉格納容器内に収納されている、原子炉、加圧器、蒸気発生器、一次冷却材ポンプをつないでいる配管）及びこれに接続された様々な安全上重要な配管をさす。

¹⁸ 漏えいした1次冷却材の一部は蒸気となり、原子炉格納容器内に循環している空気流に混合するため、原子炉格納容器モニタによる原子炉格納容器内における空気の放射能測定により、漏えいを検知する。

¹⁹ 漏えいした蒸気（1次冷却材）が原子炉格納容器内の冷却装置で凝縮されるため、その凝縮液量を測定することにより漏えいを検知する。

²⁰ 原子炉格納容器内底部の格納容器サンプ（水槽）に検出器が設置されており、漏えいした1次冷却材の流入（水位上昇）を検知する。

たとしても、原子炉の緊急停止後、非常用炉心冷却設備(ECCS²¹)及び補助給水設備により原子炉を安全に冷却することができる²²。

以下、1次系配管が破断した場合における(1)原子炉の緊急停止、(2)非常用炉心冷却設備(ECCS)等の作動及び(3)補助給水設備による冷却について説明する。

(1) 原子炉の緊急停止

1次系配管の破断等により原子炉格納容器内に1次冷却材が漏えいした場合、検出器が1次冷却材の流量等の異常を検知し、中央制御室へ警報が発せられる。あわせて、燃料や原子炉容器等の損傷を防止するため、検出器があらかじめ定めた許容値を超える異常を検知した時点で「原子炉トリップ信号」により、制御棒が急速に挿入され、原子炉は自動的に緊急停止する²³(制御棒が中性子を吸収し核分裂反応が停止する)。

(2) 非常用炉心冷却設備(ECCS)等の作動

ア 非常用炉心冷却設備(ECCS)の作動

非常用炉心冷却設備(ECCS)とは、1次系配管の破断等により燃料や原子炉容器等に損傷するおそれがある場合(1次冷却材が原子炉格納容器へ漏えいし、燃料が露出、損傷するなど)に、原子炉内にほう酸水²⁴を注水する設備である。非常用炉心冷却設備(ECCS)は、3つの注水系統から構成されており、検出器が1次冷却材圧力の著しい低下や原子炉格納容器圧力の上昇等の異常を検知した際に自動的に作動し、原子炉への注水を開始

²¹ ECCS : Emergency Core Cooling System

²² なお、当社は、余剰抽出配管よりも口径が大きく、したがって破断時の1次冷却材の漏えい量がより多い1次系配管が破断した場合にも、原子炉を安全に停止できることを確認している。

²³ 具体的には、運転時には、制御棒は制御棒駆動装置により燃料集合体からほぼ全部が引き抜かれた状態で保持されているが、原子炉トリップ信号によって原子炉トリップ遮断器が自動的に開放され(制御棒を保持している制御棒駆動装置への電源が遮断され)、制御棒駆動装置による保持力が失われて、制御棒が自重で炉心に落下し、原子炉を緊急に停止できる。

²⁴ ほう酸水：中性子を吸収する物質であるほう素を溶かした水。ほう酸水の注入により核分裂を抑制する。

する(図8)。

a 高圧注入系

高圧注入系は、高圧注入ポンプにより、燃料取替用水タンク²⁵に貯蔵されているほう酸水を原子炉内に注水する系統である。高圧注入ポンプは、1次冷却設備を構成するいかなる配管の破断等の場合でも、1台で炉心の損傷を防止するに十分な量のほう酸水を原子炉容器内に注水できる容量のポンプを2台分離して設置しており(2系列)，ポンプの電動機は各々独立した非常用母線に接続している。また、外部電源が喪失した場合でも、非常用ディーゼル発電機から受電できる。さらに、燃料取替用水タンク内の水量が減少した場合には、水源を格納容器再循環サンプに切り替え、原子炉格納容器の底に溜まった水を再循環して注水することができる。

b 低圧注入系

低圧注入系は、高圧注入系と同様、1次冷却設備を構成するいかなる配管の破断等の場合でも1台で炉心の損傷を防止するに十分な量のほう酸水を原子炉容器内に注水できる容量の余熱除去ポンプを2台備え(2系列)，高圧注入ポンプによる注水等により原子炉容器内の圧力が一定程度低下した際に、燃料取替用水タンクに貯蔵したほう酸水を原子炉内に注水する系統である。低圧注入系も、非常用ディーゼル発電機の利用、格納容器再循環サンプからの給水の利用²⁶ができることは高圧注入系と同じである。

c 蓄圧注入系

蓄圧注入系は、ほう酸水を貯える蓄圧タンクという、窒素ガスで加圧されたタンクと1次冷却設備とを配管で接続した装置であり、1次冷却材の圧力が一定程度低下した場合に、外部駆動源を必要とせず、逆止弁

²⁵ 燃料取替用水タンク：ほう酸水を貯えるタンク。事故等発生時、非常用炉心冷却設備、原子炉格納容器スプレイ設備の水源となる。玄海4号機では燃料取替用水ピットという。

²⁶ 原子炉格納容器の底(格納容器再循環サンプ)に溜まったほう酸水は、燃料の崩壊熱を奪って、自身の温度が上昇するが、低圧注入系による再循環の場合は冷却器で冷却されたほう酸水を注水できる。後述する原子炉格納容器スプレイ設備による再循環の場合も、同スプレイ設備冷却器で冷却されたほう酸水を注水する。

の自動開放によってほう酸水を原子炉内に自動的に注水する。

イ 原子炉格納容器スプレイ設備の作動

原子炉格納容器スプレイ設備は、格納容器スプレイポンプ（2台）及びスプレイリング等で構成された設備であり、燃料取替用水タンク内のほう酸水に苛性ソーダを混ぜた冷却水を原子炉格納容器内に噴霧する。原子炉格納容器スプレイ設備は、検出器が1次系配管の破断等による原子炉格納容器内の圧力上昇等の異常を検知した際に自動的に作動する（図8）。

このような設備が具備されているのは、第一に、1次系配管が破断し、高圧・高温の1次冷却材が蒸気の状態で原子炉格納容器内に充満した場合、原子炉格納容器内の圧力・温度が上昇し、原子炉格納容器が破損するおそれがあるからである。このため、冷却水をスプレイリングから原子炉格納容器内に噴霧することによって、蒸気を凝縮して水に変え（体積を減少させ）、原子炉格納容器内の圧力・温度を低下させるためである。第二には、冷却水に苛性ソーダを添加し、噴霧することによって1次系配管の破断等により原子炉格納容器内に漏えいした放射性よう素と苛性ソーダとを反応させ、放射性よう素を除去するためである²⁷。また、燃料取替用水タンクの水量が減少した場合には、水源を格納容器再循環サンプルに切り替え、注水を継続できる。

ウ アニュラス空気浄化設備の作動

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス部という原子炉格納容器を取り巻く、密閉された空間に設置された設備であり、非常用炉心冷却設備（ECCS）の作動と同時に自動的に作動する（図8）。

アニュラス空気浄化設備（2台）は、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニット等により構成された設備²⁸であり、アニュラス空気浄化ファンの作動によりアニュラス部の圧力を原子炉格納容器より負圧にし、アニュラス部に漏れ出た原子炉格納容器の空気（蒸気）に含まれる放射性物質をアニュラス空気浄化フィルタユニットにより除去する。

²⁷ 原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材（蒸気）に含まれる気体状の放射性よう素は、苛性ソーダと反応し、よう化ナトリウムの形で冷却水に取り込まれる。

²⁸ 玄海2号機では、アニュラス排気ファン、アニュラス排気粒子用フィルタユニット及びアニュラス排気よう素用フィルタユニットという。

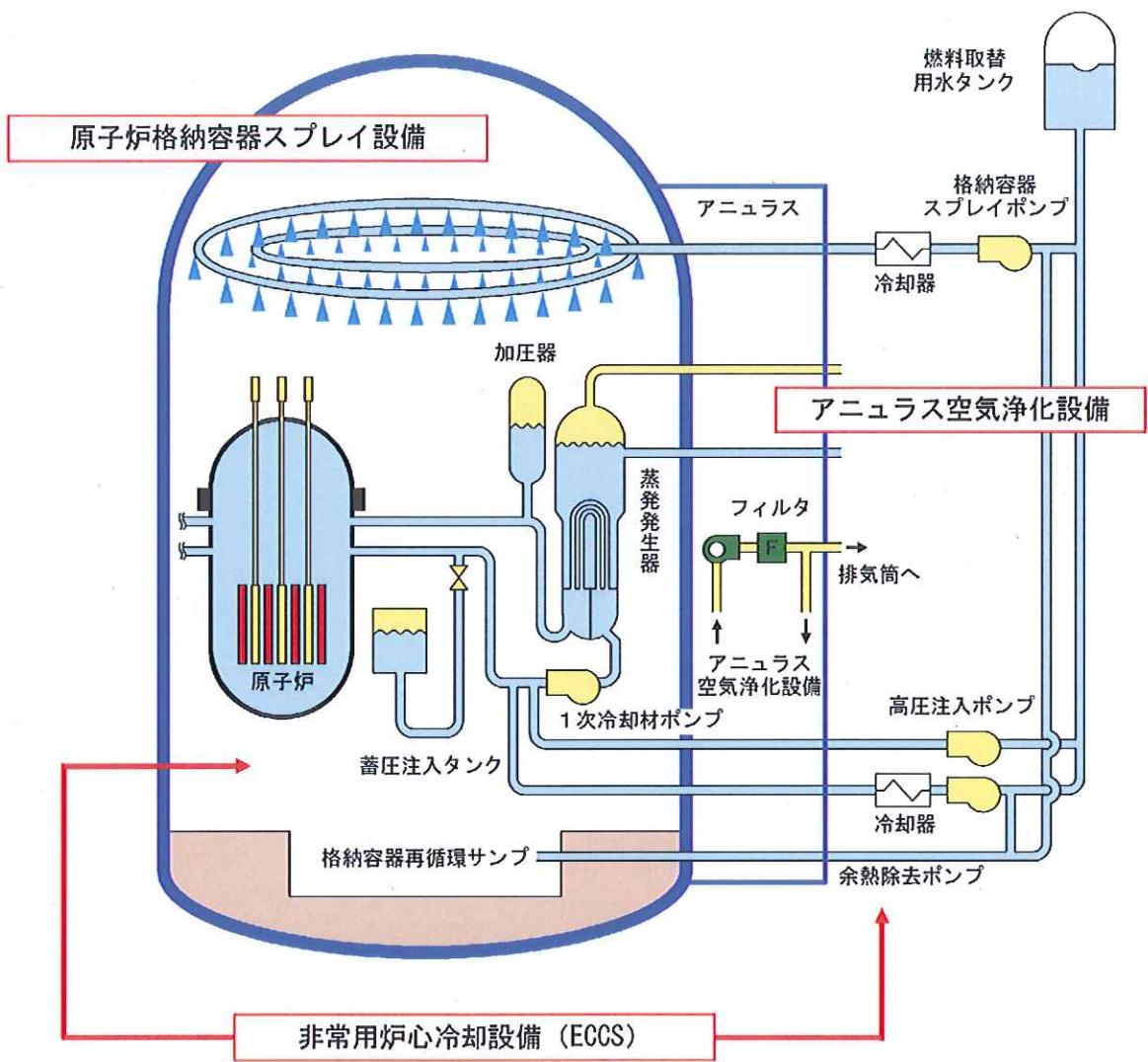


図8 非常用炉心冷却設備（ECCS）等の概略図（玄海3号機の例）

(3) 補助給水設備による冷却

補助給水設備は、2次冷却材の循環に通常用いている主給水ポンプが使用できない場合や1次系配管の破断等により非常用炉心冷却設備（ECCS）が作動した場合などに、復水タンク²⁹等から蒸気発生器へ2次冷却材を供給し、1次冷却材と熱交換することにより、原子炉を冷却（原子炉停止後の崩壊熱を除去）する設備である。

²⁹ 玄海4号機では復水ピットという。

補助給水設備は、1次系配管の破断等により非常用炉心冷却設備(ECCS)が作動した際、自動的に作動し、原子炉の冷却を開始する。

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、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とがあり、本件原子力発電所には前者が2台、後者が1台ずつ設置されている。電動補助給水ポンプの電動機は、外部電源が失われた場合でも、非常用ディーゼル発電機から電源供給を受けることができる。タービン動補助給水ポンプは、動力源として電力を必要とせず、主蒸気管から分岐した蒸気で駆動するため、外部電源及び非常用ディーゼル発電機からの電源が失われた場合にも運転が可能である。また、原子炉停止後の崩壊熱除去のために、余剰な蒸気を逃がす、すなわち1次冷却材で除去した原子炉の崩壊熱を蒸気発生器で2次冷却材へ伝え、蒸気として大気へ逃がす必要が生じた場合には、放射性物質を含まない蒸気を大気に直接放出する主蒸気逃がし弁を手動で開ける等の操作ができ、仮に主蒸気逃がし弁が動作不能となった場合にも、主蒸気安全弁により蒸気を大気に放出できる。

なお、こうした補助給水設備による冷却は、非常用炉心冷却設備(ECCS)による注水により蒸気発生器が1次冷却材で満たされ、1次冷却材の自然循環が期待できる場合に効果的である。万一補助給水設備による冷却が期待できないような1次系配管の破断が発生した場合も、非常用炉心冷却設備(ECCS)による原子炉容器への注水等により原子炉を冷却することができ、炉心が著しく損傷することはない。

3 小括

以上述べたとおり、万一1次系配管にひび割れによる貫通や破断が発生した場合においても、本件原子力発電所においては、速やかに当該事象を検知し、運転中の原子炉を緊急停止し、非常用炉心冷却設備(ECCS)や補助給水設備により原子炉を冷却することができるため、原子炉の安全性は確保できる。

第4 玄海2号機の余剰抽出配管に係るひび割れ事象の法令上の取扱いと被告の対応について

原告らは準備書面（12）において、玄海2号機のひび割れ事象に関し、「亀裂等が「その破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥」に至る前に発見され、交換修理などによって対処されなければ、同規則18条1項に適合したものとはいえない。」また「同規則第19条についてみれば、そもそも損傷を受けないことが求められているところ、主ひび割れ、副ひび割れのいずれも損傷に該当することは間違いない。生じてならない損傷が発生しただけでなく、なお相当の長期間見過ごされていたことになる。同規則19条からすれば、そもそもこのような損傷が発生しないように施設をしなければならない。」と主張する。

既に被告は準備書面9において、技術基準規則の適合確認の観点から、本件原子力発電所における配管の健全性確保の取り組みについて、安全規制の概要から、運転開始前及び運転開始後における取り組みを俯瞰的に述べた。

本書面においては、主に玄海2号機のひび割れ事象が発見された時点における被告の対応について、法令との関係を踏まえながら具体的に述べるが、そもそも技術基準規則18条1項に関しては、発見時点においては法令に適合しない状況であったが、その後法令に基づき適切に対応しており、あわせてひび割れが発見された配管については、事象発見後取替を行い、使用前検査を受け、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合していることを確認している。

また、技術基準規則19条に関しては、そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないことから、原告らのいずれの主張にも理由はない。

以下、技術基準規則18条1項に関しては玄海2号機のひび割れ事象に係る法令上の取扱い及び被告の対応について説明するとともに、同19条に関しては法令上の要求について述べる。

なお、原告らは現在の法令である技術基準規則に基づき主張を行っているが、当時は他の法令（省令62号）で同主旨の事項が規定されている。被告は当時の法令に基づき対応を行っていることから、主張は、その時点の法令に基づき

行うとともに、念のため、当時規定されていた法令と現在規定されている法令の対比を表9（35頁）に示す。

1 技術基準規則18条について

（1）法令上の取扱い

玄海2号機のひび割れ事象について法令上の観点からこの事象を捉えると、法令の要求としては、まず電気事業法48条第1項において「事業用電気工作物の設置又は変更の工事であって、経済産業省令で定めるものをしようとする者は、その工事の計画を経済産業大臣に届け出なければならない。その工事の計画の変更をしようとするときも、同様とする。」とされ、その経済産業省令として省令62号が定められている。

省令62号では、発電用原子力設備に関する構造及び強度等に係る事項が定められており、「ひび割れ」に関しては9条の2（使用中のき裂等による破壊の防止）において「使用中のクラス1機器、クラス1支持構造物、クラス2機器、クラス2支持構造物、クラス3機器、クラス4管、原子炉格納容器、原子炉格納容器支持構造物及び炉心支持構造物には、その破壊を引き起こすき裂その他の欠陥があつてはならない。2 使用中のクラス1機器の耐圧部分には、その耐圧部分を貫通するき裂その他の欠陥があつてはならない。」とされていた。

そして、玄海2号機のひび割れ事象は、配管肉厚8.7mmに対し、ひび割れの深さが最大で約8.1mmであり、当該配管は、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合しない³⁰ことが判明した。

（2）被告の対応

原子力発電所に係る手続き等を定めた「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和53年12月28日通商産業省令77号）」19条の17（事

³⁰ 配管は内部流体の圧力等に対し必要な強度を保つため、最小必要肉厚が定められており、通常は最小必要肉厚以上の肉厚を有する配管を設置している。玄海2号機のひび割れ事象の場合、ひび割れが進展し当該部の肉厚が最小必要肉厚以下となっていたことから「技術基準を満足しない」と判断したものであり、「ひび割れ」が発生したことによって直ちに「技術基準を満足しない」となるものではない。

故故障等の報告)において、「法第 62 条の 3 (主務大臣等への報告) の規定により原子炉設置者(旧原子炉設置者等を含む。以下次条及び第 24 条において同じ。)は、次の各号のいずれかに該当するときは、その旨を直ちに、その状況及びそれに対する処置を十日以内に経済産業大臣に報告しなければならない。」とされ、同条第 3 項で、「原子炉設置者が、安全上重要な機器等の点検を行った場合において、当該安全上重要な機器等が発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令(昭和 40 年 6 月 15 日通商産業省令 62 号)第 9 条(材料及び構造)若しくは第 9 条の 2(使用中の亀裂等による破壊の防止)に定める基準に適合していないと認められるとき又は原子炉施設の安全を確保するために必要な機能を有していないと認められたとき」とされていた。

このため、被告は平成 19 年 2 月 2 日に経済産業大臣に対し報告を行うとともに、同年 2 月 16 日に再発防止等に関する報告を行っている【乙 62, 乙 63】。

当該配管については、省令 62 号 9 条の 2(現在の技術基準規則 18 条 1 項)に適合させるため、対策として当該部を新しい配管に取り替えるとともに、同様の損傷が再発しないよう設置位置を変更することとした。

工事の実施にあたっては、電気事業法に基づく工事計画認可申請を行うとともに、使用前検査申請を行い、検査に合格した後、通常運転に復帰した【乙 64, 乙 65, 乙 66, 乙 67, 乙 68】。(表 8)

表 8 玄海 2 号機のひび割れ事象に係る対応

①	ひび割れ事象の発見	平成 19 年 1 月 24 日
②	経済産業大臣への報告(1回目) 〃(2回目)	〃 2 月 2 日 〃 2 月 16 日
③	工事計画認可申請 工事計画認可	〃 2 月 16 日 〃 3 月 12 日
④	使用前検査申請 使用前検査合格	〃 3 月 19 日 〃 4 月 19 日
⑤	玄海 2 号機通常運転復帰(第 20 回定期検終了)	〃 5 月 16 日

前述のとおり、玄海 2 号機のひび割れ事象に関しては、発見時点において一時的に省令 62 号 9 条の 2 (現在の技術基準規則 18 条 1 項) に適合していない状況であったが、関連法令に従い、事象発見後直ちに報告を行うとともに、省令 62 号 9 条の 2 に適合するよう当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を行っている。

表 9 配管のひび割れに関する法令の比較

平成 19 年当時の法令	現在の法令
電気事業法（昭和 39 年 7 月 11 日法律第 170 号）48 条第 1 項	核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（昭和 32 年 6 月 10 日法律第 166 号）43 条の 3 の 14（発電用原子炉施設の維持）
実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和 53 年 12 月 28 日通商産業省令 77 号）第 19 条の 17（事故故障等の報告）	実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和 53 年 12 月 28 日通商産業省令 77 号）第 134 条（事故故障等の報告）
発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令（昭和 40 年 6 月 15 日経済産業省令第 62 号）第 9 条の 2（使用中のき裂等による破壊の防止）	実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）第 18 条（使用中の亀裂等による破壊の防止）

2 技術基準規則 19 条について

原告らは、技術基準規則 19 条（流体振動等による損傷の防止）について、同規則の「施設しなければならない。」とは「そもそも損傷を受けないことが求められている」と主張しているが、同様の内容は、当時、省令 62 号 6 条（流体振動等による損傷の防止）に規定され、原子力安全・保安院が作成した「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令と解釈に対する解説」によれば、以下の 1 から 3 のとおり解釈されている。【乙 69（14 頁）】

- 1 「流体振動により損傷を受けないよう施設しなければならない」とは、流れの乱れ、渦、気ほう等に起因する高サイクル疲労による損傷の発生防止を規定するものであり、以下の措置を講じること。
 - ・蒸気発生器伝熱管群の曲げ部については、日本機械学会「設計・建設規格」(JSME S NC1-2005) PVB-3600 に規定する手法を適用すること。
 - ・管に設置された円柱状構造物で耐圧機能を有するものについては、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針」(JSME S012) に規定する手法を適用すること。

なお、耐圧機能を有しないものについては第 8 条の 2 第 2 項によること。

(日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 (JSME S NC1)」(2005 年改訂版) 並びに流力振動及び高サイクル熱疲労に関する評価指針の技術評価書)
- 2 「温度差のある流体の混合等により生ずる温度変動により損傷を受けないよう施設しなければならない」とは、日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針」(JSME S017) に規定する手法を適用し、損傷の発生防止措置を講じること。
- 3 配管内円柱状構造物の流力振動及び配管の高サイクル熱疲労については、一次冷却材が循環する施設として、原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）(BWR) 及び化学体積制御系、余熱除去系（PWR）を含めて措置を講じること。

すなわち、省令 62 号 6 条（流体振動等による損傷の防止、現在の技術基

準規則 19 条) の「施設しなければならない。」とは、解説に記載された学会等の各種規格等に則り設計・施工(工事)を行うことを求めているものであって、その後の運転段階に関する規定ではないことから、これらの規格に則り設計・施工(工事)を行っていれば省令 62 号 6 条を満足することになる。

玄海 2 号機においては、当然各種規格等に則り設計・施工(工事)を行っていることから省令 62 号 6 条(現在の技術基準規則 19 条)に適合しており、今回のひび割れ事象のような新たな知見による事象が発生したとしても、省令 62 号 6 条に適合しないということにはならない。

3 小括

以上述べたとおり、被告は、玄海 2 号機のひび割れ事象について、法令に基づき適切に対応するとともに、ひび割れが発見された配管については、事象発見後取替を行い、使用前検査を受け、省令 62 号 9 条の 2 (現在の技術基準規則 18 条 1 項) に適合していることを確認しており、原告らの主張には理由はない。

第 5 求釈明に対する回答

1 原告ら準備書面 1 2 に対する認否

(1) 「第 1 はじめに」に対する認否

ア 「1 技術基準規則に違反する原子炉の稼動は許されない」に対する認否

第 1 文及び第 2 文(原告ら準備書面 1 2 ・ 2 頁 4~9 行目)は、法令に関する内容であり、概ね認める。ただし、「原子炉等規制法第 4 3 条の 3 の 2 2」との記載は、正しくは「原子炉等規制法第 4 3 条の 3 の 2 3」である。

本件各原子炉は、技術基準規則第 1 8 条 1 項及び 1 9 条に違反するものであり、その稼動は許されない(原告ら準備書面 1 2 ・ 2 頁 9~10 行目)とする点は、本書面等で述べた以下の理由により、争う。

- ・ 本件原子力発電所は、工事計画及び使用前検査並びに定期事業者検査及び定期検査において、省令 62 号(現在の技術基準規則)に適合

していることを確認していること（被告準備書面9・12～16頁）。

- ・ 省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）については、「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令と解釈に対する解説」等に記載された日本機械学会の維持規格等【乙69(26頁),乙70(1,3頁)】に則り検査等を行っており、その結果は定期事業者検査及び定期検査において省令62号9条の2に適合していることを確認していること（本書面・8～15頁, 23～25頁）。
- ・ 玄海2号機のひび割れ事象については、関連法令に従い、事象発見後直ちに報告を行うとともに、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合するよう当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を行い、省令62号9条の2に適合していることを確認していること（本書面・33～35頁）。
- ・ 本件原子力発電所における配管に関するひび割れ等については、これまでの定期検査において、玄海2号機のひび割れ事象以外、発見されていないこと（本書面・23～24頁）。
- ・ 省令62号6条（現在の技術基準規則第19条）については、本件原子力発電所は、「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令と解釈に対する解説」に記載された学会等の各種規格等に則り設計・施工（工事）を行っており、その結果は工事計画及び使用前検査において省令62号6条に適合していることを確認していること（被告準備書面9・12～14頁）。

イ 「2 二つのひび割れの発見と技術基準規則18条及び19条違反」に対する認否

玄海2号機のひび割れ事象に関する内容（原告準備書面12・2頁12～18行目）は、認める。

玄海2号機のひび割れ事象が技術基準規則第18条1項に違反する（原告準備書面12・2頁19～20行目）とする点は、同事象の発見時点において、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合しない状況で

あったことは認める。ただし、玄海2号機のひび割れ事象については、関連法令に従い、事象発見後直ちに報告を行うとともに、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合するよう当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を行い、省令62号9条の2に適合していることを確認している（本書面・33～35頁）。

技術基準規則第19条に違反する（原告ら準備書面12・2頁20～23行目）とする点は、省令62号6条（現在の技術基準規則19条）がそもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではない（本書面・35～37頁）ことから、争う。

ウ 「3 技術基準規則適合のために求められるもの」に対する認否

玄海2号機のひび割れ事象に関する内容（原告ら準備書面12・2頁25行目～3頁3行目）は、概ね認める。

原告らの技術基準規則18条第1項及び同19条に関する主張（原告ら準備書面12・3頁3～17行目）については、技術基準規則18条1項及び同19条の解釈は、正しくは以下のとおりであることから、知らないし争う。

- ・ 技術基準規則18条第1項については、同規則の解釈によると、同規則18条「第1項に規定する「その破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥があつてはならない。」とは、「実用発電用原子炉及びその附属施設における破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥の解釈」（原規技発第1408063号（平成26年8月6日原子力規制委員会決定））（以下「亀裂その他の欠陥の解釈」という。）の規定に適合するものであること。」と定められている【乙59（51頁）、乙60（1,3頁）】。すなわち、「亀裂その他の欠陥の解釈」及びそこに引用されている維持規格等の規格などに則って配管の検査等を行うことが求められているのであり、定期検査において、同規則18条1項に適合していることが確認されるものであること。
- ・ 技術基準規則19条については、同規則の解釈によると、「1 「流体振動により損傷を受けないように施設しなければならない」とは、流

れの乱れ、渦、気泡等に起因する高サイクル疲労による損傷の発生防止を規定するものであり、以下の措置を講じること。」と定められており、以下の措置として、蒸気発生器伝熱管群の曲げ部については、日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版）（JSME S NC1-2005）」PVB-3600 又は「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 2012」PVB-3600 に、管に設置された円柱状構造物で耐圧機能を有するものについては、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針」（JSME S012）に、それぞれ規定する手法を適用することが定められている。また、同規則の解釈によると、「2 「温度差のある流体の混合等により生ずる温度変動により損傷を受けないように施設しなければならない」とは、日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針」（JSME S017）に規定する手法を適用し、損傷の発生防止措置を講じることが定められている。さらに、同規則の解釈によると、「3 配管内円柱状構造物の流力振動及び配管の高サイクル熱疲労については、一次冷却材が循環する施設として、原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（BWR）及び化学体積制御系、余熱除去系（PWR）を含めて措置を講じること。」が定められている【乙 59（52～53頁）】。すなわち、技術基準規則の解釈に定められている規格に基づき施設を行うことが求められているのであり、工事計画及び使用前検査において、技術基準規則 19 条に適合していることが確認されるものであること。

(2) 「第 2 技術基準規則 18 条 1 項違反」に対する認否

ア 「1 対象たる配管とそれに対する規制基準」に対する認否

(1) 文（原告ら準備書面 12・3 頁 20～25 行目）は、法令に関する内容であり、概ね認める。

(2) 文（原告ら準備書面 12・3 頁 26 行目～6 頁 1 行目）は、法令及び法令に基づく余剰抽出水系統取出配管のクラス区分に関する内容であり、概ね認める。

イ 「2 玄海2号機で発生した事態の確認」に対する認否

「(1) 技術基準規則18条1項違反の具体的な内容」は、玄海2号機のひび割れ事象の説明であり、認める。

「(2) 被告の主張のその問題点」のうち、被告準備書面7に関する内容（原告ら準備書面12・6頁15～25行目）は、概ね認める。

その余（原告ら準備書面12・6頁26行目～7頁7行目）は、本書面等で述べた以下の理由により、争う。

- ・ 玄海2号機のひび割れ事象については、関連法令に従い、事象発見後直ちに報告を行うとともに、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合するよう当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を行い、省令62号9条の2に適合していることを確認していること（本書面・33～35頁）。
- ・ 玄海2号機のひび割れ事象の原因である高サイクル熱疲労割れについては、恒久的な再発防止策として、日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針（JSME S 017）」の制定や、省令62号第6条の改正等が行われており、現在は設計段階で防止できること（被告準備書面9・7～8頁）。
- ・ 本件原子力発電所における配管については、省令62号9条の2（現在の技術基準規則18条1項）に適合していることを確認しているところ、万一の配管破断事故に対する安全確保対策を講じているのは、事故時等において原子炉を安全に停止し、炉心を冷却するため、すなわち事故等の拡大を防止し、周辺環境への放射性物質の異常な放出を防止するためであること（本書面・26～31頁）。

ウ 「3 被告の義務の内容」に対する認否

「(1) 被告の姿勢の根本的問題点」は、本書面等で述べた以下の理由により、知らないし争う。

- ・ 玄海2号機のひび割れ事象については、関連法令に従い、事象発見後直ちに報告を行うとともに、省令62号9条の2（現在の技術基準規

則 18 条 1 項) に適合するよう当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を行い、省令 62 号 9 条の 2 に適合していることを確認していること(本書面・33~35 頁)。

- ・ 玄海 2 号機のひび割れ事象の原因である高サイクル熱疲労割れについては、恒久的な再発防止策として、日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針 (JSME S 017)」の制定や、省令 62 号第 6 条の改正等が行われており、現在は設計段階で防止できること(被告準備書面 9・7~8 頁)。
- ・ 本件原子力発電所における運転開始後の配管の健全性確保に向けた取組みについては、国の技術基準規則の解釈等に記載されている維持規格及び減肉管理規格等に準拠して保全計画等を策定し、その結果については、定期事業者検査及び定期検査において、技術基準規則に適合していることを確認していること(本書面・5~25 頁)。
- ・ 本件原子力発電所における配管に関するひび割れ等については、これまでの定期検査において、玄海 2 号機のひび割れ事象以外、発見されていないこと(本書面・23~24 頁)。

「(2)「欠陥の解釈」」のうち、法令に関する内容(原告準備書面 12・7 頁 20 行目~8 頁 3 行目)は、概ね認める。

その余(原告準備書面 12・8 頁 5~6 行目)は、被告準備書面 7・24~35 頁において概略述べており、争う。また、本件原子力発電所における運転開始後の配管の健全性確保に向けた取組みについては、本書面・5~25 頁で詳述したとおりである。

「(3) 被告の義務」は、本書面で述べた以下の理由により、知らないし争う。

- ・ 本件原子力発電所における運転開始後の配管の健全性確保に向けた取組みについては、国の技術基準規則の解釈等に記載されている維持規格及び減肉管理規格等に準拠して保全計画等を策定し、その結果に

については、定期事業者検査及び定期検査において、技術基準規則に適合していることを確認していること（本書面・5～25頁）。

(3) 「第3 技術基準規則19条違反」に対する認否

ア 「(1) 技術基準規則19条の規定」に対する認否

法令に関する内容であり、認める。

イ 「(2) 違反の内容（損傷の存在）」に対する認否

玄海2号機のひび割れ事象の内容（原告ら準備書面12・8頁24行目～9頁6行目）は、認める。ただし、甲60の2には「評価したところ当該配管は技術基準を満足していないことが判明した」との記述があるが、その技術基準とは、高サイクル熱疲労に関する損傷の防止に関する「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令」6条をさしており、これは現行の技術基準規則19条に相当している（原告ら準備書面12・9頁2～6行目）とする点は、省令62号6条（現在の技術基準規則19条）が、そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないことから、争う。

その余（原告ら準備書面12・9頁7～9行目）のうち、玄海2号機のひび割れ事象の原因が、技術基準規則19条に記載されている「温度差のある流体の混合その他の一次冷却材または二次冷却材の挙動により生ずる温度変動による」ものであることは認める。ただし、省令62号6条（現在の技術基準規則19条）が、そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないことから、玄海2号機のひび割れ事象については省令62号6条に違反するものではない。

ウ 「(3) 被告の過ち（施設をしなかったこと）」に対する認否

余剰抽出系配管が一次冷却系に係る管であること及び技術基準規則19条の内容（原告ら準備書面12・9頁11～13行目）については、認める。

被告は、玄海2号機ひび割れ事象発見時にいたるまで技術基準規則19条で求められる施設をすることを怠ったもの（原告ら準備書面12・9頁13～17行目）とする点は、省令62号6条（現在の技術基準規則19条）が、

そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないこと、及び被告は玄海2号機において、省令62号6条に規定されている規格に基づき設計・施工（工事）を行い、それを工事計画及び使用前検査において省令62号6条に適合していることを確認していることから、争う。

エ 「(4) 損傷が長期間発見されず放置されたこと」に対する認否

玄海2号機のひび割れ事象に関して、玄海2号機の第20回定期検査（平成18年11月14日～平成19年4月19日）の際、他社トラブル等を踏まえ、念のため複数の配管について超音波探傷検査を実施したところ発見した（原告ら準備書面12・9頁21～24行目）とする点は、認める。

その余（原告ら準備書面12・9頁19～21行目及び同9頁24行目～10頁1行目）は、本書面等で述べた以下の理由により、知らないし争う。

- ・ 技術基準規則19条（当時は省令62号6条）が、そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないこと（本書面・35～37頁）。
- ・ 「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和53年12月28日通商産業省令77号）」19条の17（事故故障等の報告、現在は134条）において、本書面・34頁で述べた事例については、主務大臣等（現在は原子力規制委員会）に報告しなければならないと定められており、こうした事故事例等については、一般社団法人日本電気協会「原子力発電所の保守管理規程（JEAC4209-2007）」において、保全計画の策定にあたり考慮することとされていること（被告準備書面4・4頁）。
- ・ 玄海2号機のひび割れ事象の原因である高サイクル熱疲労割れについては、恒久的な再発防止策として、日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針（JSME S 017）」の制定や、省令62号6条の改正等が行われており、現在は設計段階で防止できること（被告準備書面9・7～8頁）。

オ 「(5) 被告の義務」に対する認否

本書面等で述べた以下の理由により、知らないし争う。

- ・ 省令 62 号 6 条（現在の技術基準規則 19 条）が、そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないこと（本書面・35~37 頁）。
- ・ 玄海 2 号機のひび割れ事象の原因である高サイクル熱疲労割れについては、恒久的な再発防止策として、日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針（JSME S 017）」の制定や、省令 62 号第 6 条の改正等が行われており、現在は設計段階で防止できること（被告準備書面 9・7~8 頁）。

2 求釈明に対する回答

- (1) 本件ひび割れについて技術基準に違反しているという事実は認めるのか否か明らかにされたい。

(回答)

本書面「第 4 玄海 2 号機の余剰抽出配管に係るひび割れ事象の法令上の取扱いと被告の対応について」で述べたとおり、玄海 2 号機のひび割れ事象については、発見時点において一時的に省令 62 号 9 条の 2（現在の技術基準規則 18 条 1 項）に適合していない状況にあったが、関連法令に従い、事象発見後直ちに報告を行うとともに、省令 62 号 9 条の 2 に適合するよう設計の見直し、当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を実施し、省令 62 号 9 条の 2 に適合していることを確認している。

- (2) 被告が実施している点検保全、定期事業者検査、国の定期検査は、この第 20 回定期検査の前年には全て実行されていたのか否か明らかにされたい。

(回答)

「保全」とは、原子力発電所の運転に関わる設備の機能を確認、維持又は向上させるために被告が行う活動であり、運転中の監視、パトロール、停止時の様々な点検等が該当する。「定期事業者検査」とは原子炉等規制法に基づき被告が定期的に行う検査であり、技術基準規則に適合していることを確認するために行うものである。また「定期検査」とは原子炉等規制法に基づき行われるもの（正式には「施設定期検査」という）であり、被告が実施する「定期事業者検査」のうち特に重要度が高いものについて国の検査官である原子力施設検査官が立ち会い又は定期事業者検査の記録を確認することにより行う検査を指すものである。

このように「保全」は、運転中、停止中に関わらず通年を通して行う活動であり、また定期事業者検査（一部、運転中に実施）及び定期検査については、発電所を停止して行うものである。したがって、原告が主張する「第 20 回定期検査（平成 18 年 11 月 14 日から実施）の前年」に該当するものとしては、通年実施する保全のほか、前年に実施している第 19 回定期検査³¹が該当する。

これらの保全、定期事業者検査及び定期検査は関連法令、社内規定等に基づき適切に実施しており、玄海 2 号機第 19 回定期検査は、平成 17 年 10 月 18 日、国の検査に合格し、玄海 2 号機は通常運転に復帰している。

なお、余剰抽出配管のうち、玄海 2 号機第 20 回定期検査でひび割れを発見した箇所に関しては、同第 19 回定期検査において漏えい検査を実施しているが、漏えいは確認されていない。

(3) 本件 2 号機の配管のひび割れについては超音波探傷検査で発見されたというが、定期検査は超音波探傷検査を行うのか。もし行うとすれば、どのような配管のどの部位を検査しているのか明らかにされたい。

³¹ 第 19 回定期検査：平成 17 年 7 月 16 日から開始し、同年 9 月 23 日に並列（発電開始）、同年 10 月 18 日に国の検査に合格し営業運転を開始。

(回答)

玄海 2 号機のひび割れ事象の発見に至った超音波探傷検査については、被告準備書面 9 「第 2 1 発見に至った経緯及びひび割れの原因」で述べたとおり、当該部については他社トラブル等を踏まえ、念のため超音波探傷検査を行ったところひび割れ事象を発見したものであり、当該部については通常、定期事業者検査において超音波探傷検査は実施していない。

被告が通常、定期事業者検査で行っている超音波探傷検査の具体的な対象部位については、本書面「第 2 原子力発電所における配管の健全性確保に向けた取り組み」の表 3 (11 頁) に示したとおりである。

余剰抽出配管のうち、クラス 1 に区分される余剰抽出配管の溶接部については「浸透探傷検査」を、溶接部以外の耐圧部分については「漏えい検査」をそれぞれ「供用期間中検査 10 年計画表」に従い実施している³²。

「浸透探傷検査」は、定点サンプリング方式を採用しており、全検査対象箇所の 25% を定点として選定し、各定点について 10 年間に 1 回の頻度で検査を実施している。玄海 2 号機については第 18 回定期検査(平成 16 年 3 月 14 日～平成 16 年 6 月 17 日)で、玄海 3 号機については第 10 回定期検査(平成 18 年 12 月 17 日～平成 19 年 4 月 11 日)で、玄海 4 号機については第 9 回定期検査(平成 21 年 5 月 15 日～平成 21 年 8 月 7 日)でそれぞれ実施し、異常のないことを確認している。

「漏えい検査」は、クラス 1 配管の場合、定期検査の都度実施しており、玄海 2 号機については第 22 回定期検査(平成 21 年 9 月 12 日～平成 22 年 1 月 8 日)で、玄海 3 号機については第 12 回定期検査(平成 21 年 8 月 30 日～平成 21 年 12 月 2 日)で、玄海 4 号機については第 10 回定期検査(平成 22 年 9 月 4 日～平成 22 年 11 月 26 日)でそれぞれ実施し、異常のないことを確認している。

³² その他の余剰抽出配管はクラス 3 配管に区分されるが、維持規格の点検範囲(10 頁表 3)にあたらないため、「目視検査」及び「漏えい検査」は行っていない。なお、被告は、当該クラス 3 配管の健全性確認のため、「目視検査」と同等の検査である「外観検査」を行っている。

(4) 検査においてどのようにして「ひび割れ」「亀裂」を発見しているのか、その方策、方法と発見できた実績を明らかにされたい。

(回答)

本書面「第2 原子力発電所における配管の健全性確保に向けた取り組み」で述べたとおり、配管については設計・施工時においてトラブルの未然防止の観点から技術基準規則に定められた様々な民間規格に適合するよう、材料の選定や設計を行うとともに、運転開始後においては関連法令、民間規格及び社内規定に基づき、点検、補修、取替及び改造といった保全、定期事業検査、定期検査を行うことで「ひび割れ」等の異常がないことを確認するとともに、技術基準規則への適合性を確認している。

これまでの配管に係る検査の結果、「ひび割れ」等の異常に關しては、玄海2号機の第20回定期検査で発見したひび割れ事象以外には、本件原子力発電所において「ひび割れ」等の発生が認められたことはなく、配管が健全であることを確認している。

ちなみに、配管に発生しうる経年劣化事象（「ひび割れ」等）は、前述のとおり、ステンレス鋼や炭素鋼といった配管の材料と1次冷却材や2次冷却材といった配管の内包流体などとの組み合わせや、配管の構造（直管部か、曲がり部か、溶接部か）などから、様々な原因が考えられるところ、火力発電所や原子力発電所における長期にわたる運転実績から、配管ルートを設計する際に考慮することによりその発生を防止することができるもの（原因が応力腐食割れや高サイクル熱疲労等によるひび割れ事象等）については設計段階で防止することとし、主に設計によって発生を防止できないもの（原因が減肉事象等によるひび割れ事象等）について、保全プログラムに基づく保全を行っている。玄海2号機のひび割れ事象のように、様々な知見や過去のトラブル事例等を踏まえても具体的に想定できないような事象が今後発生する可能性について、全くないとは言い切れないが、前述のとおり、長年の火力発電所や原子力発電所における運転実績及び様々なトラブル実績を踏まえて、配管の健全性確保を行っており、このような未知の事象が発生するような具体的な危険性はないと考えられる。ま

た、玄海2号機のひび割れ事象など、万一配管において小規模漏えいや破断が生じても、そもそも本件原子力発電所の安全性には全く問題がないことについては、前述のとおりである。

第6　まとめ

以上述べたとおり、被告は本件原子力発電所において、配管の健全性確保に向けた取り組みに万全を期している。そして、配管の破断等が生じること自体がまず考えられないところ、万一1次系配管の破断等発生時には炉心の著しい損傷を防止する対策として非常用炉心冷却設備(ECCS)等の安全確保対策を講じており、原告らの主張する重大事故に至る具体的危険性はない。また、原告らが「準備書面(12)」等において主張する点は、いずれも理由はない。

したがって、本件請求については速やかに棄却されたい。

以上