

高浜発電所1、2号炉 劣化状況評価 (低サイクル疲労)

平成27年9月18日
関西電力株式会社

目次

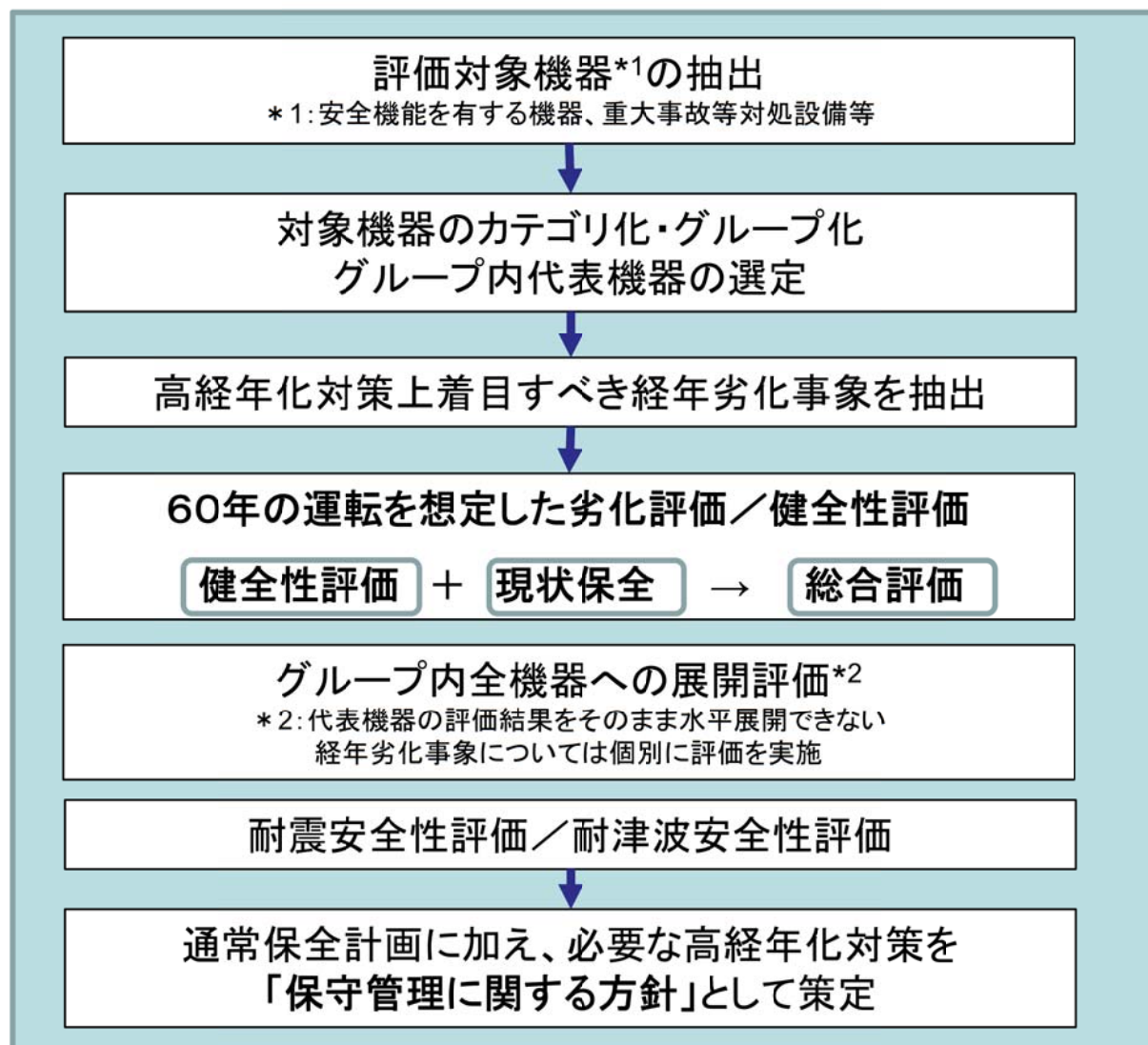
1.	低サイクル疲労に対する劣化状況評価の概要	2
2.	審査会合における代表機器の選定	4
3.	健全性評価	6
4.	現状保全	16
5.	総合評価	18
6.	高経年化への対応	18
7.	審査会合における代表機器以外の評価	19
8.	高浜発電所 2号炉の評価	22

1. 低サイクル疲労に対する劣化状況評価の概要(1/2)

1.1 劣化状況評価の流れ

劣化状況評価は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」第113条※等に基づき、以下の流れで実施。

※ 高経年化技術評価は、同規則第82条に基づく。

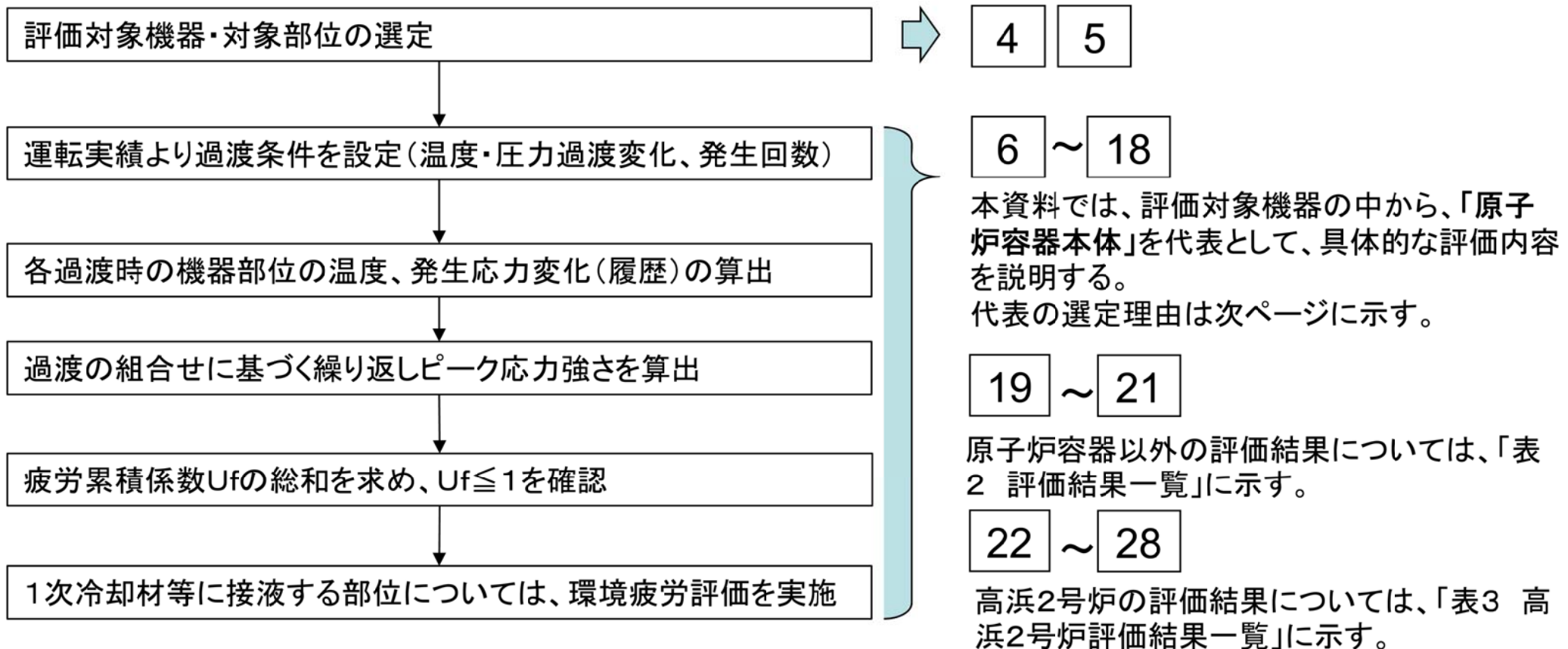


1.2 低サイクル疲労の健全性評価について

【低サイクル疲労】

プラントの起動・停止時等に受ける温度・圧力変化により、機器の構造不連続部等に局所的に大きな応力変動が生じ、それが供用期間中に繰り返された場合に、疲労割れ発生に至る可能性がある劣化事象

【低サイクル疲労評価の流れ】



なお、機械振動や流体振動等による高サイクル疲労、配管の高低温合流部における高サイクル熱疲労が懸念される部位については、別途、設計や保全活動に基づく評価を行っている。

2. 審査会合における代表機器の選定(1/2)

低サイクル疲労割れの評価対象機器、代表機器は以下のステップ1～ステップ3にて選定する。

ステップ1:低サイクル疲労割れに係る評価対象設備

低サイクル疲労評価では、プラントの起動・停止時等に温度・圧力変化の影響を受ける機器を評価対象として抽出している。抽出した設備は図1に示す原子炉容器の他、「表2 評価結果一覧」に示す機器である。

ステップ2:対象設備のグループ化および代表機器の選定

劣化状況評価書では、評価対象機器を構造(型式等)、使用環境(内部流体等)、材料に応じグループ化を行っており、設備の重要度(高い)、使用条件(温度、圧力が厳しい)等を考慮してグループ内代表機器を選定している。

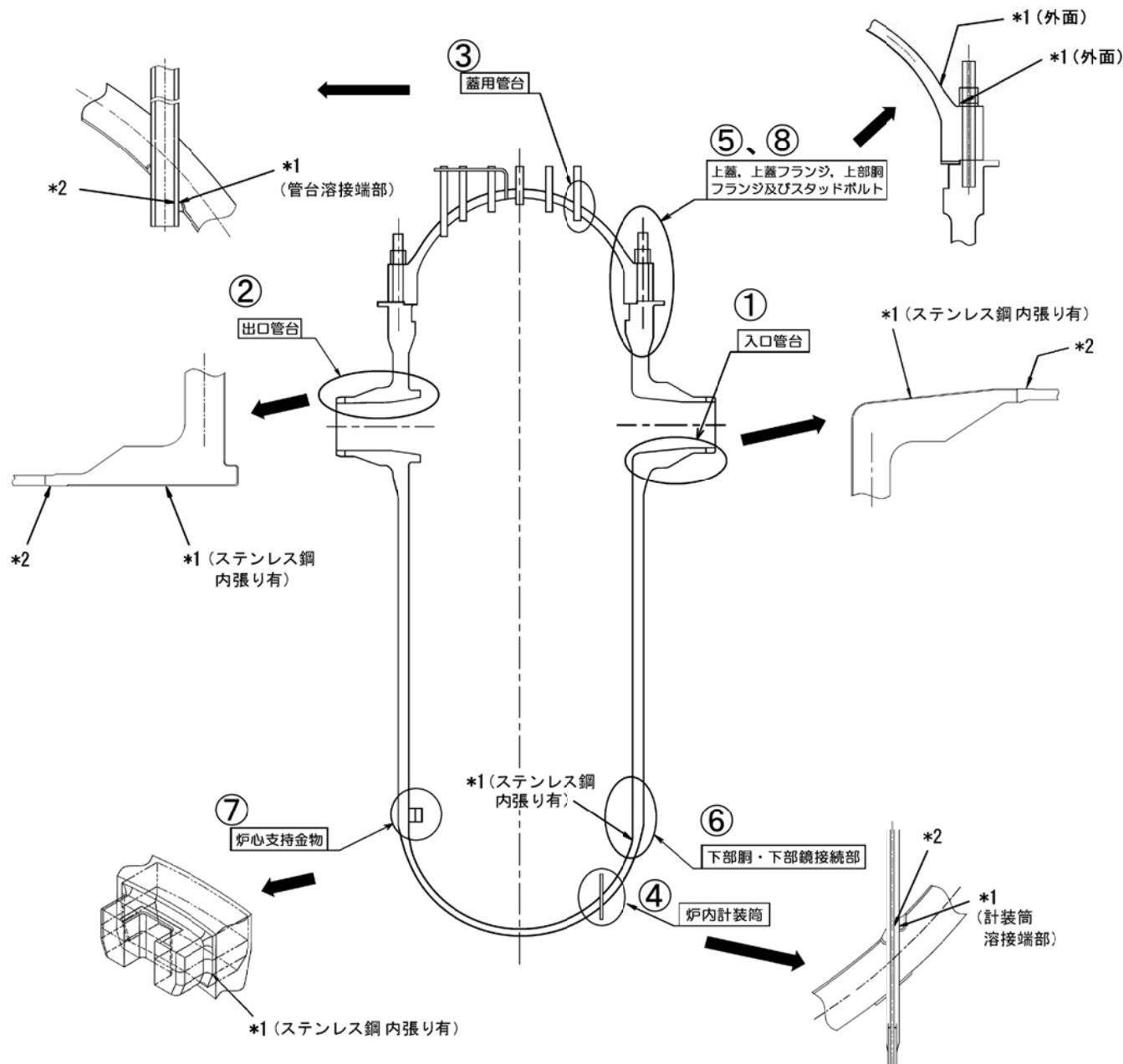
ステップ3:低サイクル疲労割れの審査会合における代表機器の選定

グループ内代表機器の中から、プラント安全上の重要性等の観点から審査会合における代表機器を選定する。

低サイクル疲労評価においては、プラント安全上の重要性を考慮し、1次冷却材バウンダリ機能上最も重要と考える「原子炉容器本体」を審査会合における代表機器として選定し、具体的な評価内容を説明する。なお、代表機器以外の評価結果についても「表2 評価結果一覧」に示す。

なお、低サイクル疲労の評価内容は高浜1、2号炉でほぼ同じであることから、以降は1号炉の評価を説明し、その後2号炉の評価の違いを述べることとする。

2. 審査会合における代表機器の選定(2/2)



評価部位

- | | |
|---|---------------------|
| ① | 冷却材入口管台 |
| ② | 冷却材出口管台 |
| ③ | 蓋用管台 |
| ④ | 炉内計装筒 |
| ⑤ | 上蓋、上蓋フランジおよび上部胴フランジ |
| ⑥ | 下部胴・下部鏡接続部 |
| ⑦ | 炉心支持金物 |
| ⑧ | スタッドボルト |

*1: 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位(最大) (非接液部の場合は () 内に理由を記載)

*2: 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位(最大) (接液部が対象)

図1 原子炉容器評価対象部位

3. 健全性評価(1/10)

3. 1 適用規格、評価条件

- ・ (社) 日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)
- ・ (社) 日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)

3. 2 熱過渡条件の設定

○過渡回数策定方針

延長しようとする期間を踏まえて、60年供用時の評価を実施する。各過渡条件の繰り返し回数は、基本的に運転実績に基づく過渡回数 (H22. 3. 31まで) を用いて以降も同様な運転を続けたと仮定して推定する。熱過渡回数の計算方法を以下に示す。

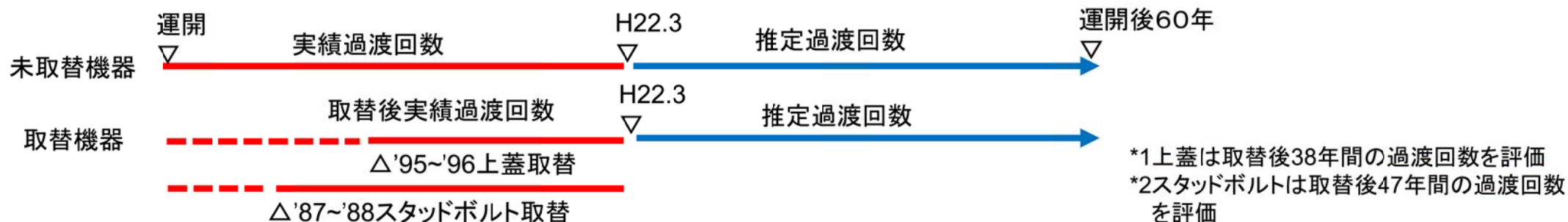
●未取替機器

$$\begin{aligned} 60年時点過渡回数 &= \text{実績過渡回数} + \text{推定過渡回数} \\ &= \text{実績過渡回数} + (\text{運開後実績過渡回数} / \text{運開後実績過渡回数調査時点までの年数}) \times \text{残年数} \end{aligned}$$

●取替機器 *1, *2

$$\begin{aligned} 60年時点過渡回数 &= \text{実績過渡回数} + \text{推定過渡回数} \\ &= \text{取替後実績過渡回数} + (\text{未取替機器の1年間当たり平均過渡回数}) \times \text{残年数} \end{aligned}$$

*1 : 原子炉容器上蓋、蓋用管台 *2 : スタッドボルト



3. 健全性評価(2/10)

○過渡回数策定方針特記事項

項目		内容
1	定常負荷運転時の変動	有意な変動は生じていないことから、カウントしない。
2	未経験過渡回数	電共研「応力解析手法の高度化」のデータを使用する。
3	5%/min負荷上昇、減少の平均回数	稼働率向上を考慮すると、 <input type="text"/> ため、負荷上昇、減少の平均回数は <input type="text"/> とする。
4	起動・停止 (温度上昇・下降率55.6°C/h)	過渡変化率は、評価上最も厳しい設計過渡条件としており、十分に保守的な値を設定した。
5	燃料交換	計算上は <input type="text"/> とする。
6	タービン回転試験	プラント建設時の機能試験に係わる過渡のため、今後は発生しない。
7	取替機器の実績過渡	原子炉容器上蓋は、第16回定検(1995年度～1996年度)の取替後、スタッドボルトは、第10回定検(1987年度～1988年度)の取替後、2009年度末までの実績過渡で評価。
8	取替機器の平均過渡回数	平均過渡回数は未取替機器と同様とする。
9	試運転の実績過渡回数	試運転過渡事象は、 <input type="text"/> には含まない。
10	評価用回数の余裕	実績回数の比較的多い次の過渡項目については、保守的に余裕を考慮した。 (起動、停止、負荷上昇(15%から100%出力)、負荷減少(100%から15%出力)、燃料交換、0%→15%への負荷上昇、15%→0%への負荷減少、1次系漏えい試験)

以上の過渡回数策定方針に基づき、未取替機器（上蓋、スタッドボルト以外）、上蓋、スタッドボルトの3種の過渡回数を設定する。

また、設定する過渡は運転状態Ⅰ（通常運転時の運転状態）、運転状態Ⅱ（供用期間中に予想される機器の単一故障等による通常運転状態からの逸脱状態）とする。

3. 健全性評価(3/10)

未取替機器の疲労評価に用いた過渡回数 (原子炉容器冷却材出入口管台等)

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	過渡回数特記事項	運転実績に基づく過渡回数	
		2009年度末時点	運転開始後60年時点の推定値
起動(温度上昇率55.6°C/h)	4,9,10	64	99
停止(温度下降率55.6°C/h)	4,9,10	64	99
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	3,9,10	387	710
負荷減少(負荷減少率5%/min)	3,9,10	364	687
90%から100%へのステップ状負荷上昇	2,9	4	5
100%から90%へのステップ状負荷減少	2,9	5	6
100%からの大きいステップ状負荷減少	2,9	3	4
定常負荷運転時の変動*1	1	—	—
燃料交換	5,9,10	27	55
0%から15%への負荷上昇	9,10	72	112
15%から0%への負荷減少	9,10	51	86
1ループ停止/1ループ起動			
Ⅰ)停 止	2	0	1
Ⅱ)起 動	2	0	1

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	過渡回数特記事項	運転実績に基づく過渡回数	
		2009年度末時点	運転開始後60年時点の推定値
負荷の喪失	2,9	3	4
外部電源喪失	9	2	5
1次冷却材流量の部分喪失	—	1	4
100%からの原子炉トリップ			
Ⅰ) 不注意な冷却を伴わないトリップ	9	9	12
Ⅱ) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	0	1
Ⅲ) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	0	1
1次冷却系の異常な減圧	2	0	1
制御棒クラスタの落下	9	3	6
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	2	0	1
タービン回転試験	6	10	10
1次系漏えい試験	9,10	65	105

*1：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

3. 健全性評価(4/10)

取替機器（原子炉容器上蓋、蓋用管台）の疲労評価に用いた過渡回数

運転状態Ⅰ

過渡項目	過渡回数特記事項*2	運転実績に基づく過渡回数	
		2009年度末時点*3	運転開始後60年時点の推定値*4
起動(温度上昇率55.6°C/h)	4,9,10	14	48
停止(温度下降率55.6°C/h)	4,9,10	13	48
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	3,10	143	466
負荷減少(負荷減少率5%/min)	3,10	141	464
90%から100%へのステップ状負荷上昇	2	0	1
100%から90%へのステップ状負荷減少	2	0	1
100%からの大きいステップ状負荷減少	2	0	1
定常負荷運転時の変動*1	1	—	—
燃料交換	5,10	10	38
0%から15%への負荷上昇	10	14	54
15%から0%への負荷減少	10	12	47
1ループ停止/1ループ起動			
Ⅰ)停止	2	0	1
Ⅱ)起動	2	0	1

運転状態Ⅱ

過渡項目	過渡回数特記事項*2	運転実績に基づく過渡回数	
		2009年度末時点*3	運転開始後60年時点の推定値*4
負荷の喪失	2	0	1
外部電源喪失	—	0	3
1次冷却材流量の部分喪失	—	0	3
100%からの原子炉トリップ			
Ⅰ) 不注意な冷却を伴わないトリップ	—	1	4
Ⅱ) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	0	1
Ⅲ) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	0	1
1次冷却系の異常な減圧	2	0	1
制御棒クラスタの落下	—	0	3
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	2	0	1
タービン回転試験	6	0	0
1次系漏えい試験	10	13	53

*1：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

*2：過渡回数特記事項7, 8は記載省略

*3：第16回定期検査時（1995年度～1996年度）に上蓋取替を実施したため、取替後2009年度末時点までの運転実績。

*4：運転開始後22年時点での上蓋取替に伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、上蓋取替からプラント運転開始後60時点までの年数である38年間の過渡回数とした。

3. 健全性評価(5/10)

原子炉容器スタッドボルトの疲労評価に用いた過渡回数

運転状態 I

過 渡 項 目	過渡回数特記事項*2	運転実績に基づく過渡回数	
		2009年度末時点*3	運転開始後60年時点の推定値*4
起動(温度上昇率55.6°C/h)	4,9,10	24	59
停止(温度下降率55.6°C/h)	4,9,10	23	59
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	3,10	215	538
負荷減少(負荷減少率5%/min)	3,10	212	535
90%から100%へのステップ状負荷上昇	2	0	1
100%から90%へのステップ状負荷減少	2	0	1
100%からの大きいステップ状負荷減少	2	0	1
定常負荷運転時の変動*1	1	—	—
燃料交換	5,10	17	45
0%から15%への負荷上昇	10	23	63
15%から0%への負荷減少	10	20	55
1ループ停止/1ループ起動			
I) 停 止	2	0	1
II) 起 動	2	0	1

運転状態 II

過 渡 項 目	過渡回数特記事項*2	運転実績に基づく過渡回数	
		2009年度末時点*3	運転開始後60年時点の推定値*4
負荷の喪失	2	0	1
外部電源喪失	—	0	3
1次冷却材流量の部分喪失	—	0	3
100%からの原子炉トリップ			
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	—	2	5
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	0	1
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	0	1
1次冷却系の異常な減圧	2	0	1
制御棒クラスタの落下	—	0	3
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	2	0	1
タービン回転試験	6	0	0
1次系漏えい試験	10	24	64

*1: 設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

*2: 過渡回数特記事項7, 8は記載省略

*3: 第10回定期検査時(1987年度~1988年度)にスタッドボルト取替を実施したため、取替後2009年度末時点までの運転実績。

*4: 運転開始後13年時点でのスタッドボルト取替に伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、スタッドボルト取替からプラント運転開始後60時点までの年数である47年間の過渡回数とした。

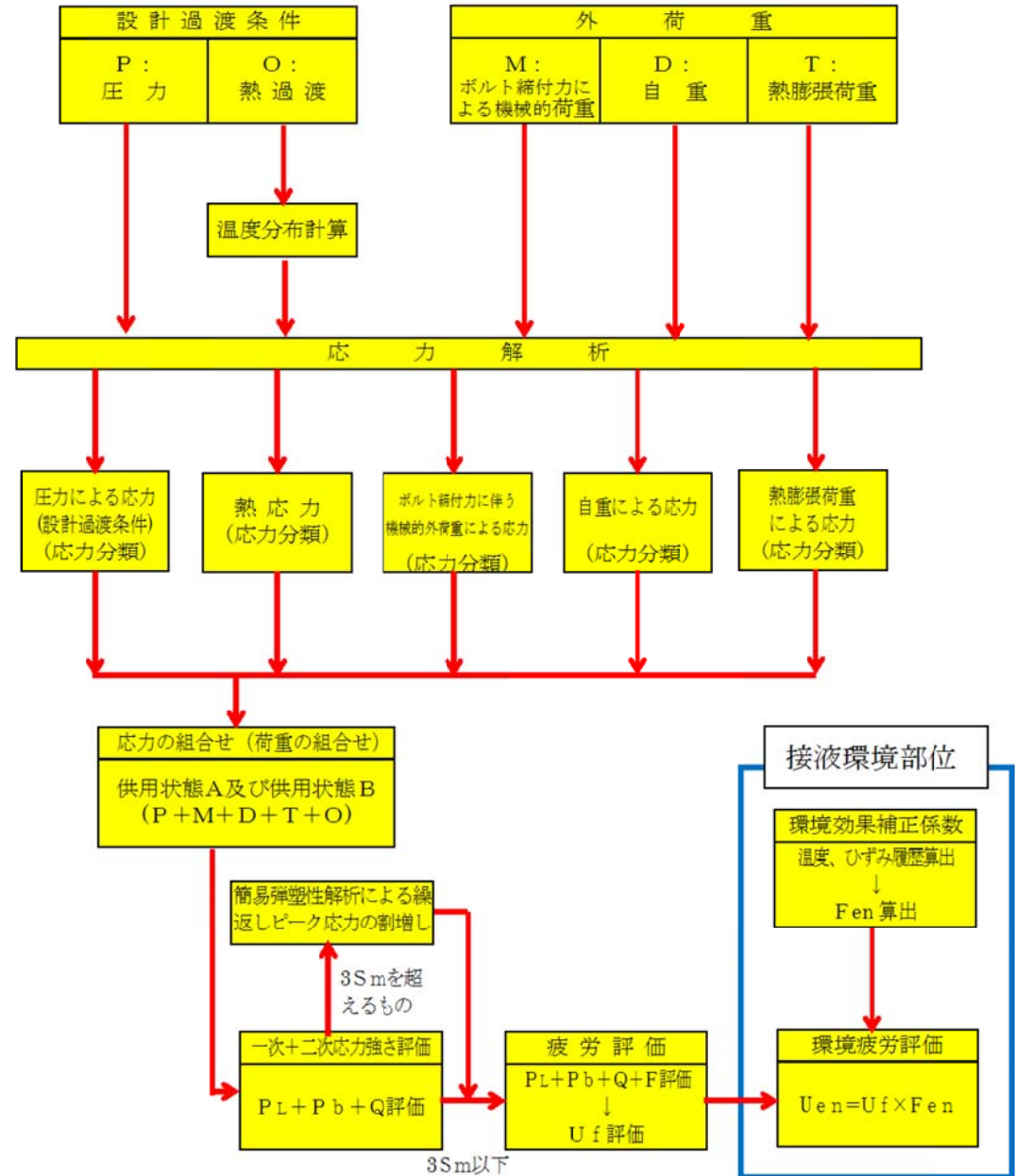
3. 健全性評価(6/10)

3. 3 応力解析、疲労累積係数算出

原子炉容器各部位(スタッドボルト除く)の健全性評価は、設計・建設規格(クラス1容器)の規定に従い、大気環境中の疲労評価を行う。

供用状態A、B(運転状態I、II)の過渡条件に対し、P(圧力)、O(熱過渡荷重)、M(機械的荷重)、D(自重)、T(熱膨張荷重)の各荷重を考慮して、応力解析を行い、過渡条件の組合せを考慮して疲労累積係数(Uf)を算出する。

接液部に対しては、環境疲労評価手法に従い、Fen(環境効果補正係数)を算出し、環境効果を考慮した疲労累積係数(Uen)を算出する。

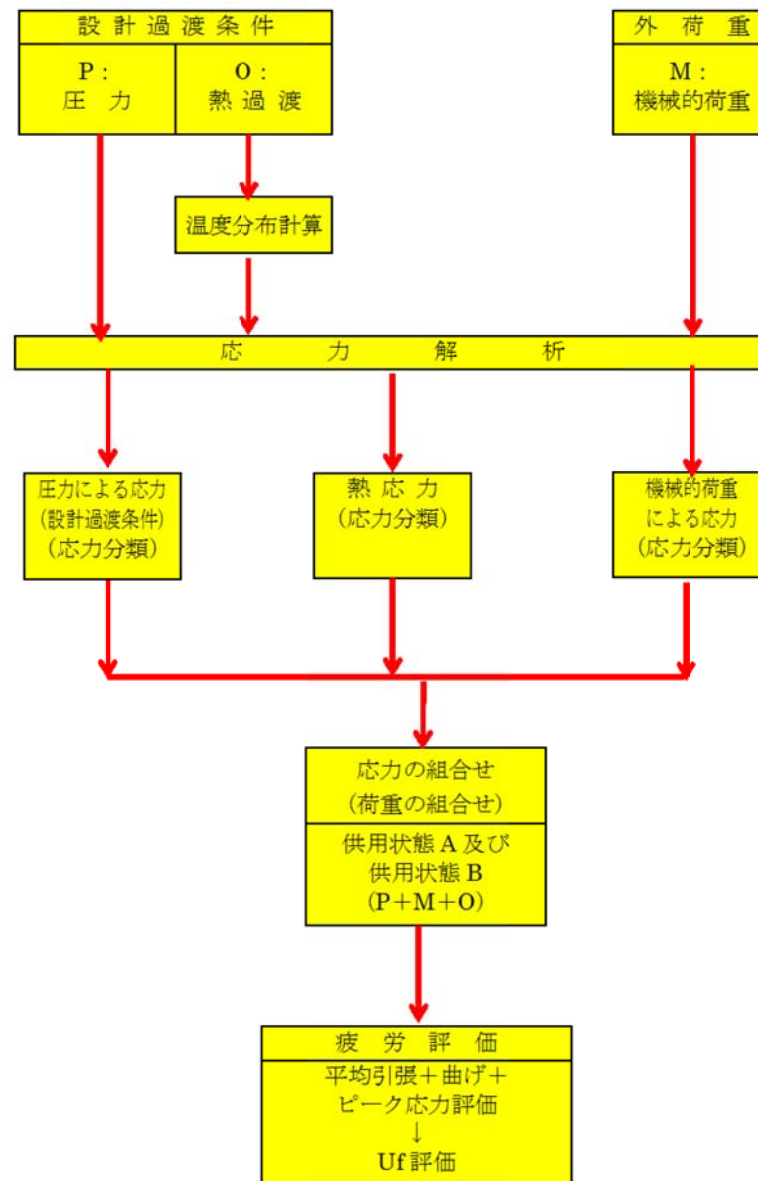


疲労評価の解析の流れ(スタッドボルト以外)

3. 健全性評価(7/10)

スタッドボルトの健全性評価は、設計・建設規格(クラス1容器)の規定に従い、疲労評価を行う。

供用状態A、B(運転状態 I、II)の過渡条件に対して、P(圧力)、O(熱過渡荷重)、M(機械的荷重)の各荷重を考慮して、応力解析を行い、過渡条件の組合せを考慮して疲労累積係数(Uf)を算出する。



疲労評価の解析の流れ(スタッドボルト)

3. 健全性評価(8/10)

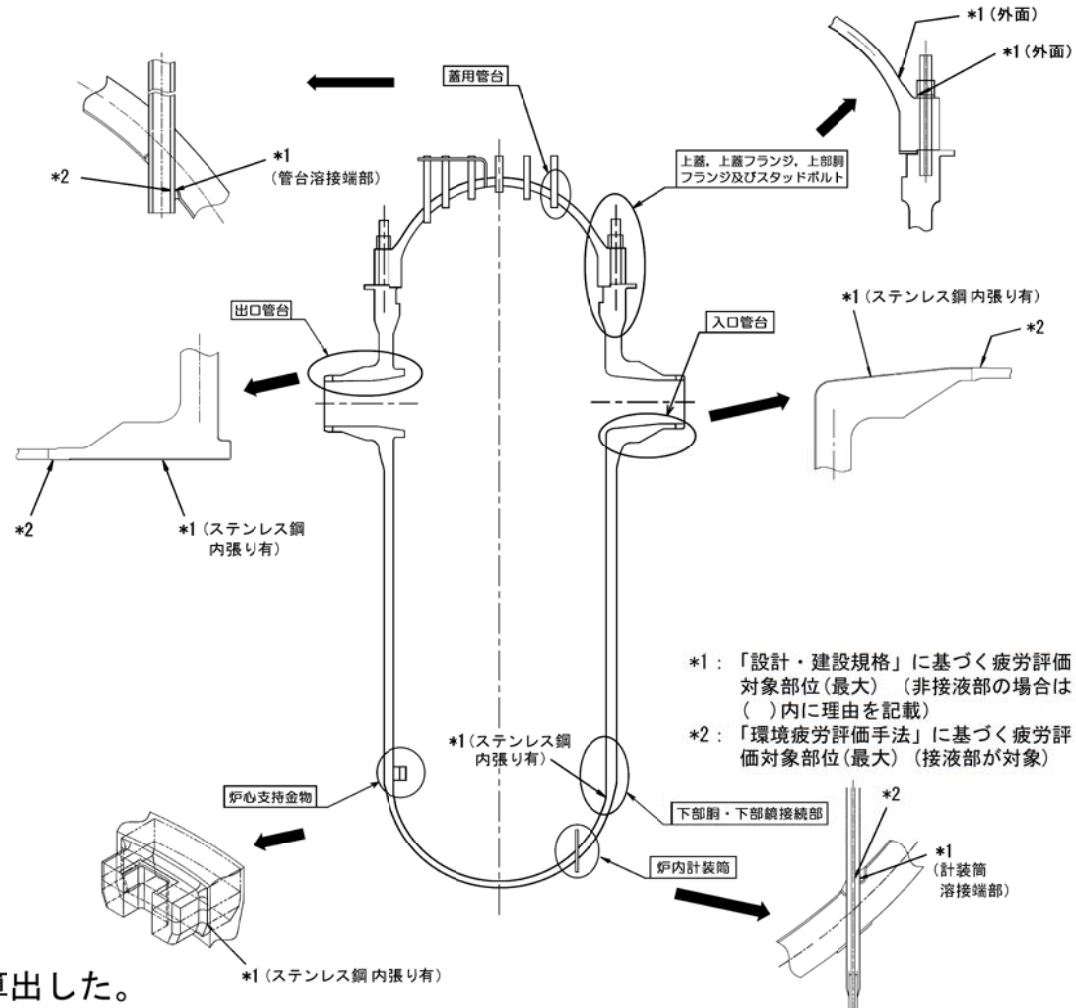
3. 4 評価結果

設計・建設規格に基づき、大気中環境での疲労評価を行った結果、疲労累積係数(Uf)が許容値以下(Uf ≤ 1)となることを確認した。

さらに、接液環境にある評価点について環境疲労評価手法に基づき、接液環境を考慮した疲労評価を行った結果、疲労累積係数が許容値以下(Uen ≤ 1)となることを確認した。

(原子炉容器本体の評価結果を以下に示す。)

評価対象部位	疲労累積係数※3 (許容値:1以下)	
	設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
冷却材入口管台	0.054	0.001※4
冷却材出口管台	0.065	0.001※4
蓋用管台※1	0.129	0.002※4
炉内計装筒	0.188	0.013※4
上蓋※1、上蓋フランジ※1 および上部胴フランジ	0.013	—※5
下部胴・下部鏡接続部	0.005	—※5
炉心支持金物	0.009	0.000※4,6
スタッドボルト※2	0.334	—※5



※1：原子炉容器上蓋を取替えているため、38年間の過渡回数を基に算出した。

※2：取替えを実施したため、47年間の過渡回数を基に算出した。

※3：設計建設規格によるUf、環境疲労評価手法によるUenともに部位毎の最大値を示す。

※4：炉水環境にあり、かつ疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

※5：非接液部

※6：発生応力は疲労限以下である。

3. 健全性評価(9/10)

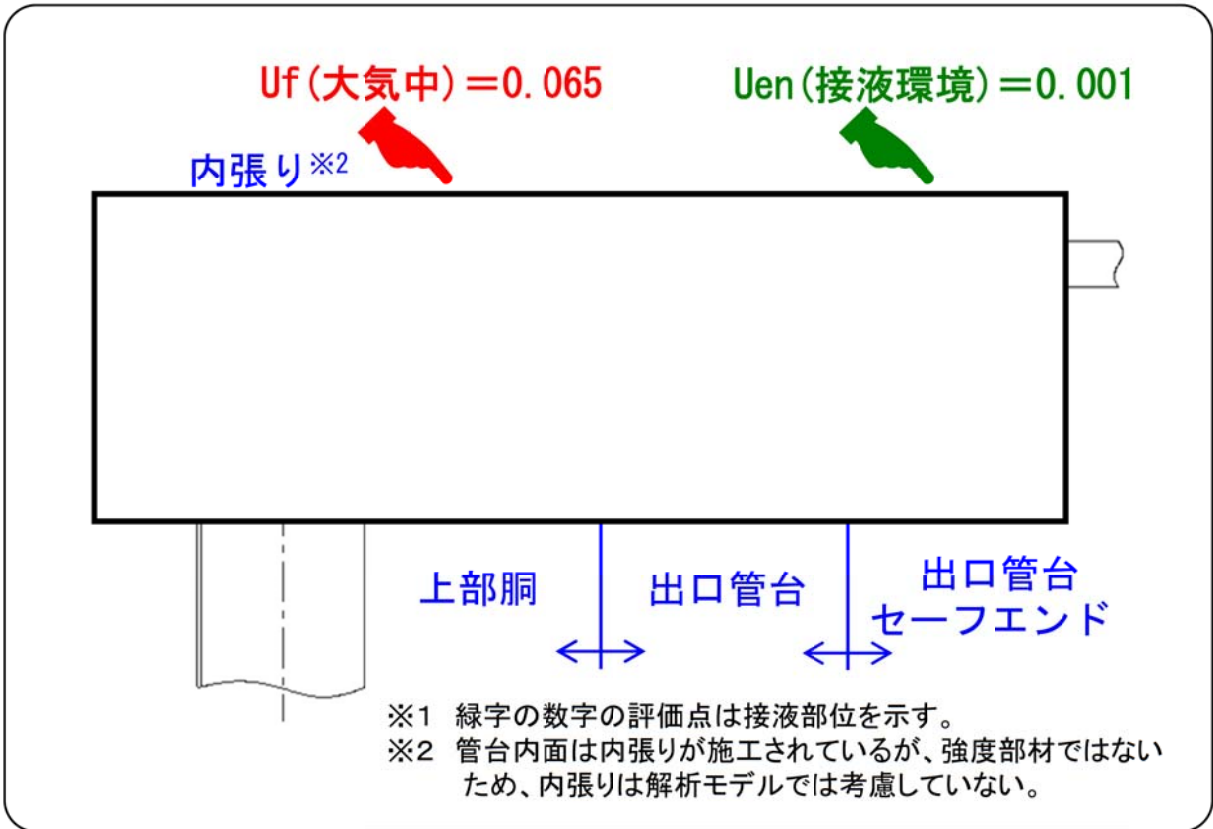
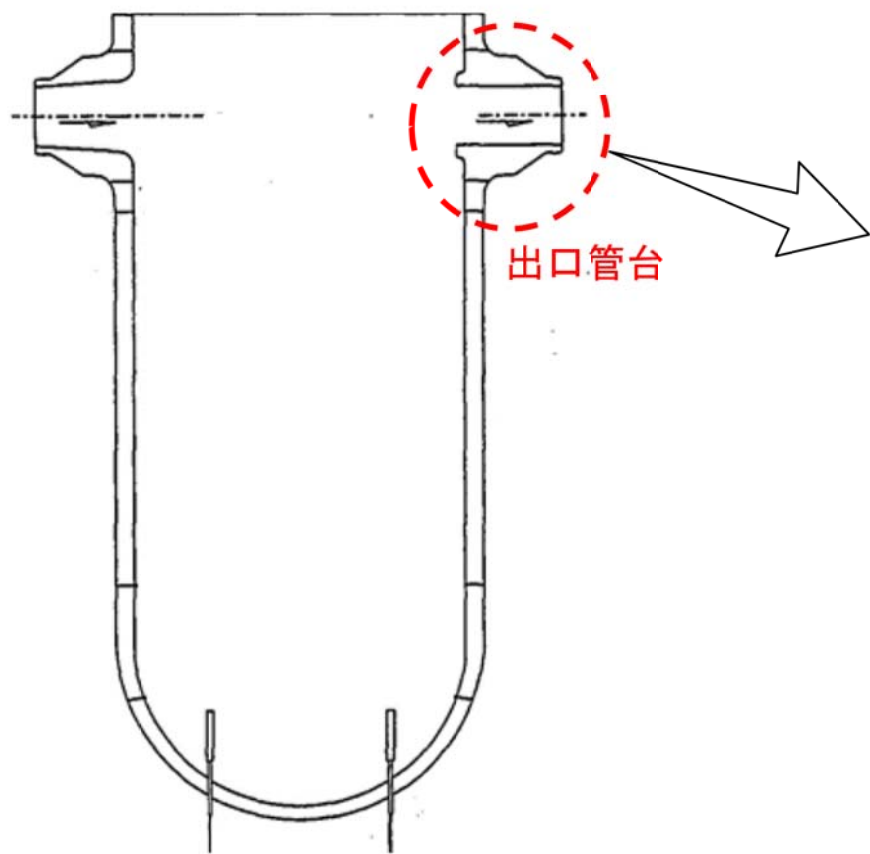
原子炉容器の各評価部位のうち、大気中及び接液環境における評価が必要となる部位であって、評価点数が多く、使用温度が高い出口管台について、詳しく評価結果を説明する。

＜出口管台の評価結果＞

「(社)日本機械学会 設計・建設規格(JSME S NC1-2005/2007)」に基づき、評価点①～⑭について大気中環境での疲労評価を行った結果、全ての評価点において疲労累積係数(Uf)が許容値以下($Uf \leq 1$)となることを確認した。

内面のノズルコーナ部周辺のUfが相対的に大きくUf = 程度となった。(最大は評価点⑨でUf=0.065)

さらに、接液環境となる評価点①、③のうち、大気中環境でのUfが最大であった**評価点①**について「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法(JSME S NF1-2009)」に基づき、接液環境を考慮した疲労評価を行った結果、 $U_{en} = 0.001$ となり、許容値以下であることを確認した。



 内は商業機密に属しますので公開できません

3. 健全性評価(10/10)

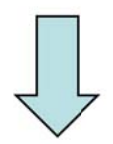
3. 5 特別点検を踏まえた劣化状況評価

3. 5. 1 点検内容

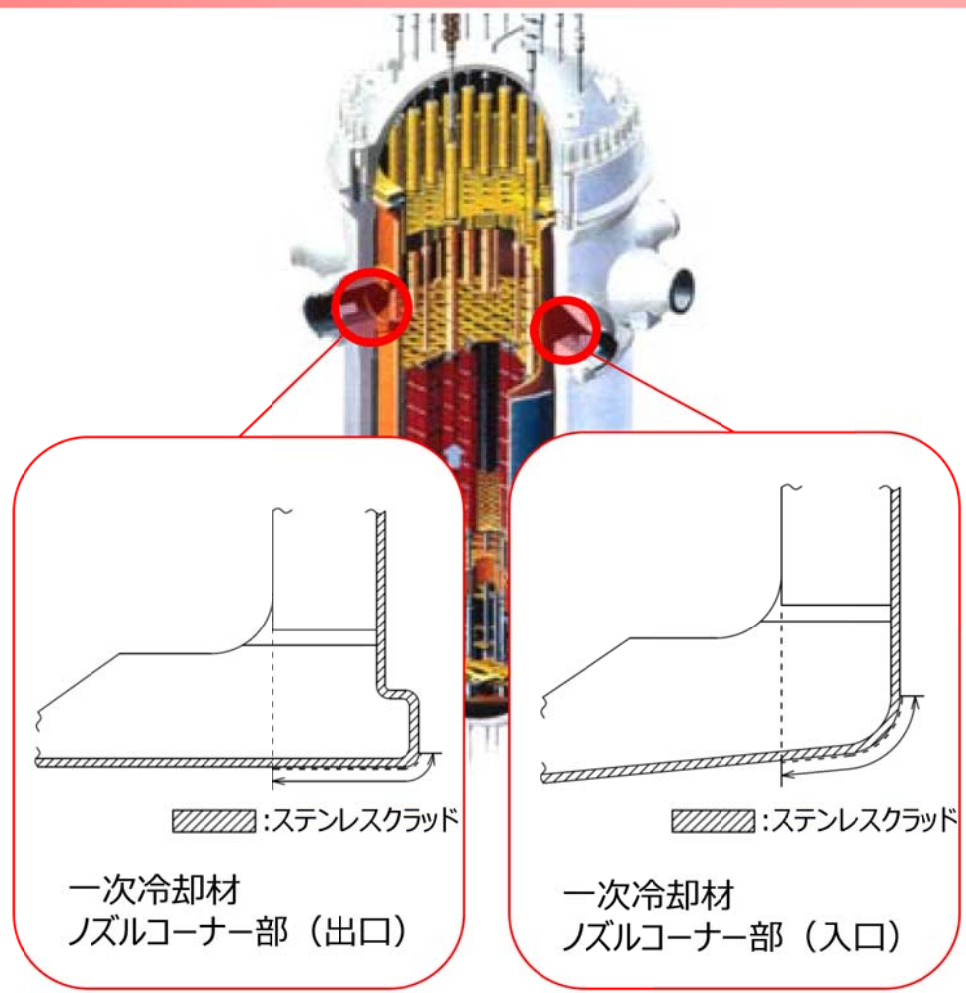
運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、比較的疲労累積係数の高い原子炉容器出入口管台(合計6箇所)のノズルコーナー部に対して渦流探傷検査を実施した。

3. 5. 2 点検結果

1mm程度の欠陥が十分検出可能な渦流探傷試験により確認した結果、有意な欠陥は認められなかった。



この結果より、内張り(ステンレスクラッド)に疲労割れ等の有意な経年劣化は発生しておらず、母材部はステンレスクラッドにより適切に保護されていることが確認できた。



ノズルコーナー部探傷時は、ECT用の先端工具に取替

4. 現状保全(1/2)

4. 現状保全

○原子炉容器本体の評価対象部位における疲労割れに対する保全は、「日本機械学会 発電用原子力設備規格 維持規格 (JSME S NA1-2008)」に従った検査プログラム、試験方法及び試験範囲で供用期間中検査として超音波探傷検査、浸透探傷検査、目視検査 (VT-1, VT-3) 及び漏えい試験 (VT-2) により健全性を確認している。

(原子炉容器本体の供用期間中検査の内容を表 1 に示す。)

○原子炉容器本体内面の内張りについては、下部炉心構造物吊り出し時の目視検査 (VT-3) により、容器内表面に対して内張りのはがれ、変形、発錆等、目視で確認可能な異常のないことを確認している。

○高経年化技術評価にあわせて、実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

4. 現状保全(2/2)

表1 原子炉容器本体の供用期間中検査の内容

部 位	検 査 部 位	検査内容	検査範囲 / 頻度
冷却材入口管台	内面コーナー、胴との溶接部	超音波探傷検査	
	セーフエンドとの溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査	
冷却材出口管台	内面コーナー、胴との溶接部	超音波探傷検査	
	セーフエンドとの溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査	
蓋用管台	制御棒駆動装置ハウジングとの溶接部	浸透探傷検査	
炉内計装筒	下部鏡の貫通部	ベアメタル検査	
上蓋および上部胴フランジ	溶接部	超音波探傷検査	
下部胴・下部鏡接続部	下部胴溶接部(長手方向)	超音波探傷検査	
	下部胴と下部鏡接続部(周方向)	超音波探傷検査	
炉心支持金物	接近可能な表面(溶接継手含む)	目視確認(VT-3)	
スタッドボルト	ボルト本体	超音波探傷検査	
	ナット	目視確認(VT-1)	

ベアメタル検査：加圧水型軽水炉の一次冷却材圧力バウンダリにおけるNi基合金使用部位に係る検査。内容は、保温材をはがして地金にホウ酸の付着がないかを目視により確認する。

5. 総合評価 および 6. 高経年化への対応

5 総合評価

60年間の供用を想定した原子炉容器本体の疲労評価結果は、疲労累積係数が許容値以下(≤ 1)であったことから、延長しようとする期間において疲労割れ発生が問題となる可能性はないと考える。

また、現停止中に行った特別点検で冷却材出入口管台のノズルコーナ一部に対して、渦流探傷検査を実施した。その結果クラッド表面について疲労割れ等の損傷が認められず、適切に保護されていることを確認できたことから疲労評価結果の現時点での妥当性が確認できた。

なお、現時点の評価では、延長しようとする期間において疲労累積係数が1以下であることが確認できたが、疲労評価は実過渡回数に依存するため、今後とも実過渡回数を把握し評価を継続する必要がある。

6 高経年化への対応

疲労割れについては、現状保全項目として、今後とも実過渡回数に基づく評価を定期的実施していく。

7. 審査会合における代表機器以外の評価(1/3)

高経年化対策上着目すべき事象として挙げられたものを抽出した。審査会合における代表機器以外の評価対象機器においても、全て疲労累積係数が許容値以下(≤ 1)であることを確認した。審査会合における代表機器以外の対象機器の評価結果を「表2 評価結果一覧」に示す。

表2 評価結果一覧(1/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
余熱除去ポンプ	ケーシング	0.075	0.082*1
1次冷却材ポンプ	ケーシング脚部	0.235	0.130*1
	ケーシング吐出ノズル	0.022	0.337
	ケーシング吸込ノズル	0.001	0.001
熱交換器	再生クーラ管板部	0.174	0.222
	余熱除去クーラ管板部	0.049	0.069
蒸気発生器	給水入口管台	0.073	0.235*2
	管板廻り	0.123	0.099*1
加圧器	スプレイライン用管台	0.190	0.019
	サージライン用管台	0.021	0.051*1
	加圧器スカート	0.216	—

*1:接液部のうち疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

*2:環境中評価は熱成層を考慮したモデルを用いている。また熱成層を考慮した応力評価の結果最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

7. 審査会合における代表機器以外の評価(2/3)

表2 評価結果一覧(2/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
格納容器貫通部	固定式配管貫通部(余熱除去クーラ出口・余熱除去ポンプ入口ライン貫通部端板)	0.427	—
	伸縮式配管貫通部(主蒸気管貫通部伸縮継手)	0.010	—
	伸縮式配管貫通部(主給水管貫通部伸縮継手)	0.013	—
ステンレス鋼配管	加圧器サージ配管	0.012	0.002*1
	加圧器スプレイ配管	0.026	0.404*2
	余熱除去系統出口配管「1次冷却材管高温側出口管台～1次冷却材管高温側出口隔離弁」	0.001	0.020
	余熱除去系統出口配管「1次冷却材管高温側出口隔離弁～原子炉格納容器貫通部」	0.012	0.076
炭素鋼配管	主給水系統配管(原子炉格納容器貫通部～蒸気発生器給水管台)	0.009	0.040
1次冷却材管	ホットレグ	0.001	0.001
	クロスオーバレグ	0.002	0.011
	コールドレグ	0.001	0.005

*1: 設計評価と環境中評価の評価点は同じであるが、環境中評価は熱成層を考慮しているため、評価モデルが異なる。

*2: 環境中評価は熱成層を考慮したモデルを用いている。また熱成層を考慮した応力評価の結果最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

7. 審査会合における代表機器以外の評価(3/3)

表2 評価結果一覧(3/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
1次冷却材管	加圧器サージライン用管台	0.179	0.465
	安全注入系ライン用管台	0.006	0.019
	化学体積制御系ライン用管台	0.004	0.033
弁	仕切弁(ループ余熱除去系第1入口弁弁箱)	0.004	0.114
	玉型弁(抽出水しゃ断弁弁箱)	0.027	0.403
	スイング逆止弁(アキュムレータ第2逆止弁弁箱)	0.008	0.084
	リフト逆止弁(加圧器補助スプレライン逆止弁弁箱)	0.007	0.030
炉内構造物	上部炉心支持板	0.016	0.181
	上部炉心支持柱	0.003	0.030
	下部炉心支持板	0.002	0.017
	下部炉心支持柱	0.001	0.001

8. 高浜発電所 2号炉の評価(1/7)

8. 1 高浜2号炉の評価結果

高浜発電所2号炉についても1号炉と同様に低サイクル疲労の劣化状況評価を行った。その結果、全ての評価対象機器について、疲労累積係数が許容値以下(≤ 1)であることを確認した。

また、特別点検も同様に実施し、クラッド表面について疲労割れ等の損傷が認められず、適切に保護されていることを確認できたことから疲労評価結果の現時点での妥当性が確認できた。

2号炉の評価対象機器の結果を「表3 高浜2号炉評価結果一覧」に示す。

表3 高浜2号炉評価結果一覧(1/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
余熱除去ポンプ	ケーシング	0.057	0.061 ^{*1}
1次冷却材ポンプ	ケーシング脚部	0.185	0.104 ^{*1}
	ケーシング吐出ノズル	0.018	0.267
	ケーシング吸込ノズル	0.001	0.001
熱交換器	再生クーラ管板部	0.164	0.209
	余熱除去クーラ管板部	0.038	0.052
蒸気発生器	給水入口管台	0.102	0.658 ^{*2}
	管板廻り	0.115	0.102 ^{*1}
原子炉容器	冷却材入口管台	0.044	0.001 ^{*1}
	冷却材出口管台	0.052	0.014 ^{*1}
	蓋用管台	0.153	0.002 ^{*1}

*1:接液部のうち疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

*2:環境中評価は熱成層を考慮したモデルを用いている。また熱成層を考慮した応力評価の結果最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

8. 高浜発電所 2号炉の評価(2/7)

表3 高浜2号炉評価結果一覧(2/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
原子炉容器	炉内計装筒	0.157	0.006*1
	上蓋、上蓋フランジ及び上部胴フランジ	0.009	—
	下部胴・下部鏡接続部	0.004	—
	炉心支持金物	0.007	0.000*1(疲労限未満)
	スタッドボルト	0.331	—
加圧器	スプレイライン用管台	0.121	0.019*2
	サージ用管台	0.017	0.061*1
	加圧器スカート溶接部	0.158	—
格納容器貫通部	固定式配管貫通部(余熱除去クーラ出口・余熱除去ポンプ入口ライン貫通部端板)	0.356	—
	伸縮式配管貫通部(主蒸気管貫通部伸縮継手)	0.011	—
	伸縮式配管貫通部(主給水管貫通部伸縮継手)	0.018	—
ステンレス鋼配管	加圧器サージ配管	0.004	0.002*3
	加圧器スプレイ配管	0.023	0.267*3
	余熱除去系統出口配管「1次冷却材管高温側出口管台～1次冷却材管高温側出口隔離弁」	0.001	0.020

*1: 接液部のうち疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

*2: 設計評価と環境中評価の評価点は同じであるが、環境中評価は熱成層を考慮しているため、評価モデルが異なる。

*3: 環境中評価は熱成層を考慮したモデルを用いている。また熱成層を考慮した応力評価の結果最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

8. 高浜発電所 2号炉の評価(3/7)

表3 高浜2号炉評価結果一覧(3/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
ステンレス鋼配管	余熱除去系統出口配管「1次冷却材管高温側出口 隔離弁～原子炉格納容器貫通部」	0.001	0.007
炭素鋼配管	主給水系統配管(原子炉格納容器貫通部～蒸気発生器給水管台)	0.011	0.049
1次冷却材管	ホットレグ	0.001	0.001
	クロスオーバーレグ	0.002	0.016
	コールドレグ	0.001	0.004
	加圧器サージライン用管台	0.026	0.147
	安全注入系ライン用管台	0.004	0.014
	化学体積制御系ライン用管台	0.003	0.020
弁	仕切弁(ループ余熱除去系第1入口弁弁箱)	0.005	0.149
	玉型弁(抽出水しゃ断弁弁箱)	0.025	0.373
	スイング逆止弁(アキュムレータ第2逆止弁弁箱)	0.008	0.082
	リフト逆止弁(加圧器補助スプレライン逆止弁弁箱)	0.006	0.028
炉内構造物	上部炉心支持板	0.014	0.160
	上部炉心支持柱	0.003	0.023
	下部炉心支持板	0.002	0.020
	下部炉心支持柱	0.001	0.001

8. 高浜発電所 2号炉の評価(4/7)

8. 2 高浜2号炉と高浜1号炉との主要な相違点 (1/4)

高浜発電所2号炉と1号炉は運転実績に基づく過渡回数に違いがあるが、低サイクル疲労の評価に関係する主要な構造等の相違点としては下記のもの挙げられる。

表4 1号炉と2号炉の主要な構造の違い

評価対象機器	評価部位	1号炉と2号炉との主要な相違点
蒸気発生器	給水入口管台	給水入口管台の構造が異なる。1号はサーマルスリーブが溶接接合されているが、2号は差込構造となっており、2号の応力評価モデルにはサーマルスリーブが入っていない。(図2)
原子炉容器	冷却材出入口管台	2号炉は原子炉容器冷却材出入口管台補修工事を実施しているため、出入口管台部の構造モデルは1号、2号で異なっている。(図3)
	炉内計装筒	1号炉はNo48管台を切削加工しているため、炉内計装筒の構造モデルは1号、2号で異なっている。(図4)
ステンレス鋼配管	加圧器サージ配管	1号炉、2号炉で配管レイアウト、サポートが異なる。(図5)
	加圧器スプレ配管	
	余熱除去系統出口配管	
炭素鋼配管	主給水系統配管	

8. 高浜発電所 2号炉の評価(5/7)

8. 2 高浜2号炉と高浜1号炉との主要な相違点 (2/4)

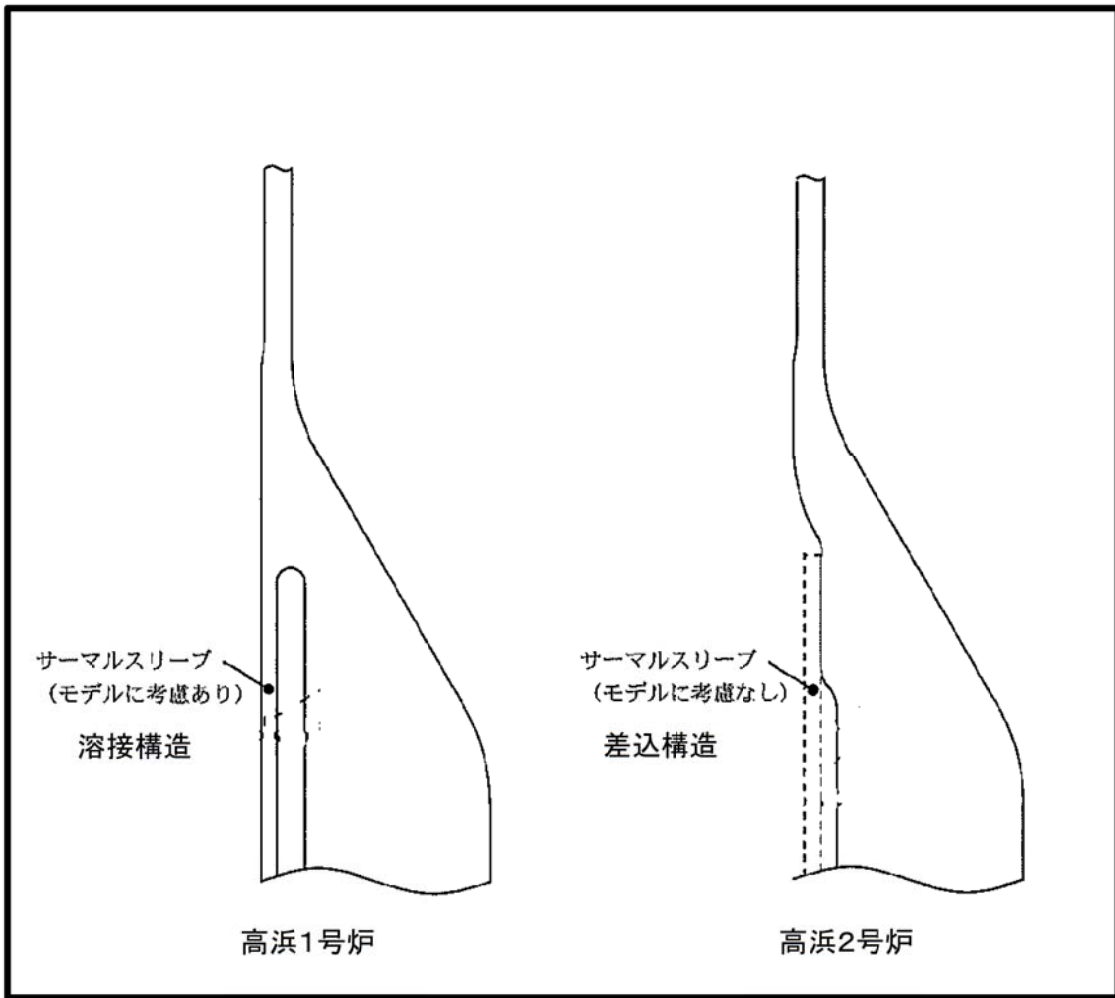


図2 蒸気発生器(給水入口管台)の構造の違い

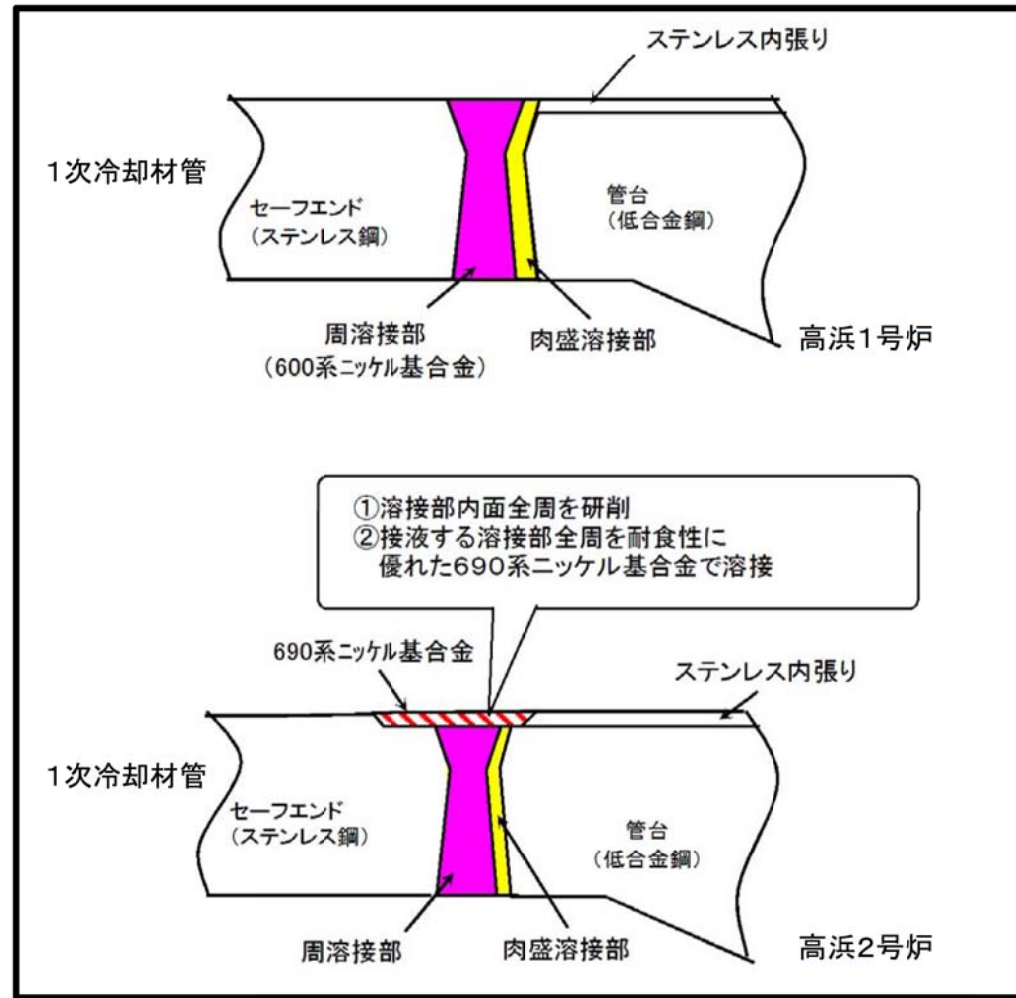


図3 原子炉容器(冷却材出入口管台)の構造の違い

8. 高浜発電所 2号炉の評価(6/7)

8. 2 高浜2号炉と高浜1号炉との主要な相違点 (3/4)

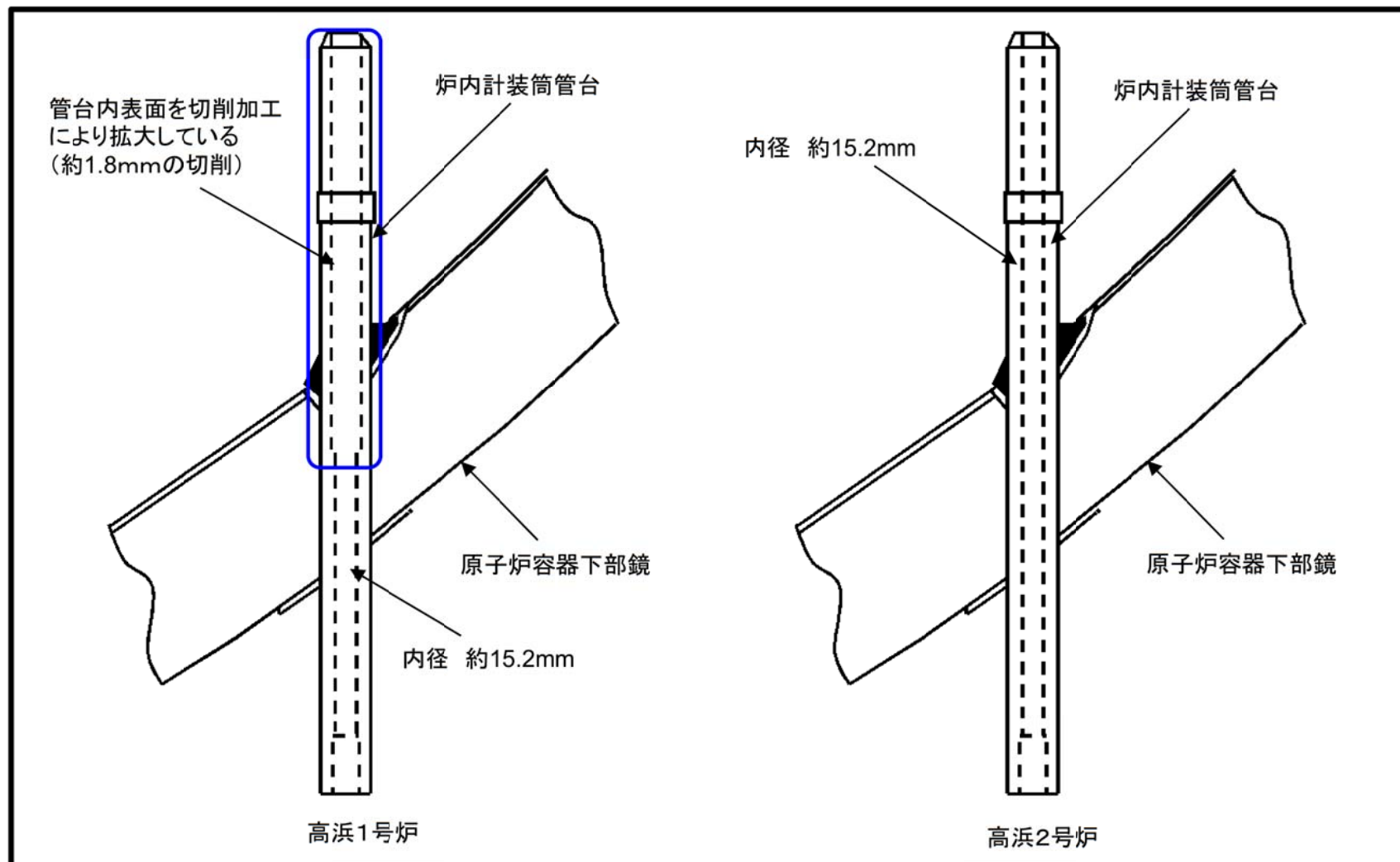


図4 炉内計装筒管台の構造の違い(No48管台)

8. 高浜発電所 2号炉の評価(7/7)

8. 2 高浜2号炉と高浜1号炉との主要な相違点 (4/4)

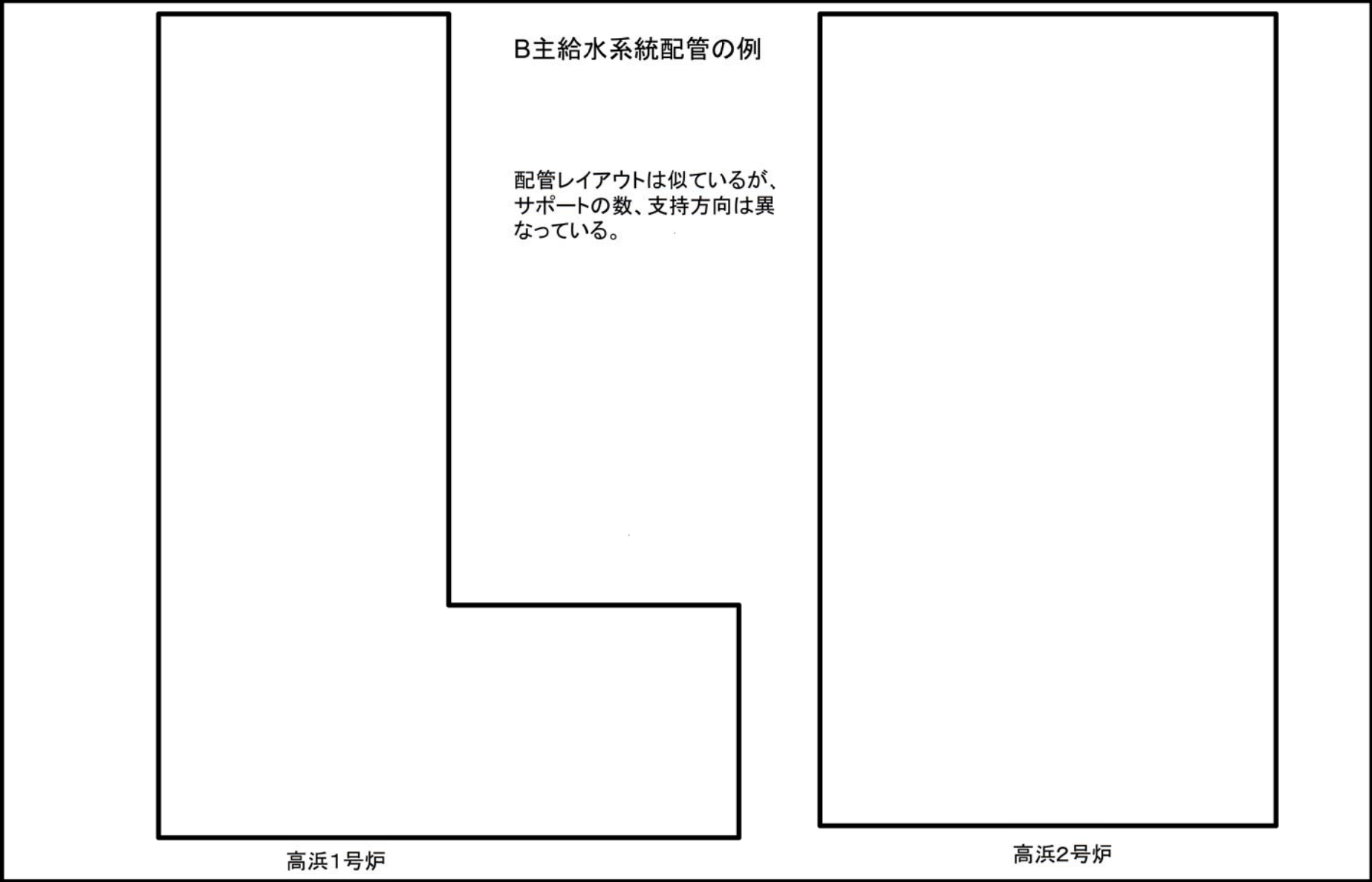


図5 配管の構造の違い 内は商業機密に属しますので公開できません