

玄海原子力発電所3号炉  
高経年化技術評価  
(2相ステンレス鋼の熱時効)

補足説明資料

2023年7月 日  
九州電力株式会社

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る  
事項ですので公開することはできません。

# 目次

1. 概要	1
2. 基本方針	1
3. 評価対象と評価手法	3
3.1 評価対象機器・対象部位の選定	3
3.2 評価手法	14
4. 代表機器の技術評価	15
4.1 健全性評価	15
4.2 現状保全	27
4.3 総合評価	27
4.4 高経年化への対応	28
5. 代表機器以外の技術評価	29
6. まとめ	30
6.1 審査ガイド適合性	30
6.2 長期施設管理方針として策定する事項	31
別紙 1. 熱時効評価対象スクリーニングの詳細プロセス	1-1
別紙 2. 加圧器スプレイノズルを評価不要とした理由	2-1
別紙 3. 1次冷却材ポンプの構造および評価部位	3-1
別紙 4. NUREG/CR-4513R2 を用いたフェライト量および亀裂安定性評価	4-1
別紙 5. EPRI の簡易式と FEM による亀裂進展力 (Japp) の比較	5-1
別紙 6. 重大事故等時の評価条件および評価方法の根拠	6-1
別紙 7. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響	7-1
別紙 8. 代表評価機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容	8-1
別紙 9. 代表機器以外の機器に対する技術評価	9-1
別紙 10. 評価対象外機器の使用温度の根拠	10-1
別紙 11. 電力共通研究における亀裂進展試験の条件について	11-1

## 1. 概要

本資料は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」第82条第1項の規定に基づき実施した高経年化技術評価のうち、2相ステンレス鋼の熱時効の評価結果について、補足説明するものである。

1次冷却材管等に使用している2相ステンレス鋼（ステンレス鋼鋳鋼）は、オーステナイト相中に一部フェライト相を含む2相組織であるため、運転中の系統機器が高温の場合に時間とともにフェライト相内でより安定な組織形態へ移行しようとする相分離が起こること（熱時効）により、材料の靱性の低下等、材料特性変化を起こす。

熱時効による靱性低下への影響は、フェライト量が多く、使用温度が高いほど大きくなる。また、使用条件としては、応力（荷重）が大きいほど健全性評価への影響は大きくなる。

そのため、破壊力学的手法による亀裂の安定性評価を実施することにより、ステンレス鋼鋳鋼製の使用温度が高い機器で、フェライト量が多く、応力が大きい部位が不安定破壊せず健全であることを確認することが必要である。

したがって、フェライト量の多寡および応力条件の観点で評価対象機器・対象部位を選定し、熱時効の代表評価点は1次冷却材管ホットレグ直管およびSG入口50°エルボとして「4. 代表機器の技術評価」にて評価を実施する。

## 2. 基本方針

2相ステンレス鋼の熱時効に対する評価の基本方針は、2相ステンレス鋼の熱時効の影響が懸念される評価対象部位について亀裂の発生および進展を前提として技術評価を行い、運転開始後60年時点までの期間において「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」および「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」の要求事項を満たすことを確認することである。

2相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項を表1に整理する。

表1 2相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項

審査基準、ガイド	要求事項
<p>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</p>	<p>3. 高経年化技術評価等の審査の視点・着眼点            (1) 高経年化技術評価の審査            ⑫健全性の評価            実施ガイド3. 1⑤に規定する期間の満了日までの期間について、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の発生又は進展に係る健全性を評価していることを審査する。            ⑬現状保全の評価            健全性評価結果から現状の保全策の妥当性が評価されていることを審査する。            ⑭追加保全策の抽出            現状保全の評価結果から、現状保全に追加する必要のある新たな保全策が抽出されていることを審査する。</p> <p>(2) 長期施設管理方針の審査            ①長期施設管理方針の策定            すべての追加保全策について長期保守管理方針として策定されているかを審査する。</p>
<p>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</p>	<p>3. 1 高経年化技術評価の実施及び見直し            高経年化技術評価の実施及び見直しに当たっては、以下の要求事項を満たすこと。            ⑤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、以下に規定する期間の満了日までの期間について機器・構造物の健全性評価を行うとともに、必要に応じ現状の施設管理に追加すべき保全策（以下「追加保全策」という。）を抽出すること。            イ 実用炉規則第82条第1項の規定に基づく高経年化技術評価プラントの運転を開始した日から60年間</p> <p>3. 2 長期施設管理方針の策定及び変更            長期施設管理方針の策定及び変更にあたっては、以下の要求事項を満たすこと。            ①高経年化技術評価の結果抽出されたすべての追加保全策（発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提として抽出されたもの及び冷温停止状態が維持されることを前提として抽出されたもののすべて。）について、発電用原子炉ごとに、施設管理の項目及び当該項目ごとの実施時期を規定した長期施設管理方針を策定すること。            なお、高経年化技術評価の結果抽出された追加保全策について、発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提とした評価から抽出されたものと冷温停止状態が維持されることを前提とした評価から抽出されたもの間で、その対象の経年劣化事象及び機器・構造物の部位が重複するものについては、双方の追加保全策を踏まえた保守的な長期施設管理方針を策定すること。</p>

### 3. 評価対象と評価手法

2相ステンレス鋼の熱時効評価フローを図1に示す。熱時効の評価に当たっては評価フローに沿って評価を実施する。

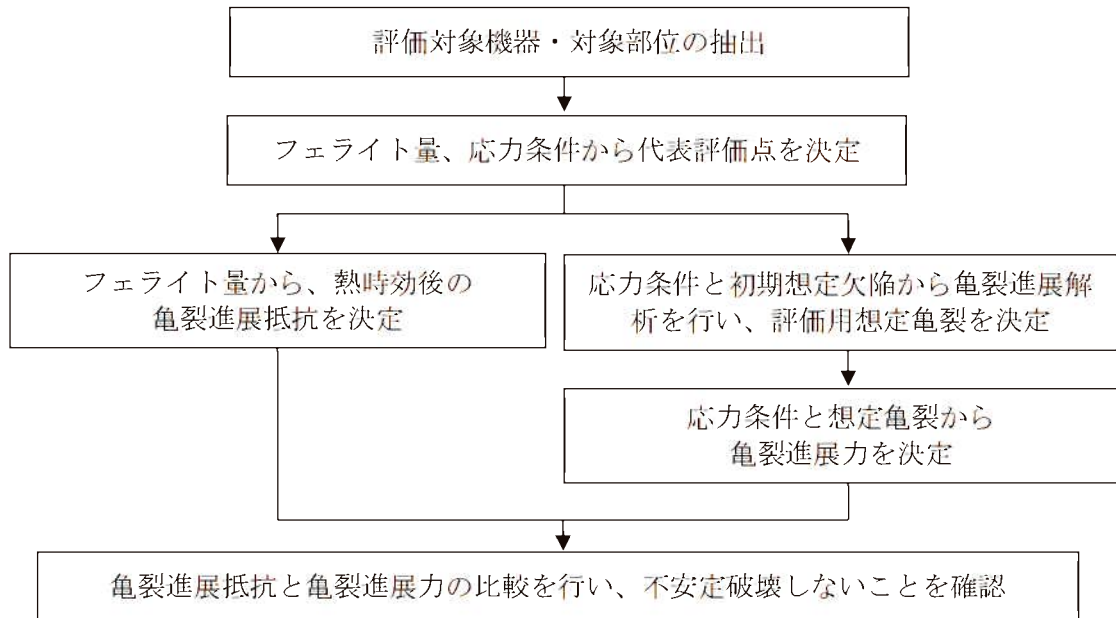


図1 2相ステンレス鋼の熱時効評価フロー

#### 3.1 評価対象機器・対象部位の選定

##### (1) 評価対象機器・対象部位の抽出

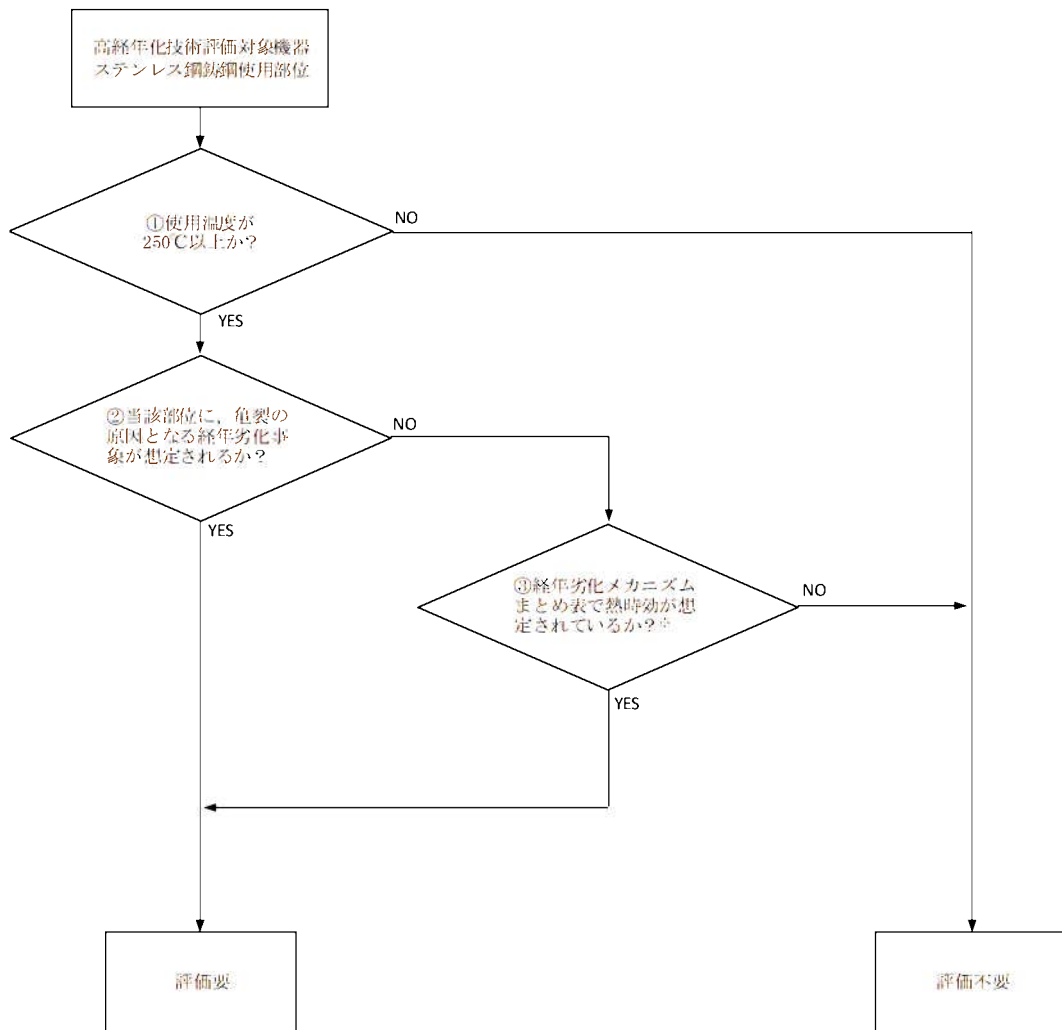
熱時効の評価対象機器・対象部位については、「日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008 (AESJ-SC-P005:2008)」に基づき、以下の条件を含んだ機器、部位を評価対象として抽出する。

- 使用温度が 250℃以上
- 使用材料が 2 相ステンレス鋼
- 亀裂の原因となる経年劣化事象の発生が想定される。

熱時効評価対象スクリーニングフローを図2示す。また、スクリーニングの詳細プロセスを別紙1に示す。

なお、スクリーニングフローにおける「亀裂の原因となる経年劣化事象」とは、疲労割れまたは応力腐食割れが想定されるか否かについて確認を実施している。また、スクリーニングフローの③について、高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表に経年劣化事象が想定される場合でも、高経年化技術評価不要の条件を満たしている場合は、当該事象の評価不要と判断した。

熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧を表2に示す。



※日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表に想定される経年劣化事象として熱時効の記載がある場合でも、高経年化技術評価不要の条件を満たしている場合は、評価不要と判断する。

図2 熱時効評価対象スクリーニングフロー

表2 熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧 (その1)

機種	機器	部位	①最高使用温度	①使用温度	②亀裂を想定?	③熱時効想定?	PLM評価	評価根拠
ポンプ	海水ポンプ	羽根車	約 50°C	-	-	-	不要	A
		吐出曲管	約 50°C	-	-	-	不要	A
		吐出管	約 50°C	-	-	-	不要	A
		案内羽根	約 50°C	-	-	-	不要	A
		吸込口	約 50°C	-	-	-	不要	A
		中間軸受箱、軸受箱	約 50°C	-	-	-	不要	A
		振れ止め台	約 50°C	-	-	-	不要	A
	充てんポンプ	羽根車	約 95°C	-	-	-	不要	A
	余熱除去ポンプ	羽根車	約 200°C	-	-	-	不要	A
		ケーシング	約 200°C	-	-	-	不要	A
		ケーシングカバー	約 200°C	-	-	-	不要	A
	原子炉補機冷却水ポンプ	羽根車	約 95°C	-	-	-	不要	A
	電動補助給水ポンプ	羽根車	約 40°C	-	-	-	不要	A
		ケーシング	約 40°C	-	-	-	不要	A
	緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ	羽根車	約 40°C	-	-	-	不要	A
		ケーシング	約 40°C	-	-	-	不要	A
	タービン動主給水ポンプ用給水ブスターポンプ	羽根車	約 200°C	-	-	-	不要	A
		第1段ケーシング	約 200°C	-	-	-	不要	A
		吐出・中間ボウル	約 200°C	-	-	-	不要	A
		吸込ベル	約 200°C	-	-	-	不要	A
1次冷却材ポンプ	羽根車	約 343°C	約 290°C	×	○	要	C	
	ケーシング	約 343°C	約 290°C	○	→	要	D	
容器	加圧器	スプレインズル	約 360°C	約 345°C	×	×*	不要	B
配管	1次冷却材管	直管	約 343°C	(高温側)約 325°C (低温側)約 290°C	○	→	要	D
		エルボ	約 343°C	(高温側)約 325°C (低温側)約 290°C	○	→	要	D
仕切弁	余熱除去ラインループ高温側出口弁	弁箱	約 343°C	325°C以下	○	→	要	D
		弁蓋	約 343°C	325°C以下	×	○	要	C
		弁体	約 343°C		×	×	不要	B
	第6抽気脱気器入口弁	弁箱	約 200°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 200°C	-	-	-	不要	A
		弁体	約 200°C	-	-	-	不要	A
	AFWPミニフロー・フルフローライン復水タンク入口弁	弁箱	約 40°C	-	-	-	不要	A
弁蓋		約 40°C	-	-	-	不要	A	
弁体		約 40°C	-	-	-	不要	A	
玉形弁	よう素除去薬品注入弁	弁箱	約 150°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 150°C	-	-	-	不要	A
	スチームコンバータ加熱蒸気圧力制御弁(小弁)	弁箱	約 240°C	-	-	-	不要	A

※日本原子力学会「原子力発電所の高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表に想定される経年劣化事象として熱時効の記載があるが、当該部の発生応力は小さく、「①当該事象の発生の可能性がない使用条件下」に該当するため熱時効評価不要に整理されると判断した。詳細を別紙2に示す。

<p>&lt;評価根拠&gt;</p> <p>A: 使用温度が 250°C未満である。(評価不要)</p> <p>B: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。また、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されていない。(評価不要)</p> <p>C: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。但し、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されている。(評価要)</p> <p>D: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定される。(評価要)</p>
--



表2 熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧 (その2)

機種	機器	部位	①最高使用温度	①使用温度	②亀裂を想定?	③熱時効想定?	PLM評価	評価根拠
バタフライ弁	余熱除去冷却器出口流量設定弁	弁箱(弁座と一体)	約200℃	-	-	-	不要	A
		弁体	約200℃	-	-	-	不要	A
	グラウンド蒸気復水器排気ファン入口弁	弁体	約155℃	-	-	-	不要	A
ダイヤフラム弁	原子炉キャビティ浄化戻りライン外隔離弁	弁箱	約144℃	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約144℃	-	-	-	不要	A
	洗浄排水処理装置濃縮液循環弁	弁蓋	約120℃	-	-	-	不要	A
	ガスサージタンク入口弁	弁箱	約95℃	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約95℃	-	-	-	不要	A
SWP軸受冷却水ライン止弁	弁蓋	約50℃	-	-	-	不要	A	
スイング逆止弁	蓄圧タンク出口第二逆止弁	弁箱	約343℃	290℃以下	○	→	要	D
	よう素除去薬品注入ライン逆止弁	弁箱	約150℃	-	-	-	不要	A
	T/D AFWPミニフローライン逆止弁	弁箱	約40℃	-	-	-	不要	A
安全逃がし弁	加圧器安全弁	弁箱	約360℃	100℃以下	-	-	不要	A
タービン設備	高压タービン	インナーグラウンド本体	約298℃	約188℃	-	-	不要	A
		翼環	約298℃	約237℃	-	-	不要	A
	低压タービン	静翼(第8段翼)	約298℃	約61℃	-	-	不要	A
		車室	約298℃	約195℃	-	-	不要	A
	タービン動主給水ポンプ駆動タービン	高压ノズル室(第1段ノズルを含む)	約298℃	約195℃	-	-	不要	A
		グラウンド本体	約298℃	約156℃	-	-	不要	A
主油ポンプ	羽根車	約80℃	-	-	-	不要	A	
空調設備	空調用冷水設備	空調用冷水ポンプ羽根車	約45℃	-	-	-	不要	A
機械設備	制御棒クラスタ	スパイダー	約343℃	約325℃	×	○	要	A
		ペーン	約343℃	約325℃	×	○	要	C
		フィンガ	約343℃	約325℃	×	○	要	C
	洗浄排水処理装置	蒸留水ポンプ羽根車	約120℃	-	-	-	不要	A
		蒸留水ポンプケーシング	約120℃	-	-	-	不要	A
	廃液蒸発装置	濃縮液ポンプ羽根車	約150℃	-	-	-	不要	A
		濃縮液ポンプケーシング	約150℃	-	-	-	不要	A
		蒸留水ポンプ羽根車	約150℃	-	-	-	不要	A
		蒸留水ポンプケーシング	約150℃	-	-	-	不要	A
電源設備	温水循環ポンプ	羽根車	約90℃	-	-	-	不要	A
	燃料油第2こし器	切替コック	約40℃	-	-	-	不要	A
	大容量空冷式発電機用給油ポンプ	ケーシング	約40℃	-	-	-	不要	A

<評価根拠>

A: 使用温度が250℃未満である。(評価不要)

B: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。また、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されていない。(評価不要)

C: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。但し、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されている。(評価要)

D: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定される。(評価要)

熱時効評価対象のスクリーニングの結果、評価要となった機器のうち亀裂が想定される部位についてフェライト量および応力条件で整理し比較すると、1次冷却材管は使用温度が高く、発生応力は大きいことが分かる。フェライト量<sup>※1</sup>については、1次冷却材管に比べて1次冷却材ポンプケーシングの方が多いが、「日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準:2015 (AESJ-SC-P005:2015)」で示されている評価対象の条件であるフェライト量 14%よりは小さい程度の量である。弁のフェライト量は多いが、弁は接続される配管と比較して厚板に製造されていることから発生応力は小さく、また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認するとともに、疲労割れが発生する可能性が小さいことを確認している。

このため、代表評価対象機器は発生応力の大きい1次冷却材管とする。なお、評価に際しては、発生応力の大きい1次冷却材管に直接接続する機器である1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量も考慮して行い、フェライト量が健全性に及ぼす影響を確認する。

熱時効の代表評価対象機器選定結果を表3に示す。

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「Standard Practice for Steel Casting, Austenitic Alloy, Estimating Ferrite Content Thereof (ASTM A800/A800M-20)」（以下「ASTM A800」という。）に示される線図により算出した。

表3 熱時効の代表評価機器選定表

機種	機器	部位	使用温度 (°C)	亀裂の原因	フェライト量 (%) <sup>※1, 2</sup>	発生応力 (MPa) <sup>※2</sup>	選定結果	備考 (選定理由)
ポンプ	1次冷却材ポンプ	羽根車	約 290	—	約 12.6	約 46		1次冷却材ポンプの羽根車について、過去に亀裂に関する不具合は発生しておらず亀裂の原因となる経年劣化事象はない。また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 羽根車は耐圧部ではなく、亀裂の原因となる経年劣化事象の発生は想定されない。発生応力も小さいため代表評価機器とはしない。
		ケーシング	約 290	疲労割れ	約 12.2	約 113		疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 1次冷却材管と比較するとフェライト量は多いが、「日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準：2015 (AESJ-SC-P005:2015)」で示されている評価対象の条件であるフェライト量よりは小さい程度であるため、代表評価機器とはしない。 ただし、1次冷却材管に直接接続する機器であるため、1次冷却材管の評価に1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を考慮し、フェライト量が健全性に及ぼす影響を確認する。
配管	1次冷却材管	直管、エルボ	約 325 / 約 290	疲労割れ 応力腐食割れ	約 11.6	約 174	○	疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。応力腐食割れについては、高温で使用する場合は水質管理を実施しており発生する可能性は小さい。 他の機器・部位と比較するとフェライト量、発生応力ともに大きいため、1次冷却材管を代表評価機器とする。
仕切弁	余熱除去ラインループ高温側出口弁	弁箱、弁蓋	約 325	疲労割れ	約 6.4	約 85		疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、弁は接続される配管と比較して厚板に製造されていることから発生応力は小さく、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 亀裂の発生、進展の可能性は小さく、1次冷却材管の発生応力に包絡されるため代表評価機器とはしない。
スイング逆止弁	蓄圧タンク出口第二逆止弁	弁箱	約 290	疲労割れ	約 17.8	約 96		疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、弁は接続される配管と比較して厚板に製造されていることから発生応力は小さく、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 亀裂の発生、進展の可能性は小さく、1次冷却材管の発生応力に包絡されるため代表評価機器とはしない。
機械設備	制御棒クラスタ	スパイダ、ベーン、フィンガ	約 325	—	約 5.9	約 28		制御棒クラスタのスパイダ組立体について、過去に亀裂に関する不具合は発生しておらず亀裂の原因となる経年劣化事象はない。また、製造時に内部欠陥をなくす処理をしている。スパイダ組立体は耐圧部ではなく、亀裂の原因となる経年劣化事象の発生は想定されない。発生応力も小さいため代表評価機器とはしない。

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「Standard Practice for Steel Casting, Austenitic Alloy, Estimating Ferrite Content Thereof (ASTM A800/A800M-20)」（以下「ASTM A800」という。）に示される線図により算出した。

※2：対象機器が系統毎に複数ある場合、同一機能を持った機器が複数ある場合は、最も値の大きい機器を記載している。

(2) 代表評価点の決定

玄海3号炉で熱時効の代表評価対象機器とした1次冷却材管を構成する2相ステンレス鋼(ステンレス鋼鑄鋼)各部位を図3に示す。また、各部位のフェライト量および応力の一覧を表4に示す。

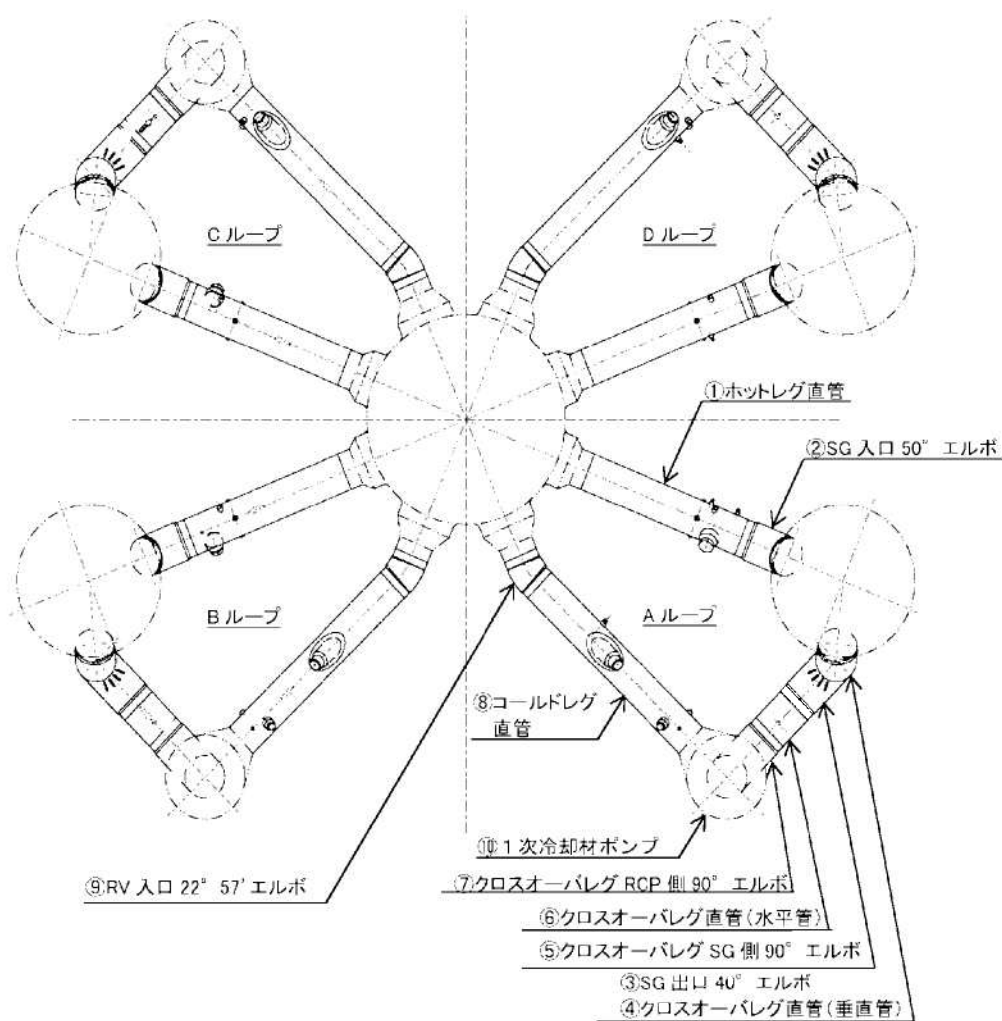


図3 1次冷却材管と1次冷却材ポンプケーシングの熱時効評価対象部位

表4 1次冷却材管構成成品と1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量および応力一覧

	部位	使用温度 (°C)	フェライト量 (%) ※1, 2	応力 (MPa) ※2, 3	選定
①	ホットレグ直管	325	約 9.9	174	○
②	SG 入口 50° エルボ	325	約 11.6	134※4	○
③	SG 出口 40° エルボ	290	約 10.9	78	
④	クロスオーバーレグ直管(垂直管)	290	約 9.8	69	
⑤	クロスオーバーレグ SG 側 90° エルボ	290	約 11.1	64	
⑥	クロスオーバーレグ直管 (水平管)	290	約 9.8	60	
⑦	クロスオーバーレグ RCP 側 90° エルボ	290	約 10.7	64	
⑧	コールドレグ直管	290	約 9.6	113	
⑨	RV 入口 22° 57' エルボ	290	約 11.6	91	
⑩	1次冷却材ポンプケーシング	290	約 12.2	113	○

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「ASTM A800」に示される線図により算出した。

※2：対象機器が系統毎に複数ある場合、同一機能を持った機器が複数ある場合は、最も値の大きい機器を記載している。

※3：応力は供用状態A、Bでの内圧、自重、熱膨張荷重、地震荷重(Ss)を用いて算出した。なお、重大事故等時の応力条件でも選定結果が変わらないことを確認している。

※4：直管形状部の応力を示す。曲がり部の応力は128MPa。

熱時効の代表評価点は、応力が最も大きい部位としてホットレグ直管を、フェライト量が最も多い部位としてSG 入口 50° エルボを選定した。なお、SG 入口 50° エルボの代表評価点は直管形状部（応力：134MPa）ではなく曲がり部（応力：128MPa）とする。また、評価に際しては、発生応力の大きい1次冷却材管に直接接続する機器である1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量も考慮することとし、1次冷却材管の中で最も応力が大きいホットレグ直管についてフェライト量のみ1次冷却材ポンプケーシングの値を用いた評価を行い、フェライト量が健全性に及ぼす影響を確認する。なお、ホットレグ直管に1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を考慮した評価が、代表評価点の応力とフェライト量を包絡させた条件である。

各部位の詳細な応力値を表5に、フェライト量算出に用いた材料成分を表6に示す。フェライト量は、「ASTM A800」に基づき表6に示す材料成分表および図4-1により算出した。また、1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を考慮した評価を実施することから、1次冷却材ポンプケーシングの応力値およびフェライト量も合わせて表5、表6および図4-2に示す。なお、1次冷却材ポンプケーシングの構造および評価部位を別紙3に示す。

なお、ASTM A800の他にフェライト量の算出方法として「Estimation of Fracture

Toughness of Cast Stainless Steels during Thermal Aging in LWR Systems (NUREG/CR-4513, ANL-15/08, Revision2)」(以下、「NUREG/CR-4513R2」という。)で紹介されている Hull の等価係数を用いた算出式(以下、「Hull 式」という。)による方法があるが、Hull 式により算出したフェライト量を用いた亀裂進展抵抗 ( $J_{Hull}$ ) を参照しても次項で実施する亀裂安定性評価結果に影響はないことを確認している。

表5 応力値詳細

部位	内圧による応力 (MPa)	曲げ応力				軸力による応力				合算値 (MPa)
		自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	
ホットレグ直管	41.5	11.1	81.4	33.3	125.8	0.0	0.9	4.9	5.8	174
SG 入口 50° エルボ	41.4 (41.4) ※2	4.0	43.8	32.0	79.8 (118.4) ※2	0.1	3.7	2.4	6.2 (6.2) ※2	128※1 (166) ※2
1次冷却材ポンプケーシング	41.6	1.8	36.4	26.3	64.5	0.1	1.1	5.0	6.2	113

※1：SG 入口 50° エルボは曲がり部と直管部が存在する。評価点の形状寸法に対して全て直管形状と仮定して算出した応力は、直管部の評価点で 134MPa と曲がり部の評価点より大きい。しかし、曲がり部の評価点における曲げ応力 (79.8MPa) について、ASME Sec III NB-3685 に基づき曲がり部の形状の影響を考慮すると 118.4MPa となる。内圧による応力は配管断面形状に依存し、軸力は応力値が小さいことから、曲がり部の形状を考慮した場合は曲がり部の評価点の方が直管部の評価点より応力値は大きくなる。したがって、SG 入口 50° エルボの代表点としては曲がり部の評価点を選定した。

※2：カッコ内の数字は曲がり部の形状を考慮した応力値。なお、軸力による応力は曲がり部の形状を考慮していないが、応力レベルが低いことから 6.2MPa とした。

表6 フェライト量算出に用いた材料成分表

部位	化学成分 (溶鋼分析) %								Cr <sub>0</sub> /Ni <sub>0</sub>	フェライト量※2 (%)
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Nb	N		
ホットレグ直管									1.186	約 9.9 (約 10.0)
SG 入口 50° エルボ									1.225	約 11.6 (約 11.25)
1次冷却材ポンプケーシング									1.239	約 12.2 (約 11.1)

※1：Nb 及び N は製造時に規定が無く、測定していないが、電力共通研究「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEP III) (その2) 1998年度」で用いた供試体の化学成分を参考に同等の値とした。NUREG/CR-4513R2 による方法よりも保守的な評価となることを別紙4に示す。

※2：ASTM A800 によるフェライト量。( ) 内は Hull 式によるフェライト量 (参考値)。

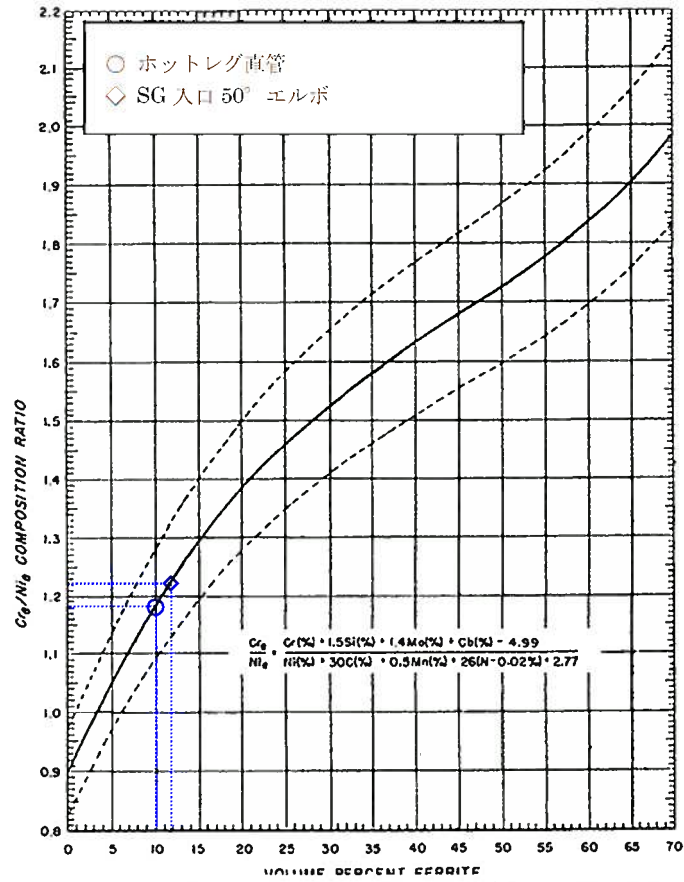


FIG. X1.1 Schoefer Diagram for Estimating the Average Ferrite Content in Austenitic Iron-Chromium-Nickel Alloy Castings

図 4 - 1 1 次冷却材管のフェライト量導出図

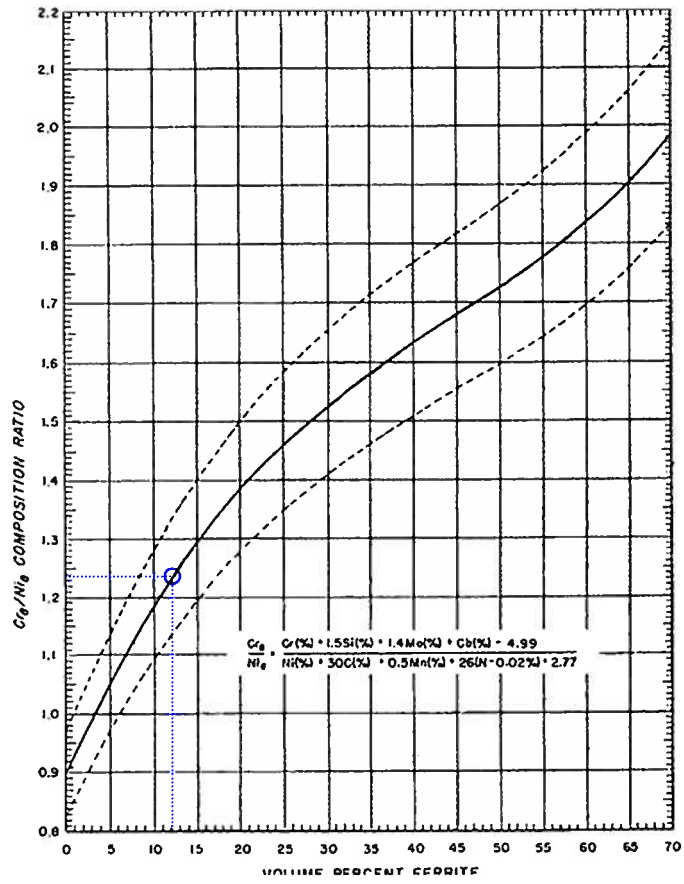


FIG. X1.1 Schoefer Diagram for Estimating the Average Ferrite Content in Austenitic Iron-Chromium-Nickel Alloy Castings

図4-2 1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量導出図



### 3.2 評価手法

選定した評価対象部位に対して、以下の手順で評価を実施する。

(1) 評価用初期欠陥の想定

初期欠陥の大きさは、「JEAG4613-1998」に準拠し定める。

(2) 疲労亀裂進展解析

配管の内面に想定する評価用初期欠陥が、プラント運転時に生じる応力サイクルにより供用期間 60 年の間に進展する量を求める。

(3) 亀裂安定性評価用想定亀裂の想定

亀裂安定性評価では、安全側に評価するため、前項の疲労亀裂進展解析で算出した疲労亀裂を貫通亀裂に置換える。

(4) 亀裂安定性評価

供用状態 A、B の条件よりも厳しい重大事故等時（原子炉停止機能喪失）（以下、「SA」という。）の荷重条件を包絡した評価を行う。このため、自重+SA 熱膨張+SA 圧力+S s 地震動により想定亀裂に生じる亀裂進展力を評価し、亀裂進展抵抗  $J_{\text{int}}^*$  と比較して延性不安定破壊しないことを確認する。

※「H3T モデル」を用いて評価部位のフェライト量を基に完全時効後の飽和値として決定する。

2相ステンレス鋼の熱時効の評価に用いた規格および評価手法を以下に示す。

- a. 「日本原子力学会 原子力発電所の高経年対策実施基準：2008  
(AESJ-SC-P005 : 2008)」
- b. 「日本電気協会 原子力発電所配管破損防護設計技術指針  
(JEAG 4613-1998)」 (以下、「JEAG4613-1998」という。)
- c. 電力共通研究「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEP III)  
(その2) 1998年度」で改良された脆化予測モデル (H3Tモデル：  
Hyperbolic-Time、Temperature Toughness) (以下、「H3Tモデル」  
という。)

#### 4. 代表機器の技術評価

##### 4.1 健全性評価

###### (1) 評価用初期欠陥の想定

評価用初期欠陥の大きさは、「JEAG4613-1998」に準拠し、図5に示すように  $0.2t$  (深さ  $a_0$ )  $\times$   $1.0t$  (表面長さ  $2c_0$ ) ( $t$  は板厚) の半楕円形の内表面周方向欠陥とする。

なお、平成16年度 原子力発電施設検査技術実証事業に関する報告書(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に関するもの)では、ステンレス鋼の疲労亀裂において検出率100%に達する最小欠陥深さは約  $0.18t$  であり、本評価で用いる「JEAG4613-1998」の値は保守的である。また、当該報告書の超音波探傷試験と現状保全における実機の1次冷却材管の超音波探傷試験は、同等の探触子と検査員資格で実施している。

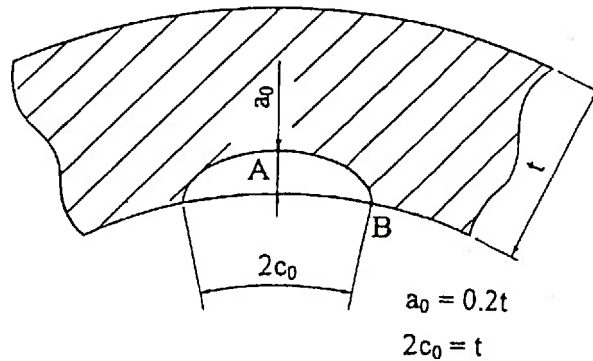


図5 初期欠陥の形状

## (2) 疲労亀裂進展解析

### a. 解析条件

配管の内面に想定する評価用初期欠陥が、プラント運転時に生じる応力サイクルにより供用期間 60 年の間に進展する量を求める。

#### ① 亀裂進展解析に用いる応力サイクル

使用する応力サイクルは実機運転状態を考慮し、実過渡条件に基づいて設定する。実過渡条件による応力サイクルを表 7. 1 および表 7. 2 に示す。

過渡回数は、2019 年度末までの実績過渡回数に基づき、運転開始から 60 年時点の過渡回数を予測したものであり、1 次冷却材管の低サイクル疲労評価で用いているものと同じである。(過渡回数の算出方法は、「玄海原子力発電所 3 号炉 高経年化技術評価 (低サイクル疲労) 補足説明資料」を参照)

#### ② 疲労亀裂進展速度

疲労亀裂進展速度は国内軽水炉条件下のデータに基づく以下の式を使用する。(「JEAG4613-1998」参照)

$$da/dN = C(\Delta K)^m$$

$$\Delta K = K_{\max} - K_{\min}$$

ここで、

$da/dN$  ; 疲労亀裂進展速度 (m/cycle)

$C$  ; 定数 =  $7.77 \times 10^{-12}$

$m$  ; 定数 = 3.5

$\Delta K$  ; 応力拡大係数変動幅 (MPa $\sqrt{m}$ )

$K_{\max}$ 、 $K_{\min}$  ; 最大および最小応力拡大係数 (MPa $\sqrt{m}$ )

ここではステンレス鑄造管に対する速度を使用している。また、時効の有無による亀裂進展速度の差異については、電力共通研究「PWR 配管破断防護設計の合理化に関する研究 (1 次冷却材管の破断想定除外) 1986 年度」(試験条件は別紙 1.1 参照)において、有意な差がないことを確認している。

表7. 1 応力サイクル (ホットレグ直管、ホットレグ直管 (1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた場合))

過渡条件	過渡回数	膜応力 (MPa)		曲げ応力 (MPa)	
		$\sigma_{max}$	$\sigma_{min}$	$\sigma_{bmax}$	$\sigma_{bmin}$
1. 起動・停止	60	130.25	11.14	72.31	-23.76
2. 負荷上昇 (15%から100%出力)	884	140.08	129.87	77.16	44.75
3. 負荷減少 (100%から15%出力)	876	140.00	129.72	75.58	44.15
4. 90%から100%へのステップ状負荷上昇	4	140.14	137.60	85.27	45.96
5. 100%から90%へのステップ状負荷減少	4	140.10	136.78	85.86	45.22
6. 100%からの大きいステップ状負荷減少	4	142.36	126.85	81.05	36.45
7. 定常負荷運転時の変動	0	140.70	137.89	81.18	43.15
8. 燃料交換	68	21.50	5.69	70.08	0.00
9. 0%から15%への負荷上昇	64	131.59	130.25	80.29	46.74
10. 15%から0%への負荷減少	57	131.59	130.25	84.25	46.74
11. 1ループ停止/1ループ起動 [停止]	2	139.64	123.98	125.27	37.30
12. 1ループ停止/1ループ起動 [起動]	2	131.90	129.53	89.78	46.20
13. 負荷の喪失	7	149.97	123.40	105.82	26.93
14. 外部電源喪失	5	145.54	134.12	86.36	39.82
15. 1次冷却材流量の部分喪失	2	140.24	120.88	128.54	37.94
16. 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	8	139.14	122.02	119.13	39.82
17. 100%からの原子炉トリップ (II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	139.14	115.61	138.49	36.12
18. 100%からの原子炉トリップ (III) 不注意な冷却とSIを伴うトリップ	2	139.14	98.24	183.30	34.27
19. 1次冷却系の異常な減圧	2	139.14	80.87	165.20	12.25
20. 制御棒クラスターの落下	3	139.14	110.61	148.51	32.51
21. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	139.14	112.62	110.58	40.52
22. 1次冷却系停止ループの誤起動	2	142.54	120.13	113.14	-11.92
23. タービン回転試験	6	130.25	111.15	82.49	39.85
24. 1次系漏えい試験	59	112.18	15.69	77.24	-24.04
25. 1/3Sd地震	360	145.74	132.54	46.74	46.74

表7. 2 応力サイクル (SG 入口 50° エルボ)

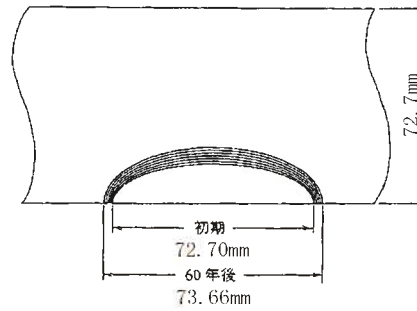
過渡条件	過渡回数	膜応力 (MPa)		曲げ応力 (MPa)	
		$\sigma_{max}$	$\sigma_{min}$	$\sigma_{bmax}$	$\sigma_{bmin}$
1. 起動・停止	60	135.31	8.29	110.89	-25.68
2. 負荷上昇 (15%から100%出力)	384	146.13	135.06	109.65	69.85
3. 負荷減少 (100%から15%出力)	876	146.04	134.89	108.42	69.32
4. 90%から100%へのステップ状負荷上昇	4	146.19	143.52	81.81	71.65
5. 100%から90%へのステップ状負荷減少	4	146.13	142.68	82.54	70.62
6. 100%からの大きいステップ状負荷減少	4	148.50	131.96	112.17	60.55
7. 定常負荷運転時の変動	0	146.76	143.87	77.72	68.65
8. 燃料交換	68	19.83	2.25	76.42	0.00
9. 0%から15%への負荷上昇	64	136.79	136.31	77.35	72.75
10. 15%から0%への負荷減少	57	136.79	135.31	80.78	72.75
11. 1ループ停止/1ループ起動 [停止]	2	145.60	128.53	151.75	62.94
12. 1ループ停止/1ループ起動 [起動]	2	137.07	134.50	86.02	72.19
13. 負荷の喪失	7	156.31	128.63	134.96	49.27
14. 外部電源喪失	5	151.63	139.98	85.54	62.98
15. 1次冷却材流量の部分喪失	2	146.33	125.69	151.75	60.21
16. 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	8	145.16	126.94	145.58	61.99
17. 100%からの原子炉トリップ (II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	145.16	120.13	164.33	56.23
18. 100%からの原子炉トリップ (III) 不注意な冷却とSIを伴うトリップ	2	145.16	101.30	229.38	53.35
19. 1次冷却系の異常な減圧	2	145.16	84.34	206.44	19.07
20. 制御棒クラスターの落下	3	145.16	115.10	175.38	50.61
21. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	145.16	116.45	181.69	62.07
22. 1次冷却系停止ループの誤起動	2	148.51	124.69	140.24	15.15
23. タービン回転試験	6	135.31	114.89	118.74	62.03
24. 1次系漏えい試験	59	114.69	13.26	118.67	-35.44
25. 1/35J地震	360	156.31	134.03	72.75	72.75

b. 解析結果

疲労亀裂進展解析結果は、表 8. 1 および表 8. 2 に示すとおりである。

表 8. 1 疲労亀裂進展解析結果（ホットレグ直管、ホットレグ直管  
（1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた場合））

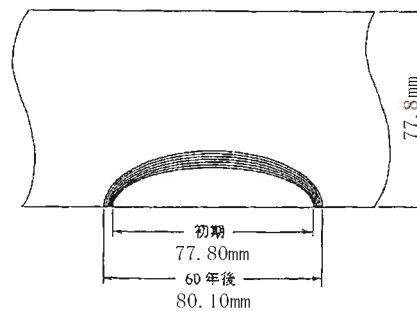
	亀裂深さ (mm)	亀裂長さ (mm)	備考
初期	$a_0 = 14.54$	$2c_0 = 72.70$	—
60年後	$a = 15.94$	$2c = 73.66$	$\Delta a = 1.40 \text{ mm}$ $2\Delta c = 0.96 \text{ mm}$



※配管外径は  
882.0 mm

表 8. 2 疲労亀裂進展解析結果（SG 入口 50° エルボ）

	亀裂深さ (mm)	亀裂長さ (mm)	備考
初期	$a_0 = 15.56$	$2c_0 = 77.80$	—
60年後	$a = 17.26$	$2c = 80.10$	$\Delta a = 1.70 \text{ mm}$ $2\Delta c = 2.30 \text{ mm}$



※配管外径は  
943.0mm

(3) 亀裂安定性評価用想定亀裂の想定

亀裂安定性評価では、安全側に評価するため、前項の疲労亀裂進展解析で算出した疲労亀裂を貫通亀裂に置換える。(図6参照)

亀裂安定性評価に用いる想定亀裂を表9に示す。

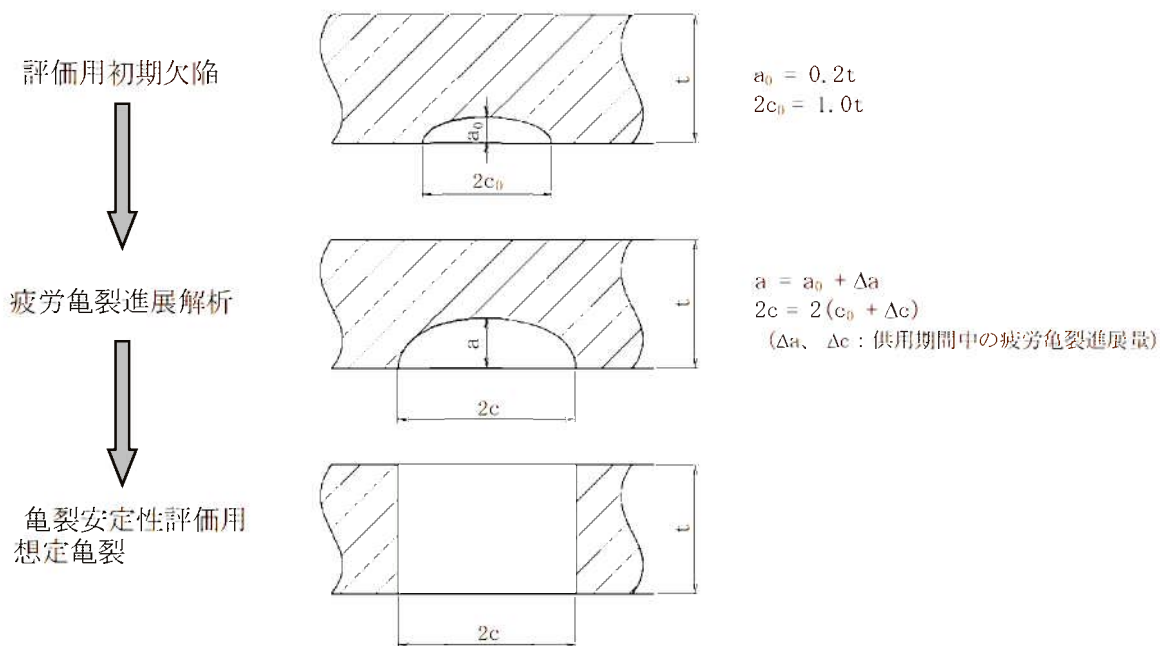


図6 想定亀裂置換えイメージ

表9 亀裂安定性評価用想定亀裂

	亀裂長さ (mm)	厚さ (mm)
ホットレグ直管	2c=73.66	t=72.70
ホットレグ直管 (1次冷却材ポンプケーシング のフェライト量を用いた場合)	2c=73.66	t=72.70
SG 入口 50° エルボ	2c=80.10	t=77.80

#### (4) 亀裂安定性評価

##### a. 評価方法

供用状態 A、B の条件よりも厳しい SA の荷重条件を用いて、自重+SA 熱膨張+SA 圧力+S s 地震動の荷重により想定亀裂に生じる亀裂進展力を評価し、亀裂進展抵抗  $J_{m,t}$  と比較して延性不安定破壊しないことを確認する。

具体的には、各供用状態の荷重から算出される亀裂進展力を示すパラメータ J 積分値  $J_{app}$  と熱時効後の破壊抵抗値  $J_{m,t}$  を用いて評価を行う。

##### b. 亀裂進展力 ( $J_{app}$ )

亀裂進展力 ( $J_{app}$ ) は、評価部位の荷重と亀裂長さが板厚の 1 倍、3 倍、5 倍の貫通亀裂長さを用いて有限要素法により算出する。

算出の結果、亀裂長さが 1 倍、3 倍、5 倍の時の亀裂進展力 ( $J_{app}$ ) は表 10 の通りとなる。

評価条件は表 11 の通りで、配管に負荷される荷重は、自重+SA 熱膨張+SA 圧力+S s 地震動とする。なお、比較のため供用状態 A、B における熱膨張荷重と圧力を参考に記載する。

なお、亀裂進展力 ( $J_{app}$ ) 評価に伴う有限要素法に用いた解析コードは「Abaqus Ver. 2018」である。当該コードは簡易式 (EPRI (「Ductile Fracture Handbook」 EPRI NP-6301-D) の簡易 J 積分値) と FEM で算出した J 積分値が同等となることを確認している。比較結果を別紙 5 に示す。使用コードの中での裕度は考慮していないが、解析条件に保守性を持たせた (非時効材 (フェライト量約 10%) 応力-ひずみ線図を使用し、また、亀裂形状を貫通亀裂と想定している) ことで評価の保守性を担保している。

また、 $J_{app}$  の算出には材料物性 (応力-ひずみ関係) を用いるが、評価に用いた通常運転時の温度における応力-ひずみ関係 (非時効材) は、SA 時 (362°C) の応力-ひずみ関係 (時効材) より小さくなり、評価で用いた応力-ひずみ関係は保守的な評価条件であることを別紙 6 に示す。

表 10 亀裂長さにおける  $J_{app}$  値 [kJ/m<sup>2</sup>]

亀裂長さ	1t	3t	5t
ホットレグ直管	91	458	1336
ホットレグ直管 (1次冷却材ポンプケーシング のフェライト量を用いた場合)	91	458	1336
SG 入口 50° エルボ	156	497	1017







c. 材料の亀裂進展抵抗 ( $J_{m,t}$ )

亀裂進展抵抗 ( $J_{m,t}$ ) は、「H3T モデル」を用いて評価部位のフェライト量を基に完全時効後の飽和値として決定した（算出方法は「S.Kawaguchi et. al.、” Prediction Method of Tensile Properties and Fracture Toughness of Thermally Aged Cast Duplex Stainless Steel Piping”、ASME PVP2005-71528」参照）。 $J_{Ic}$  および  $J_{\delta}$  はデータの下限值 ( $-2\sigma$ ) を用いて算出しており、その結果は表 1 2 の通りである。なお、「H3T モデル」は「ASTM A800」にて算出したフェライト量と破壊靱性値実測データを関連付けた予測式であることから、表 6 の「ASTM A800」により算出したフェライト量を用いた。「H3T モデル」は、電力共通研究「2相ステンレス鋼の熱時効脆化度測定技術に関する研究」（平成 7 年 3 月）及び電力共通研究「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEP III) (その 2)」（平成 11 年 3 月）で実機試験により妥当性が確認されたものである。（原子力規制庁と原子力エネルギー協会および国内電力事業者による「実機材研究等に関する意見交換」（令和元年 12 月 17 日）の資料 4「美浜 2 号機 1 次冷却材管実機材を使用した熱時効脆化予測モデル (H3T モデル) の妥当性」を参照）

また、通常運転時と SA 時の温度条件での破壊靱性試験の結果、両者に大きな差が認められていないことを別紙 6 に示す。

なお、ホットレグ直管については、1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた亀裂進展抵抗による評価を実施するため、1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた場合の破壊靱性値も表 1 2 に示す。

表 1 2 破壊靱性値

	ホットレグ直管	ホットレグ直管 (1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた場合)	SG 入口 50° エルボ
$J_{Ic}$ [kJ/m <sup>2</sup> ]	185	140	151
$J_{\delta}$ [kJ/m <sup>2</sup> ]	769	593	637

d. 亀裂安定性評価結果

b. および c. で求めたホットレグ直管等の亀裂進展力 ( $J_{i,pp}$ ) と亀裂進展抵抗 ( $J_{m,t}$ ) の比較を行った結果を図 7 および図 9 に示す。

その結果、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、亀裂進展抵抗 ( $J_{m,t}$ ) と亀裂進展力 ( $J_{i,pp}$ ) の交点においては、

亀裂進展抵抗 ( $J_{mat}$ ) の傾きが亀裂進展力 ( $J_{app}$ ) の傾きを上回ることから、配管は不安定破壊することはないと判断する。

また、1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた亀裂進展抵抗 ( $J_{mat}$ ) との比較を行った結果を図8に示す。

その結果、ホットレグ直管と同様に亀裂進展抵抗 ( $J_{mat}$ ) と亀裂進展力 ( $J_{app}$ ) の交点においては、亀裂進展抵抗 ( $J_{mat}$ ) の傾きが亀裂進展力 ( $J_{app}$ ) の傾きを上回ることから、配管は不安定破壊することはないと判断する。なお、「NUREG/CR-4513R2」でも亀裂進展抵抗を算出する式が提唱されているが、「NUREG/CR-4513R2」の算出式による  $J_{mat}$  を参照しても次項に示す亀裂安定性評価結果は変わらないことを確認している。(別紙4)

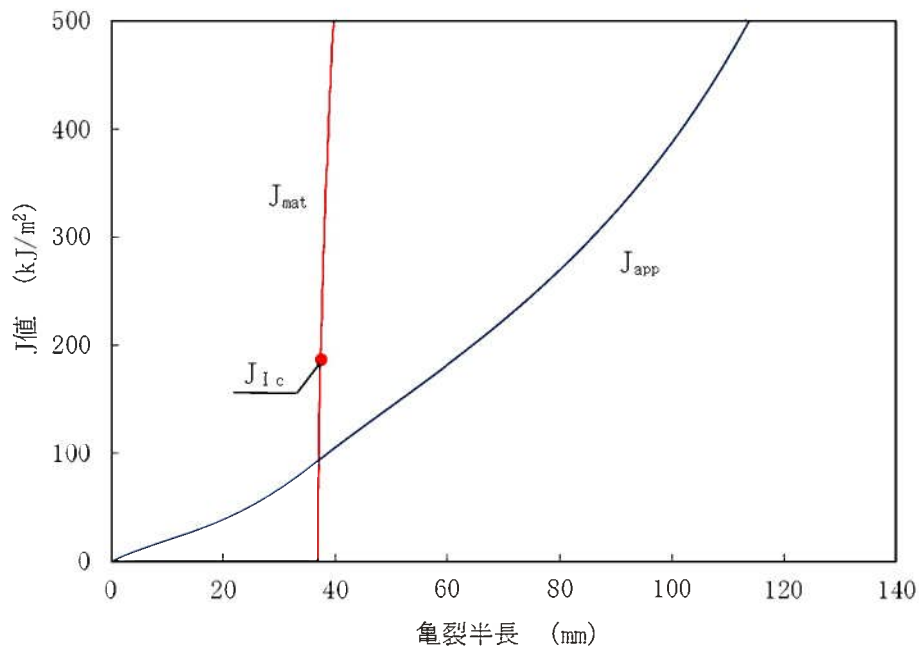


図7 ホットレグ直管の亀裂安定性評価線図

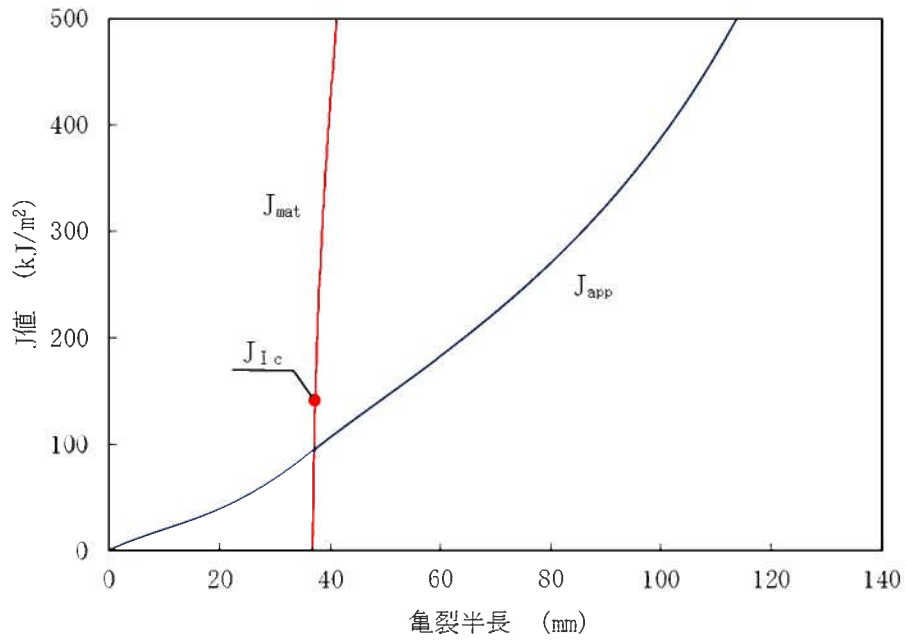


図8 ホットレグ直管（1次冷却材ポンプケーシングのフェライト量を用いた場合）の亀裂安定性評価線図

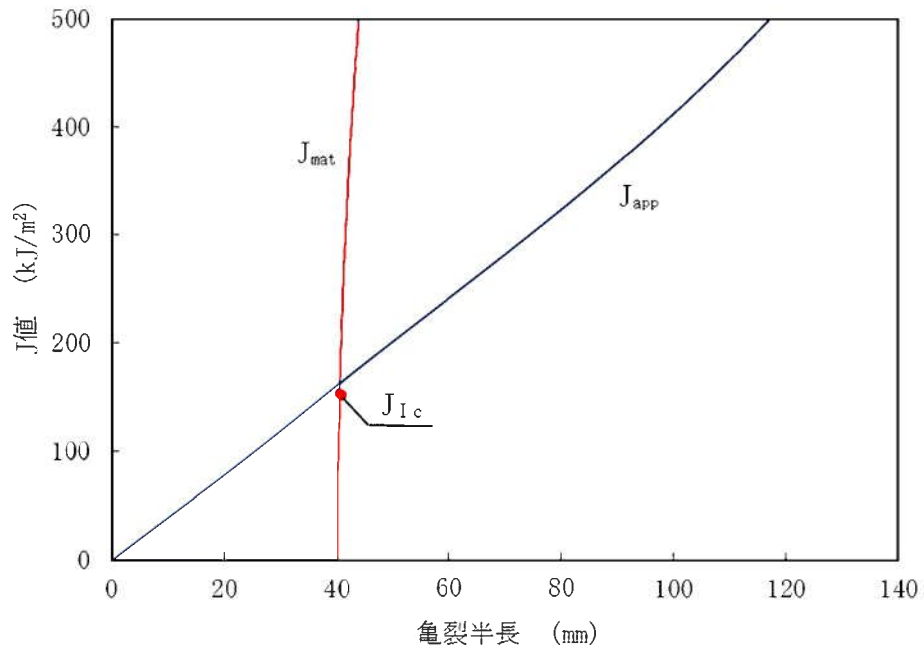


図9 SG入口50° エルボの亀裂安定性評価線図

e. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響

JEAG4613-1998に基づき破断前漏洩概念を適用している配管系について、熱時効の影響を考慮しても破断前漏洩が成立することを確認している。確認結果を別紙7に示す。

#### 4.2 現状保全

1次冷却材管の製造時の検査内容および現状保全の内容を以下に示す。

(1) 製造時の検査内容、判定基準および判定結果

1次冷却材管の製造時には、母材および溶接部に対し放射線透過試験および浸透探傷試験を実施しており、有意な欠陥のないことを確認している。

・ 1次冷却材管の母材

検査内容：放射線透過試験、浸透探傷試験

判定基準：通商産業省告示第501号

判定結果：良

・ 1次冷却材管の溶接部

検査内容：放射線透過試験、浸透探傷試験

判定基準：通商産業省令第81号

判定結果：良

(2) 現状保全の点検方法、判定基準および検査結果

1次冷却材管の現状保全としては、「日本機械学会 発電用原子力設備規格 維持規格 (JSME S NA1)」に基づき超音波探傷検査および漏えい検査を実施している。現在までの検査で異常の無いことを確認している。至近の検査結果を以下に示す。

・ 1次冷却材管の溶接部 (至近点検実施時期：第16回定期検査)

点検方法：超音波探傷検査 (供用期間中検査)

判定基準：維持規格 (JSME S NA1 2012/2013/2014)

検査結果：良

・ 1次冷却材管全体 (至近点検実施時期：第16回定期検査)

点検方法：漏えい検査 (供用期間中検査)

判定基準：維持規格 (JSME S NA1 2012/2013/2014)

検査結果：良

#### 4.3 総合評価

運転開始後60年時点を想定した1次冷却材管の健全性評価を実施した結果、不安定破壊することはない、熱時効が構造健全性で問題となる可能性はない。

また、現在実施している溶接部の超音波探傷検査は内面からの割れを検知可能であり、また、割れが発生するとすれば応力の観点から溶接部であると判断されることから、点検手法として適切である。

#### 4.4 高経年化への対応

1次冷却材管の熱時効については、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

## 5. 代表機器以外の技術評価

熱時効による韌性低下への影響はフェライト量が多いほど大きく、また、破壊評価は応力が大きいほど厳しくなる。代表機器以外の技術評価については、いずれも熱時効の代表評価機器である1次冷却材管のフェライト量に及び発生応力に包絡されており、また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認するとともに、亀裂（疲労割れ）が想定される機器については疲労評価上の許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さいことを確認している。したがって、代表機器以外についても問題ないと判断する。

別紙8に代表機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容を、別紙9に代表機器以外の機器に対する技術評価の内容を例示する。また、別紙10に評価対象外機器の使用温度の根拠を示す。



6. まとめ

6.1 審査ガイド適合性

「2. 基本方針」で示した要求事項について技術評価を行った結果、すべての要求事項を満足していることを確認した。熱時効についての要求事項との対比表を表13に示す。

表13 2相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項との対比

審査基準、ガイド	要求事項	技術評価結果
<p>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</p>	<p>3. 高経年化技術評価等の審査の視点・着眼点            (1) 高経年化技術評価の審査                ②健全性の評価            実施ガイド3.1⑤に規定する期間の満了日までの期間について、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の発生又は進展に係る健全性を評価していることを審査する。                ③現状保全の評価            健全性評価結果から現状の保全策の妥当性が評価されていることを審査する。                ④追加保全策の抽出            現状保全の評価結果から、現状保全に追加する必要がある新たな保全策が抽出されていることを審査する。            (2) 長期施設管理方針の審査                ①長期施設管理方針の策定            すべての追加保全策について長期保守管理方針として策定されているかを審査する。</p>	<p>4.1の「健全性評価」に示すとおり、運転開始後60年時点を想定した健全性評価を実施した。            4.2に示すとおり、現状保全の評価結果から、現状の保全策が妥当であることを確認した。            4.4に示すとおり、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断した。</p>
<p>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</p>	<p>3.1 高経年化技術評価の実施及び見直し            高経年化技術評価の実施及び見直しに当たっては、以下の要求事項を満たすこと。                ⑤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、以下に規定する期間の満了日までの期間について、機器・構造物の健全性評価を行うとともに、必要に応じ現状の施設管理に追加すべき保全策（以下「追加保全策」という。）を抽出すること。            イ 実用炉規則第82条第1項の規定に基づく高経年化技術評価プラントの運転を開始した日から60年間            3.2 長期施設管理方針の策定及び変更            長期施設管理方針の策定及び変更に当たっては、以下の要求事項を満たすこと。                ① 高経年化技術評価の結果抽出された全ての追加保全策（発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提として抽出されたもの及び冷温停止状態が維持されることを前提として抽出されたものの全て。）について、発電用原子炉ごとに、施設管理の項目及び当該項目ごとの実施時期を規定した長期施設管理方針を策定すること。            なお、高経年化技術評価の結果抽出された追加保全策について、発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提とした評価から抽出されたものと冷温停止状態が維持されることを前提とした評価から抽出されたもの間で、その対象の経年劣化事象及び機器・構造物の部位が重複するものについては、双方の追加保全策を踏まえた保守的な長期施設管理方針を策定すること。</p>	<p>4.4に示すとおり、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断した。</p>

## 6.2 長期施設管理方針として策定する事項

長期施設管理方針として策定する事項は抽出されなかった。

# 別紙

- 別紙 1. 熱時効評価対象スクリーニングの詳細プロセス
- 別紙 2. 加圧器スプレイノズルを評価不要とした理由
- 別紙 3. 1次冷却材ポンプの構造および評価部位
- 別紙 4. NUREG/CR-4513R2 を用いたフェライト量および亀裂安定性評価結果
- 別紙 5. EPRI の簡易式と FEM による亀裂進展力 (Japp) の比較
- 別紙 6. 重大事故等時の評価条件および評価方法の根拠
- 別紙 7. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響
- 別紙 8. 代表評価機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容
- 別紙 9. 代表機器以外の機器に対する技術評価
  - 別紙 9-1. 余熱除去ラインループ高温側出口弁
  - 別紙 9-2. 蓄圧タンク出口第二逆止弁
  - 別紙 9-3. 制御棒クラスタ
- 別紙 10. 評価対象外機器の使用温度の根拠
  - 添付. 加圧器安全弁の弁箱の使用温度について
- 別紙 11. 電力共通研究における亀裂進展試験の条件について