

委員からの指摘事項等を踏まえた論点及び 県民意見を踏まえた論点への説明

2020年10月21日

日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

東日本大震災及び震災以降県内で頻発する地震によるひび割れの増加等の有無及びそれによる剛性低下や機能等への影響の有無について(ひび割れを補修する基準及び補修実績に関する説明を含む)

【説明概要】

東北地方太平洋沖地震後に、すべての構造物を対象に目視点検を実施した結果、Sクラス等の構造物には地震に起因する特徴的なひび割れは認められなかった。また、定期的な目視点検結果からも、コンクリート構造物のひび割れの増加等は確認されていない。

これらの点検結果より、建屋の剛性低下や機能等への影響はないと判断している。

また、点検マニュアルでは、ひび割れを補修する基準を定め、補修を行うことになっているが、当該地震以降に剛性低下や機能に影響を及ぼすひび割れの補修実績はない。

● 構造物の目視点検結果

① 東北地方太平洋沖地震後の点検

・東北地方太平洋沖地震発生後、すべての構造物を対象に目視点検を実施した結果、地震に起因する特徴的なひび割れは認められなかった。〈別紙1〉

* なお、一般建築物と同等の耐震性が求められるCクラスの屋内開閉所の非構造部材の一部について、コンクリートの剥離・剥落を確認しているが、原子炉等の安全確保の観点で問題となることは無かった。

② 定期的な点検の結果

・また、コンクリート構造物のひび割れについては、保全計画に基づく定期的(1回/年)な目視点検を実施し、ひび割れの写真記録と図面への図示を行っており、その結果からは、ひび割れの増加等は確認されていない。

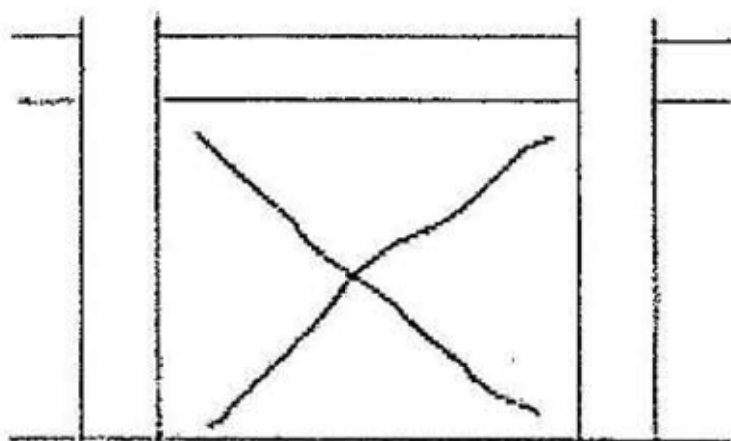
これらの点検結果より、構造部材の剥離・剥落は発生しておらず、鉄筋の発錆や露出がないこと、表層ひび割れはあるものの、貫通ひび割れが確認されていないことから、建屋の剛性低下、支持機能や遮蔽機能等への影響はないと判断している。

● 構造物のひび割れの補修基準と補修実績

・東海第二発電所の点検マニュアルでは、ひび割れを補修する基準として、構造物の重要度、ひび割れ分布、位置、貫通の有無等から判断して補修を行うことになっているが、構造物表面は良い状態で維持されており、2010年度以降剛性低下や機能に影響を及ぼすひび割れの補修実績はない。

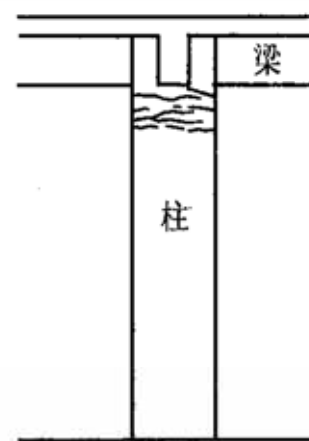
〈別紙2〉

- 鉄筋コンクリート造の建物では下図に示すような地震に起因する特徴的なひび割れが構造部材に発生する。
(日本建築学会の「鉄筋コンクリート造建築物の耐久性調査・診断および補修指針案・同解説」や日本コンクリート工学会の「コンクリートひび割れ調査、補修・補強指針」などを参考。)
- このため、建物・構築物の外観点検は、地震に起因する特徴的なひび割れの発生の有無に注視した。



【壁に生じる地震時ひび割れ発生例】

【コンクリート構造物の目視試験方法 NDIS 社団法人日本非破壊検査協会】



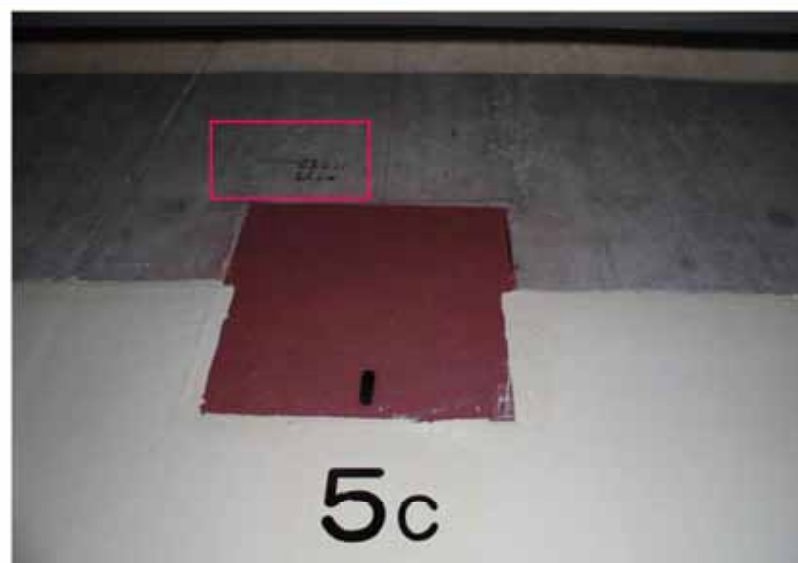
【柱に生じる地震時ひび割れ発生例】

【鉄筋コンクリート造建築物の耐久性調査・診断および補修指針案・同解説】

- 地震に起因する特徴的なひび割れを確認した場合は、詳細調査を行い、ひび割れ幅などに応じて補修方法を検討することになる。



原子炉建屋3階壁面



原子炉建屋4階壁面

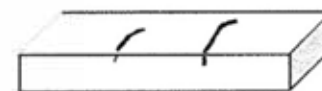


原子炉建屋5階壁面

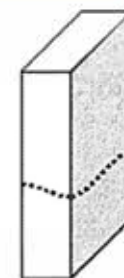
コンクリート表面に特徴的なひび割れは発生していない
⇒ひび割れの形態としては表層ひび割れと判断(経過観察)



① 表面ひび割れ



② 表層ひび割れ



③ 貫通ひび割れ

ひび割れの形態例

【コンクリート構造物の目視試験方法 NDIS 社団法人日本非破壊検査協会】

コンクリート構造物に対する目視点検マニュアルの内容

	点検の項目・方法	判定基準
目視(必要により打音調査)	<p>(1)表面劣化</p> <p>①コンクリート面及び仕上げ材について、目視あるいはハンマリング等により以下の有無を調べる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外的損傷(凍害, 塩害, 熱及び機械的外力等による損傷) ・内的損傷(材料劣化, 変質及び鉄筋錆膨張等による損傷) <p>②変状は以下の分類による。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・変色, 剥落, 浮き, 磨耗等 ・材料劣化 ・鉄筋錆膨張 ・鉄筋等の露出 <p>(2)ひび割れ</p> <p>①目視により, ひび割れ分布, 位置, 形態を調べる。</p> <p>②ひび割れ幅を分類する。</p>	<p>I : 大きな変状・欠陥が認められるもの。あるいはアルカリ骨材反応の疑いのあるひび割れが認められるもの。</p> <p>II . 中程度の変状・欠陥が認められるもの, あるいは軽微な変状・欠陥であるが, 進行速度が早いと認められるもの。</p> <p>III . 軽微な変状・欠陥であり, かつその進行速度が遅いと認められるもの。</p> <p>IV . 変状・欠陥が認められず健全なもの, あるいは健全度Ⅲに満たない変状・欠陥であると認められるもの。</p>

【論点No.204】

東日本大震災及び震災以降県内で頻発する地震によるひび割れの増加等の有無及びそれによる剛性低下や機能等への影響の有無について(ひび割れを補修する基準及び補修実績に関する説明を含む)

【委員からの指摘事項等】

指摘事項等・県民意見に下線を記載
対応する資料頁数等を 内に記載

No.190

P.2.4

2011年東北地方太平洋沖地震及びその後に県内で頻発する地震によりひび割れの増加があったかどうか、それによる鉄筋コンクリートの剛性低下の判断、また、ひび割れを補修する基準も含め、実情がどう変わってきているか記録に残すと良いのではないか。

P.2.5

No.191

「地震後の点検において、構造強度やその他機能に影響するひび割れ等は認められなかった」とあるが、ひび割れ等は目視による確認だと思うが、機能等に影響しないことをどのように判断したのか、判断基準はどうなっているか。

P.2-5

東日本大震災及びその後のプラント状態を踏まえた施設・設備の健全性への影響について

【説明概要】

東日本大震災において、一部の施設・設備に対し地震及び津波による影響はあったものの、発電所の安全性に問題がないことを確認した。また、プラント停止後においても定期的に点検を行い、施設・設備の健全性を確認している。

○2011年の東北地方太平洋沖地震及び津波によっても、東海第二発電所は発電所の安全性に問題がないことを確認している。また、以降も定期的／計画的に点検を行い、施設・設備の健全性確認を継続的に実施している。

○なお、原子炉等安全に直接関係しない一部の施設・設備に対しては、地震及び津波による被害影響を受けたものの、現在までに修理・復旧等を完了している。

①地震による影響の確認 <別紙1参照>

・すべての原子炉施設(建物・構築物、機器)の外観点検を実施…実設備の確認

⇒建物・構築物は、地震に起因する特徴的なひび割れは生じていない。*1

⇒原子炉等の安全上重要な耐震Sクラスの設備に異常は生じていない。*2

*1 建屋機能に影響しないコンクリートの表層剥離や、取水構造物埋め戻し土の沈下等を確認

*2 耐震上の要求の低い設備(耐震B、Cクラス施設)のサポート損傷等や、変圧器の絶縁油漏れ等を確認

・地震応答解析による健全性の評価…解析評価による確認

⇒地震による原子炉建屋の加速度は、設計上想定した地震による加速度を下回った。

⇒地震による各設備への影響は、機能に悪影響を与えない弾性範囲に留まった。

これらより、東海第二発電所の原子炉施設は、地震によって健全性に直ちに影響を及ぼすものではなかったと評価

②津波による影響の確認 <別紙2参照>

・発電所海岸沿いへの津波浸水により、一部の施設が被害影響を受けた。

⇒海水ポンプ室への津波浸水により、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ(2C)が機能喪失し、ディーゼル発電機1基を停止したが、残り2基のディーゼル発電機の健全性は確保され、これらによって原子炉等の冷却は問題なく対応できた。^{*1}

*1これに加えて、津波浸水被害としては、原子炉等安全とは直接関係しない、海沿い低所に設置していた電気盤、制御盤、排水ポンプ、放水口モニタ等が浸水被害を受けた。

これより、発電所の原子炉施設は、津波によって多重性を有する安全上重要な機能の一部が失われたが、他の設備により原子炉冷却等を問題なく対応

③プラント停止時の機器の動作状況 <別紙3参照>

・原子炉冷却時の特徴的な設備の動作状況として、原子炉圧力を制御するための主蒸気逃がし安全弁(SRV)が合計170回動作

⇒運転員の手動操作(合計140回)を含め、原子炉の圧力制御を積極的に行ったものであり、SRV作動中の原子炉圧力容器の最高圧力(約7.4MPa)、格納容器の温度(約62℃)等も十分低く留まり、また、後の全SRVの点検によっても弁フランジに漏れ跡は生じていない。

⇒格納容器上部雰囲気の最高温度(約144℃)を踏まえても、各設備の健全性に影響を与えるものではないことを確認

これらより、原子炉冷却中も各設備の健全性は保たれ、また設備の動作は正常であり、停止後の点検においても異常は確認されていない。

論点No.205-3

④東日本大震災以降の定期的な点検による確認 <別紙4参照>

・震災以降の施設定期検査による健全性確認

⇒約8000種類の建物・構築物，機器類の点検を実施

⇒建物・構築物の詳細外観点検，機器の分解点検等を通じて地震による影響を確認

点検の結果，原子炉等の安全上重要な耐震Sクラス施設の地震による損傷は認められなかった。なお，耐震上の要求が低いB，Cクラスの設備（タービン・発電機設備等の一部）で地震による損傷が生じたが，これらの修理は完了している。

・特別な保全計画に基づく健全性確認

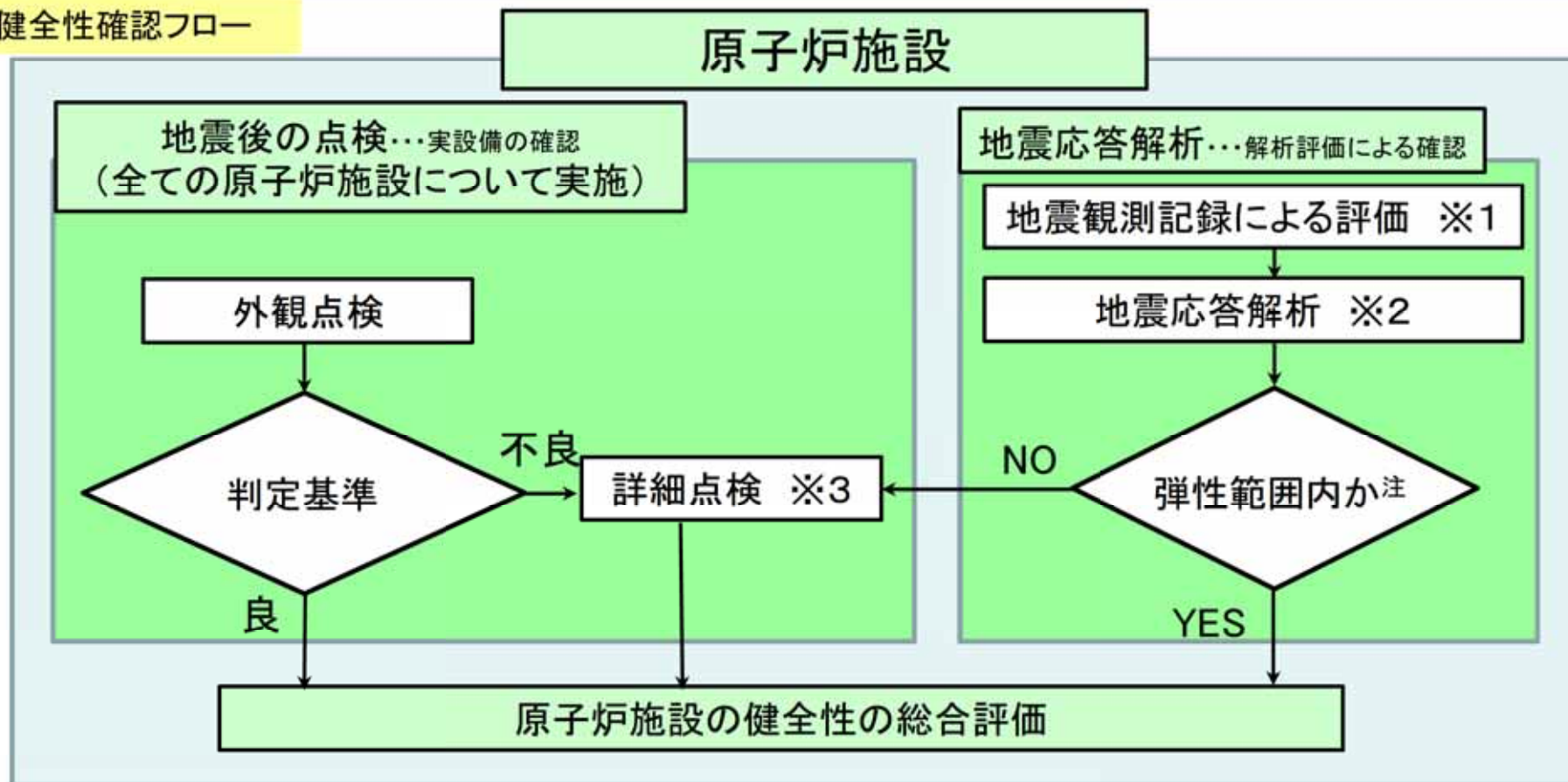
⇒2011年の原子炉停止以降，現在までの長期的なプラント停止期間に対応して，約13,000種類の各設備に対して定期的／計画的に点検を順次実施中

⇒機器の分解点検及び試運転による健全性の確認，腐食・減肉等を抑制する適切な保管管理方法の反映，発電所停止中も機能を要求される各設備に対する追加的な点検等を実施

これらの継続的な保全活動を通じて，2011年以降の長期的なプラント停止に対しても，原子炉施設の健全性維持を継続している。

その他として，震災以降に発電所で実施した緊急安全対策（電源設備追加等）は，昨年中に原子力規制委員会より許認可を得ている新規制基準に適合した安全性向上対策に順次置き換えていく。

健全性確認フロー



- ※1: 地震の観測記録評価し, 工認設計波及び基準地震動による最大応答加速度と比較する。
- ※2: 観測記録が上回った場合, 耐震Sクラスの施設について, 観測記録を用いた地震応答解析を実施する。
なお, 観測記録の状況により, 代表施設の地震応答解析を検討する。
- ※3: 耐震クラスB, Cの施設で異常が確認されれば, 詳細点検せずに修理を実施することで健全性を維持する。

注 建屋: せん断スケルトンカーブ上におけるひずみに対するせん断力の最大応答値が第一折れ点を下回ることで, 弾性範囲内にあることを判断する。
機器: JEAG4601に基づく許容値Ⅲ_ASを適用(許容値Ⅲ_ASの例: 圧力容器等のクラス1機器であれば, 設計降伏点Syと設計引張強さSu×2/3の小さい値)

建物の外観点検の結果

主な建物	耐震クラス	点検結果
チェックポイント建屋	C	特徴的なひび割れはなかった
サービス建屋	C	特徴的なひび割れはなかった
タービン建屋	B	特徴的なひび割れはなかった
屋内開閉所	C	一部コンクリートの表層剥離, 落下 (建屋機能の影響なし, 経過観察中)
水電解装置建屋	C	特徴的なひび割れはなかった
原子炉建屋	S	特徴的なひび割れはなかった
廃棄物処理建屋	B	特徴的なひび割れはなかった
ドラムヤード	B	道路連絡部 段差発生
屋外電気室	C	特徴的なひび割れはなかった
ドライキャスク建屋	C(Ss)※	特徴的なひび割れはなかった

※:貯蔵容器(耐震Sクラス)の間接支持構造物のため, 基準地震動(Ss)で評価するもの

構築物の外観点検の結果

主な構築物	耐震クラス	点検結果
排気筒(基礎部)	S	特徴的なひび割れはなかった
取水口エリア	S, C	Sクラス:特徴的なひび割れはなかった Cクラス:ケーブルトレンチ沈下 クレーンレールズレ等
護岸エリア	C	カーテンウォール支持部割れ
構内道路	—	放水路埋設箇所等 沈下あり
地盤改良エリア(非常用海水系二重管, 取水路)	S	沈下なし
循環水配管埋設エリア	C	一部沈下あり
ドライキャスク建屋背面斜面	—	法枠ブロック隆起, 沈下等あり
変圧器基礎	C	特徴的なひび割れはなかった
タンク基礎, 防油堤	S, C	Sクラス:特徴的なひび割れはなかった Cクラス:特徴的なひび割れはなかった タンク周辺の沈下あり
物揚場	C	岸壁湾曲, 沈下あり
防波堤	C	沈下あり

地震計が設置されている原子炉建屋の地震観測記録における最大加速度は、当時の工認設計波及び基準地震動による最大応答加速度を下回っていることを確認した。

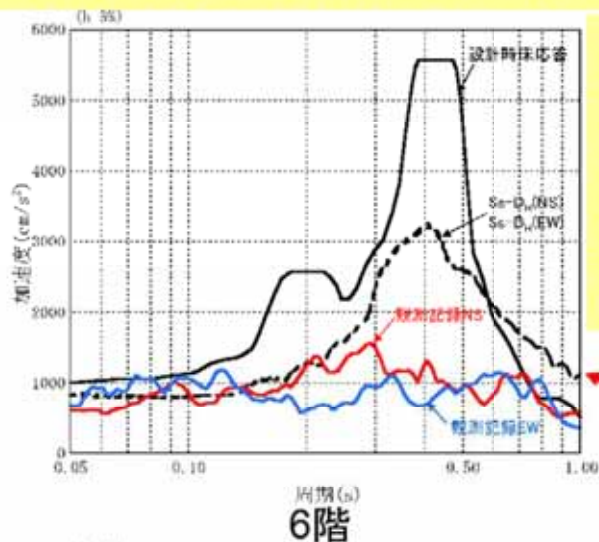
観測点	観測記録 最大応答加速度値 (cm/s^2)			設計時の 最大応答加速度 (cm/s^2) ※1			基準地震動 S_s-D に対する 最大応答加速度 (cm/s^2) ※2		
	N S	E W	U D	N S	E W	U D	N S	E W	U D
6階	492	481	358	932	951	—	799	789	575
4階	301	361	259	612	612		658	672	528
2階	225	306	212	559	559		544	546	478
地下2階	214	225	189	520	520		393	400	456
※ 地下 2階	北	204	217	—			—		
	東	197	209	—			—		
	南	209	220	—			—		
	西	211	218	—			—		

※地下2階には基礎盤の部分的振動特性の解明を目的とし、更に4つの観測点を設置している。

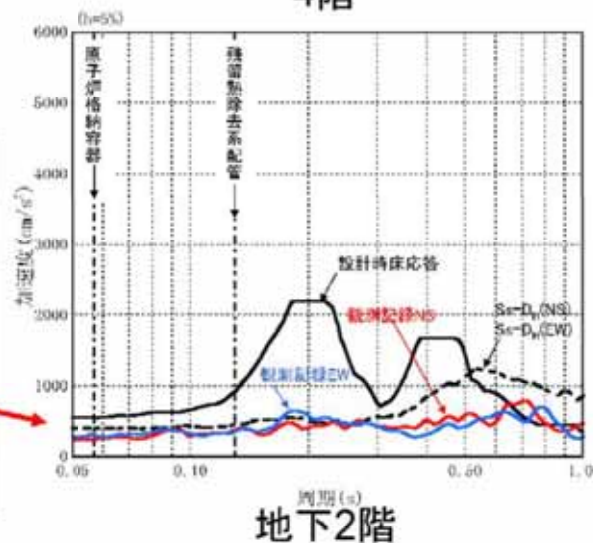
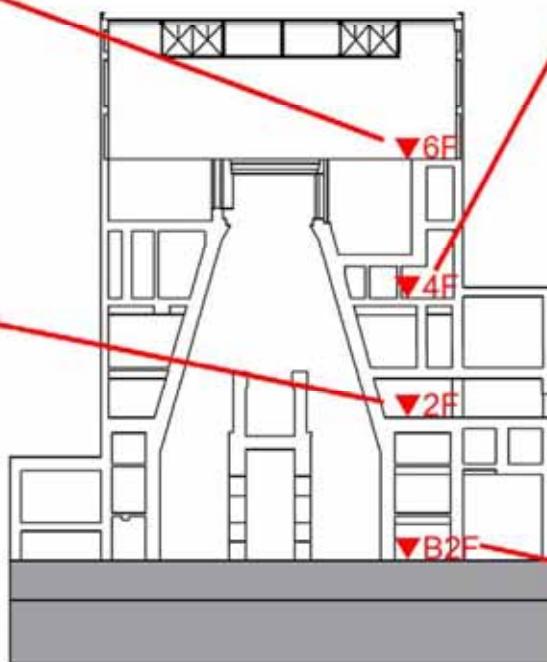
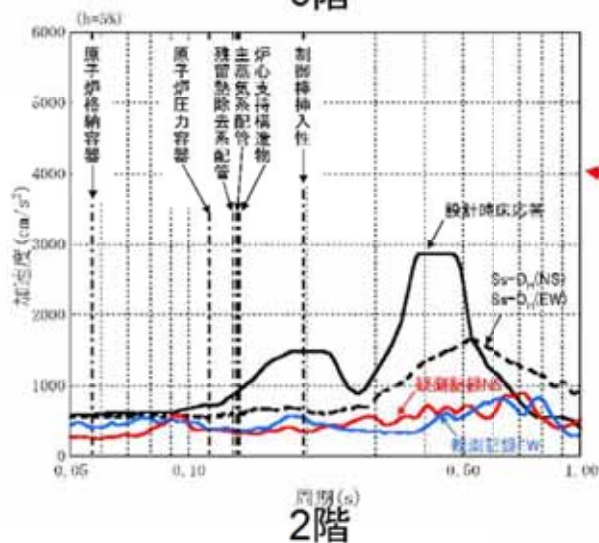
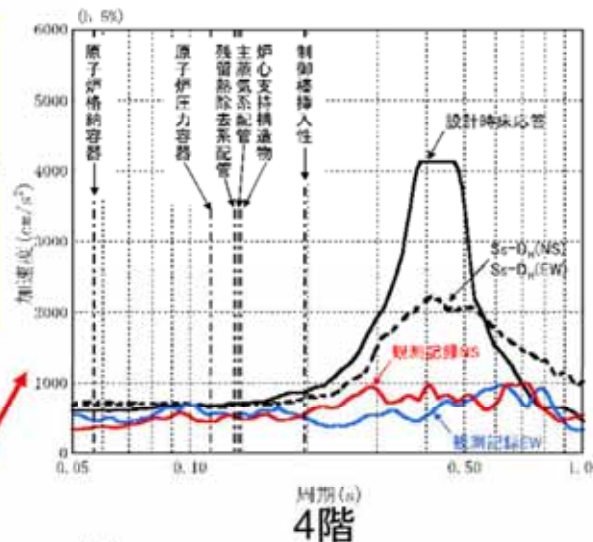
※1:エルセントロ波やタフト波を $180\text{cm}/\text{s}^2$ に基準化して、建屋下の人工岩盤底面に直接入力した解析結果

※2:耐震バックチェックにおいて解放基盤表面EL-370mの位置で策定した基準地震動 $S_s-D(600\text{cm}/\text{s}^2)$ による解析結果

水平方向加速度応答スペクトルの比較

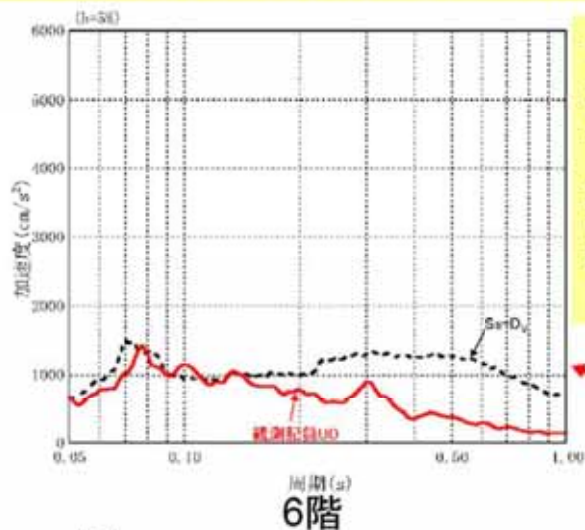


一部の周期帯(約0.65秒~約0.9秒)で工認設計波による床応答スペクトルを上回っているが、耐震設計上重要な機器・配管系のうち主要な設備の固有周期では、地震観測記録が工認設計波による床応答スペクトル以下であることを確認した。



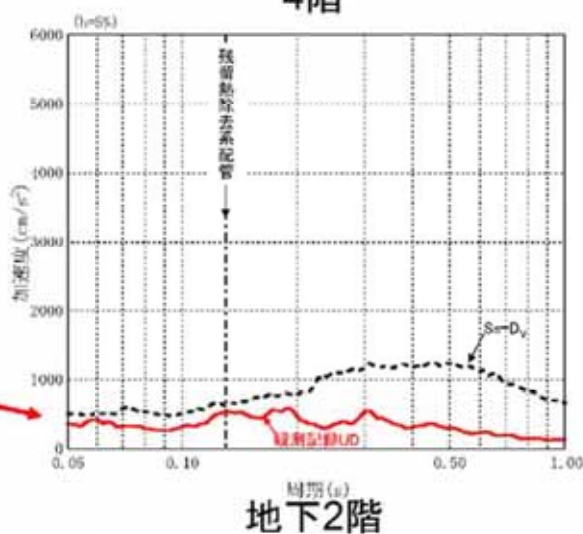
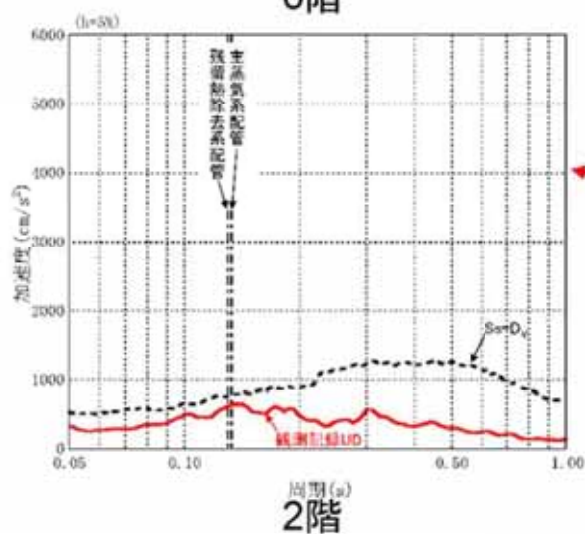
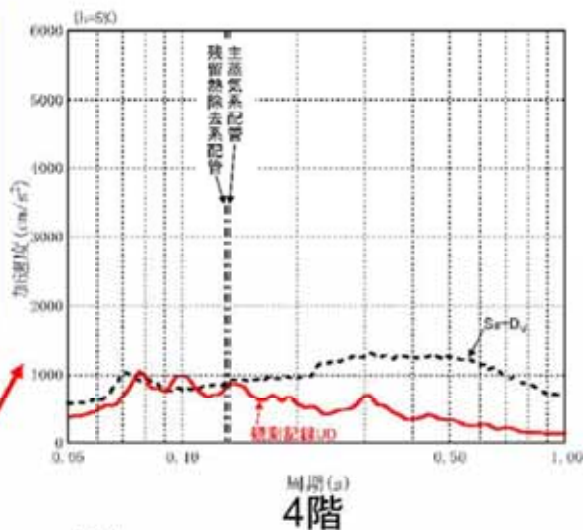
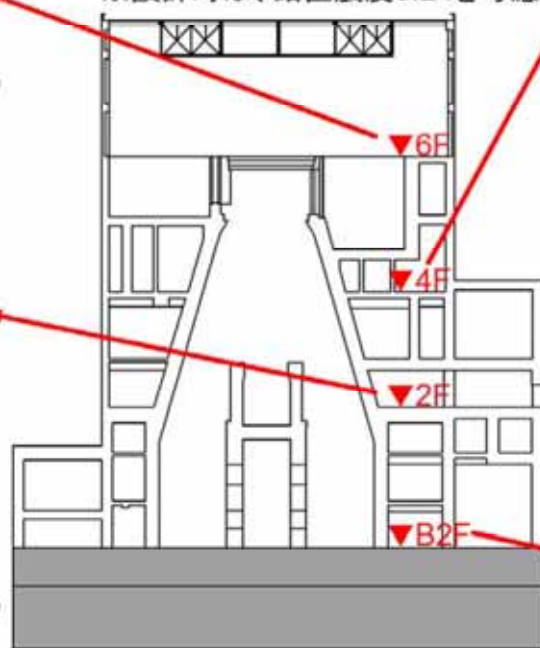
※: 原子炉圧力容器, 原子炉格納容器, 残留熱除去系配管, 制御棒挿入性など

鉛直方向加速度応答スペクトルの比較



一部の周期帯(0.08秒及び0.1秒付近)でSs-Dv入力による床応答スペクトルを上回っているが、耐震設計上重要な機器・配管系のうち主要な設備の固有周期では、地震観測記録がSs-Dv入力による床応答スペクトル以下であることを確認した。

※設計時は、鉛直震度0.24を考慮



※:残留熱除去系配管, 主蒸気系配管など

●代表施設の地震応答解析結果 (一部周期帯で観測記録が床応答スペクトルを上回ったため解析で確認)

観測記録による地震応答解析の結果, 発生応力は弾性範囲内であることを確認した。
また, 地震による燃料集合体相対変位も, 基準値内であることを確認した。

評価対象施設	評価部位	応力分類	発生値 (MPa)	評価基準値 III _A S ※1 (MPa)	評価手法	判定
原子炉圧力容器	基礎ボルト	引張応力	9	499	B	○
炉心支持構造物	シュラウドサポート	膜応力	171	246	A	○
主蒸気系配管	配管	1次応力	175	258	B	○
残留熱除去系ポンプ	基礎ボルト	せん断応力	4	118	B	○
残留熱除去系配管	配管	1次応力	191	225	B	○
原子炉格納容器	ドライウエル	1次応力	75	344	A	○

* 評価方法の欄に記載されている[A]及び[B]の凡例は以下のとおり。

A: 応答倍率法による評価

B: 詳細評価 (スペクトルモーダル解析法等による評価)

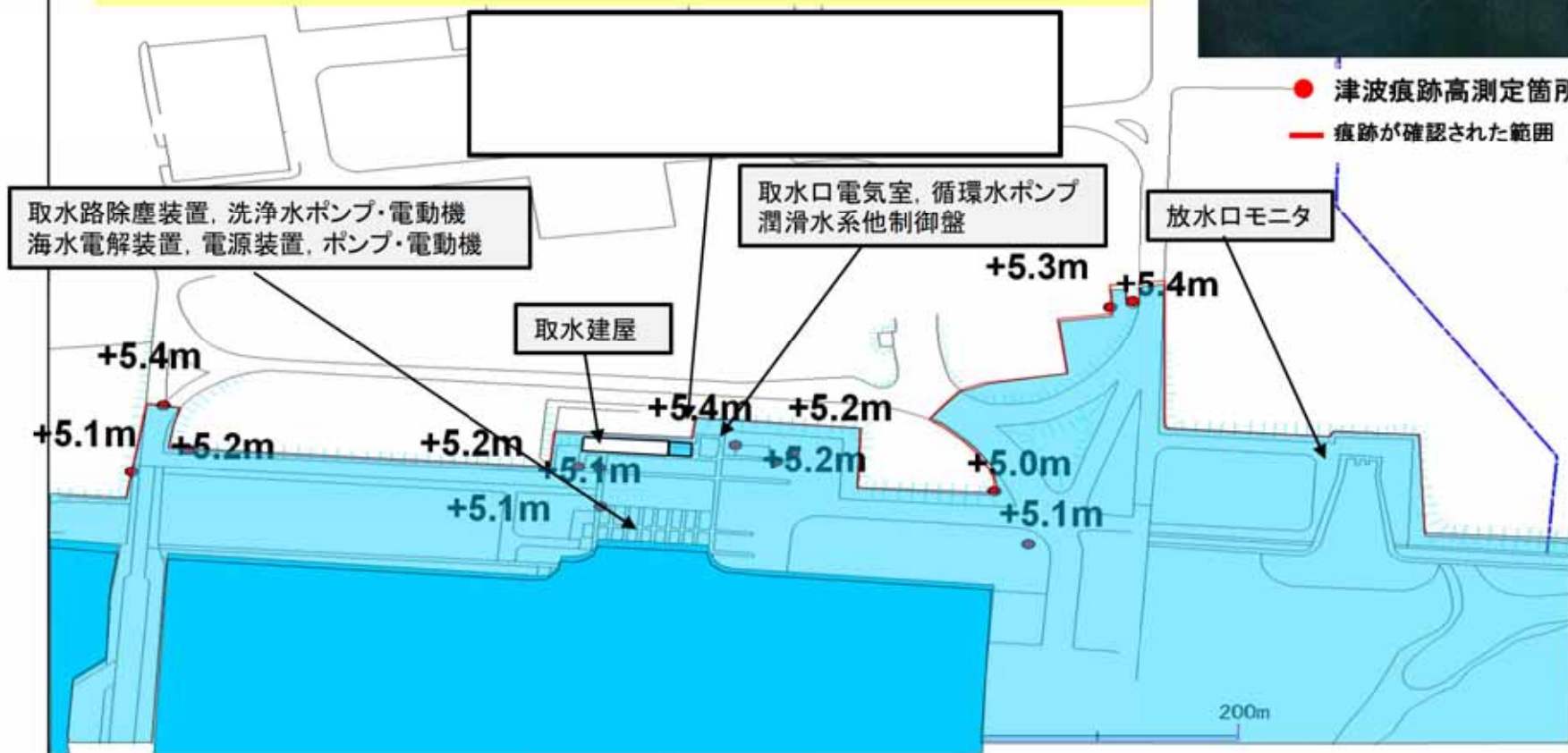
※1: 「原子力発電所耐震設計技術指針JEAG4601-補・1984, JEAG4601-1987, JEAG4601-1991追補版」及び「発電用原子力設備規格設計・建設規格 JSME S NC1-2005/2007」(耐震指針に基づき策定される弾性設計用地震動Sdに対して, 機器・配管系の弾性状態が保持される制限値。)

※2: 工認記載値(耐震指針に基づき実施した「地震による挿入性」が確認された燃料集合体相対変位)

評価対象施設	地震による燃料集合体相対変位 (mm)	評価基準値 (mm) ※2	判定
制御棒 (地震時挿入性)	8.6	40	○

津波による浸水エリア及び浸水した原子炉施設

- 浸水した原子炉施設について点検した。
 - ・ 配管等の機械品については、外観点検を実施。
 - ・ 電動機等の電気品については、絶縁抵抗測定等の電氣的な点検を実施。



津波により浸水した原子炉施設の点検結果

施設	耐震クラス	点検結果
非常用ディーゼル発電機海水ポンプ・電動機(2C)	S	・電動機は水没による絶縁低下あり。洗浄乾燥実施。 ・ポンプは異常なし
残留熱除去海水系ポンプ・電動機(A, C)	S	・ポンプは異常なし ・電動機は異常なし
補機冷却海水系ポンプ・電動機(A, C)	C	・ポンプは異常なし ・電動機は異常なし
非常用ディーゼル発電機(2C)海水系配管, 弁	S	異常なし
残留熱除去海水系(A)配管, 弁	S	異常なし
補機冷却海水系(A, C)配管, 弁, ストレーナ	C	異常なし ※1
取水路除塵装置, 洗浄水ポンプ・電動機	C	異常なし ※2
海水電解装置, 電源装置, ポンプ・電動機	C	異常なし ※2
取水口電気室電源盤, 循環水ポンプ潤滑水系他制御盤	C	電源盤, 制御被水により使用不可。標高8mエリアに移設。
取水路, 取水建屋	C	異常なし
排水ポンプ, 放水口モニタ	C	異常なし ※2

※1:被水したトレースヒータを再使用したため, 異常発熱による火災を経験した。(被水したヒータは取替実施)

※2:モータ, 制御盤等の電気品に関しては, 異常が確認されていなくても, 端子箱の洗浄等を実施した。

<別紙2> ②津波浸水による被害影響の確認

【津波到達時の海水ポンプ室の浸水状況】

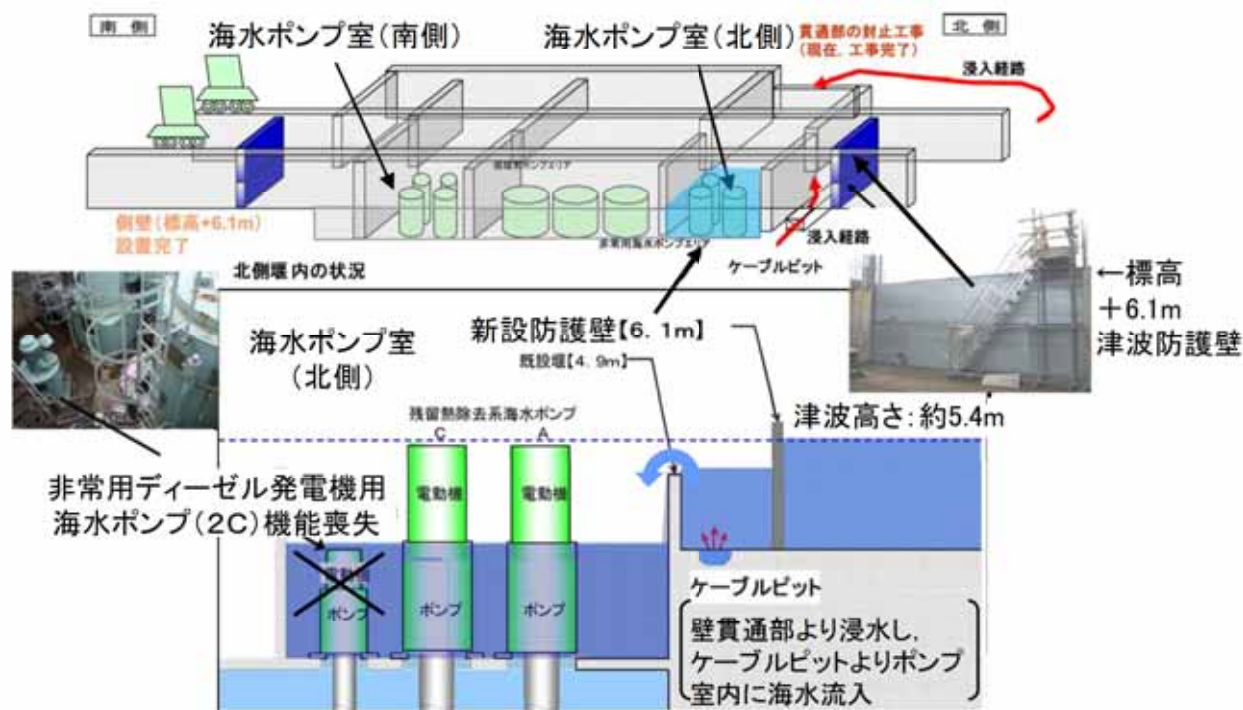
- ・非常用ディーゼル発電機の冷却等に用いる海水ポンプ等は、南北2カ所に分離して設けた海水ポンプ室内に設置
各海水ポンプ室に対して、**当時の新知見に基づく津波評価***（津波到達高さ予測標高+5.7m）**①**
を踏まえ側壁の嵩上げ工事を実施し、**標高+6.1mの高さの津波防護壁を設置済み②**
- ・海水ポンプ室への**津波到達高さは標高+5.4m③**に止まり、**標高+6.1mの津波防護壁により頂部からの越流を防止**
- ・この際に、北側の海水ポンプ室は電気ケーブルの壁貫通部の止水処置工事が終了しておらず、
壁貫通部からの浸水で非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ(2C)の電動機が冠水し機能喪失、運転停止
- ・一方、南側の海水ポンプ室は工事がすべて終了しており、**浸水は生じず海水ポンプの機能を維持**

非常用ディーゼル発電機海水ポンプ・電動機(2C)は絶縁低下があり、排水後に洗浄乾燥を実施

海水ポンプ室津波高さ(標高)	
②津波防護壁の高さ	+6.1m
①津波到達高さ(予測)*	+5.7m
③津波到達高さ(痕跡高)	+5.4m

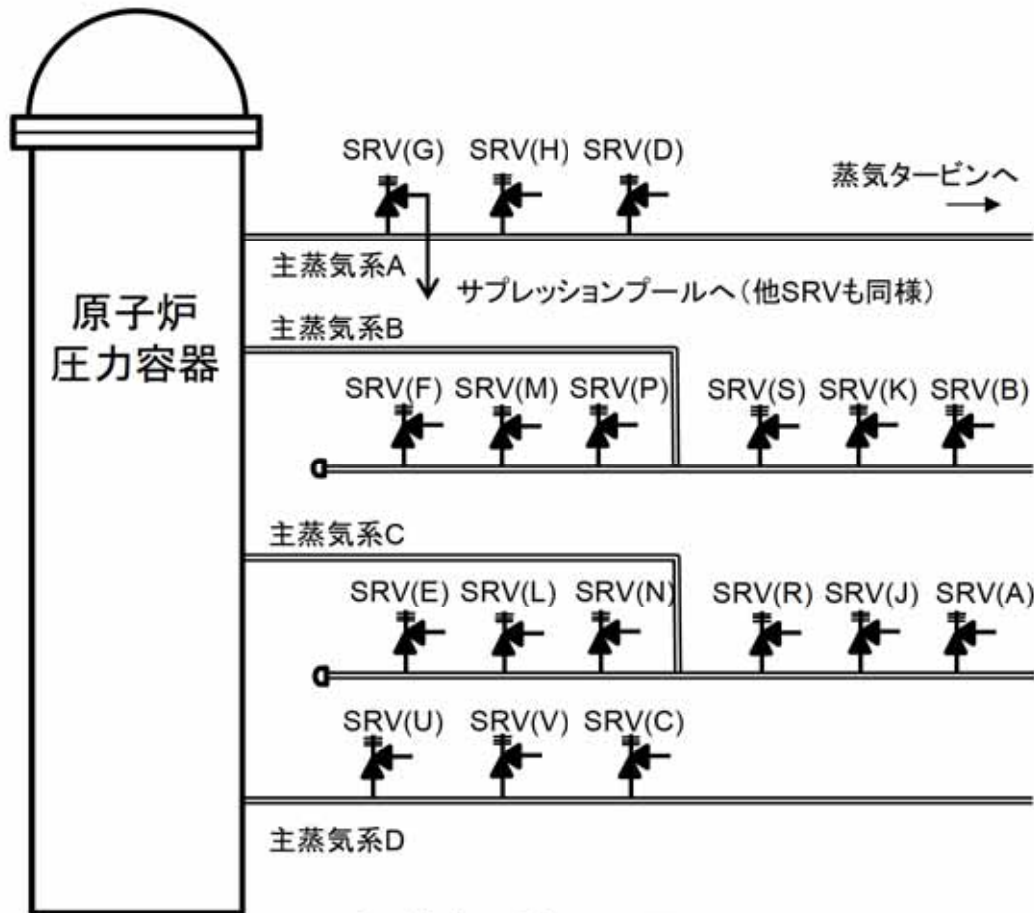
* 茨城県の実施した津波評価の波源を用いた当社の津波予測評価

「本県沿岸における津波浸水想定区域図等」(平成19年10月、茨城県)において設定された1677房総沖地震の波源モデルに基づき、発電所付近のメッシュサイズを細かくし、地形データも自社の測量結果等を使用して解析



論点No.205-14

- 地震による原子炉停止(制御棒全挿入)から冷温停止(冷却材温度100°C未満)までの間、主蒸気逃がし安全弁(SRV)の動作により、原子炉の圧力を制御
- 冷温停止までの間に、SRVは合計170回動作(自動動作:30回, 運転員操作:140回)



主蒸気系概要図

プラント停止時のSRVの動作状況

主蒸気ライン	SRV	吹出圧力※1 [MPa]	動作回数	全SRV動作回数
A	D	7.37	38	170回※2
	G	7.44	9	
	H	7.51	6	
B	B	7.65	6	
	F	7.58	9	
	K	7.65	5	
	M	7.51	7	
	P	7.44	8	
	S	7.58	5	
	A	7.58	7	
C	E	7.44	7	
	J	7.51	6	
	L	7.65	6	
	N	7.37	27	
	R	7.65	5	
	C	7.58	7	
D	U	7.44	7	
	V	7.51	5	

※1: 逃がし弁機能

※2: 自動動作回数(30回を含む)

- 原子炉の最高圧力は約7.4MPaに留まり, 原子炉の冷却継続に伴い低下
- 原子炉格納容器(ドライウエル)の温度は61.6°Cに留まり, 原子炉格納容器の最高使用温度(171[°C])を十分下回り, 冷却継続に伴い漸次低下



<別紙3> ③プラント停止時機器動作状況(格納容器回りの温度上昇)

○東北地方太平洋地震時、東海第二発電所は原子炉停止後の冷却過程*において、**原子炉格納容器温度が上昇した。**
(ただし設計値未満に留まる)

* 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水及び主蒸気逃がし安全弁による圧力制御を継続するため、サブレーション・プール冷却を優先的に継続した結果、格納容器上部(ドライウエル)の温度が上昇

震災時の原子炉格納容器内の圧力・温度の状況(実測値)

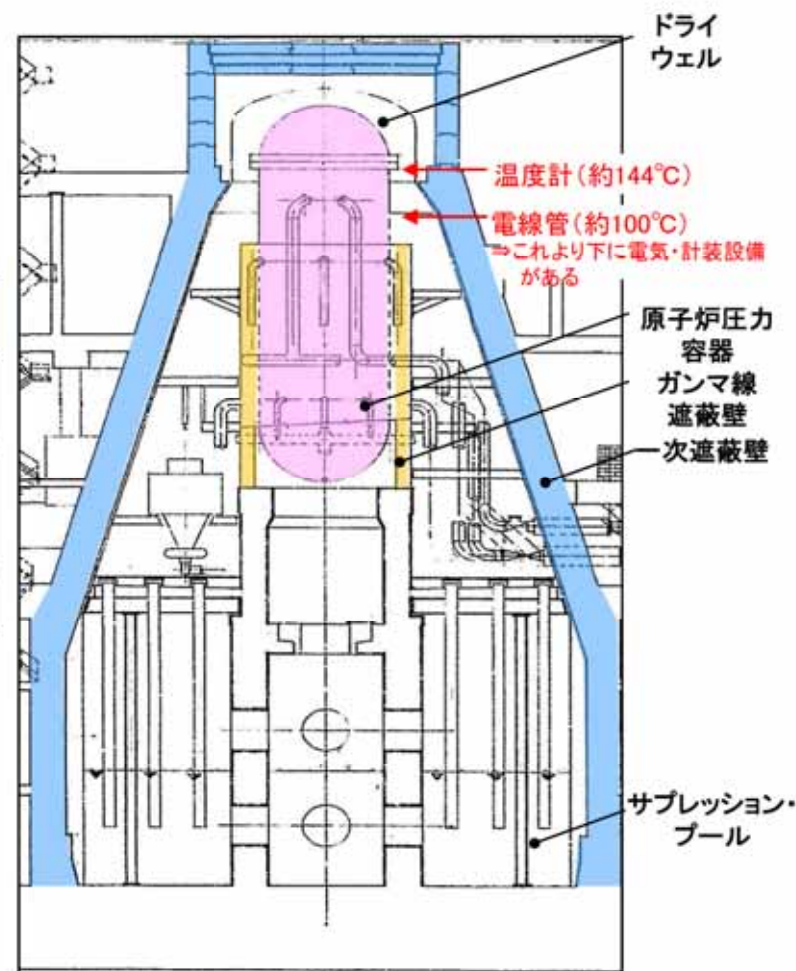
	ドライウエル 圧力	ドライウエル温度	サブレーション・ プール温度
震災前	約3 kPa	約45 °C(コンクリート周り) 約40 °C※ ¹ (格納容器上部)	約22 °C
震災時	約12 kPa	約62 °C(コンクリート周り) 約100 °C※ ¹ (格納容器上部) 約144 °C※ ² (格納容器頂部)	約55 °C
設計値	310 kPa	171 °C	104.5 °C

※1:電線管温度

※2:原子炉圧力容器ペローシール部周辺温度

○温度上昇による**電気・計装設備の絶縁低下の影響**が考えられるため、電気・計装設備の絶縁低下影響を温度83.1°C*¹／継続時間約30時間*²にて評価した結果、震災時における**温度上昇時間は短時間であり、健全性評価にて得られた結果に影響を与えるものではなかった。**

* 1:最高平均温度 * 2:温度上昇時間



ガンマ線遮蔽壁、一次遮蔽壁等の概要

<別紙3> ③プラント停止時機器動作状況(格納容器回りの温度上昇)



温度上昇により、コンクリートの強度及び遮蔽能力低下が考えられるため、原子炉格納容器頂部の最高温度である約144℃にて評価した結果、設計値を満足しており、温度制限値を超える期間は短時間であることから、健全性評価にて得られた結果に影響を与えるものではないと判断

◆強度

特別点検の結果から、加熱冷却後における圧縮強度の提案式*1(200℃の加熱冷却後の圧縮強度残存比:0.93)を用いて評価した結果、設計値を満足

評価対象部位	特別点検結果(N/mm ²)	評価結果(N/mm ²)	設計値:設計基準強度(N/mm ²)
一次遮蔽壁*2	50.5	47.0	≥ 22.1

温度制限値(一般部:65℃)を超える期間は約79時間と短時間であり、既往の文献*3から影響がないと判断

◆遮蔽能力

コンクリートの結晶水が解放され始めるとしている190℃まで到達しておらず*4、建設記録から密度が小さいと想定される部位から採取したコアサンプルを促進乾燥させた特別点検の結果は設計値を満足

評価対象部位	乾燥試験前質量:実測値(g/cm ³)	特別点検結果:乾燥単位容積質量(g/cm ³)	設計値:密度(g/cm ³)
一次遮蔽壁*2	2.357	2.230	≥ 2.23

温度制限値(中性子遮蔽:88℃)を超える期間は約35時間と短時間であり、既往の文献*5から影響がないと判断

*1: 日本建築学会「構造材料の耐火性ガイドブック(2017)」

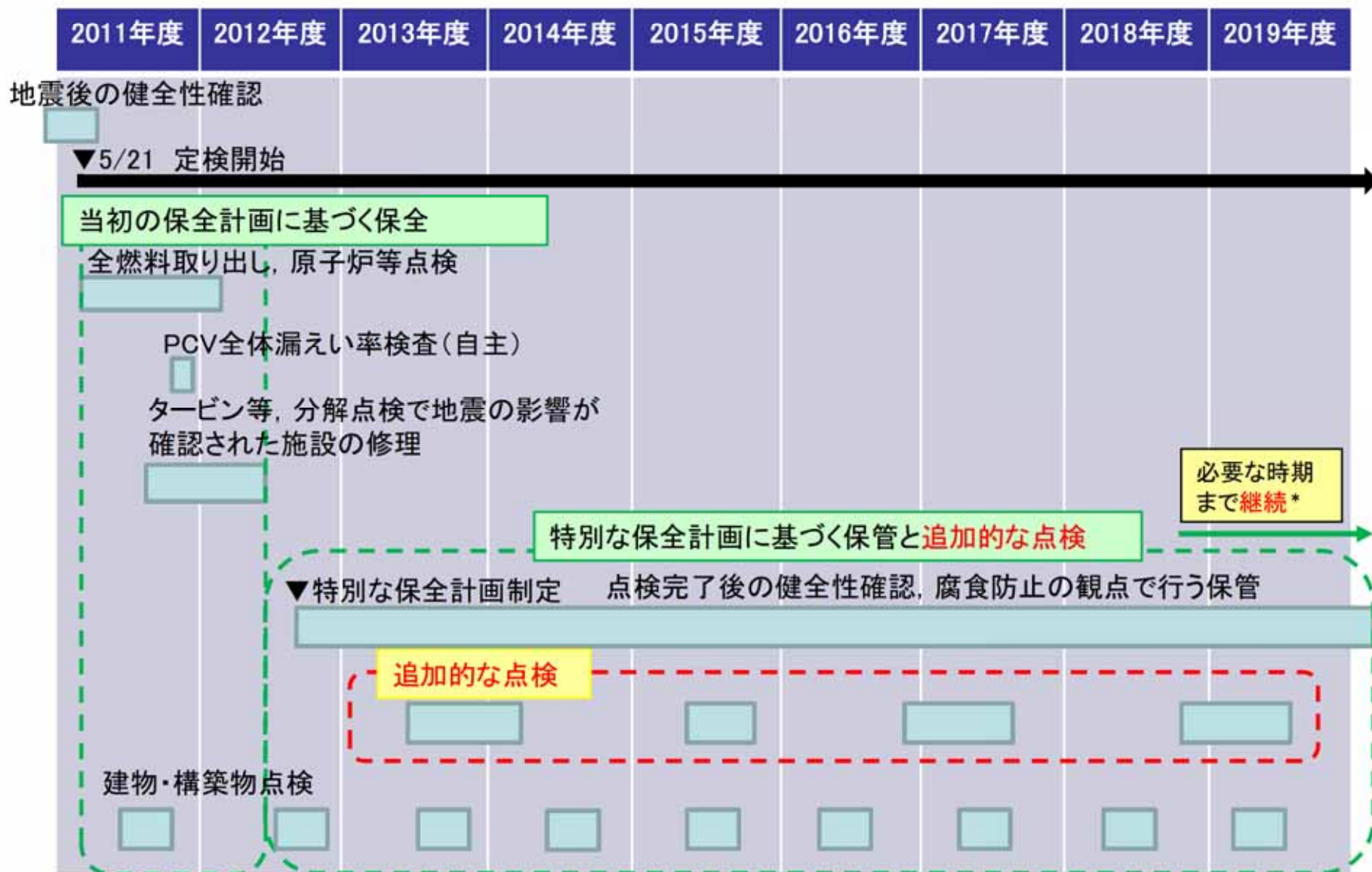
*2: ガンマ線遮蔽壁のコンクリートは強度部材としての要求がなく、原子炉格納容器頂部から離れており、一次遮蔽壁にて遮蔽能力評価を実施

*3: 松沢他,コンクリート工学年次論文集「高温加熱の影響を受けたコンクリートの破壊特性に及ぼす加熱時間の影響(2014)」,長尾他,第48回セメント技術大会講演集「熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究(1994)」

*4: 日本機械学会「発電用原子力設備規格 コンクリート製原子炉格納容器規格(2014)」

*5: 日本建築学会「建築工事標準仕様書・同解説 JASS5N 原子力発電所施設における鉄筋コンクリート工事(2013)」付2. JASS5N T-602コンクリートの乾燥単位容積質量促進試験方法

<別紙4> ④東日本大震災以降の定期的な点検確認



*今後、発電所の運転を再開する場合は、新設の設備も含めて必要なすべての点検・検査を実施する。

論点No.205-19

【施設定期検査による健全性確認】

- 視点・目的:技術基準への適合性を確認。
- 実施時期 :平成23年5月21日～ 現在
- 対象・方法:保安規定 第8章(保守管理)に基づき,計画された約8000機種¹⁾の建物・構築物,機器等の保全を実施。
(当初の保全計画に基づく保全)

上記の一環で実施する計画的な機器の分解点検や建物・構築物の詳細な外観点検で,地震の影響による損傷等の有無を確認。(損傷等が確認されれば,品質保証システムにより不適合管理で適切な対策,是正措置を実施。)

【その他】

- 現在,発電所は長期停止となっていることから,保安規定に基づく特別な保全計画を策定し,従来の保全計画に追加して実施している。

【特別な保全計画による健全性確認】

- 視点・目的: 長期停止中も通常の運転サイクルにおける定期検査と同様に点検しプラントの健全性を確保。
- 実施時期 : 平成24年12月8日～現在
- 対象・方法: 保安規定に基づく「特別な保全計画」(*)を定め、健全性確認、保管及び追加的な点検を実施。
具体的には、電気技術指針(JEAG)を参考に社内規程を定めている。

* 保安規定 第8章 保守管理

7. 3特別な保全計画の策定

(1)組織は、地震、事故等により長期停止を伴った保全を実施する場合などは、特別な措置として、あらかじめ当該原子炉施設の状態に応じた保全方法及び実施時期を定めた計画を策定する。

JEAG4210 保守管理指針(特別な保全計画の策定【例示】)

特別な保全計画には、長期停止となった場合に計画する、構築物、系統及び機器の保管、並びに点検・補修等完了後の試験的なプラント起動及びその後の設備全体の健全性確認等がある。

なお、構築物、系統及び機器の保管例として、腐食防止、凍結防止などの観点から行われる乾燥保管、真空保管、満水保管、循環運転による保管等がある。

また、長期停止中に運転状態にある機器や保管状態で劣化が想定される機器について追加的な点検を計画する場合がある。

特別な保全計画に定める内容

● 健全性確認

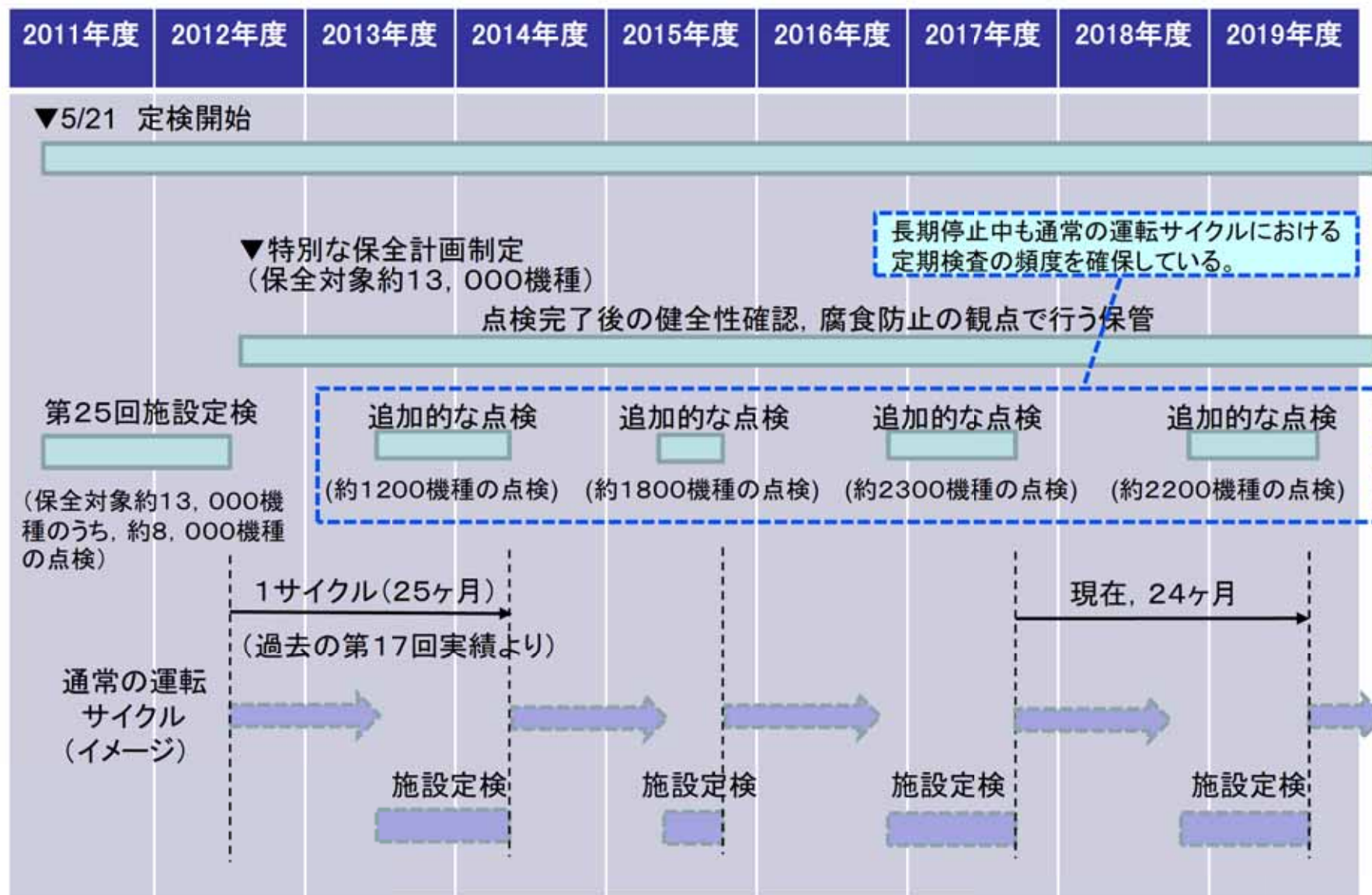
- 保全計画に基づき分解点検，校正等の保全を行うと，次は機器レベル（ポンプ，電動機，弁，計器等）で試運転を実施する。その後，系統レベルで健全性確認運転を実施する。
- 「健全性確認」として，長期停止となった後も，安全重要度の高い系統は，頻度を決めて，継続的に系統レベルの健全性確認運転を行っている。

● 保管

- 保全計画に基づく保全を実施した以降，長期停止の影響で原子炉施設に腐食・減肉が進行しないよう措置している。
- これを「保管管理」として，系統ごとに内部流体の種類，腐食環境の回避，水質管理により，原子炉施設を維持している。

● 追加的な点検

- 使用済燃料を冷却するための機器，発電所の放射線を監視するモニタ，換気装置等は，長期停止中であっても機能が要求される。また，循環水ポンプ等は，停止中の機能要求はないが，海水中に設置されているため，長期停止期間中に腐食が進行する。
- このため，「追加的な点検」として，停止時に機能要求があるものは従来の頻度方式で保全を，また，停止中の劣化の進行を勘案した保全を実施している。



系統	頻度	健全性確認, 保管管理
原子炉	水質確認(1回/週)	満水保管 ※1
主蒸気系		乾燥保管
タービン・発電機		乾燥保管
非常用ディーゼル発電機	1回/月	動作試験による 健全性確認 ※2
非常用炉心冷却系	1回/月	動作試験による 健全性確認 ※2
水素酸素発生装置		循環保管

※1:原子炉開放中と閉鎖中で満水状況が異なる。現在は原子炉を閉鎖している。

※2:現在は長期停止期間中であるため、保安規定に基づきプラント停止中に待機状態を要求されている対象機器のみ健全性確認を実施すればよいが、長期停止期間中の施設の健全性を維持するため特別な保全計画を定め、その中で通常運転中の定期試験と同様の頻度及び対象機器について健全性確認を実施している。

系統	追加的な点検頻度 ※1	保全方式
海水系機器 ○残留熱除去系熱交換器 ○残留熱除去系海水ポンプ ○補機冷却海水系ポンプ	2サイクル 同上 同上	非破壊検査 分解点検 分解点検
空調設備	2ヶ月	状態監視等
モニター, 計器類	1サイクル	校正
残留熱除去系海水ポンプ電動機	4サイクル	分解点検等
非常用ディーゼル発電機	1サイクル	分解点検

※1: 現在は長期停止期間中であるため、点検周期がサイクルとなっているものは第25回施設定検中に1度点検を実施すればよいが、長期停止期間中の施設の健全性を維持するため、仮想の運転サイクルを決めて追加的な点検を実施している。
 仮想の運転サイクルは、当初、過去の実績で最大の第17回定検(12ヶ月、運転13ヶ月)の25ヶ月としたが、現在では、運用のし易さ等から24ヶ月サイクルとしている。

常設代替高压電源装置の移設

【目的】

外部電源、非常用ディーゼル発電機の機能喪失時の電源供給手段として、常設代替高压電源装置を配備

【現在の配置】

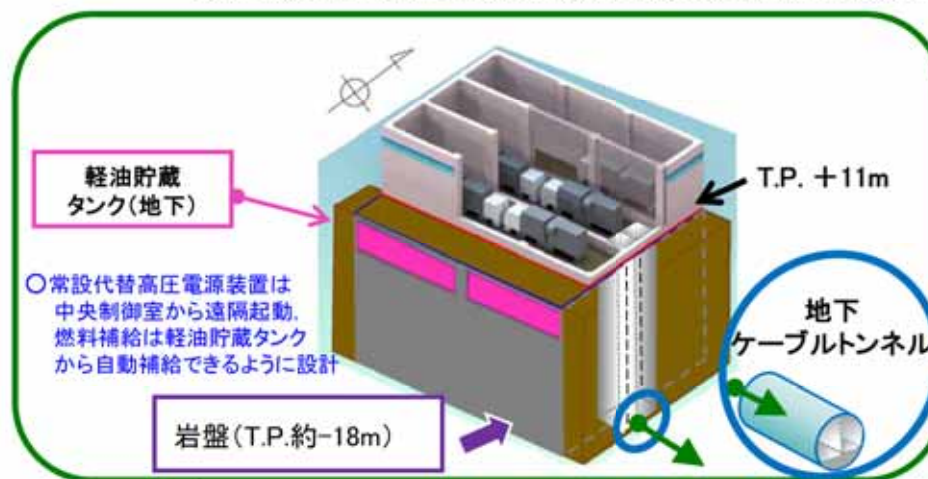
- ✓ 発電所構外の高压電源車置場に配置
- ✓ 発電所までは架空の電線により配電

【安全性向上対策後の配置】

- ✓ 発電所構内のT.P.+11m盤に常設代替高压電源装置置場を設置
- ✓ 常設代替高压電源装置置場から原子炉建屋まで、耐震性を確保した地下のトンネルにケーブルを設置



高压電源車の現在の配置場所と常設代替高压電源装置置場の位置



論点No.205-26

【論点No.205】

東日本大震災及びその後のプラント状態を踏まえた施設・設備の健全性への影響について

【県民意見(頂いたご意見・特に関心のある事項)】

指摘事項等・県民意見に下線を記載
対応する資料頁数等を 内に記載

No.14

東日本大震災で被災した影響の危険性

No.101

- ・東日本大震災の時当該東海第二プラントの冷却ポンプが3台中2台が既対策のために救われた事実をもっとリアルに知らせてほしいと思います。
- ・非常用電源設備が国道245をまたいで設置してありますが関連ケーブル等は地下に布施してあるとすれば地震被害の心配はないのですか。
- ・地震によって冷却設備以外の建物内の諸設備に被害は無かったのですか。

No.193

7年前被災した部分があるはず。

No.1197

1. 東日本大震災時の状況(原電からの報告, 規制委員会資料, 等より)

「施設の健全性」
発電所状況参照

東日本大震災時, 出力運転中の東海第二発電所は原子炉が自動停止。外部電源喪失したが非常用ディーゼル発電機による電源確保と炉心冷却, 残留熱除去系によるサプレッションプール冷却が行われ, 原子炉の安全性が確保された。津波の影響で非常用ディーゼル発電機3台のうち1台の海水ポンプが冠水するも, 残りで炉心冷却とサプレッションプール冷却が継続され, 外部電源復旧したのち原子炉は冷温停止し, 外部への放射性物質の放出もなかった。

* 委員指摘事項等及び県民意見は第15回ワーキングチーム
(令和元年6月26日)資料3-1及び資料3-2に基づく

【県民意見(頂いたご意見・特に関心のある事項)】

No.1209

P.3

P.15-18

「施設の健全性」
機器動作状況参照

福島第一原発3号機は炉心損傷の事態で格納容器温度が200℃を超過したが、東海第二でSRVが170回も噴いた時に、圧力容器の圧力が弁の耐圧を越えて弁から格納容器ドライウェルに放射能を含む蒸気が漏れ出した疑いさえある。コンクリート強度の確認だけでなく、こうした基本設計の機能維持性能が適格かどうかを審査されるべきところ、そうした審査が行われた形跡はない。

長期間停止状態が継続する場合の劣化状況評価の結果について(現状の長期停止による影響及び保守管理の実績を含む)

【説明概要】

長期停止状態が継続する場合の劣化状況評価については、断続的に運転が継続されている条件として評価した劣化評価書をベースに、長期停止中の設備の運転状態の変化(環境変化を含む)を考慮して部位・経年劣化事象の抽出を行い、長期停止による影響を考慮した評価が行われていることを確認した。

「長期間停止状態」と「断続的運転」とのプラント状態の特徴

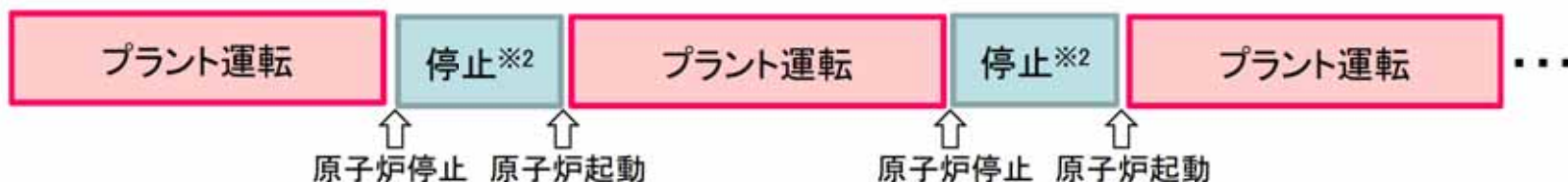
- 発電所の「**長期間停止状態維持^{※1}**」とは、**発電所を長期的に停止した状態(概ね1年間以上)で維持し、この間も必要な保守点検を行うことをいう。また「断続的運転」とは、プラントを一定期間運転した後**に停止して**燃料交換と設備の保守等を行うことを1サイクルとして、これを繰り返すことをいう。**
- 長期間停止状態維持と断続的運転でのプラント状態の主な違いとしては、温度・圧力・媒質・中性子照射等の環境条件が異なることと、それぞれのプラント状態で機能を要求される機器が異なることが挙げられる。**

※1:長期間停止状態維持は、劣化状況評価において「冷温停止状態維持」という。

プラント長期間停止状態維持^{※1} ...

- ・照射済み燃料は主に使用済燃料プール内で保管、崩壊熱量に応じて残留熱除去系による継続的な海水熱交換冷却を行う。
- ・長期間停止状態維持では、給復水系、主タービン/主発電機設備等は機能を要求されない。
- ・長期間停止状態維持期間は運転中に比べて全域が低温、低圧、低放射線環境であり、原子炉格納容器内は空気環境に暴露
- ・長期間停止状態維持の間も、特別な保全計画に基づき必要な保守点検を実施

発電所の長期間停止状態維持のイメージ



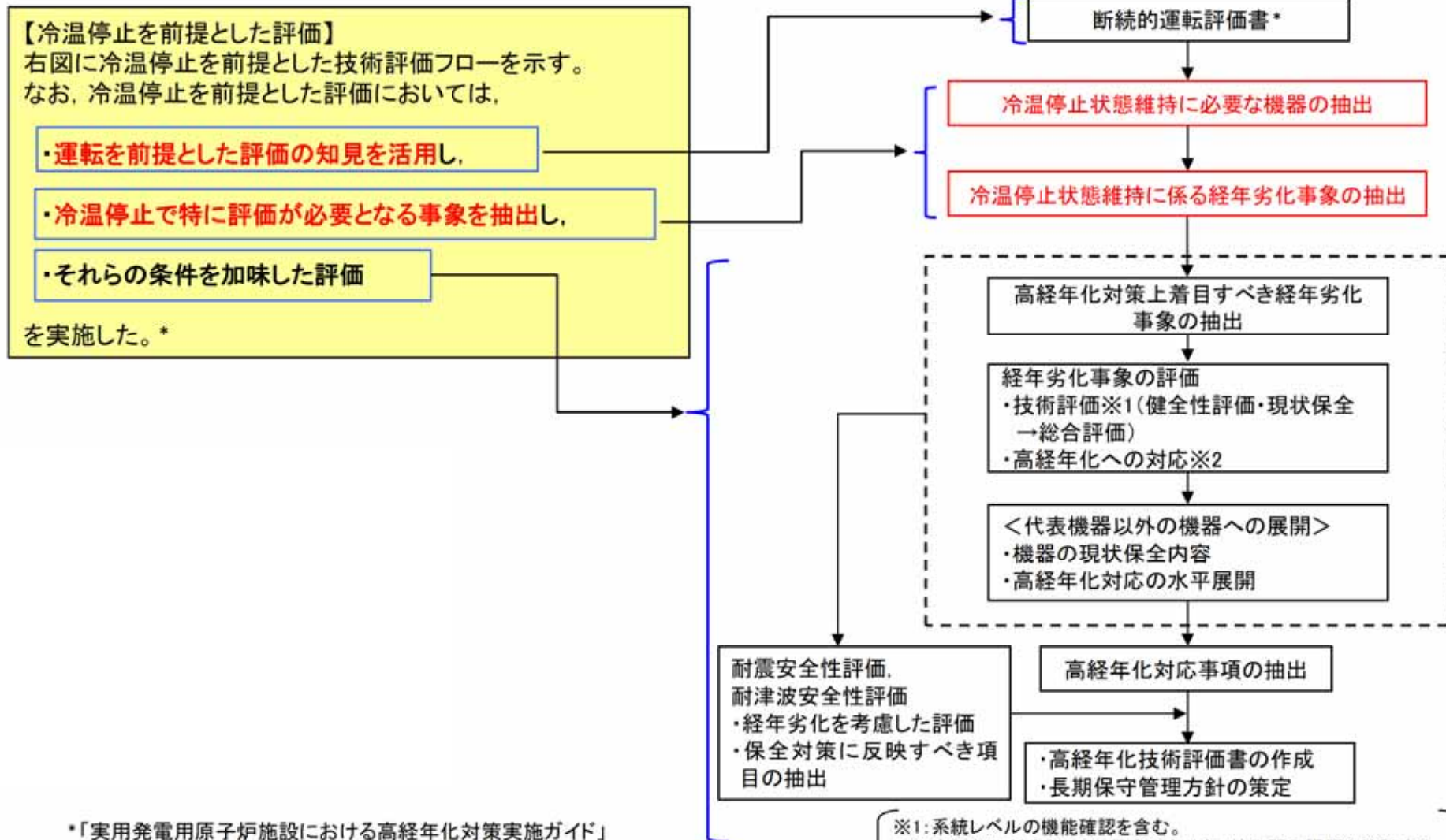
- ・原子炉運転中の燃料は給復水系からの給水の蒸発熱で冷却、原子炉冷却材はタービン・復水器・給復水系を經由して循環
- ・運転中は高温、高圧、高放射線環境、原子炉格納容器内は窒素雰囲気保持。
- ・原子炉の起動・停止及び運転中のプラント過渡等による疲労が生じる。
- ・主に停止時の定期事業者検査で設備の保守点検を実施。

※2 停止期間中に燃料交換及び設備の保守等を行い、所定の機能・性能が維持されていることを確認。

発電所の断続的運転のイメージ

劣化状況評価の手順

○冷温停止を前提とした評価では、断続的な運転を前提とした評価の知見に基づき、冷温停止状態の維持に必要な機器を抽出した上で、冷温停止状態の維持により生じる経年劣化事象の抽出を行い、長期停止の影響を評価する。



*「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」(原子力規制委員会)、「原子力発電所の高経年化対策実施基準」(日本原子力学会標準)等に基づき実施

冷温停止における評価結果①（着目すべき経年劣化事象(主要6事象)）



劣化事象 (主要6事象)	機種(機器名:例)	部位等	長期停止中に劣化が厳しくなると想定される要因	長期停止中の劣化の進展が想定されない理由	
低サイクル疲労	・容器 ・弁 ・配管(炭素鋼, ステンレス鋼)	ノズル等 弁箱 給水系配管等	無し	評価対象となる機器は優位な熱や圧力等の過渡(=原子炉起動・停止, トラブル)を受けないため。	
中性子照射脆化	・容器	原子炉圧力容器	無し	評価対象となる機器は原子炉が冷温停止であり燃料からの中性子照射を受けないため。	
照射誘起型応力腐食割れ	・容器	原子炉圧力容器	無し	評価対象となる機器は原子炉が冷温停止であり燃料からの中性子照射を受けないため。	
2相ステンレス鋼の熱時効	・ポンプ ・弁	二層ステンレス鋼を使用している部位	無し	評価対象となる機器は原子炉が冷温停止であり熱時効が進展する温度以上の環境にならないため。	
電気・計装品の絶縁特性低下	・ポンプモータ ・ケーブル他	ケーブル	運転(通電)時間の増加	長期停止中に劣化が厳しくなると想定されるため、特別な保全計画(次頁※1)を策定 絶縁抵抗測定, 絶縁診断試験	
コンクリート	強度低下	コンクリート構造物	コンクリート	無し	評価対象となるコンクリートの曝露環境は変わらないこと。また熱及び放射線照射については原子炉が冷温停止であり熱及び燃料からの中性子, ガンマ線照射を受けないため。
	遮蔽能力低下			無し	評価対象となる機器は原子炉が冷温停止でありガンマ線照射を受けないため。

○電気・計装品のうち**高圧ポンプモータの絶縁特性低下**については、断続運転を想定した場合より、**冷温停止の継続を想定した方が、劣化の進展が厳しくなると整理された。**

- ・**絶縁特性低下**に対する冷温停止期間中に機能が要求される機器の追加的な点検
機器の点検周期は、**長期停止(設備稼働状態・時間や環境変化)**を考慮した**特別な保全計画**を策定し、運用する。(別紙)
点検内容(**絶縁抵抗測定, 絶縁診断試験, 目視確認及び清掃**)を適切に実施(劣化状況の把握, 機能の維持が可能)

⇒必要に応じてより詳細な点検を実施し、**万一、有意な絶縁特性の低下が確認された場合は、取替えまたは補修**を適切に実施(機能の回復が可能)。

冷温停止における評価結果② (着目すべき経年劣化事象ではない事象(主要6事象以外))

劣化事象 (主要6事象以外)	機種(機器名:例)	部位等	長期停止中に劣化が厳しくなると想定される要因	長期停止中の点検内容, 項目
摩耗	ポンプ, ポンプモータ (残留熱除去系ポンプ他)	・主軸 ・水中軸受	燃料の冷却=運転(摺動)時間の増加	特別な保全計画(※1)を策定 分解点検(目視点検, 寸法測定)
摩耗及び高サイクル疲労割れ	熱交換器 (残留熱除去系熱交換器)	・伝熱管	燃料の冷却=運転(摺動)時間の増加	特別な保全計画(※1)を策定 開放点検(渦流探傷検査, 漏えい確認)
腐食 (エロージョン)	弁 (残留熱除去系熱交換器海水出口流量調整弁)	・弁体 ・弁座	燃料の冷却=運転(通水)時間の増加	特別な保全計画(※1)を策定 分解点検(目視点検)
腐食 (全面腐食)	原子炉格納容器内の機器	・炭素鋼製 ・低合金鋼製	環境変化(窒素⇒空気)=曝露状態	特別な保全計画(※1)を策定 目視点検

○上記の4つの主要6事象以外の事象については、断続運転を想定した場合より、冷温停止の継続を想定した方が、劣化の進展が厳しくなると整理された。

- ・4つの主要6事象以外の事象に対する冷温停止期間中に機能が要求される機器の追加的な点検
点検周期は、長期停止(設備稼働状態・時間や環境変化)を考慮した特別な保全計画を策定し、運用する。(別紙)
点検内容(上記の表に記載の点検項目等)を適切に実施(劣化状況の把握, 機能の維持が可能)

➡必要に応じてより詳細な点検を実施し、万一、有意な摩耗、腐食等が確認された場合は、取替えまたは補修を適切に実施(機能の回復が可能)。

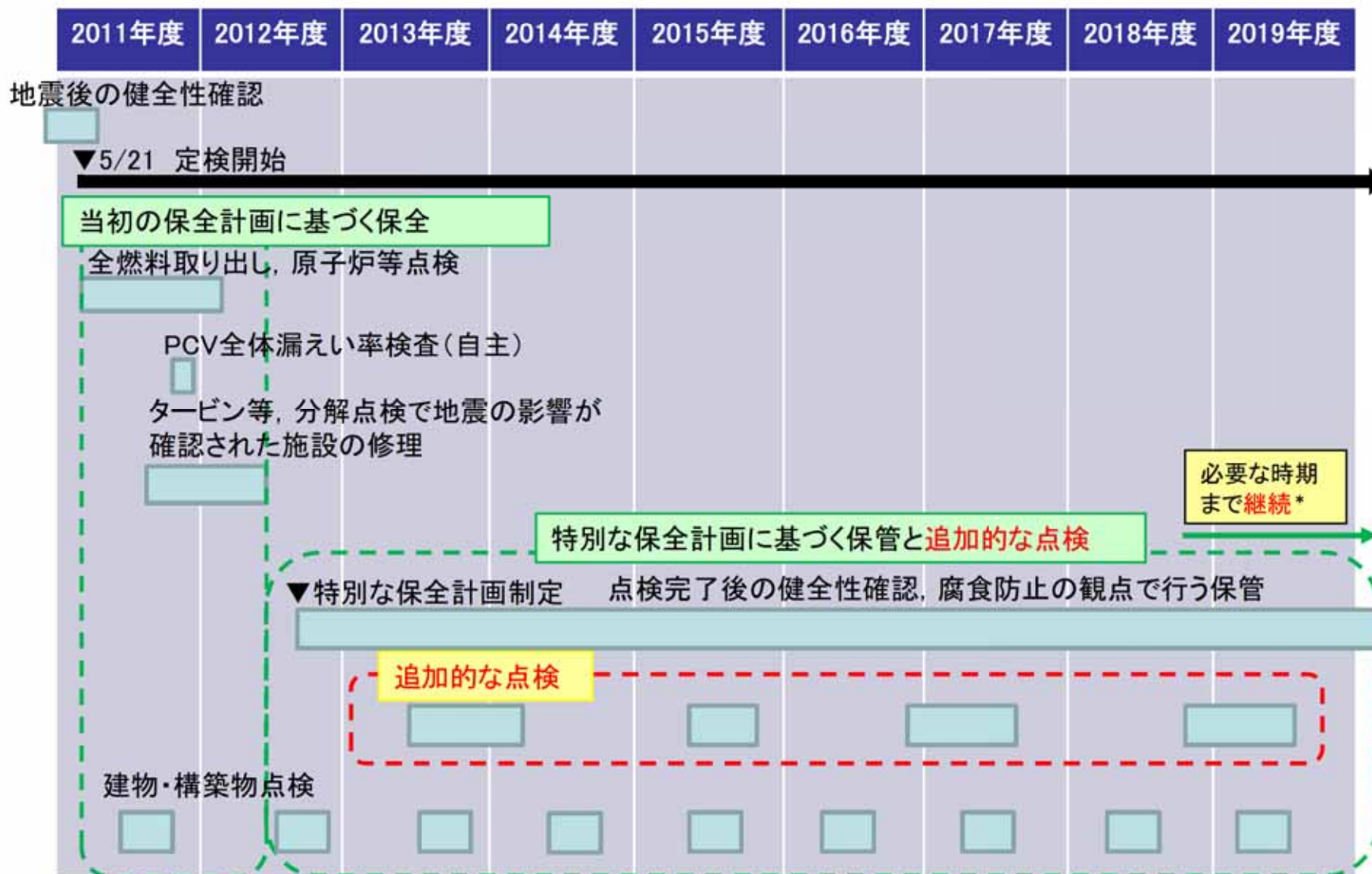
※1: 特別な保全計画は、地震・事故等により原子炉が停止し、停止期間が概ね1年以上となることが予想される場合には、特別な措置として、あらかじめ原子炉施設の状態に応じた保全方法及び実施時期を定める。
具体的には以下を策定し、運用する。

①長期保管計画として機器動作試験(定期試験含む)、保管措置

②追加点検計画(停止、運転に係わらず常時使用する設備については点検間隔を考慮)

○これらの抽出した事象に対応した機器に対して、特別な保全計画に基づき、追加的な点検・補修等を行っていくことで、長期停止により冷温停止が継続した機器の健全性維持が可能、これまでに設備の不具合件数の増加等は生じていない。 論点No.165-5

<別紙> 特別な保全計画の策定と点検実績



*今後、発電所の運転を再開する場合は、新設の設備も含めて必要なすべての点検・検査を実施する。

論点No.165-6

【論点No.165】

長期間停止状態が継続する場合の劣化状況評価の結果について(現状の長期停止による影響及び保守管理の実績を含む)

【委員からの指摘事項等】

No.151

断続的に運転が継続されている条件よりも、現在の発電所の状態のように、長期間にわたり停止状態が継続するほうが劣化進展に関して厳しい条件となる部位があるか確認しているか。 P.4,5

No.152

以前も話が出ていたと思うが、運転停止期間が長期化することによる劣化に対する影響は。 P.4,5

指摘事項等・県民意見に下線を記載
対応する資料頁数等を 内に記載

【県民意見(頂いたご意見・特に関心のある事項)】

No.75

・東日本大震災以降8年も停止している原発を40年以上運転の為に再稼働することは大きなリスクになるのでは？

No.377

P.6

・すでに8年停止している発電所が再稼働する事への不安。

No.675

P.6

・再稼働までに10年も停止しているわけだが実際うまく正常に機器が動作するものだろうか？

No.899

P.6

1. ご承知のとおり東海第2原発は約40年前に稼働、東日本大震災以降休止。

No.942

P.1-5

P.1-5

さらに予定通り工事が完了し再稼働した場合、東海第二は10年間の空白があるわけです。老朽化しているうえ10年の空白があり、さらに運転員の技術にも不安があります。こんな原発に合格を出したことが不思議でなりません。ワーキングチームの皆様の賢明な対応をお願いします。

今後、別資料(論点No.153,157,158,159等)で説明

No.1162

5)8年間も休眠状態でいた老朽原子炉は再稼働して本当に無傷ですむのでしょうか。又、運転技術の面でもきちんと継承ができていますでしょうか。

P.6

今後、別資料(論点No.153,157,158,159等)で説明

No.1193

1. 運転期間延長について

「特別点検、劣化状況評価及び保守管理方針」
劣化状況評価参照

P.1-5

運転期間延長審査の趣旨に「長期間の運転に伴い生じる設備の劣化の状況を踏まえ、延長しようとする期間において安全性を確保する」とあります。現実想定される東海第2原発の運転再開は「長期間の運転に伴い生じる設備の劣化」と「長期間の『停止』に伴う設備の劣化」の二重のリスクにさらされることとなります。この「長期停止に伴う設備の劣化」は今回の原子力規制委員会の審査では想定もされていない。片手落ちであり、非常に危険であると考えます。2018年3月末に発生した九電・玄海3号の蒸気漏れトラブルは長期運転停止ゆえに発生した事象であり上記の実例です。

P.1-5

* 委員指摘事項等及び県民意見は第15回ワーキングチーム(令和元年6月26日)資料3-1及び資料3-2に基づく

①特別点検、劣化状況評価及び長期保守管理方針策定における、東海第二発電所での過去のトラブル、東日本大震災による影響及び震災以降県内で頻発する地震による影響等の考慮について

【説明概要】

30年目高経年化技術評価(以降、「30年目技術評価」という)以降に発生したトラブル等とその対策について、劣化状況評価に反映し、今後の保全計画に基づき保守を実施することとした。

東北地方太平洋沖地震による地震・津波の影響を踏まえ、震災による通常環境からの乖離で進展が考えられる事象を検討し、各施設の評価、点検及び補修・取替の実施により健全性を確認している。

②東海第二発電所において過去に発生したトラブル事象と高経年化との関連について

【説明概要】

経年劣化を起因としたトラブル情報等及び計画外停止件数の推移からは、供用期間の長期化(高経年化)によるトラブル事象等の増加傾向はなく、計画外停止件数の間に有意な相関も認められない。

設備取替による長期停止の事例はあるが、発電所供用期間の長期化に伴い発電電力量・設備利用率が低下する明確な傾向は認められない。

●東海第二発電所の30年目技術評価以降に発生したトラブル等を以下に従い抽出 <表1参照>

- 1) 情報収集 : NUCIA(原子力情報公開ライブラリー)
- 2) 対象発電所 : 東海第二発電所
- 3) 収集期間 : 30年目技術評価以降～40年目評価まで
- 4) 情報区分 : 「トラブル」及び「保全品質」に区分されるものを対象
- 5) 事象の種別 : 「時間依存性あり」、「保守不良」(経年劣化事象によるもの)を抽出

●この結果、経年劣化に関する保全が有効でなかったため生じた**トラブル事例として8件を抽出**

【抽出結果8件】

- ① 原子炉隔離時冷却系タービン排気ライン逆止弁損傷に伴う運転上の制限逸脱について
- ② 屋外硫酸貯槽タンク堰内での漏えい事象について
- ③ 主油タンク油面変動等に伴う機器点検のための原子炉手動停止について
- ④ 蒸気乾燥器に確認されたひび割れについて
- ⑤ シュラウドサポート溶接継手のひび状の指示模様について
- ⑥ 残留熱除去系海水配管の減肉について
- ⑦ 高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機の運転上の制限からの逸脱について
- ⑧ 蒸気乾燥器のひび調査結果について(上記⑥の水平展開結果)

●上記8件の事例の詳細検討として、30年目技術評価の考察を実施し、劣化状況評価への反映要否を検討し、**①、③～⑥、⑧の事例について劣化状況評価に反映し、今後、保全計画に基づき保守を実施** * <別紙参照>

* ②及び⑦の事例については、劣化状況評価対象設備若しくは部位に該当しないこと。他機器への水平展開も不要であることから、劣化状況評価への反映は不要と判断

(1) 発電所で過去に発生したトラブルの高経年化対策への反映(2/3)



表1 30年目技術評価以降に発生したトラブル等の一覧表(1/2)

No.	情報区分	件名	原因分析結果	経年劣化に関する保全が有効でなかったため生じたと考えられるもの
1	保全品質	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 定期試験中における運転上の制限からの逸脱について	2	—
2	保全品質	協力会社における入所時の保安教育に係る不適合について	2	—
3	トラブル	① 原子炉隔離時冷却系タービン排気ライン逆止弁損傷に伴う運転上の制限逸脱について	1	※
4	保全品質	残留熱除去系(A)定期試験に伴う低圧注水系の運転上の制限の逸脱について	5	—
5	保全品質	原子炉隔離時冷却系の運転上の制限逸脱について	1	—
6	保全品質	管理区域における一時立入者の個人線量計の未着用について	2	—
7	保全品質	東海第二発電所洗濯廃液に係る保安規定違反の原因及び再発防止対策の報告について	2	—
8	保全品質	雑固体減容処理設備冷却室内における溶融金属等の飛散に伴う発煙について	4	—
9	保全品質	② 屋外硫酸貯蔵タンク堰内での漏えい事象について	7	○
10	保全品質	産業廃棄物処理施設における当社名等が表示されたドラム缶発見について	8	—
11	保全品質	管理区域における作業員の個人線量計(EPD)の着用不備について	2	—
12	保全品質	可燃性ガス濃度制御系(B)の運転上の制限からの逸脱について	8	—
13	保全品質	物品搬入時における管理区域内への不適切な立ち入り事象について	2	—
14	トラブル	③ 主油タンク油面変動等に伴う機器点検のための原子炉手動停止について	1	※
15	保全品質	起動領域モニタチャンネル「D」指示不良による運転上の制限の逸脱及び解除について	8	—
16	保全品質	残留熱除去系(A)の運転上の制限の逸脱について	5	—
17	保全品質	低圧炉心スプレイ系定期試験前に確認すべき事項の未実施について	2	—
18	保全品質	④ 蒸気乾燥器に確認されたひび割れについて	7	○
19	保全品質	⑤ シュラウドサポート溶接継手のひび状の指示模様について	7	○
20	保全品質	所内電源操作中における電源盤損傷の発生について	4	—
21	保全品質	東海第二発電所 制御棒駆動機構分解点検工事におけるごく微量の放射性物質の内部取り込みについて	2	—
22	保全品質	洗濯廃液放出に係る保安規定違反事象について	2	—
23	トラブル	⑥ 残留熱除去系海水系配管の減肉について	7	○
24	保全品質	給水加熱器保管庫への個人線量計未着用での立ち入りについて	2	—

○: 時間依存性ありで抽出

※: 保守不良で抽出。原因の確認の結果、**経年劣化事象が起因であるため抽出。**

論点No.166,172-3

原因分析結果

- | | |
|--------------------|------------------|
| 1: 施工・保守不良に起因する事例 | 5: 偶発的故障に起因する事例 |
| 2: ヒューマンエラーに起因する事例 | 6: 自然現象に起因する事例 |
| 3: 設計上の問題に起因する事例 | 7: 経年劣化事象に起因する事例 |
| 4: 製作上の問題に起因する事例 | 8: その他の事例 |

(1) 発電所で過去に発生したトラブルの高経年化対策への反映(3/3)



表1 30年目技術評価以降に発生したトラブル等の一覧表(2/2)

No.	情報区分	件名	原因分析結果	経年劣化に関する保全が有効でなかったため生じたと考えられるもの
25	保全品質	非常用ガス処理系(A)の予防保全を目的とした保全作業の実施について	4	—
26	保全品質	非常用ガス処理系(B)の予防保全を目的とした保全作業の実施について	4	—
27	トラブル	残留熱除去系海水系(B)系機器点検のための原子炉手動停止について	3	—
28	保全品質	⑦ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転上の制限からの逸脱について	7	○
29	保全品質	【東日本大震災】 東海第二発電所 使用済燃料プール水飛散	6	—
30	トラブル	【東日本大震災関連】非常用ディーゼル発電機2C用海水ポンプの自動停止について	6	—
31	トラブル	【東日本大震災関連】125V蓄電池2B室における溢水について	8	—
32	保全品質	廃棄物処理建屋3階における火災について	5	—
33	保全品質	東海第二発電所における計画線量超過について	2	—
34	保全品質	非常用ディーゼル発電機2Cの運転上の制限からの逸脱について	1	—
35	保全品質	主蒸気逃し安全弁(D)内部部品の脱落について	1	—
36	保全品質	原子炉圧力容器下部制御棒駆動機構フランジからの漏水について	2	—
37	保全品質	取水口エリア北側ポンプ槽での火災について	1	—
38	保全品質	残留熱除去系(C) 低圧注水系注入弁差圧検出配管溶接部近傍での水の滴下について	8	—
39	保全品質	原子炉建屋屋上における原子炉建屋ベントライン設置工事の誤開孔事象について	1	—
40	保全品質	⑧ 蒸気乾燥器のひび調査結果について	7	○
41	トラブル	東海第二発電所 管理区域外での洗浄廃液の漏えいについて	3	—
42	保全品質	東海第二発電所における燃料集集体チャンネルボックス上部(クリップ)の一部欠損について	4	—
43	保全品質	可搬型設備保管場所(非管理区域)における油の漏えい	8	—
44	保全品質	制御棒ハンドル部ガイドローラの状況について	4	—
45	保全品質	廃棄物処理建屋 送風機室(B)内での溶接作業時における火災の発生について	1	—
46	トラブル	廃棄物処理棟中地下1階タンクベント処理装置室内における液体の漏えいに伴う 立入制限区域の設定について	3	—
47	保全品質	使用済燃料貯蔵プール水導電率の上昇について	3	—

○: 時間依存性ありで抽出

※: 保守不良で抽出。原因の確認の結果、**経年劣化事象が起因であるため抽出。**

論点No.166,172-4

原因分析結果

- | | |
|--------------------|------------------|
| 1: 施工・保守不良に起因する事例 | 5: 偶発的故障に起因する事例 |
| 2: ヒューマンエラーに起因する事例 | 6: 自然現象に起因する事例 |
| 3: 設計上の問題に起因する事例 | 7: 経年劣化事象に起因する事例 |
| 4: 製作上の問題に起因する事例 | 8: その他の事例 |

[評価方針]

東海第二発電所は、平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震の影響(地震・津波)を受けたプラントであるため、震災の状況と復旧状況を踏まえ、震災による通常環境からの乖離で進展が考えられる経年劣化事象について検討した。

[震災の状況(概要)]

震災影響の種別	状況																
①津波による影響	取水口ポンプ室内の一部及び同ポンプ室外の設備が水没し機能喪失に至った。																
②地震による影響	当時の基準地震動 S_g に耐震設計上重要な設備の固有周期を含むほとんどの周期帯で包絡されており、Sクラス設備について影響のないことを確認した。更に耐震壁の応答評価、耐震安全上重要な施設の地震時における構造強度評価及び動的機能維持評価を実施した。評価結果の概要は、原子炉建屋の耐震壁評価及び機器・配管系の構造評価の結果は弾性範囲以下であった。また、制御棒の地震時挿入性動的機能維持評価結果は、試験により挿入性が確認された相対変位以下であった。																
③その他の影響	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水、主蒸気逃がし安全弁による原子炉圧力容器の圧力制御を継続するため、サブプレッション・プールの冷却を継続した。このため、原子炉格納容器内の温度は最高使用温度以内であった。</p> <p>☆震災時の原子炉格納容器内の圧力・温度の概要を下表に示す。</p> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th></th> <th>ドライウェル圧力</th> <th>ドライウェル温度</th> <th>サブプレッション・プール温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>震災前</td> <td>約3 kPa</td> <td>約45 °C(コンクリート周り) 約40 °C※1(格納容器上部)</td> <td>約22 °C</td> </tr> <tr> <td>震災時</td> <td>約12 kPa</td> <td>約62 °C(コンクリート周り) 約100 °C※1(格納容器上部) 約144 °C※2(格納容器頂部)</td> <td>約55 °C</td> </tr> <tr> <td>設計値</td> <td>310 kPa</td> <td>171 °C</td> <td>104.5 °C</td> </tr> </tbody> </table> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-left: 20px; width: fit-content;"> ※1:電線管温度 ※2:圧力容器ベローシール部 周辺温度 </div>		ドライウェル圧力	ドライウェル温度	サブプレッション・プール温度	震災前	約3 kPa	約45 °C(コンクリート周り) 約40 °C※1(格納容器上部)	約22 °C	震災時	約12 kPa	約62 °C(コンクリート周り) 約100 °C※1(格納容器上部) 約144 °C※2(格納容器頂部)	約55 °C	設計値	310 kPa	171 °C	104.5 °C
	ドライウェル圧力	ドライウェル温度	サブプレッション・プール温度														
震災前	約3 kPa	約45 °C(コンクリート周り) 約40 °C※1(格納容器上部)	約22 °C														
震災時	約12 kPa	約62 °C(コンクリート周り) 約100 °C※1(格納容器上部) 約144 °C※2(格納容器頂部)	約55 °C														
設計値	310 kPa	171 °C	104.5 °C														

●東日本大震災による影響

[震災復旧状況-健全性確認※]

【健全性確認の方法】

・地震及び津波襲来後、プラントのウォークダウン等により震災影響の状況を確認し、必要に応じ詳細点検(分解・開放点検)等を行い健全性の確認を実施した。

【津波による影響】

・被水した設備については、計画的に点検、補修及び取替を実施し、設備の健全性を確認している。

【地震による影響】

・耐震Sクラス機器について地震による機器への影響がないことを確認している。
・また耐震B・Cクラス機器については一部損傷を確認したが、補修を実施し健全性を確認している。

【その他の影響(原子炉格納容器内温度上昇)】

・コンクリート構造物及び電気・計装品について、温度上昇による影響評価を実施し、温度上昇時間は短時間であり、健全性評価にて得られた結果に影響を与えるものではないと判断した。

※健全性確認の詳細については、資料No.205 震災影響 健全性確認にて説明する。

[震災影響評価]

・震災による通常環境からの乖離で進展が考えられる事象

震災により、従前の使用環境から乖離し、経年劣化事象が発生・進展が厳しくなるもの(発生状況に影響するもの及び経年劣化の進展が考えられるもの)については、一連の健全性評価は完了しているが、今後も特別な保全計画及び通常の保全活動にて健全性を確認していく。

震災影響の種別	震災による通常環境からの乖離で進展が考えられる事象	震災影響評価(概略)
津波による影響	<ul style="list-style-type: none"> ・機器の腐食, 動的機器のアプレシブ摩耗 ・電気・計装品の絶縁特性低下 ・コンクリート建造物の強度低下 	<ul style="list-style-type: none"> ・機器の分解点検, 必要に応じて補修, 洗浄, 取替 ・点検(絶縁測定), 必要に応じて取替 ・コンクリートのコアサンプルによる評価 <p style="text-align: right;">} 健全性を確認。</p>
地震による影響	<ul style="list-style-type: none"> ・地震による荷重の作用により損傷 ・地震による荷重の作用, 疲労の蓄積 	<ul style="list-style-type: none"> ・一部損傷を確認した耐震B, Cクラスの機器については補修により健全性を確認。 ・耐震Sクラス設備については, 当時の基準地震動SSIに耐震設計上重要な設備の固有周期を含むほとんどの周期帯で包絡されており, 影響のないことを確認。 ・原子炉建屋耐震壁の応答評価, 耐震安全上重要な施設の地震時における構造強度評価及び動的機能維持評価を実施, 以下の結果が得られた。 <ul style="list-style-type: none"> ➡構造評価の結果は, 弾性範囲以下であることを確認。 ➡動的機能維持評価結果は, 制御棒の地震時挿入性が確認された相対変位以下であることを確認。 ➡耐震安全性評価(地震による疲労の影響)の結果, 疲れ累積係数の地震影響も含めた合計は許容値の1以下を確認。
その他の影響(原子炉格納容器内温度上昇)	<ul style="list-style-type: none"> 温度上昇による影響 ・コンクリート建造物の強度低下, 遮へい能力低下 ・電気・計装品の絶縁特性低下 	<ul style="list-style-type: none"> ・コンクリート建造物: 原子炉格納容器頂部最高温度: 約144℃にて評価した結果 <ul style="list-style-type: none"> ➡設計値を満足。温度制限値を超える期間は短時間。健全性評価にて得られた結果に影響を与えるものではないと判断した。 ・電気・計装品の絶縁低下影響: 温度83.1℃/継続時間約30時間にて評価 <ul style="list-style-type: none"> ➡震災時の温度上昇時間は短時間。健全性評価にて得られた結果に影響を与えるものではなかった。

【原子力発電所の高経年化対策】

○原子力発電所では機器や設備について、法律で定められた**定期的な検査や点検(通常の保全活動)**を実施。これにより劣化(機能や性能の低下)の状況を的確に検知し、必要に応じ新材料や新技術を取り込んだ適切な補修や取替えを実施し、安全性を確保



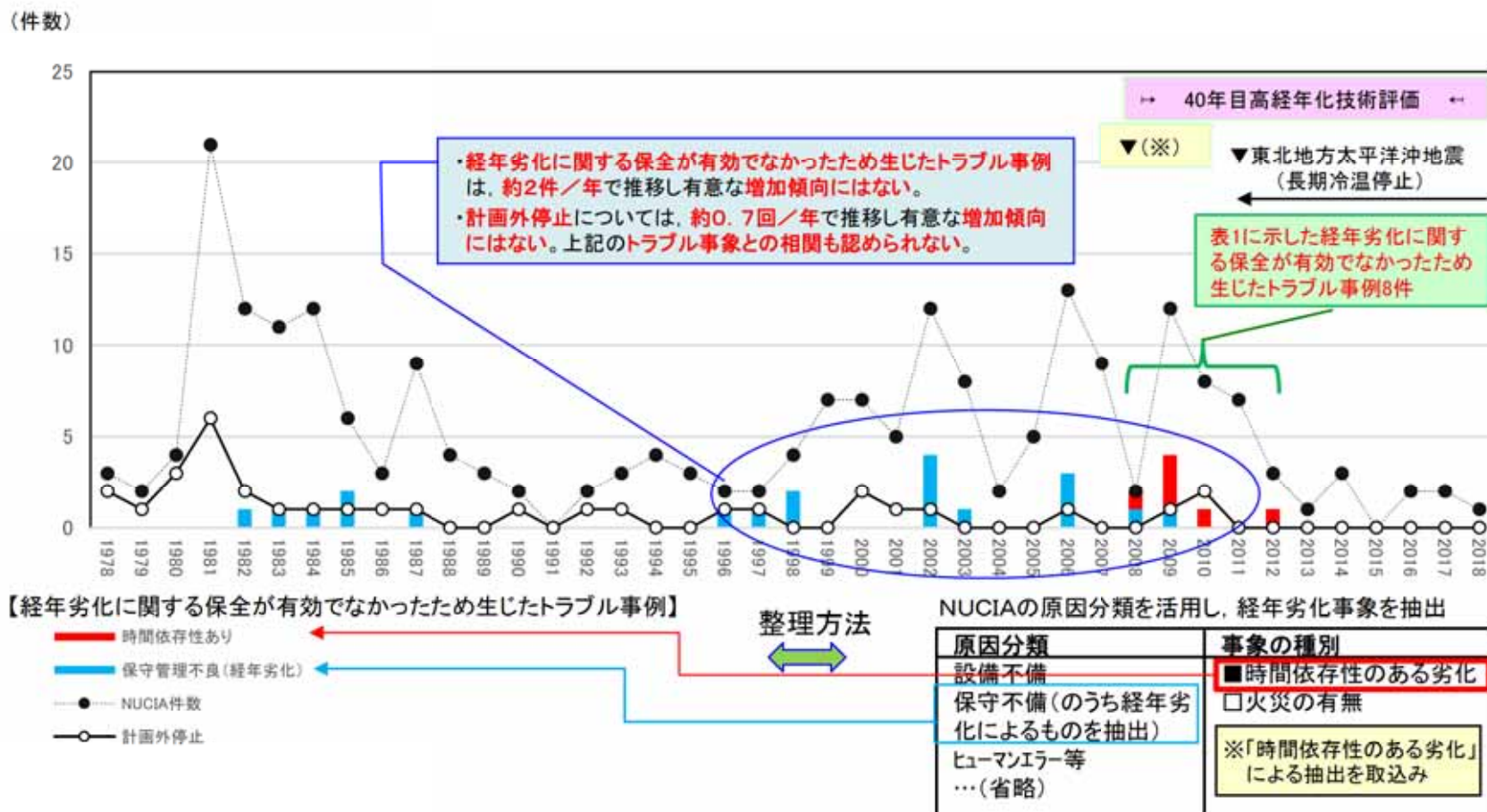
○**高経年化対策**は、長期間供用状態にある発電所の機器等に対し、上記のような安全確保活動を適切に行うため、起こりうる劣化等の特徴を最新知見・運転経験に基づき把握した上で、通常の保全活動に加えて**新たな保全策(追加保全)**を策定し、保守管理を確実に実施することが重要



○「**通常の保全活動**」と「**高経年化に対応した追加保全**」を行うことで、高経年化に伴い発生するトラブルに対しても対処が可能である。これまでの運転経験等を確認しても、**トラブル事象の増加はなく、高経年化による影響は認められない。**

○東海第二発電所 トラブル情報等及び計画外停止回数の推移

・過去40年を遡った時点までの経年劣化を起因としたトラブル情報等及び計画外停止件数の推移からは、**供用期間の長期化(高経年化)によるトラブル事象等の増加傾向はなく、計画外停止件数の間に有意な相関も認められない。**

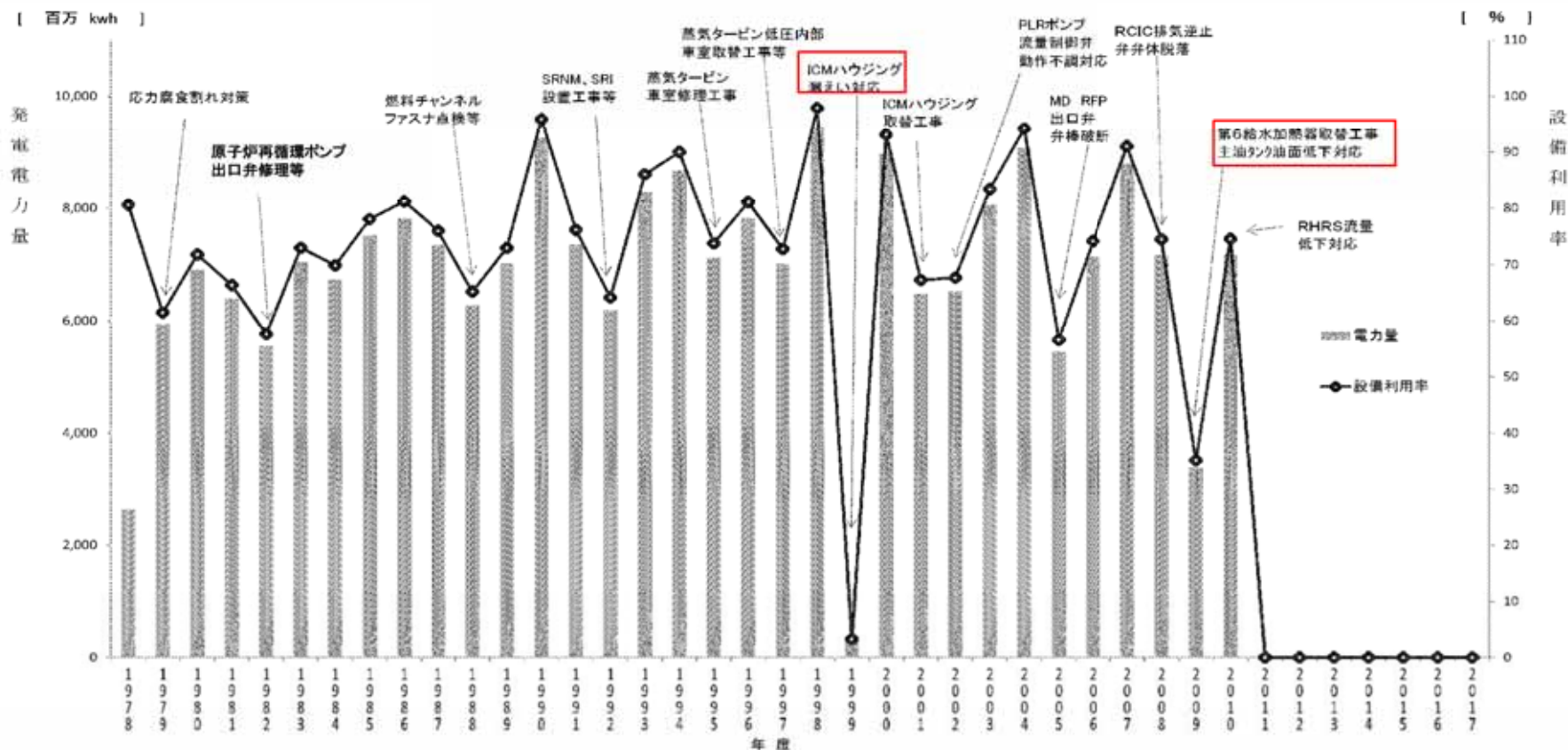


(3) 過去に発生したトラブル事象と高経年化との関連(3/3)



○東海第二発電所 発電電力量・設備利用率の年度推移

- ・トラブル事象及び計画外停止等が反映された発電所の総合的なパフォーマンスを示す指標として、発電電力量及び設備利用率の推移を確認した。
- ・1999年に中性子計測ハウジング取替, 2009年に給水加熱器取替他熱交換器点検のため長期停止したが、**発電所供用期間の長期化に伴い発電電力量・設備利用率が低下する明確な傾向は認められない。**



東海第二発電所 発電電力量・設備利用率の年度推移
論点No.166,172-10

抽出したトラブル事例8件について、劣化状況評価への反映内容を以下のプロセスで検討した。

① 原子炉隔離時冷却系タービン排気ライン逆止弁損傷に伴う運転上の制限逸脱について(1/2)

(1)事象の概要

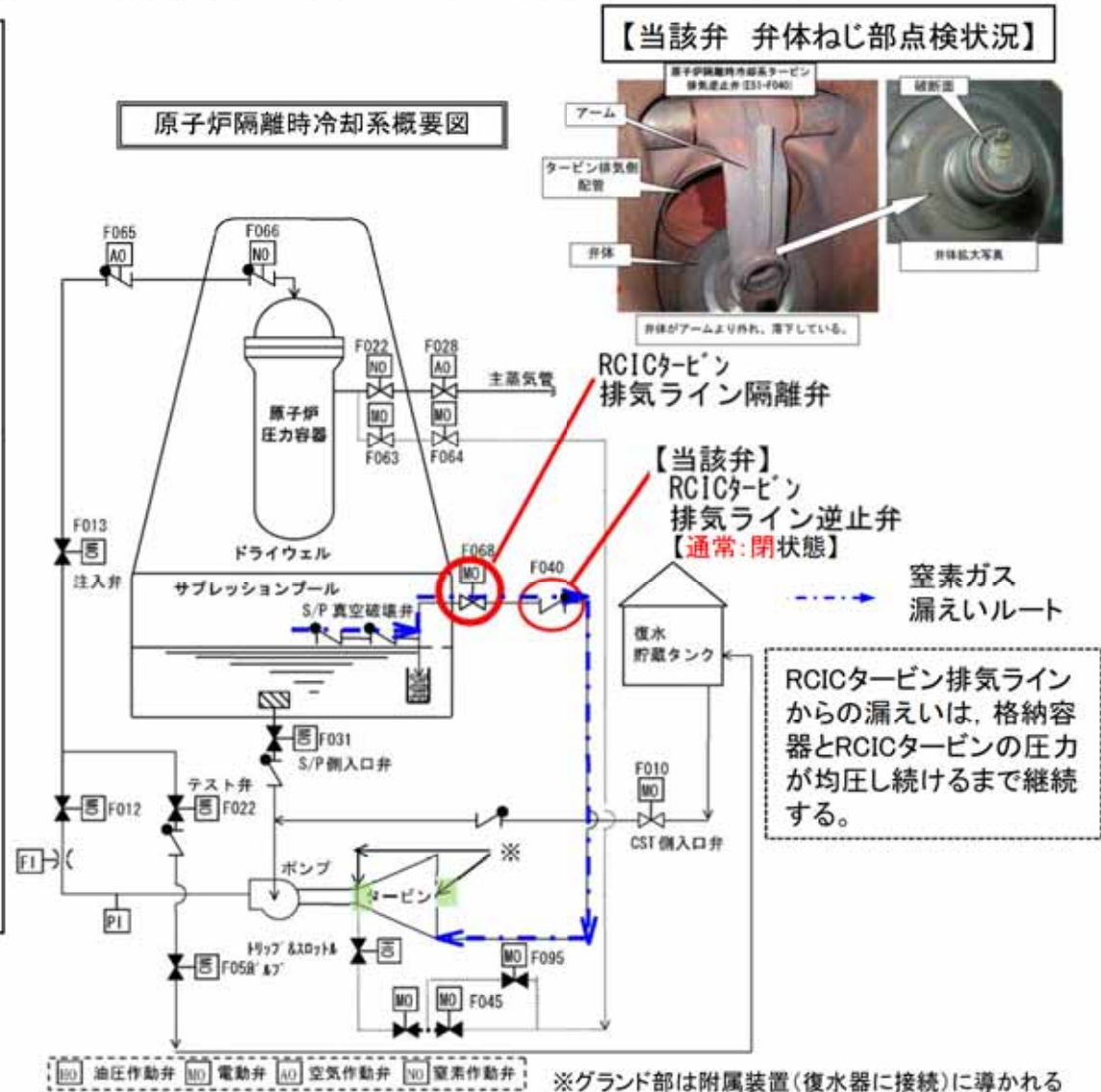
第23回定期検査時の調整運転中のところ、原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という)の定期試験を実施後、**原子炉格納容器の圧力が低下傾向**にあることを確認した。原因調査を実施した結果、**格納容器に封入している窒素ガスがRCICタービン排気ラインから漏えい**している可能性が高いと判断した。**排気ラインの隔離弁を閉止したところ、圧力低下は止まった。**

漏えいは、RCICタービン排気ラインに設置されている逆止弁のシートリークによるものと考え、分解点検を実施したところ、アームから弁体が脱落していることを確認した。

脱落の原因は、RCICタービン低速回転時に、タービン排気蒸気の凝縮により背圧が変動し、弁体が頻繁に開閉動作を行い、アームがストッパーと衝突を繰り返し、弁体とアームとを連結している弁体ネジ部に疲労割れが生じた。

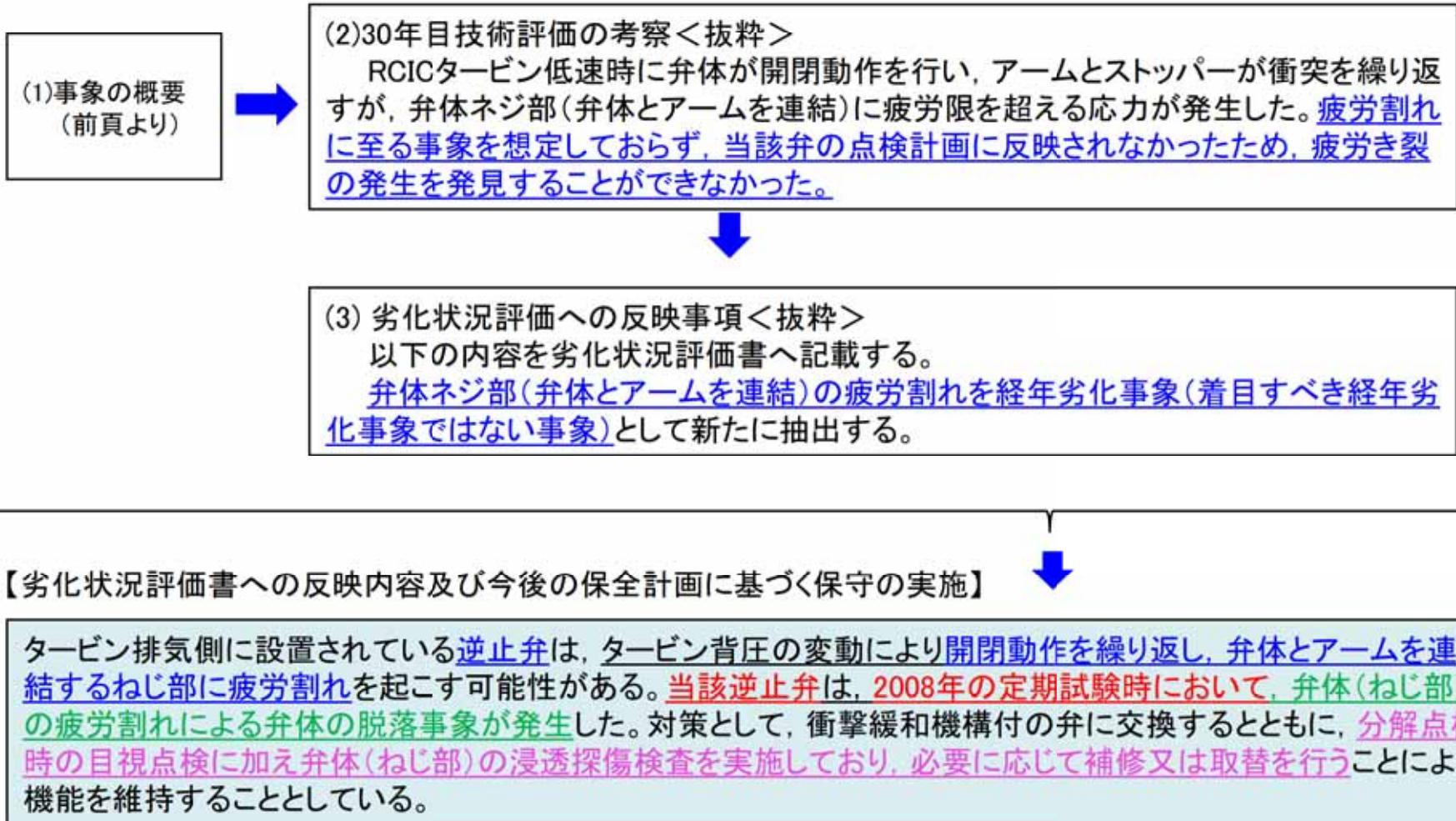
赤字: 事象
 緑字: 原因
 青字: 詳細原因

(次頁へ)



論点No.166,172-11

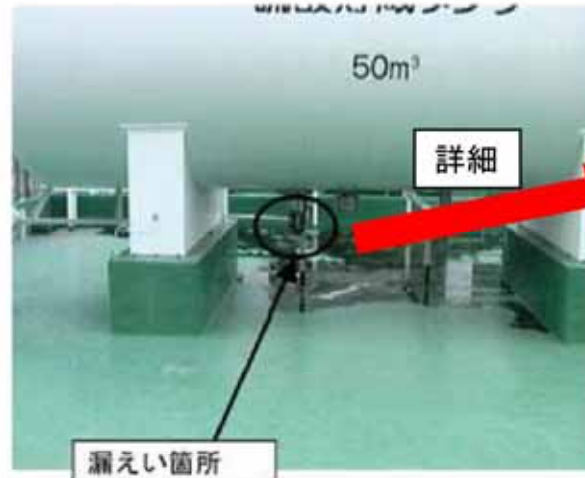
① 原子炉隔離時冷却系タービン排気ライン逆止弁損傷に伴う運転上の制限逸脱について(2/2)



② 屋外硫酸貯蔵タンク堰内での漏えい事象について

(1) 事象の概要

屋外硫酸貯蔵タンクサンプリング配管の保温材から糸状に堰内に硫酸が漏れているのを発見した。当該サンプリングラインには電熱ヒータが設置されており、その加熱部位にピンホールが生じていた。ピンホール発生原因はヒータ加熱（設定温度65℃）により滞留液体の温度がその他の部位より常時高い温度に保持されたことにより、濃硫酸の硫酸鉄に対する溶解度が上昇することで電池効果により減肉が進行したものと推察する。



(2) 30年目技術評価の考察

当該配管は、安全機能を有していないため、高経年化評価の対象とはならない。当該サンプリングラインは、これまでに使用実績がないことから、切断部位を溶接により施栓補修を実施しており、さらに電熱ヒータも使用しないことを再発防止対策としており、今後同様な化学腐食（濃硫酸を高温環境下で使用する際の電池効果による減肉）の発生の可能性はないと考える。

(3) 劣化状況評価への反映事項

濃硫酸を扱っている設備についてヒータ等で常時加温しているものはないことを確認しており、評価に反映するべき事象ではない。



【劣化状況評価書への反映内容及び水平展開検討】



劣化状況評価書への反映及び水平展開不要

論点No.166,172-13

③ 主油タンク油面変動等に伴う機器点検のための原子炉手動停止について(1/2)

(1)事象の概要

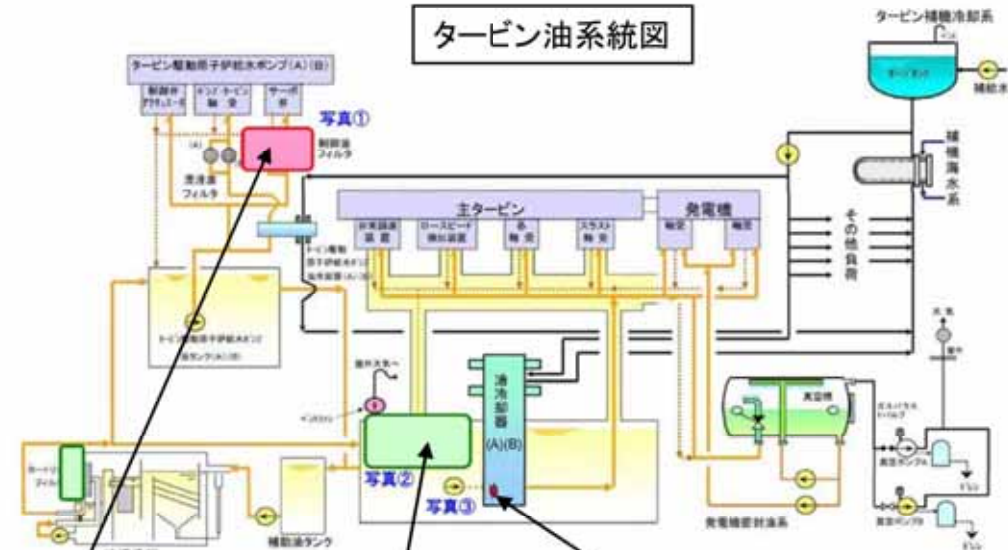
主タービン潤滑油タンク(以下「主油タンク」という)の**油面異常を示す警報**が発報し、その後、**主油タンクの油面が徐々に低下**し油面調整操作の頻度が増加し**油面維持が困難**となったこと、これ以上悪化すると関連機器への影響が懸念されたことから、**原子炉を停止した**。

主タービン油系の点検の結果、主油冷却器(B)伝熱管に摩耗が認められた。

主油冷却器の**伝熱管から漏えい**を生じた原因は、**潤滑油が伝熱管のU字部分に流れ込む構造**のために、**潤滑油の流動によってU字管に僅かな振動が発生**、**長期間の使用によって摩耗・減肉が進行して、最終的に貫通孔が生じたもの**と考えられる。



(次頁へ)



写真①
タービン駆動原子炉給水ポンプ (A) 制御油フィルタ



主油タンク油面低下事象が発生する以前にパラメーターの変動が確認されていた。(異常兆候)

写真②
主油タンク油面(泡)



7月17日 泡確認 (7月18日撮影)

写真③
主油冷却器 (B) 伝熱管(1本) 漏えい孔

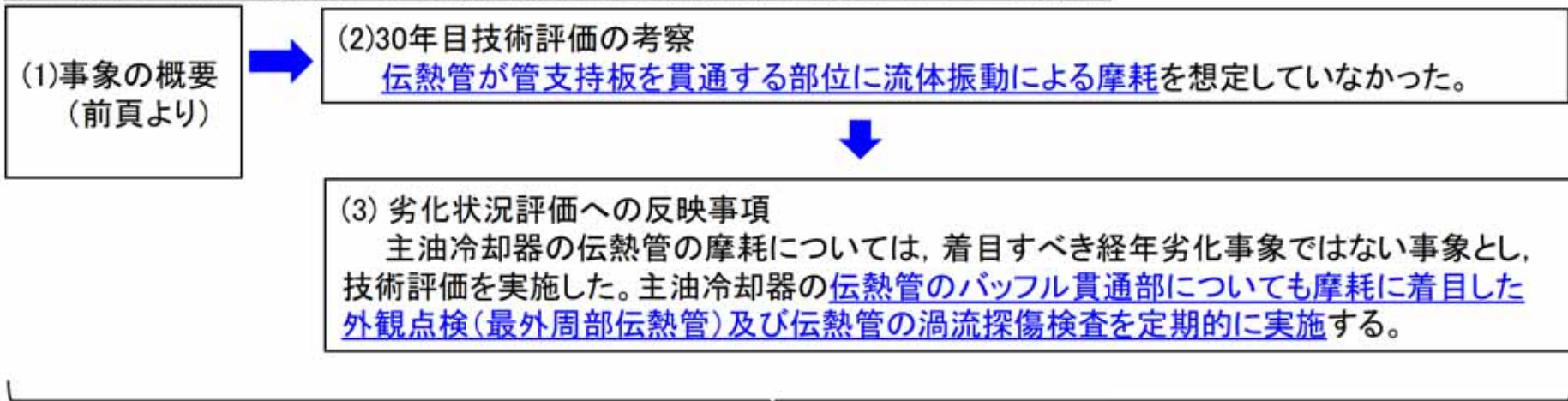


7月22日 漏えい孔確認

貫通孔

当該の主油冷却器点検結果(伝熱管漏えい発生メカニズムを含む)はp.166,172-16参照

③ 主油タンク油面変動等に伴う機器点検のための原子炉手動停止について(2/2)



【劣化状況評価書への反映内容及び今後の保全計画に基づく保守の実施】

伝熱管は管支持板により適切なスパンで支持することで振動を抑制しているが、内部流体の流れによりわずかな伝熱管の振動が発生し、伝熱管と管支持板が接触することにより、伝熱管拘束点において伝熱管外表面に摩耗が発生する可能性がある。

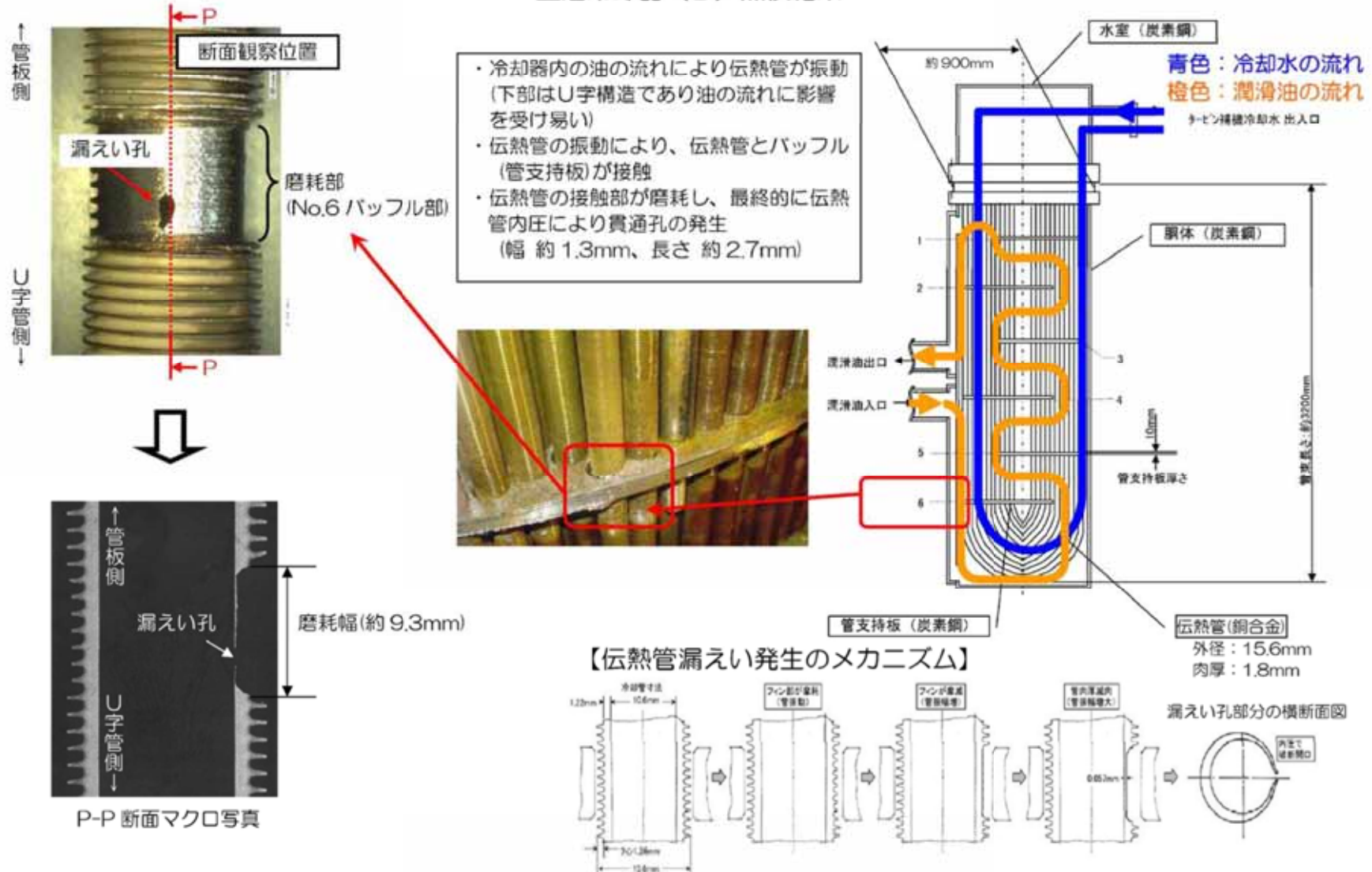
さらに、伝熱管拘束点において伝熱管外面から疲労割れが発生する可能性がある。

油冷却器は、2009年の定格熱出力一定運転中に、伝熱管の摩耗による伝熱管漏えい事象が発生した。

対策として、当該伝熱管に施栓を実施するとともに、分解点検時に管支持板貫通部における伝熱管の摩耗に着目した目視点検に加え、伝熱管の渦流探傷検査を実施しており、必要に応じて補修又は取替を行うことにより、機能を維持することとしている。

当該の主油冷却器点検結果(伝熱管漏えい発生メカニズムを含む)

主油冷却器 (B) 点検結果



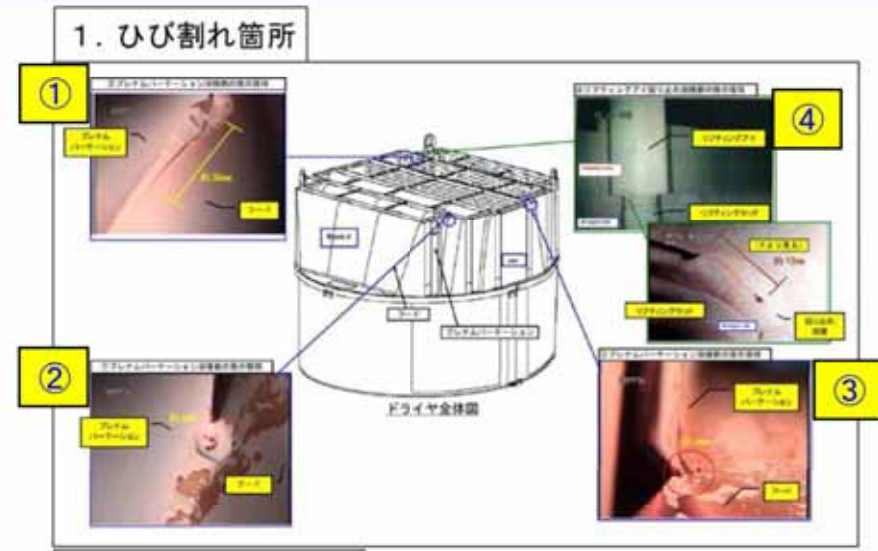
論点No.166,172-16

④ 蒸気乾燥器に確認されたひび割れについて

⑧ 蒸気乾燥器のひび調査結果について

(1) 事象の概要

蒸気乾燥器の外観点検において、プレナムパーテーションとフードの溶接部に3箇所(右図①②③)、リフティングアイ(右図④)の回り止め溶接部に1箇所のひび割れが確認された。ひび割れは、ひび割れの形状や応力集中しやすさから流動振動等による疲労割れである可能性が高い。調査結果、国内外の損傷事例から粒界型応力腐食割れを想定。



(2) 30年目技術評価の考察

プレナムパーテーションとフードの溶接部及びリフティングアイの回り止め溶接部のひび割れについては、想定される経年劣化事象としては抽出していなかった。

(3) 劣化状況評価への反映事項

プレナムパーテーションとフードの溶接部及びリフティングアイの回り止め溶接部のひび割れについて、現状保全にて検知できていることから、着目すべき経年劣化事象ではない事象として抽出し、技術評価に反映。

【劣化状況評価書への反映内容及び今後の保全計画に基づく保守の実施】

炉内構造物は炉心流による流体振動を受けるため、高サイクル疲労割れの発生が想定される。流体振動による高サイクル疲労は、設計段階において考慮しており、発生する可能性は小さい。また国内外の損傷事例から粒界型応力腐食割れも想定も必要。

プレナムパーテーション溶接部(3箇所)及びリフティングアイ廻り止め溶接部(1箇所)に高サイクル疲労割れ若しくは粒界型応力腐食割れと推定されるひびを確認、補修溶接等を実施し、発生応力の低減を図っている。

また、維持規格等に基づき計画的に水中テレビカメラによる点検を実施することとしており、これまで上記以外の有意な欠陥は認められていない。

⑤ シュラウドサポート溶接継手のひび状の指示模様について(1/2)

(1)事象の概要

第24回定期検査中の炉内構造物検査(定期事業者検査)において、シュラウドサポート溶接継手に合計40箇所の欠陥指示を確認した。

この結果を用いて維持規格等に基づき、構造健全性評価を実施した結果、十分な裕度を有していることから、確認されたひび割れ及び仮定した周方向のひび割れが構造健全性に影響を及ぼすものではないことを確認した

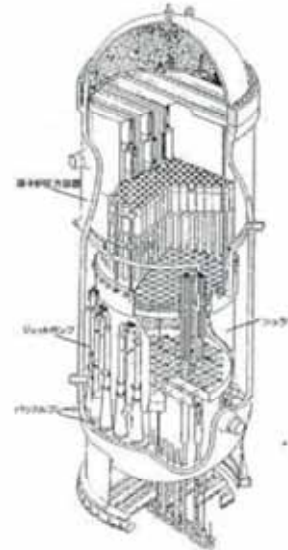


(2)30年目技術評価の考察

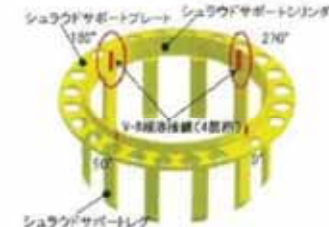
炉心シュラウド等は粒界型応力腐食割れを想定される経年劣化事象として抽出し、適切に評価されている。炉心シュラウド等のうち、シュラウドサポートのシリンダ縦溶接部については、21回定期検査にて粒界型応力腐食割れと思われるひびが見つかっており、計画的な目視点検を実施することとしており、長期保守管理方針及び保全計画に定め、計画に基づき点検を実施してきている。

シュラウドサポートのシリンダ縦溶接部を除き、粒界型応力腐食割れと推定される欠陥は確認されていないと評価しているが、現状保全に基づき、シリンダ縦溶接部以外にも類似のひび割れを検知した。このため構造健全性評価による解析の結果十分な裕度を有していることを確認した。解析により確認されたひび割れ及び仮定した周方向のひび割れが構造健全性に影響を及ぼすものではないことから、現状保全は適切であったと考える。

【原子炉圧力容器 内部構造図】

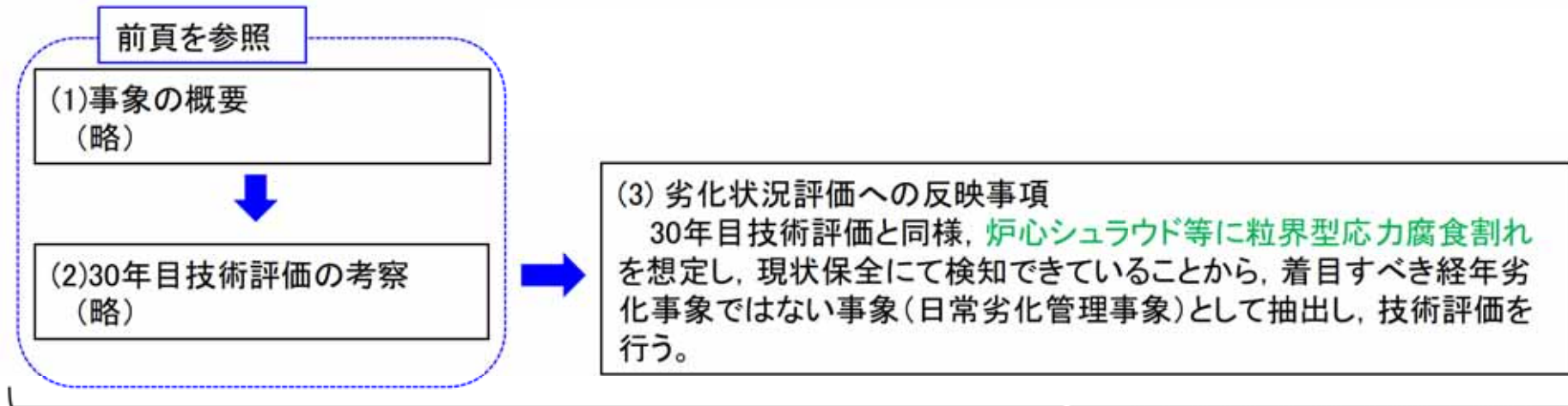


【シュラウド周辺設備】



【シュラウドサポート構造図】

⑤ シュラウドサポート溶接継手のひび状の指示模様について(2/2)



【劣化状況評価書への反映内容及び今後の保全計画に基づく保守の実施】 ↓

シュラウドサポートは、ステンレス鋼及高ニッケル合金であり高温の純水環境中にあることから、国内外の損傷事例から**粒界型応力腐食割れ**が想定される。

炉心シュラウドーシュラウドサポートの周方向溶接部(H7)及びシュラウドサポートのシリンダ縦溶接部(V8)については、高温純水中の高ニッケル合金であり、**粒界型応力腐食割れと思われるひび割れ**が確認されているが、維持規格等を用いて評価し運転開始後60年時点で**技術基準に適合**しており、今後も**ひび割れに対する継続検査として、計画的に目視点検を実施**することとしている。

さらに、ステンレス鋼又は高ニッケル合金の粒界型応力腐食割れは、材料の感受性、腐食環境及び引張応力の3つの因子が同時に存在する条件下で発生するが、東海第二発電所の炉内構造物については、水素注入による腐食環境改善や残留応力低減対策等を実施している。

⑥ 残留熱除去系海水系配管の減肉について(1/2)

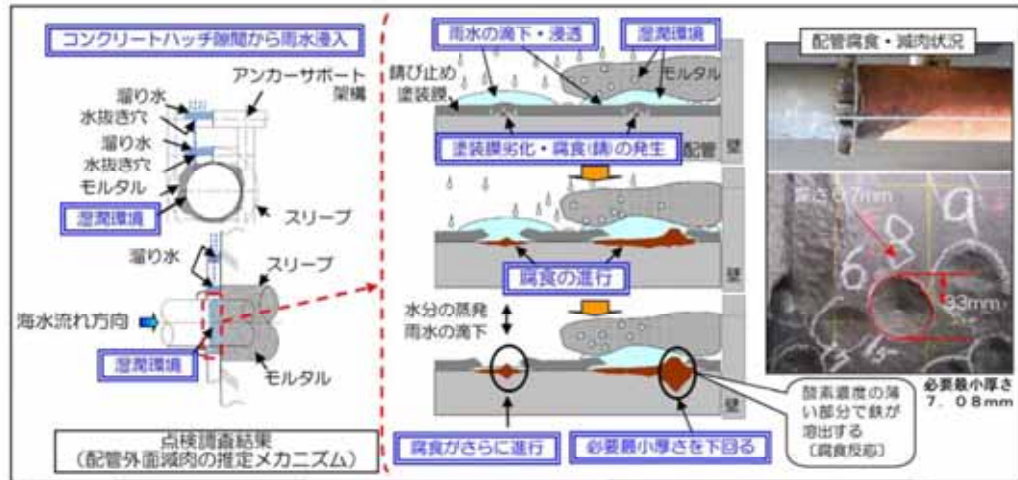
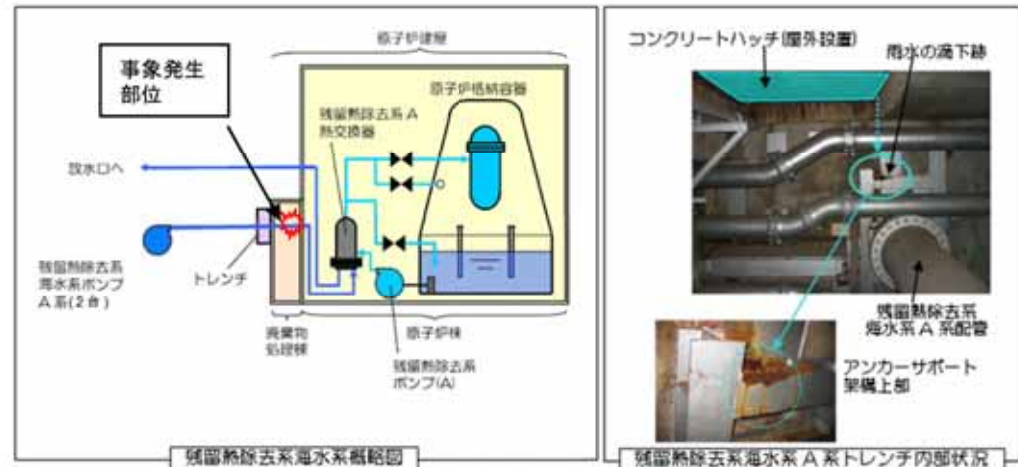
残留熱除去系海水系配管減肉の原因調査結果概要

(1)事象の概要

残留熱除去系海水系(以下「RHRS」という)ライニング配管修繕工事において工場搬出中の配管外面の一部に錆を伴った局所的な窪みを確認し、超音波厚さ計を用い肉厚測定を実施した。その結果、技術基準における必要な厚さ(以下「必要最小厚さ」という)を下回る部分が1箇所あることを確認した。

調査の結果、屋外ハッチ開口部から、雨水がアンカーサポートを伝わって配管外面に滴下し、さらに建屋壁貫通部の封止処理に用いていたモルタルがはみ出していたため、錆び止め塗装のみの配管外面との隙間を形成し、雨水が浸み込み長期間湿潤環境となり、配管外面が著しく腐食し必要最小厚さを下回ったと推定される。

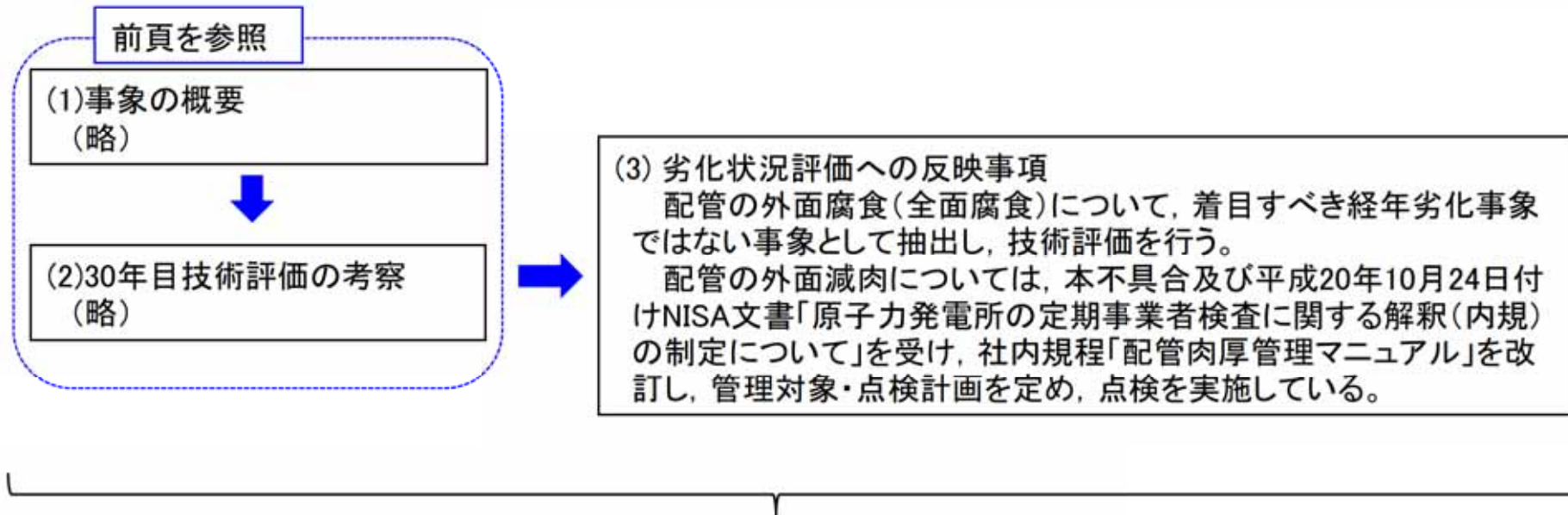
当該配管の必要最小厚さを下回っていた箇所については、減肉部分の配管を撤去し復旧した。また、充填したモルタルを壁面と平坦に仕上げるとともに当該配管のアンカーサポート内の配管外表面状況について目視点検が可能となるような構造とした。



(2)30年目技術評価の考察

配管の外面腐食(全面腐食)について、着目すべき経年劣化事象として抽出しており、評価されていたが、屋外配管(トレンチ内含む)の目視が困難な部位における外面腐食に着目した保守管理に不足があった。

⑥ 残留熱除去系海水系配管の減肉について(2/2)



【劣化状況評価書への反映内容及び今後の保全計画に基づく保守の実施】

屋外に設置されている残留熱除去海水系配管の建屋貫通部のサポート取付箇所において、雨水がサポート架構上を経て、建屋貫通部のモルタルと配管表面との隙間にたまり、長期間湿潤環境になったことで、腐食(隙間腐食)が発生した。

このため、雨水が浸入しない対策を講じると共に、建屋貫通部、サポート取付部等の直接目視が困難な箇所に対する点検方法を社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に反映し、これに基づき点検を実施しており、必要に応じ補修を行うことで、健全性を維持している。

⑦ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転上の制限からの逸脱について(1/2)

(1)事象の概要

定期試験である高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機(以下「HPCS-DG」という)負荷運転のデータ採取を実施していたところ、シリンダ排気温度の一つが約250℃から約290℃間で指示値がランダムに変化していた。(図1)

その後、HPCS-DGの健全性確認運転を開始し、中央制御室制御盤の自動電圧調整装置用電圧設定器操作スイッチ(以下「当該AVR操作スイッチ」という)が「増(RAISE)」方向に操作できない(図2)ことを発電長が確認し、発電機を解列、機関を停止した。

(原因1)

温度検知器～排気温度指示計までのケーブルの外部被覆がない(被覆を剥いた)箇所がケーブル中継箱のフレキシブル電線管接続部に接触していた。運転中の振動によりケーブル絶縁体が損傷したものと推定

(原因2)

経年劣化により、スイッチの接点ブロック内の摺動抵抗が増加し固渋したと推定

図1 DGシリンダ排気温度のふらつき

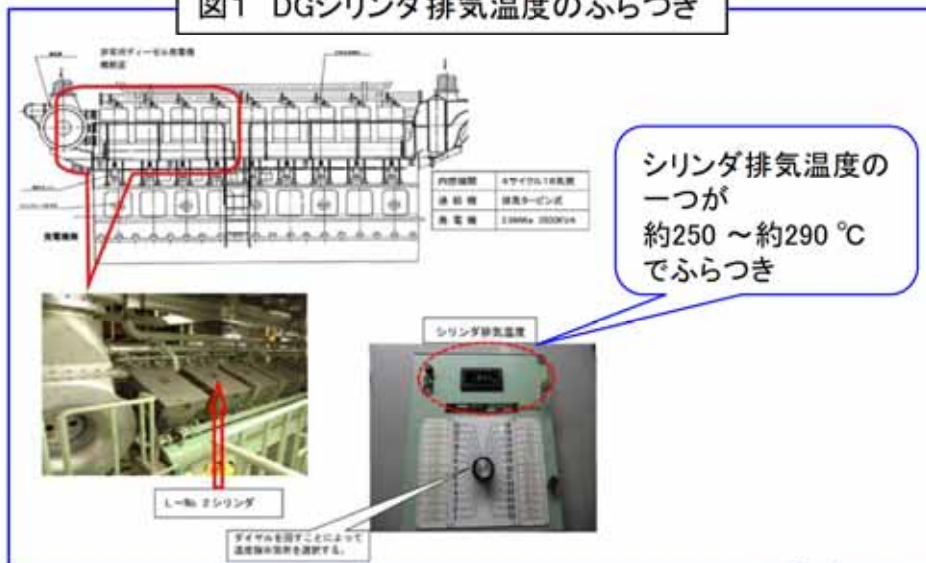


図2 AVR操作スイッチ「増(RAIZE)」方向操作不可



⑦ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転上の制限からの逸脱について(2/2)

前頁を参照

(1)事象の概要
(略)

(2)30年目技術評価の考察

- ・ケーブルは、30年目の評価時点において、絶縁体の絶縁特性低下が想定される経年劣化事象として抽出し、熱及び放射線による絶縁体の物性変化を絶縁特性低下の要因としてとらえ適切に評価している。
本事象の原因は、ケーブルの外部被覆がない(被覆を剥いた)箇所が中継箱のフレキシブル電線管接続部に接触し、運転中の振動によりケーブル絶縁体が損傷したもので、敷設時の損傷防止に対する施工上の問題であり、施工不良に起因した絶縁体の絶縁特性低下は、評価対象外としている。
再発防止としては、中継端子箱の形状変更(ケーブル外部被覆の処理部を中継端子箱内部に収め、フレキシブル電線管との干渉防止並びにDG機関の振動の影響を受けにくい場所へ移設した。(2C,2Dディーゼル発電機についても点検を行い同様の再発防止対策を実施))
- ・操作スイッチについては、30年目の評価時点において、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象として導通不良を想定しており、操作スイッチの固渋については想定していないが、操作スイッチは定期的な取替を行っている。

(3)劣化状況評価への反映事項

- ・ケーブルの絶縁体損傷は、ケーブル敷設時の施工上の問題で発生した特異な事象であり、発生原因の究明、対策は完了しているため、高経年化対策として反映する事項はない。
- ・中央制御室、現場盤等に設置されている操作スイッチについては、定期取替品のため、評価対象外。

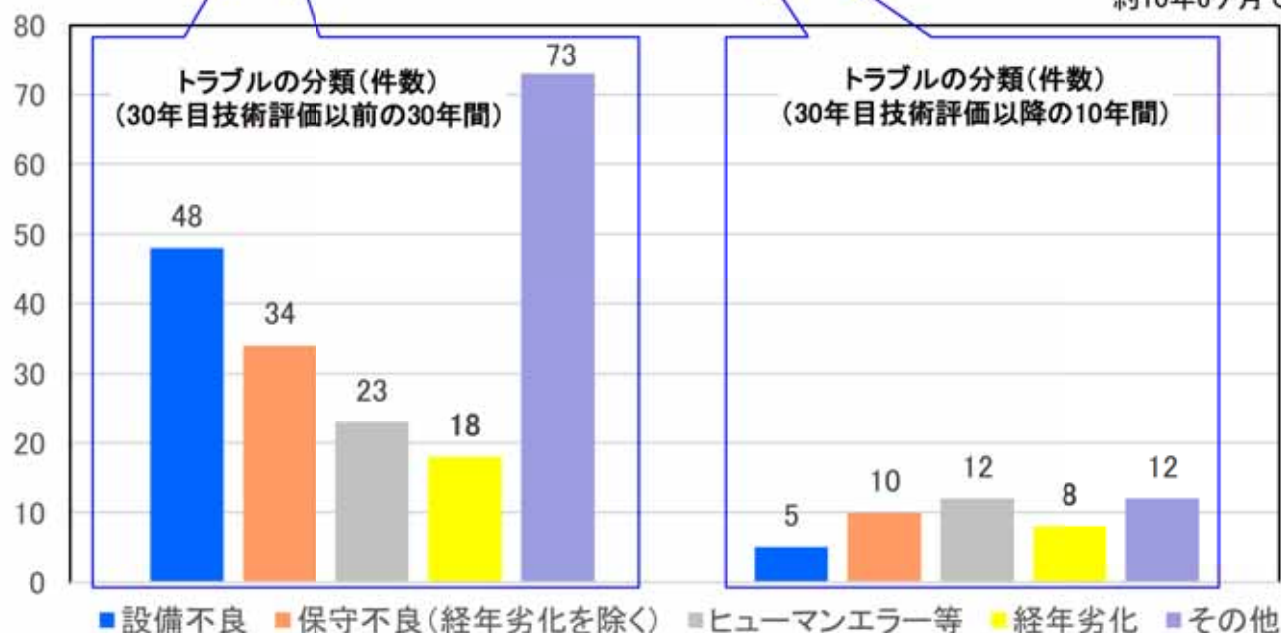
【劣化状況評価書への反映内容】

反映不要(通常保守により対応可能)

東海第二発電所における経年劣化に関するトラブル事象の比較

	30年目技術評価以前	30年目技術評価以降	比較
経年劣化に関する トラブル発生頻度	18件/30年間 (10年平均≒17件)*	8件/10年間 (10年平均≒8件)	<ul style="list-style-type: none"> ・10年平均での発生件数は低減している。 ・運転期間と発生頻度に相関はなく、これまでの保全の充実が寄与している。

*抽出した18件は、1997年7月～2008年1月の約10年6ヶ月であるため、これを用いて算出



⇒30年目技術評価以降の経年劣化によるトラブルの発生頻度は低減。運転期間の長期化とは相関なし。今後も継続的な経年劣化に係る管理を続け、予防処置を含めた保全の充実により、経年劣化に関するトラブルの低減に努めていく。

論点No.166,172-24

【論点No.166】

特別点検、劣化状況評価及び長期保守管理方針策定における、東海第二発電所での過去のトラブル、東日本大震災による影響及び震災以降県内で頻発する地震による影響等の考慮について

【委員からの指摘事項等】

No.153

点検や劣化状況評価において、東海第二発電所で発生した過去のトラブルや震災被害の影響等を考慮した特別な配慮として何か行っているか。

指摘事項等・県民意見に下線を記載
対応する資料頁数等を 内に記載

P.2-4, 11-24

P.5-7

【論点No.172】

東海第二発電所において過去に発生したトラブル事象と高経年化との関連について

【委員からの指摘事項等】

No.160

震災前も含めて、過去10年ぐらいのトラブルと高経年化の関係を分析し説明すること。 P.8-10

指摘事項等・県民意見に下線を記載
対応する資料頁数等を 内に記載

【県民意見(頂いたご意見・特に関心のある事項)】

No.402

老朽化そのものによる事故率の上昇や

No.821

P.8-10

P.8-10

1978年に運転開始した東海第二原発は、福島第一原発と同様に古い設計であり、地震などの衝撃に対して弱いと理解されている。東海第二は、全国のBWRの中ではトラブル件数は上位である。特に運転30年以降上昇しており、危険水域に入っていた。そのことは、機器設備が老朽化していることを示しており、基本的な品質保証、保守管理能力だけでは解決できないことも示している。当該原発は、米国GEが開発し、部品の大半は米国から輸入してGEの手で組み立てが行われた。建設は日立。膨大な数の部品が使われているが、東海第二の世代の原発は信頼性の高くない部品が使われたとされている。(特に、輸入品)部品の信頼性が高いことで、初めて安全性が保たれるのである。東海第二原発はもともと信頼性が高くない上に、老朽化が進んでいる。それでも幸いに寿命40年をなんとか真っ当し、役目を終えたのだから、廃止するのが、事業者としての社会的責任であり、かつ技術面からも合理的である。ところが規制委での審議では、そのような技術面の本質に踏み込んだ議論がなかった。古い材料、設計構造の使用延長を看過したとも言える。古い部品や設計構造の全面的見直しを県が働きかけてほしい。

No.1206

P.8-10

機器の寿命、経年劣化によるリスクという点においても、電源盤は20年、非常用ディーゼル発電機の期待寿命は40年と言われており、過去のトラブルでも東海第二の非常用ディーゼル発電機のトラブルはわが国で最も多いと指摘されているのであるから、非常用ディーゼル発電機は最新のものに更新してしまえば駆体も1/3程度になって火災防護空間にも余裕ができるはずであるが、入替の計画はない。

* 委員指摘事項等及び県民意見は第15回ワーキングチーム
(令和元年6月26日)資料3-1及び資料3-2に基づく

