

伊方発電所

高燃焼度燃料(ステップ2)の採用計画等について

平成 15 年 9 月

四国電力株式会社

目次

．高燃焼度燃料（ステップ2）の採用計画	1
1．採用理由	2
2．ステップ2燃料の概要	4
3．採用時期	7
．高燃焼度燃料（ステップ2）採用後の安全性	8
1．ステップ2燃料の安全性	9
2．発電所設備の安全性	13
3．周辺環境への影響評価	14
4．異常・事故時の安全性	15
[参考資料 - 1] 高燃焼度燃料の開発実績	18
[参考資料 - 2] 高燃焼度燃料の使用実績	19
[参考資料 - 3] ステップ2燃料採用に係る許認可	21
[参考資料 - 4] ステップ2燃料採用に併せて変更する発電所設備の概要	22
[参考資料 - 5] 高燃焼度化に伴うステップ2燃料および発電所設備の 対策と評価結果	24
[報告資料]	
伊方発電所1、2号機原子炉容器内部構造物取替	27
[補足説明]	
高燃焼度燃料（ステップ2）の採用等に係る補足説明	35

. 高燃焼度燃料（ステップ２）の採用計画

1. 採用理由

(1) 開発の経緯

高燃焼度燃料は、燃料中の燃えるウラン（U235）の割合である濃縮度を高めて、原子炉内でより長く使用（燃焼）できるようにした燃料であり、我が国の原子力発電所では、使用済燃料発生量の低減等を目的として、段階的にその開発を進め採用してきている。

加圧水型原子炉（PWR）では、その第1ステップとして、ウラン濃縮度を3.4wt%から4.1wt%に高め、48,000MWd/tの燃焼度^(*)まで使用できるようにした高燃焼度燃料（以下、「ステップ1燃料」という）を伊方発電所を含めすべての発電所で採用しており（伊方発電所では平成4年より）これまで良好な実績をあげている。

並行して、第2ステップとして、ウラン濃縮度を4.8wt%とし、55,000MWd/tの燃焼度まで長く使用できる高燃焼度燃料（以下、「ステップ2燃料」という）について、昭和60年度より、PWR電力共同で欧米の試験炉及び商業炉で燃料の照射を行うとともに、国内外の試験施設を用いて材料特性等のデータを取得・拡充してきた。

今回、その開発が完了し、安全性に問題ないことを確認して、実用化が可能な状況となった。

一方、国においては、上記開発計画と並行して、独自にその確認を行うための確認試験を実施している。また、ステップ2燃料については、経済産業省の「総合資源エネルギー調査会 原子力安全・保安部会 原子炉安全小委員会」において審議が行われ、平成13年12月には、「ステップ2燃料の本格採用は基本的に問題ない」との報告書が取りまとめられている。

(2) 採用効果

ステップ2燃料を採用すれば、燃料の使用期間を従来の平均約3年間から約4年間に長くすることができ、これにより燃料の使用数が減って、使用済燃料発生量を約2割低減できることになる。この結果、伊方発電所の使用済燃料の平均的な年間発生量（1、2、3号機合計）は、現在の約100体から約80体に低減される見通しである。

一方、使用済燃料は再処理工場^(*)で再処理されるが、発電所での発生量が約2割低減されると再処理量そのものが減ることになる。この結果、再処理時に発生する燃料構成部材等の低レベル放射性廃棄物の発生量が約2割少なくなる。

(*) 1トン(t)のウランがどれくらいの熱量を出したかを示す指標で1,000kW(1MW)の熱量を1日(d)出し続けた場合の熱の大きさを単位とし、MWd/tで表す。単位時間に出す熱量が同じであれば、使用期間の指標にもなる。

(**) 日本原燃(株)が青森県六ヶ所村に建設中の再処理工場は、燃焼度55,000MWd/tまでの使用済燃料を再処理することが可能。

また、ステップ 2 燃料は原子炉内で長く使用することから、燃えにくいウラン (U238) を有効に利用でき、その結果、燃料の原料となる天然ウラン量を約 3 % 節約 (伊方発電所の燃料では年間で約 14 トン節約) できる見通しである。

(3) 使用実績

ステップ 2 燃料の実用化に先立ち、関西電力(株)大飯発電所において、8 体のステップ 2 燃料が先行使用されており、平成 14 年 3 月に問題なくその使用を終えている。

また、ステップ 2 燃料と同様の高燃焼度燃料は、国内外で既に使用されており、欧米やアジアの海外 PWR 90 基以上において、燃焼度 48,000MWd/t を超える燃料が 3,500 体以上取り出された実績がある他、国内 BWR においては、平成 11 年度よりウラン濃縮度最高 4.9wt%、燃焼度制限値 55,000MWd/t の高燃焼度燃料が実用化され、6,000 体以上使用されている。

これらのことから、ステップ 2 燃料を採用するものである。

2. ステップ2 燃料の概要

ステップ2 燃料は、ペレット、被覆管等の仕様を以下に示すように一部変更するが、燃料の基本的な構造に変更はない。なお、ステップ2 燃料の加工^(*1)は、伊方発電所において平成4年以降これまでに900体以上使用され燃料漏えいが発生することなく良好な使用実績をあげているステップ1 燃料と同様な製作・検査工程、品質管理体制等により実施する。

(1) ペレット

ウラン濃縮度

ウラン濃縮度を4.1wt%から4.8wt%にして、燃料1体に含まれる燃えるウラン(U235)の量を多くし、長い期間使用できるようにする。

ガドリニア^(*2)濃度

ステップ1 燃料では、ウラン燃料の他に、中性子をよく吸収するガドリニア(Gd₂O₃)をウランに添加して、燃料の燃え方を調整できるようにしたガドリニア入り燃料を用いている。

ステップ2 燃料では、このガドリニアの濃度を、ウラン濃縮度が高くなることに対応して6wt%から10wt%にし、燃え方を調整する能力を高める。

ウラン初期密度

ペレット中のウラン密度を増加させると、燃料1体に含まれるウラン量が多くなり、長い期間使用できるようになる。

ステップ2 燃料では、ウラン初期密度を約95%理論密度から約97%理論密度(ガドリニア入り燃料は約96%理論密度)に高める。

(2) 被覆管

ペレットを包んでいる被覆管として、ステップ1 燃料に使用しているジルコニウム合金の耐食性を更に高めた「改良ジルコニウム合金」を採用し、長い期間使用できるようにする。

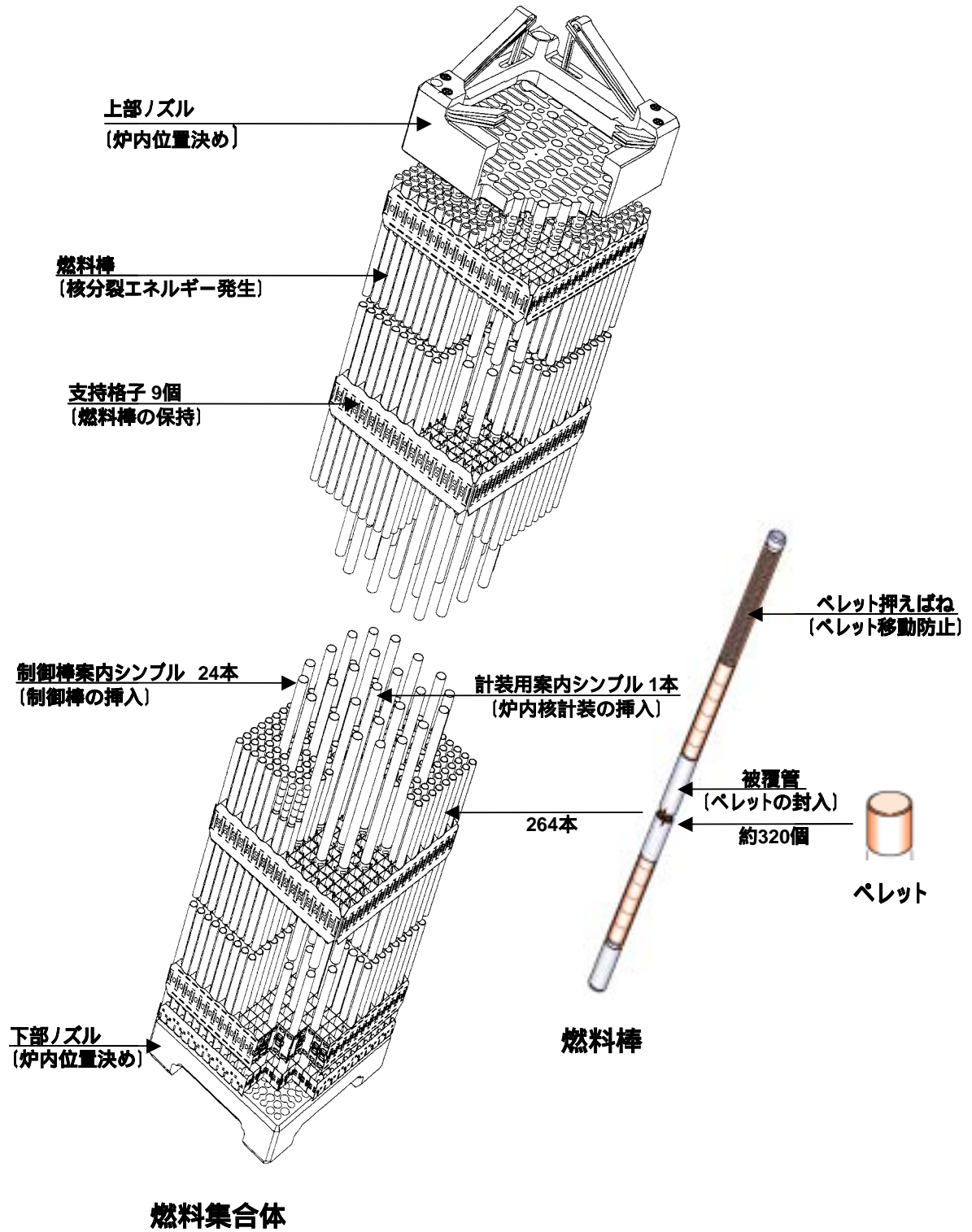
この改良ジルコニウム合金は、現行のジルコニウム合金の主成分であるジルコニウムに対して、微量添加する成分(スズ、ニオブ等)の量を調整し、耐食性を高めたものである。

(^{*1}) 国内のPWR燃料加工工場ではウラン濃縮度5wt%まで取り扱うことが可能。

(^{*2}) ガドリニウム(Gd: 原子番号64、原子量157.25)は中性子吸収能力が高く、一度中性子を吸収するとそれ以上は吸収しなくなる性質を持つ。ガドリニアはその酸化物(Gd₂O₃)である。

ガドリニア入り燃料は、BWRでは1970年代初めから実用化されており、伊方発電所においても1991年に採用以降、現在までに400体以上の使用実績がある。

燃料集合体概略図（3号機の例）



ステップ2 燃料の主要仕様

		ステップ1 燃料 (現 行)	ステップ2 燃料 (設置変更許可申請書記載値)
ペレット	ウランペレット ウラン濃縮度 ウラン初期密度	約 4.1wt% 約 95%理論密度	約 4.8wt%以下 約 97%理論密度
	ガドリニア入りウランペレット ウラン濃縮度 ウラン初期密度 ガドリニア濃度	約 2.6wt% 約 95%理論密度 約 6 wt%	約 3.2wt%以下 約 96%理論密度 約 10wt%以下
	直径 (1、 2 号) (3 号)	約 9.29 又は約 9.21mm 約 8.19mm	同左 同左
	長さ (1、 2 号) (3 号)	約 12.6 又は約 10.0mm 約 11.5 又は約 9.2mm	同左 同左
被覆管	材料	ジルコニウム合金	改良ジルコニウム合金 (MDA,NDA,ZIRLO™)
	外径 (1、 2 号) (3 号)	約 10.72mm 約 9.50mm	同左 同左
	肉厚 (1、 2 号) (3 号)	約 0.62 又は約.66mm 約 0.57mm	同左 同左
燃料棒	全 長	約 3.9m	同左
燃料集合体 (*1)	全長 支持格子 (1、 2 号) (3 号) 燃料棒数 (1、 2 号) (3 号)	約 4.1m インコネル インコネル [通常] ウラン燃料棒 : 179 本 [ガドリニア入り] ウラン燃料棒 : 167 本 ガドリニア燃料棒 : 12 本 [通常] ウラン燃料棒 : 264 本 [ガドリニア入り] ウラン燃料棒 : 248 本 ガドリニア燃料棒 : 16 本	同左 同左 インコネル及びジルコニウム合金 同左 163 又は 167 本 16 又は 12 本 同左 240 又は 248 本 24 又は 16 本
	燃焼度制限値	48,000MWd/t	55,000MWd/t

(*1) 燃料集合体には、ウラン燃料棒だけで構成されるものと、ウラン燃料棒とガドリニア入り燃料棒を組み合わせたものの2種類がある。

3. 採用時期

原子炉設置変更許可については、平成14年4月3日付で申請を行い、平成15年8月13日付で経済産業大臣の許可を取得した。今後、工事計画認可、燃料の製作等を行って、平成16年度の1号機定期検査より順次、各号機に採用する。

採用スケジュール

項目 \ 年度	14	15	16	17
原子炉設置変更許可	[長方形の枠]			
工事計画認可		[正方形の枠]		
燃料製作等			[1,3号機]	[2号機]
使用開始			[1号機] [3号機]	[2号機]

注: 燃料製作等の「1,3号機」は、使用開始の「1号機」と「3号機」に矢印でつながっている。同様に「2号機」は「2号機」に矢印でつながっている。

・高燃焼度燃料（ステップ２）採用後の安全性

伊方発電所では、ステップ2燃料の採用に併せて、既設の制御棒予備設備^(*1)を活用して停止用の制御棒4体を取り付ける工事（1、2号機）等の関連工事を行うとともに、予防保全等の観点から原子炉容器内部構造物を取り替える（1、2号機）こととしている。

これらステップ2燃料等の採用後の安全性については、以下のとおり評価を行い問題ないことを確認しており、このことは安全審査において国の確認を受けている。

1. ステップ2燃料の安全性

ステップ2燃料の安全性については、被覆管の腐食や燃料棒の内圧等の燃料健全性が原子炉での使用期間を通じて確保できること（燃料機械設計）、ステップ2燃料を使用した原子炉の特性及び運転制御が安全かつ安定に行えること（核設計）、並びに原子炉内での燃料からの熱伝達が円滑に行われること（熱水力設計）を確認した。

（1）燃料の機械設計

ステップ2燃料の機械設計にあたっては、改良した被覆管等の炉内外材料特性データを取り込んだ燃料棒設計コードを用いて評価した結果、燃料は使用期間を通じて健全性が維持される。

被覆管の耐食性

ステップ2燃料で採用する改良被覆管（改良ジルコニウム合金）は、現行被覆管に比べて酸化膜の形成が遅く、十分な耐食性を有している。（酸化膜厚さ：被覆管肉厚の10%相当以下）

燃料棒内圧

燃焼に伴いペレットから放出されるキセノン、クリプトン等の核分裂生成ガスにより燃料棒内圧は増加するが、ステップ2燃料では製作時に燃料棒内部に封入しているヘリウムガス加圧量を低くする等により、過大になることはない。

			基準値	評価結果
燃料棒内圧	1、2号機	A型 ^(*2)	19.7MPa	16.4MPa
		B型 ^(*2)	18.6MPa	14.0MPa
	3号機	A型 ^(*2)	19.7MPa	13.7MPa
		B型 ^(*2)	18.6MPa	13.1MPa

(*1) 原子炉容器上蓋に予備として設けている制御棒駆動装置4体。

(*2) A型は三菱原子燃料(株)、B型は原子燃料工業(株)で製作される燃料。

(2) 核設計

ステップ2燃料を装荷した原子炉の核設計にあたっては、3次元の核設計計算コードを用いて、原子炉内の燃料の燃え方（出力分布）、制御棒及びほう酸水の制御能力（反応度^(*1)制御）、反応度変化に対する出力抑制効果（反応度フィードバック特性）等の炉心特性を評価した結果、原子炉の安全性は確保される。以下の評価結果は、ステップ2燃料を装荷した典型的な炉心（平衡炉心^(*2)）についてのものである。

また、ステップ2燃料を装荷した原子炉に負荷変化が生じた際の原子炉の制御特性（動特性）を評価した結果、原子炉は安定している。

出力分布

ステップ2燃料を採用すると、ウラン濃縮度の高い新燃料と燃焼が進んだ燃料との間で反応度差が生じ、部分的に出力が高くなるが、原子炉内の燃料配置の工夫とともにガドリニア入り燃料を使用すること等により、均等に燃料を燃やすことができる。

		基準値	評価結果
出力ピーキング ^(*3)	1、2号機	1.48	1.44
	3号機	1.52	1.46

反応度制御

ステップ2燃料を採用すると、制御棒及びほう酸水の中性子を吸収する能力がやや低下するため、1、2号機については既設の制御棒予備設備を活用して停止用の制御棒4体を取り付けることにより、3号機については現状の制御棒により、十分未臨界にすることができる。さらに原子炉停止時（低温）には、1次冷却材中のほう酸水により未臨界が維持できる。

		基準値	評価結果
反応度停止余裕 ^(*4)	1、2号機	1.80% k/k	2.15% k/k
	3号機		2.27% k/k

(*1) 原子炉が臨界状態からどれだけ離れているかを示す指標（単位：k/k）。

(*2) 燃料取替えの繰り返しにより炉心特性が殆ど変化しない一定の状態に達した仮想的な炉心。

(*3) 定格出力運転時に全ての制御棒を引き抜いた状態における原子炉内最大燃料棒出力と平均燃料棒出力の比。

(*4) 定格出力運転から制御棒により原子炉を未臨界にする余裕をどれだけ持っているかを示す指標。反応度停止余裕 = 0（臨界）、> 0（未臨界）。

反応度フィードバック特性

燃料温度の変化に対する反応度変化を表すドップラ係数^{(*)1}は常に負であり、また1次冷却材温度の変化に対する反応度変化を表す減速材温度係数^{(*)2}は、高温出力運転状態では負に保たれているため、原子炉は負荷変化等による反応度変化に対して出力抑制効果（負のフィードバック）の安全性を有している。

（単位： 10^{-5} (k/k)/ ()

		基準値	評価結果
ドップラ係数	1、2号機	-4.2 ~ -1.8	-3.3 ~ -2.3
	3号機	-5.2 ~ -1.8	-3.5 ~ -2.4
減速材温度係数	1、2号機	-85 ~ 5 ^{(*)3}	-64 ~ -7.1
	3号機	-78 ~ 8 ^{(*)3}	-63 ~ -8.1

動特性

以下の負荷変化に対して、原子炉制御設備を含めた原子炉系の応答は安定であり、十分な減衰性を持って新たな安定状態になるよう制御される。

- a . ±10%の負荷変化
- b . ±5%/分の負荷変化
- c . 50%の負荷変化

(3) 熱水力設計

ステップ2 燃料を装荷した原子炉の熱水力設計にあたっては、原子炉内での燃料からの熱伝達特性として最小限界熱流束比（最小DNBR）^{(*)4}及び燃料中心最高温度を評価した結果、燃料は溶融、破損することがない。

最小DNBR

		基準値	評価結果
最小DNBR (定格出力運転時)	1、2号機	1.42	2.03
	3号機		2.36

(*)1 原子炉の出力が上昇し燃料の温度が上昇すると、燃料中のウラン 238 の中性子吸収量が増加し、原子炉の反応度は低下する。ドップラ係数はその程度を示す指標。

(*)2 原子炉の出力が上昇し1次冷却材温度が上昇すると水の密度が低下し、中性子が核分裂を起こす低いエネルギーまで減速する能力が低下し、原子炉の反応度は低下する。減速材温度係数はその程度を示す指標。

(*)3 減速材温度係数の基準値として異常・事故時の安全性評価に用いた値を記載しているが、減速材温度係数は実際の設計、運転管理では高温出力運転状態で負とする。

(*)4 燃料被覆管が気泡で覆われ冷却材への熱伝達が低下し、被覆管温度が急上昇し始める熱流束を限界熱流束といい、炉心内における限界熱流束と実際の熱流束の比の最小値を最小限界熱流束比（最小DNBR:Departure from Nucleate Boiling Ratio）という。

燃料中心最高温度

		基準値	評価結果
ウラン燃料 (定格出力運転時)	1、2号機	< 2,570	約 2,000
	3号機		約 1,770
ガドリニア入り燃料 (定格出力運転時)	1、2号機	< 2,440	約 1,810
	3号機		約 1,630

2. 発電所設備の安全性

ステップ2 燃料の採用に伴い、ウラン濃縮度及び燃焼度が上昇することから、

- ・ 制御棒及びほう酸水の制御能力
- ・ 燃料貯蔵設備の未臨界性
- ・ 使用済燃料ピットの冷却能力

に影響を与えるが、いずれも現状設備または設備を変更することにより問題ないことを確認した。

評価結果

ステップ2 燃料の採用に伴う 発電所設備への影響項目		評価結果
<ul style="list-style-type: none"> ・ ウラン濃縮度の上昇 ・ 燃焼度の上昇 	ウラン濃縮度の上昇により、制御棒やほう酸水が吸収する中性子量が減少し、制御能力に影響する。	<p>【制御棒】 1、2号機は、既設の制御棒予備設備を活用し停止用制御棒4体を取り付けることにより、また3号機は現状の設備で、万一の事故を想定した安全解析上の反応度停止余裕も確保できる。</p>
		<p>【ほう酸水】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 通常運転時の制御能力 通常運転中に安全上必要とされるほう酸水量が増加するが、現状のほう酸タンクで貯蔵可能である。 ・ 事故時の制御能力 燃料取替用水タンク等に貯蔵しているほう酸水の濃度を予め高めておくことにより、必要な制御能力は確保できる。
	ウラン濃縮度の上昇により、燃料貯蔵設備での未臨界性に影響する。	<p>【燃料貯蔵設備の未臨界性】 新燃料貯蔵庫、使用済燃料ピットは、燃料を貯蔵しても臨界にならないように余裕を持って設計されており、現状設備で未臨界を維持できる。</p>
	燃焼度の上昇により、核分裂生成物蓄積量が増加し、使用済燃料からの発熱量が増加する。	<p>【使用済燃料ピットの冷却能力】 使用済燃料ピットにおける使用済燃料からの発熱量が増加するが、必要な冷却能力は現状の使用済燃料ピット冷却設備で有している。</p>

3. 周辺環境への影響評価

平常運転時の一般公衆の受ける線量は、ステップ2燃料の採用及び1、2号機原子炉容器内部構造物取替後の放射性気体廃棄物、液体廃棄物の放出に起因する実効線量を国の指針に従い評価するとともに、蒸気発生器保管庫内に貯蔵保管した原子炉容器内部構造物及びその付属品の影響を加味した敷地境界外における直接線量及びスカイシャイン線量を評価し、基準を満足していることを確認した。

なお、放射性気体廃棄物、液体廃棄物の放出に起因する実効線量は、発電所敷地内で観測した平成13年1月から平成13年12月までの1年間の気象資料を用いて評価した。

(1) 気体廃棄物及び液体廃棄物の放出に起因する実効線量(1、2、3号機合計)

発電所の敷地境界外における1、2、3号機からの気体廃棄物中の放射性希ガス(以下「希ガス」という)の線からの外部被ばくによる実効線量、液体廃棄物中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量及び放射性よう素(以下「よう素」という)の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量は、合計年間約11.0 μ Svであり、国の指針に定められた年間50 μ Svを十分下回っている。

	3号炉心からの方位、 距離(m)	実効線量評価結果 (μ Sv/y)
気体廃棄物中の「希ガス」の 線による実効線量	西南西(890)	約4.7
液体廃棄物中の放射性物質 による実効線量	-	約2.8
「よう素」による実効線量	西南西(890)	約3.5
合計(基準値: 50 μ Sv/y)	-	約11.0

(2) 取り外した原子炉容器内部構造物保管時の線量

取り外した原子炉容器内部構造物及びその付属品は、保管容器に収納し、既設の蒸気発生器保管庫内に貯蔵保管する。

これらの影響を加味した発電所の敷地境界外における直接線量及びスカイシャイン線量は年間約6.1 μ Gyとなり国の指針に定められた年間50 μ Gyを十分下回っている。

4. 異常・事故時の安全性

ステップ2 燃料採用後における原子炉施設の安全確保対策の妥当性及び公衆との離隔の妥当性を確認するため、機器の故障、誤動作及び運転員の誤操作等によって生じる事象や原子炉施設から放射性物質の放出の可能性がある事象を想定した解析評価を行い、異常・事故時の安全性について問題のないことを確認した。

評価結果

安全評価に関する国の指針等に従い、「運転時の異常な過渡変化」、「事故」及び「重大事故及び仮想事故」の全事象について評価を行った結果、いずれも安全性に係る基準を満足する。

以下に、判断基準の各項目について、評価結果が最も厳しくなる1、2号機及び3号機の事象とその評価値を示す。

a. 「運転時の異常な過渡変化」

最小DNBRが許容限界値以上であること。

事象名	号機	判断基準	評価結果
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	1、2号機	1.42	約1.53
	3号機		約1.75

燃料被覆管は機械的に破損しないこと。

事象名	号機	判断基準	評価結果
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	1、2号機	燃料中心 最高温度 <2,570	約2,399
	3号機		約2,334

燃料エンタルピは許容限界値以下であること。

事象名	号機	判断基準	評価結果
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	1、2号機	712 kJ/kg・UO ₂	約284 kJ/kg・UO ₂
	3号機		約343 kJ/kg・UO ₂

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の1.1倍以下であること。

事象名	号機	判断基準	評価結果
負荷の喪失	1、2号機	18.88 MPa[gage]	約18.4 MPa[gage]
	3号機		約18.2 MPa[gage]

b. 「事故」

炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であること。

事象名	号機	判断基準	評価結果
原子炉冷却材喪失（大破断）	1、2号機	燃料被覆管 最高温度(PCT) 1,200	(PCT) 約 1,005 (ECR) 約 1.6%
	3号機	局所的な最大 ジルコニウム - 水 反応量(ECR) 15%	(PCT) 約 1,023 (ECR) 約 3.6%

燃料エンタルピは制限値を超えないこと。

事象名	号機	判断基準	評価結果
制御棒飛び出し（高温零出力）	1、2号機	791 kJ/kg・UO ₂	約 460 kJ/kg・UO ₂
	3号機		約 461 kJ/kg・UO ₂

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の 1.2 倍以下であること。

事象名	号機	判断基準	評価結果
原子炉冷却材ポンプの軸固着	1、2号機	20.59 MPa[gage]	約 19.3 MPa[gage]
主給水管破断	3号機		約 18.2 MPa[gage]

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力以下であること。

事象名	号機	判断基準	評価結果
原子炉冷却材喪失 （格納容器健全性評価）	1、2号機	0.267 MPa[gage]	約 0.242 MPa[gage]
	3号機	0.283 MPa[gage]	約 0.214 MPa[gage]

周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

事象名	号機	判断基準	評価結果
原子炉冷却材喪失	1号機	実効線量 5mSv	約 0.60 mSv
	2号機		約 0.52 mSv
蒸気発生器伝熱管破損	3号機		約 0.50 mSv

c. 「重大事故及び仮想事故」のうち、仮想事故

技術的見地から起こると考えられない事故を仮想しても、周辺の公衆に著しい放射線障害を与えないこと。集団線量に対する影響が十分小さいこと。

事象名	号機	判断のめやす	評価結果		
原子炉冷却材喪失	1号機	成人甲状腺に対する線量 3 Sv	成人甲状腺線量	約 0.17Sv	
			外部全身線量	約 0.049Sv	
			全身線量積算値 (2000年人口 / 2050年推計)	約 0.071万人 Sv / 約 0.062万人 Sv	
	2号機		外部線による 全身に対する線量 0.25 Sv	成人甲状腺線量	約 0.20Sv
				外部全身線量	約 0.037Sv
				全身線量積算値 (2000年人口 / 2050年推計)	約 0.071万人 Sv / 約 0.062万人 Sv
	3号機		全身線量の積算値 2万人 Sv	成人甲状腺線量	約 0.15Sv
				外部全身線量	約 0.044Sv
				全身線量積算値 (2000年人口 / 2050年推計)	約 0.11万人 Sv / 約 0.094万人 Sv

(注)

「運転時の異常な過渡変化」は、原子炉の運転中において、原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作、及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態に至る事象である。

「事故」は、「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって、発生する頻度はまれであるが、発生した場合は原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性があり、原子炉施設の安全性を評価する観点から想定する必要のある事象である。

「重大事故」は、「事故」の中から放射性物質の放出の拡大の可能性のある事故を取り上げ、技術的に最大と考えられる放射性物質の放出量を想定する事故である。

「仮想事故」は、技術的見地からは起こると考えられないが、「重大事故」より多くの放射性物質の放出量を仮想した事故である。

参 考 资 料

高燃焼度燃料の開発実績

年度		昭和 60	61	62	63	平成 元	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
P W R	燃料型式 (燃焼度制限値)	当初燃料 (39,000MWd/t)					ステップ1 (48,000MWd/t)															
	ステップ1 採用工程						実用化	伊方発電所で採用														
	ステップ2 PWR 電力共同研究	国による確認 高燃焼度燃料確証試験	炉外試験や海外試験炉照射・照射後試験による基本特性の確認										海外商業炉／試験炉照射・照射後試験による健全性確認及び照射データの拡充									
		先行使用	基本調査・モックアップ試験・燃料製作・製作時データ取得等												海外試験炉及び商業炉照射						照射後試験	
		国の検討											高燃焼度化検討会				原子力安全・保安部会					
		先行使用															先行使用（大飯4号機）					
B W R	燃料型式 (燃焼度制限値)	当初燃料 (40,000MWd/t)			ステップ1 (40,000MWd/t)				ステップ2 (50,000MWd/t)					ステップ3 (55,000MWd/t)								
	ステップ1 (新型8×8ジルコニウムライ付燃料)				実用化																	
	ステップ2 (高燃焼度8×8燃料)								実用化													
	ステップ3 (高燃焼度9×9燃料)															先行使用（福島第二1,2号機）		実用化				

[参考資料-1]

高燃焼度燃料の使用実績

現在の国内 PWR 燃焼度制限値である 48,000MWd/t を超える高燃焼度燃料については、既に欧米やアジアの海外 PWR で多数の使用実績を有する。また、国内 BWR においても、ウラン濃縮度最高 4.9wt%、燃焼度制限値 55,000MWd/t の高燃焼度燃料(ステップ 3)が、平成 11 年度より本格的に実用化に供されている。

海外 PWR における高燃焼度燃料の使用実績

国名	48,000MWd/t 超の燃焼実績		最高燃焼度	備考
	プラント数	取出体数		
アメリカ	61 基	約 2,300 体 (約 110 体)	約 63,000MWd/t	
ドイツ	5 基	約 260 体 (1 体)	約 60,000MWd/t	
ベルギー	7 基	約 340 体 (0 体)	約 54,000MWd/t	
フランス	7 基	約 200 体 (2 体)	約 58,000MWd/t	
スウェーデン	3 基	約 100 体 (2 体)	約 56,000MWd/t	
スイス	2 基	約 200 体 (約 10 体)	約 58,000MWd/t	取出体数は 45,000MWd/t を超えるもの
スペイン	1 基	約 20 体 (0 体)	約 55,000MWd/t	
韓国他	6 基	約 90 体 (0 体)	約 53,000MWd/t	台湾は平成 13 年から採用開始
計	92 基	約 3,500 体 (約 130 体)	約 63,000MWd/t	

注 1：使用実績は、平成 11 年末時点のデータを中心に掲載。

注 2：取出体数欄の () 内は、燃焼度 55,000MWd/t を超える燃料体数を再掲。

国内 BWR における高燃焼度燃料（ステップ 3）の使用実績

（平成 14 年度末現在）

	プラント数	装荷体数	備 考
東京電力	17 基	5,038 体	平成 11 年より採用
東北電力	2 基	300 体	平成 12 年より採用
中国電力	2 基	428 体	同上
中部電力	1 基	4 体	平成 14 年より採用
北陸電力	1 基	68 体	同上
日本原子力発電	2 基	172 体	同上
計	25 基	6,010 体	

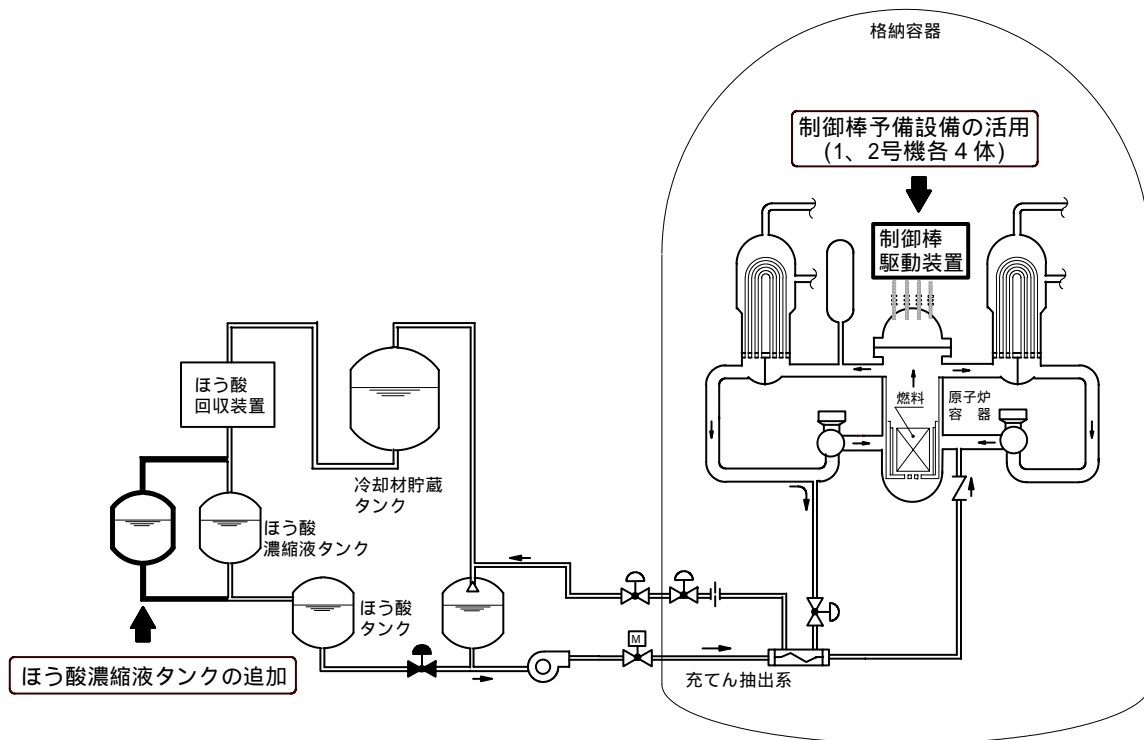
ステップ 2 燃料採用に係る許認可

法令に基づき、国の原子炉設置変更許可（許可済）、工事計画認可および検査を受ける。なお、燃料の製作に係る設計変更に関しては、燃料メーカーが国の燃料体設計認可および燃料体検査を受ける。

項目	主要内容
原子炉設置変更許可 （安全審査） [平成 15 年 8 月 13 日許可]	核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律に基づき、原子炉施設の変更の内容について以下の審査を受ける。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 変更後の設計が、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」および関連指針に適合すること ・ 変更後の平常運転時における原子炉施設周辺の一般公衆の受ける線量が、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」および関連指針に適合すること ・ 変更後の原子炉施設が、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」および関連指針に適合すること
工 事 計 画 認 可	電気事業法に基づき、工事の計画について以下の審査を受ける。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電気工作物が、経済産業省令で定める技術基準に適合しないものでないこと
検 査	電気事業法に基づき、以下の検査を受ける。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 工事が認可を受けた工事の計画に従って行われたものであること ・ 電気工作物が、経済産業省令で定める技術基準に適合しないものでないこと

ステップ2燃料採用に併せて変更する発電所設備の概要

設備	変更の概要	備考
制御棒	制御能力を確保するため、1、2号機については、制御棒予備設備を活用し停止用制御棒4体をそれぞれ取り付ける。	概要図参照
原子炉容器内部構造物	ステップ2燃料採用に伴う制御棒予備設備の活用対応として、案内管の数を4体増やし、予防保全の観点から最新技術を導入している3号機と同型式の原子炉容器内部構造物に取替える。	報告資料参照
ほう酸水	制御能力を確保するため、事故時に必要な燃料取替用水タンク等のほう酸水の濃度を1、2号機は 3,000ppm 以上、3号機は 3,400ppm 以上に予め高めておく。	
ほう酸濃縮液タンクの設置	<p>定期検査時には、1次冷却水中のほう酸水の濃度を燃料取替用水タンクのほう酸水と同じ濃度まで高めたうえで燃料取替作業を行っており、追加製造したほう酸水は、燃料取替後には余剰となっている。</p> <p>ステップ2燃料の採用に伴い、燃料取替用水タンクのほう酸水の濃度を高めることから、追加製造するほう酸水の量が増え、また、余剰となるほう酸水が増える。</p> <p>このほう酸水を貯蔵し効率的に運用するため、ほう酸濃縮液タンクを1、2号機共用で1基、3号機で1基追加する。</p>	概要図参照



変更する発電所設備の概要図
(制御棒、ほう酸濃縮液タンク)

高燃焼度化に伴うステップ2燃料および発電所設備の対策と評価結果

[高燃焼度化に伴うステップ2燃料の対策と評価結果]

影響項目	対策	評価結果				
		項目		ステップ2燃料	(参考) ステップ1燃料	基準値
燃料使用期間の延長	1.耐食性を高めた改良被覆管を採用する。	酸化膜厚さ		被覆管肉厚の 10% 相当より小さい	同左	被覆管肉厚の 10% 相当以下 (目安値)
1.被覆管の酸化量の増加 2.核分裂生成ガス量の増加	2.製造時ヘリウム加圧量等の最適化を行い燃料棒内圧の増加を押さえる。	燃料棒 内圧	1,2号機 A型	16.4MPa	15.2MPa	≦19.7MPa
			1,2号機 B型	14.0MPa	16.8MPa	≦19.0MPa (ステップ1燃料) ≦18.6MPa (ステップ2燃料)
			3号機 A型	13.7MPa	14.1MPa	≦19.7MPa
			3号機 B型	13.1MPa	13.2MPa	≦19.0MPa (ステップ1燃料) ≦18.6MPa (ステップ2燃料)
ウラン濃縮度及び燃焼度の増加 1.燃料間の反応度差の増加 2.燃料組成の変化	1.ガドリニア濃度を増加させ出力分布を均一にする。 2.燃料組成の変化が反応度フィードバック特性に与える影響は小さい。	出力ピーキング	1,2号機	1.44	1.43	≦1.48
			3号機	1.46	1.43	≦1.48 (ステップ1燃料) ≦1.52 (ステップ2燃料)
		ドップラ 係数	1,2号機	-3.3~-2.3 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-3.2~-2.2 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-4.2~-1.8 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$
			3号機	-3.5~-2.4 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-3.2~-2.3 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-5.2~-1.8 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$
		減速材温度 係数	1,2号機	-64~-7.1 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-63~-4.5 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-85~5 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$
			3号機	-63~-8.1 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-59~-0.9 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$	-78~8 $\times 10^5(\Delta k/k)/^\circ C$

[高燃焼度化に伴う発電所設備の対策と評価結果 (1/2)]

影響項目	対策	評価結果					
		項目	ステップ 2 燃料	(参考) ステップ 1 燃料	基準値		
ウラン濃縮度及び燃焼度の増加	1.制御棒 1,2号機は予備を活用して4体取り付け。 (3号機は現状通り。)	反応度停止余裕 (%Δk/k)	1,2号機	2.15	2.1	≥1.8	
			3号機	2.27	2.7		
1.制御棒が吸収する中性子量の減少 2.ほう酸水が吸収する中性子量の減少 3.燃料貯蔵設備での未臨界性に影響 ^(*)	2.ほう酸水 通常運転時に安全上必要なほう酸水量は現状のほう酸タンクで貯蔵可能。 事故時に必要なほう酸水は、燃料取替用水タンク等の濃度を高めて確保。	安全上必要なほう酸水量 ^(*) (m ³)	1,2号機	12.5	12.4	ほう酸タンクの有効容量 (m ³) 1号機20.8 2号機20.5 3号機57.7	
			3号機 ^(*)	19.2	20.0		
	3.燃料貯蔵設備の未臨界性 現状設備で未臨界を確保。	燃料取替用水タンク等のほう酸水の濃度 (ppm)	1,2号機	3,000	2,200	安全評価により妥当であることを確認	
			3号機	3,400	2,700		
		新燃料貯蔵庫の実効増倍率 ^(*)	純水冠水条件	1,2号機	0.889	0.899	≤0.95
			3号機	0.934	0.944		
			水分雰囲気条件 ^(*)	1,2号機	0.949	0.979	<1.0
			3号機	0.973	0.981		
		使用済燃料ピットの実効増倍率	純水冠水条件	1,2号機	0.923	0.949	≤0.98
			3号機	0.974	0.972		

- (*)1 燃料貯蔵設備の未臨界性評価においては、従来よりウラン濃縮度に余裕をみて5.05wt%として評価している。今回、ステップ2燃料採用に伴いウラン初期密度が増加したことから再評価を実施した。評価に当たっては最新の計算コード(3号機使用済燃料ピットは、貯蔵能力の変更時に採用済み)を使用している。
- (*)2 最大反応度効果の制御棒1体が挿入不能の場合でも、原子炉を高温停止から低温停止に移行可能とするほう酸水量
- (*)3 ステップ1燃料採用時における評価では、必要なほう酸濃度として余裕を見込んで設定。
- (*)4 核分裂連鎖反応前後での中性子個数比を表したものであり、実効増倍率 $k_{eff}=1$ で臨界、 $k_{eff}<1$ で未臨界となる。
- (*)5 ウラン周囲の水密度が大きいほど、核分裂で発生した高速中性子が効率よく熱中性子まで減速され核分裂を起こしやすくなるが、一方で、水は中性子を吸収するため、密度が大きいほど核分裂に寄与する熱中性子数が減少する。これらを考慮して、未臨界性評価上最も厳しくなる水の密度を仮定し、その水分雰囲気で満たされた場合について評価する。

[高燃焼度化に伴う発電所設備の対策と評価結果 (2/2)]

影響項目	対策	評価結果					
		項目			ステップ 2 燃料	(参考) ステップ 1 燃料	基準値
ウラン濃縮度及び燃焼度の増加 4.使用済燃料からの発熱量が増加	4.使用済燃料ピットの冷却能力 現状設備で冷却能力を確保。	使用済燃料ピット の水温 (°C)	2 系列運 転時	1号機	47.5	47.0	≤52 ^(*6)
				2号機	51.7	50.9	
				3号機	51.0	49.9	
			ポンプ 1 台運転時	1号機	55.4	54.6	≤65 ^(*7)
				2号機	59.7	58.7	
				3号機	57.5	56.1	

(*6) 作業環境上からの基準温度

(*7) コンクリート健全性からの制限温度

報 告 資 料

伊方発電所 1、2号機 原子炉容器内部構造物取替

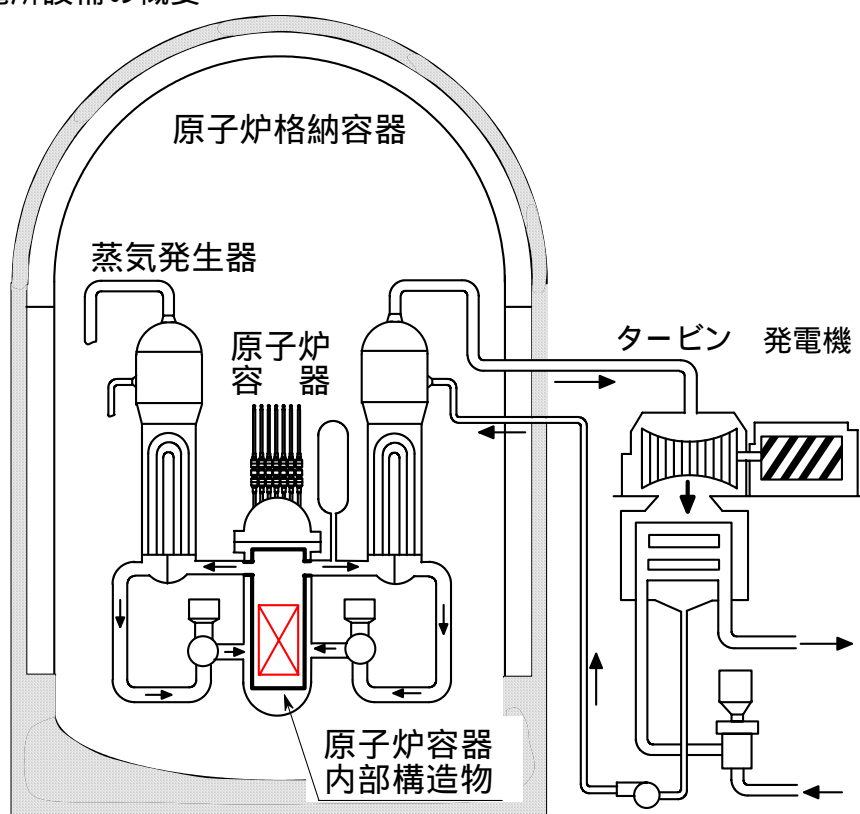
伊方発電所高燃焼度燃料(ステップ2)の採用に係る原子炉設置変更許可に併せて、1、2号機原子炉容器内部構造物の取替についても原子炉設置変更許可を受けており、その概要は以下の通りである。

1. 変更する施設の概要

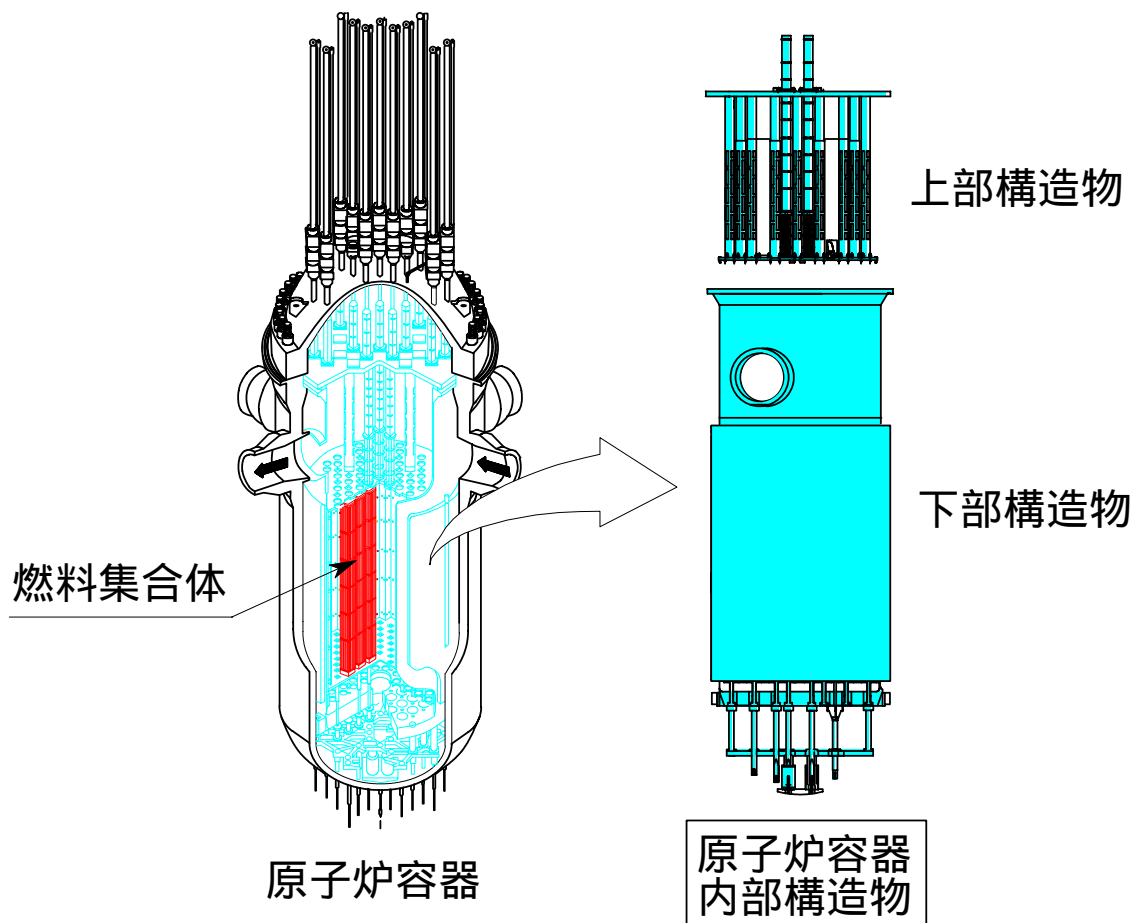
原子炉容器内部構造物は、燃料集合体を収納する下部構造物およびそれらを上部から固定する上部構造物から構成されている。定期検査時には上部構造物は毎回、下部構造物についても点検時等にそれぞれ原子炉容器外に一体で取り外し、取付けを行っている。

今回の工事は、1、2号機の原子炉容器内部構造物を一体で取り外し、新しい原子炉容器内部構造物に取り替えるものである。

発電所設備の概要



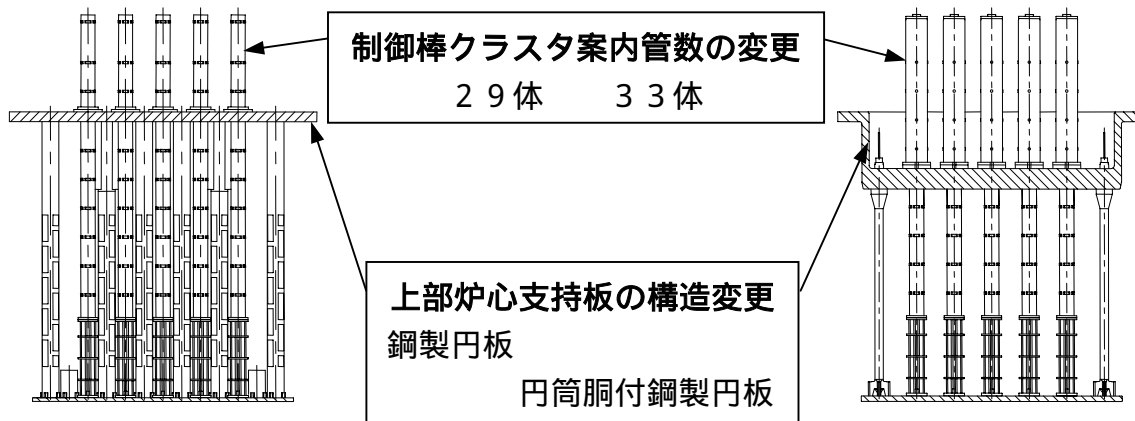
原子炉容器内部構造物の概要



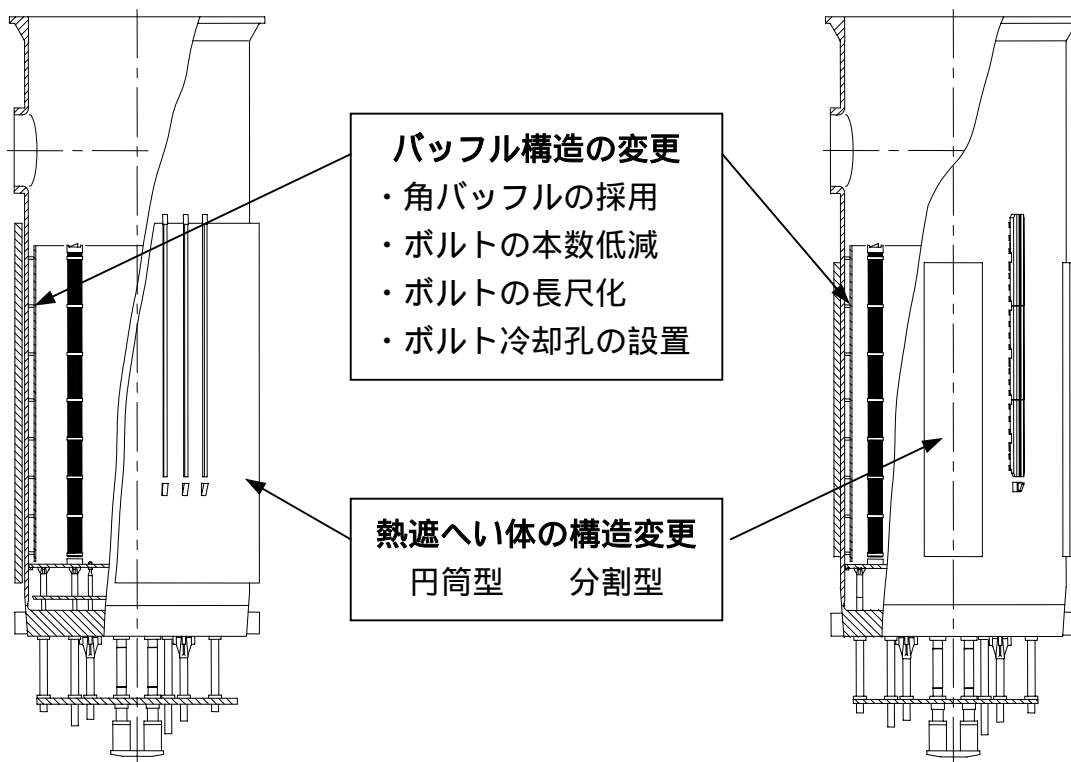
2. 取替理由

近年の海外プラントにおける原子炉容器内部構造物のバッフルフォーマボルト応力腐食割れ損傷事例を踏まえ、予防保全の観点から最新技術を導入している伊方3号機と同型式の原子炉容器内部構造物に取替える。取替に際しては、ステップ2燃料採用に伴う制御棒予備設備の活用対応として、案内管の数を4体増やしたものとする。

新原子炉容器内部構造物の主要な改良点



上部構造物



下部構造物

現状原子炉容器内部構造物

新原子炉容器内部構造物

3. 取替方法

取替工事の実施に当たっては、周辺環境への影響、廃棄物の低減および作業員の被ばく低減に十分配慮し、以下の通り行う。

(1) 原子炉容器内部構造物取り外し

原子炉容器内部構造物は、切断や分解を伴うことなく取り外しが可能な構造となっており、定期検査時における燃料交換時等では一体で取り外し、取付けを行っている。

今回の工事においても、定期検査時と同様、一体で取り外しを行う。

(2) 原子炉容器内部構造物搬出・保管

取替工事においては、原子炉格納容器に仮開口を設けることなく、既設の機器搬入口を通じて搬出入を行う。

原子炉格納容器内に、仮設昇降装置を設置するとともに、十分な遮へい機能を有する保管容器を搬入する。

仮設昇降装置を使用して、原子炉容器内部構造物を保管容器内に収納する。

機器搬入口を通じて、原子炉格納容器から保管容器を搬出する。

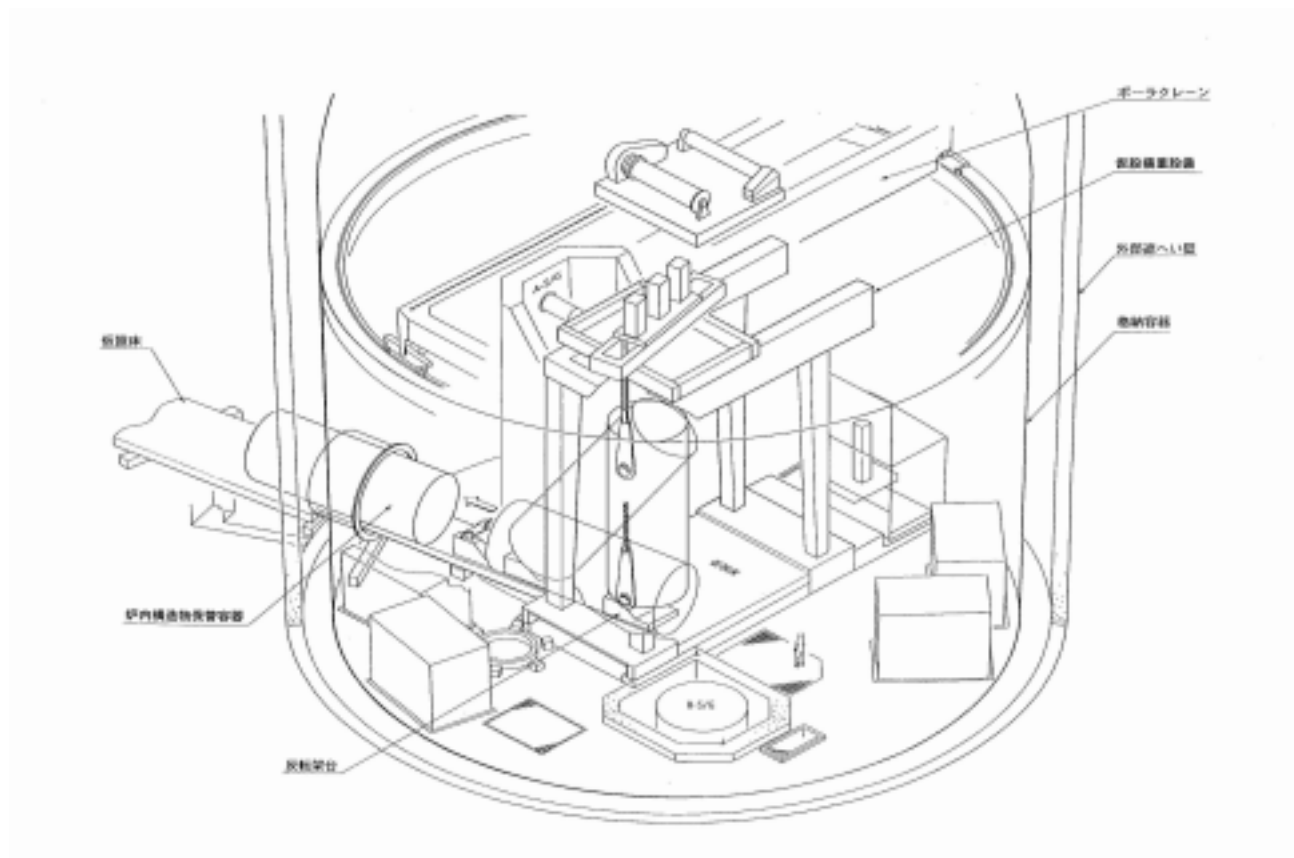
(3) 新原子炉容器内部構造物据え付け

原子炉格納容器内へ新原子炉容器内部構造物を搬入し、既設の天井クレーンを用いて原子炉容器内へ据え付ける。

(4) 品質管理

取替工事に当たっては、新原子炉容器内部構造物の製作、据付が適切に行われ、設備の品質が十分確保されていることを確認する。

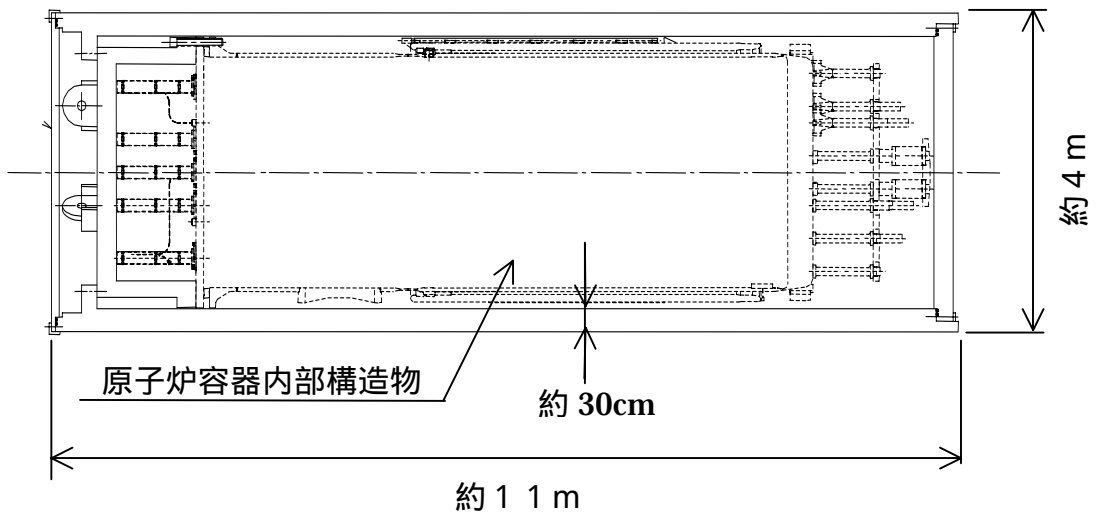
炉内構造物取替工法概念図



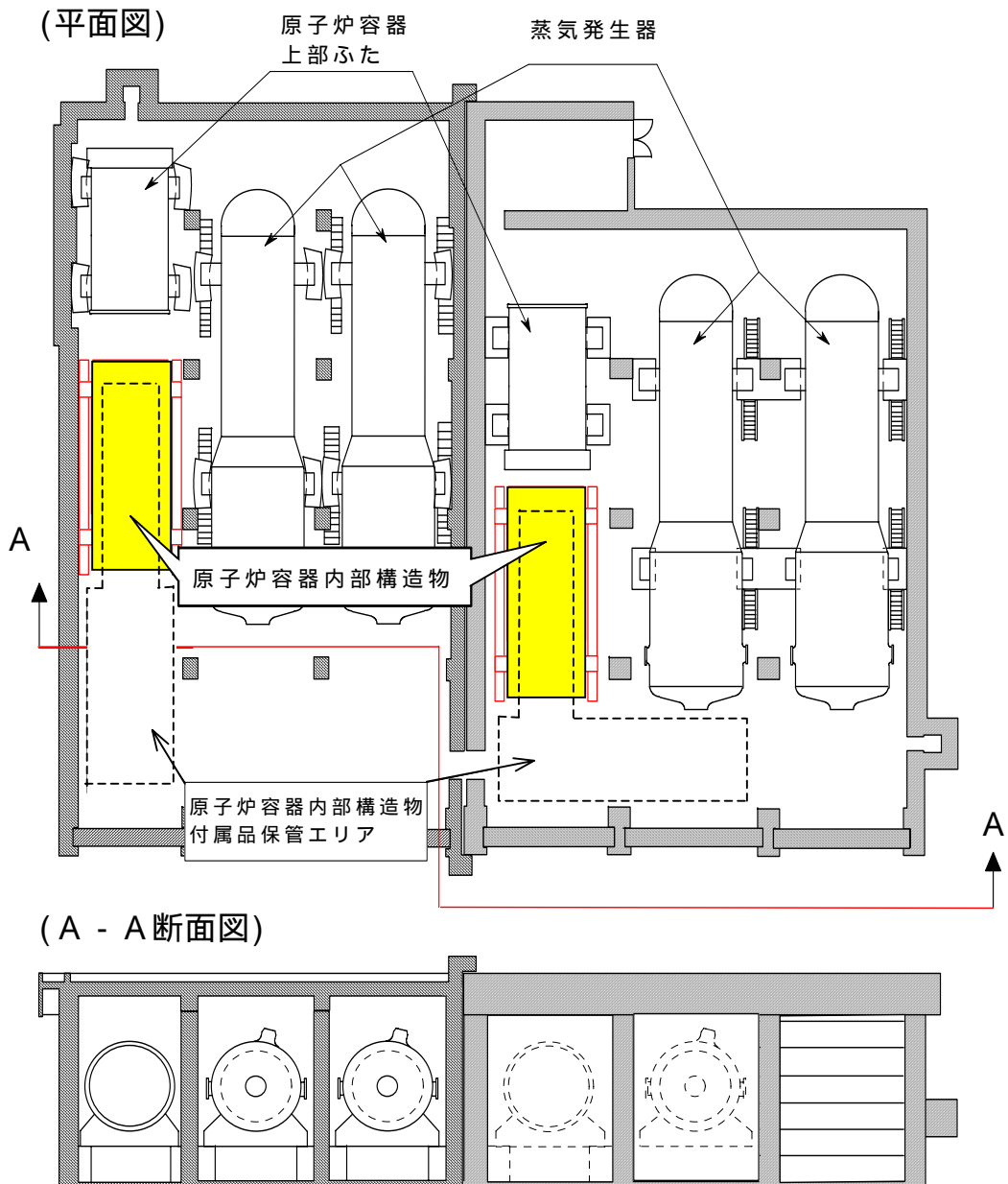
4. 取り外した原子炉容器内部構造物の保管方法

取り外した原子炉容器内部構造物およびその付属品は、専用の鋼製保管容器に収納して放射性物質を密閉し、既設の蒸気発生器保管庫内に貯蔵保管する。

保管容器概略図



蒸気発生器保管庫内配置図



5 . 実施時期

ステップ2 燃料の採用と同時期である、1号機は平成16年度、2号機は平成17年度に取替える。

補足説明資料

高燃焼度燃料（ステップ２）の採用等に係る補足説明

目 次

添付資料 - 1 . ステップ 2 燃料の安全性 -----	35
・ ステップ 2 燃料の機械設計 -----	36
・ ステップ 2 燃料炉心の核設計 -----	39
・ ステップ 2 燃料炉心の動特性 -----	45
・ ステップ 2 燃料炉心の熱水力設計 -----	47
添付資料 - 2 . 発電所設備の安全性 -----	49
・ 通常運転時の制御能力及び事故時の原子炉停止余裕について ---	50
・ 通常運転時、事故時及び定期検査時のほう酸水について -----	52
・ 燃料貯蔵設備の未臨界性について -----	54
・ 使用済燃料ピットの冷却能力について -----	55
添付資料 - 3 . 周辺環境への影響評価 -----	57
・ 平常運転時の線量評価について -----	58
添付資料 - 4 . 異常・事故時の安全性 -----	66
添付資料 - 5 . 1、2号機原子炉容器内部構造物取替 -----	76
・ 海外プラントにおける原子炉容器内部構造物の バッフルフォーマボルト損傷事例について-----	77
・ 新原子炉容器内部構造物の主要な改良点 -----	78
・ 取り外した原子炉容器内部構造物の搬出について -----	80
・ 国内外の原子炉容器内部構造物取替実績について -----	82

ステップ 2 燃料の安全性

ステップ2 燃料の機械設計

1. 概要

ステップ2 燃料の機械設計にあたっては、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（原子力安全委員会 平成13年3月29日一部改訂）」、「原子炉安全基準専門部会報告書「発電用軽水型原子炉の燃料設計手法について（昭和63年5月12日）」及び原子炉安全専門審査会内規「加圧水型原子炉に用いられる17行17列型の燃料集合体について（昭和51年2月16日）」の考え方にに基づき、燃料の健全性を評価し、原子炉での使用期間中、健全性が維持されることを確認した。

なお、評価に用いた燃料棒設計コードは、改良した被覆管等の炉内外材料特性データを基に見直しており、国内外の試験炉及びPWR商業炉で取得された照射データとの比較によりその妥当性を確認している。

2. 評価結果

(1) 改良被覆管の耐食性

被覆管材料の主成分であるジルコニウムは、高温、高圧の1次冷却材により酸化され、被覆管表面に酸化膜が形成される。この酸化膜の厚さは、燃焼とともに増える傾向にあり、過剰に酸化されると被覆管の強度が低下する。

ステップ2 燃料で採用する改良被覆管（改良ジルコニウム合金：MDA,NDA,ZIRLO™^(*1)）は、図1に示すとおり高燃焼度域においても酸化膜の形成速度が遅く、十分な耐食性を有しており、ステップ2 燃料の燃焼度制限値（燃料集合体燃焼度55,000MWd/t）における最大酸化膜厚さは被覆管肉厚の10%相当以下である。

改良被覆管の合金成分

		合金成分 (wt%)						Zr
		Sn	Fe	Cr	Fe+Cr	Nb	Ni	
改良 被覆管	MDA	0.7~0.9	0.18~0.24	0.07~0.13	0.28~0.37	0.45~0.55	-	残り
	NDA	0.90~1.15	0.24~0.30	0.13~0.19	-	0.08~0.14	0.007~0.014	
	ZIRLO™	0.9~1.3	0.08~0.12	-	-	0.8~1.2	-	
(参考) 現行 被覆管	ジルコイ-4	1.20~1.70	0.18~0.24	0.07~0.13	0.28~0.37	-	-	

(*1) MDA は三菱重工業(株)、NDA は原子燃料工業(株)、ZIRLO™ は米国ウエスチングハウス社により開発された被覆管材料

(2) 燃料の健全性

燃料中心最高温度

核分裂によりペレットから発生した熱は、被覆管、1次冷却材へ伝えられ、燃料温度は上昇するが、燃料中心最高温度はその使用期間を通じて溶融点を上回ることはない。

なお、燃料中心最高温度の評価においては、二酸化ウランの溶融点の燃焼に伴う低下、燃料の製造公差、評価モデルの不確定さ等を考慮している。

燃料棒内圧

燃料棒内圧は、燃焼に伴う核分裂生成ガスの蓄積により徐々に増加し、寿命末期で最も高くなるが、燃料製作時に封入するヘリウム加圧量の低下や燃料棒全長の見直しにより、過大になることはない。

被覆管応力

被覆管に作用する応力として、1次冷却材圧力と燃料棒内圧による内外圧差、ペレットが被覆管に接触することによる応力、熱応力等を考慮しており、これらを組み合わせた場合でも、被覆材の耐力以下となる。

被覆管引張歪

燃料棒内外圧差やペレットとの接触により被覆管には周方向に引張歪が作用するが、十分小さい。

被覆管累積疲労

被覆管には、原子炉での使用期間中、プラントの起動・停止や負荷変化により周期的な応力、歪が作用するが、これによる疲労は十分小さい。

燃料の健全性

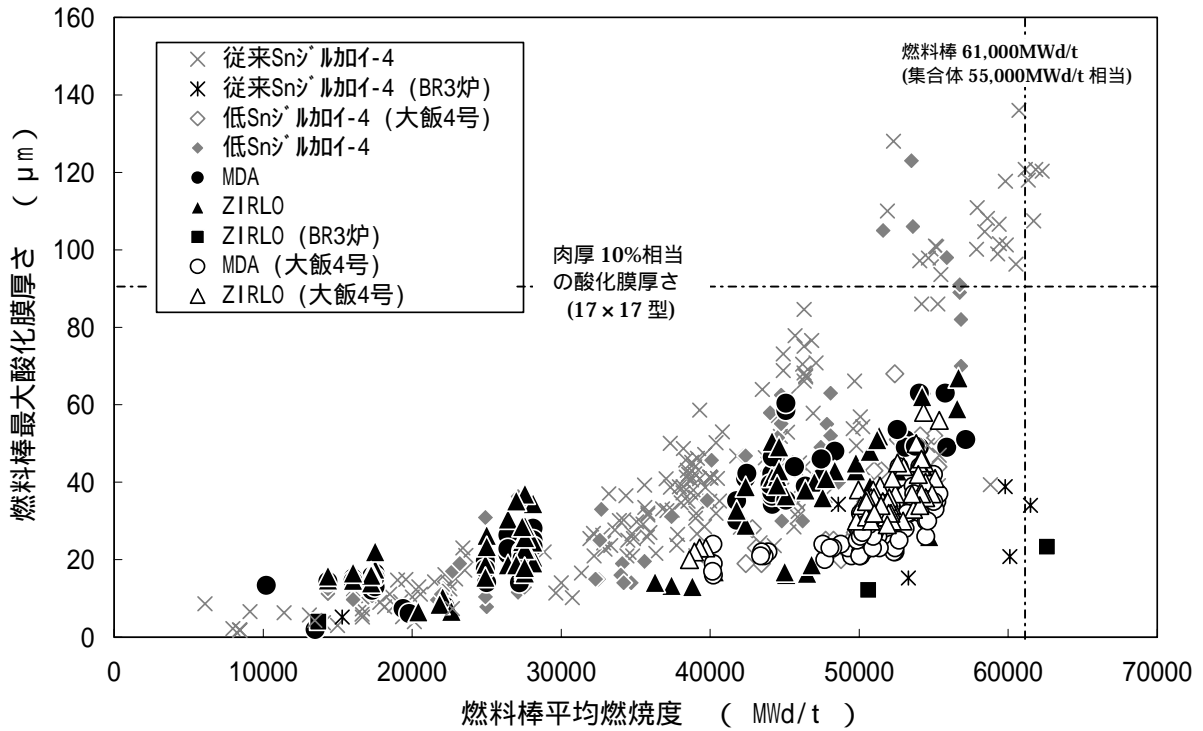
			1、2号機		3号機	
			基準値	評価値	基準値	評価値
燃料中心最高温度 (定格出力時)	ウラン燃料	A型 ¹	< 2,570	約 2,000	< 2,570	約 1,770
		B型 ¹	< 2,580	約 1,960	< 2,580	約 1,720
	ガドリニア入り燃料	A型 ¹	< 2,440	約 1,810	< 2,440	約 1,630
		B型 ¹	< 2,400	約 1,730	< 2,400	約 1,470
燃料棒内圧	A型 ¹	19.7MPa ²	16.4MPa	19.7MPa ²	13.7MPa	
	B型 ¹	18.6MPa ²	14.0MPa	18.6MPa ²	13.1MPa	
被覆管応力	A型 ¹	被覆材の耐力以下	0.86 ³	被覆材の耐力以下	0.72 ³	
	B型 ¹		0.66 ³		0.58 ³	
被覆管引張歪	A型 ¹	1%	0.43%	1%	0.36%	
	B型 ¹		0.30%		0.25%	
被覆管累積疲労	A型 ¹	1.0	0.44	1.0	0.16	
	B型 ¹		0.17		0.11	

1：A型は三菱原子燃料㈱、B型は原子燃料工業㈱で製作される燃料。

2：被覆管の外向きのクリープ変形によりペレットと被覆管のギャップが増加する圧力

3：評価値と基準値の比

[MDA、ZIRLO™]



[NDA]

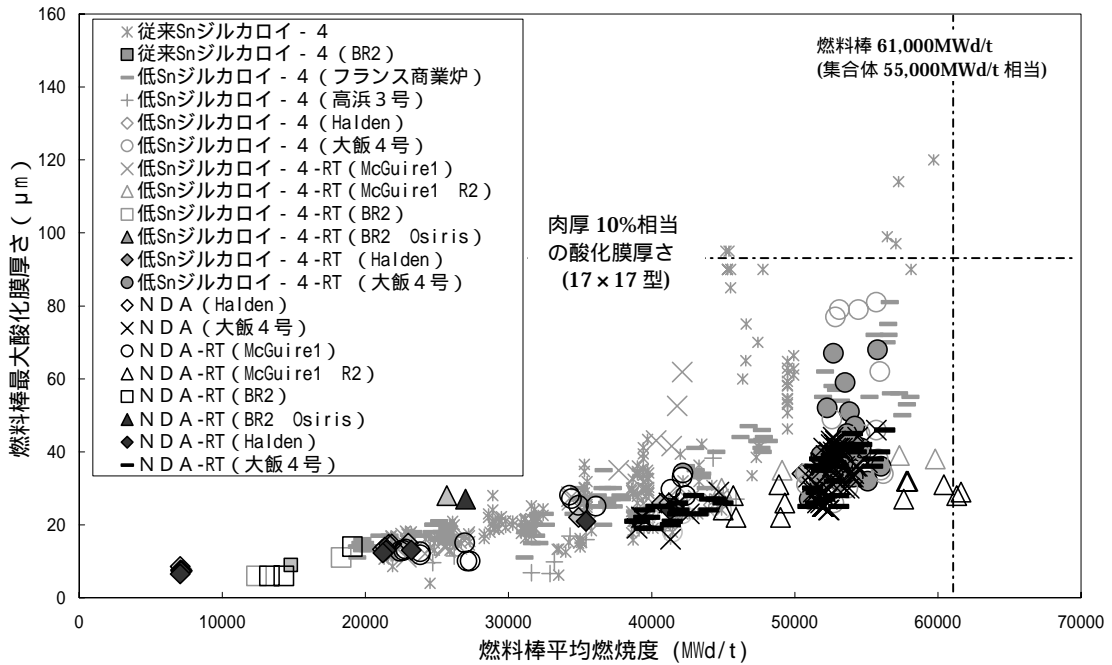


図 1 . 改良被覆管の炉内酸化膜厚さ

ステップ2 燃料炉心の核設計

1. 概要

ステップ2 燃料を装荷した原子炉の核設計にあたっては、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（原子力安全委員会 平成13年3月29日一部改訂）」の考え方にに基づき、3次元核設計コードを用いて出力分布、反応度^(*1)制御、反応度フィードバック特性^(*2)等の炉心特性評価を行い、ステップ2 燃料を装荷した炉心の安全性を確認した。

2. 評価結果

ステップ2 燃料を装荷した典型的な原子炉内の燃料配置（平衡炉心^(*3)）を図1に示す。核設計では、ステップ1 燃料を装荷した炉心からの移行炉心も含め、ステップ2 燃料を装荷した原子炉の炉心特性を評価している。

(1) 出力分布

ステップ2 燃料ではウラン濃縮度を4.8wt%に高めていることから、新燃料と燃焼が進んだ燃料との反応度差の拡大により原子炉内の水平方向出力分布が平坦化しにくくなる。

このため、ステップ2 燃料では、新燃料の反応度抑制の観点から従来より使用しているガドリニア入り燃料のガドリニア濃度を10wt%まで高めるとともに、燃料集合体内のガドリニア入り燃料棒の本数を増やすこととしている。ガドリニア入り燃料集合体内のガドリニア入り燃料棒の配置図を図2に示す。

これにより、原子炉内の燃料配置パターンの工夫とあいまって、ステップ2 燃料を装荷した原子炉内の水平方向出力分布（水平方向出力ピーキング係数 F_{XY}^N ^(*4)）を平坦化することが可能である。また、軸方向出力分布についても、これまで同様大きく歪ませないようにすることにより、原子炉内の最大線出力密度を十分低く保つことができる。

(*1) 原子炉が臨界状態からどれだけ離れているかを示す指標（単位：k/k）。

(*2) 反応度変化に対する出力抑制効果。

(*3) 燃料取替えの繰り返しにより炉心特性が殆ど変化しない一定の状態に達した仮想的な炉心。

(*4) 定格出力運転時に全ての制御棒を引き抜いた状態における原子炉内最大燃料棒出力と平均燃料棒出力の比。

水平方向出力ピーキング係数と最大線出力密度

		基準値	評価結果
F_{XY}^N	1、2号機	1.48	1.44
	3号機	1.52	1.46
最大線出力密度	1、2号機	47.3kW/m	39.8kW/m
	3号機	39.6kW/m	34.5kW/m

従来の基準値（1.48）から変更

(2) 反応度制御

ステップ2燃料を装荷した原子炉では、原子炉内の熱中性子の割合が少なくなり（中性子スペクトルの硬化）、制御棒クラスタ及びほう酸水の反応度値がやや低下する。

このため、1、2号機においては、既設の制御棒予備設備を活用して、停止用の制御棒を4体取り付け、また1、2号機及び3号機においては、原子炉停止時（低温）の1次冷却材中のほう酸水の濃度を高めることとしている。

これらにより、最大反応度値を有する制御棒1体が全引き抜き状態から挿入できない場合でも、残りの制御棒によって高温状態で原子炉を臨界未満（1.8% k/k以上の反応度停止余裕）にできる。また、すべての制御棒が挿入できないとの現実にはあり得ない条件を仮定したとしても、ほう酸水により低温状態で臨界未満（1.0% k/k以上の反応度停止余裕）に維持できる。

反応度停止余裕^(*)

		基準値	評価結果
反応度停止余裕	1、2号機	1.8% k/k	2.15% k/k
	3号機		2.27% k/k

(3) 反応度フィードバック特性

ステップ2燃料を装荷した原子炉に反応度変化が生じた際、これを補償するドブラ係数^(*)及び減速材温度係数^(*)は、高温出力運転中常に負であることから、原子

(*) 定格出力運転から制御棒により原子炉を未臨界にする余裕をどれだけ持っているかを示す指標。反応度停止余裕 = 0（臨界）、> 0（未臨界）。

(*) 原子炉の出力が上昇し燃料の温度が上昇すると、燃料中のウラン 238 の中性子吸収量が増加し、原子炉の反応度は低下する。ドブラ係数はその程度を示す指標。

(*) 原子炉の出力が上昇し1次冷却材温度が上昇すると水の密度が低下し、中性子が核分裂を起こす低いエネルギーまで減速する能力が低下し、原子炉の反応度は低下する。減速材温度係数はその程度を示す指標。

炉は負の反応度フィードバック特性（固有の安全性）を有している。

反応度係数 (単位： $10^{-5}(\text{k/k})/$)

		基準値	評価結果
ドップラ係数	1、2号機	-4.2 ~ -1.8	-3.3 ~ -2.3
	3号機	-5.2 ~ -1.8	-3.5 ~ -2.4
減速材温度係数	1、2号機	-85 ~ 5 (*1)	-64 ~ -7.1
	3号機	-78 ~ 8 (*1)	-63 ~ -8.1

(4) 取替炉心の安全性確認

ステップ2 燃料を装荷した典型的な炉心（平衡炉心）を対象に炉心特性パラメータ(*2)を評価した結果、全ての項目について評価値は基準値を満足しており、炉心の安全性が確保されている。

定期検査時の燃料取替においては、各取替サイクルごとに上記炉心特性パラメータが安全上の制限値（基準値）の範囲内に入っていることを確認したうえで取出燃料、燃料配置等を決定し、国へ報告、確認を受けることになっている。

(*1) 減速材温度係数の基準値として異常・事故時の安全性評価に用いた値を記載しているが、実際の設計、運転管理では高温出力運転状態で負とする。

(*2) 「取替炉心検討会報告書」(原子炉安全審査専門会 昭和52年5月)で定められた炉心の安全性確認項目。

取替炉心の安全性

項目		単位	1、2号機		3号機		
			基準値	評価値	基準値	評価値	
反応度停止余裕		% k/k	1.8	2.15	1.8	2.27	
最大線出力密度		KW/m	47.3	39.8	39.6	34.5	
燃料集合体最高燃焼度		MWd/t	55,000	54,300	55,000	54,700	
F_{XY}^N		-	1.48	1.44	1.52	1.46	
減速材温度係数		10^{-5} (k/k)/	-85 ~ 5	-64 ~ -7.1	-78 ~ 8	-63 ~ -8.1	
ドップラ係数		10^{-5} (k/k)/	-4.2 ~ -1.8	-3.3 ~ -2.3	-5.2 ~ -1.8	-3.5 ~ -2.4	
制御棒	落下制御棒 価 値	% k/k	0.27	0.24	0.25	0.17	
落下時	F_{H}^N (*1)	-	1.82	1.75	1.84	1.73	
制御棒 飛び出し F_Q (*2)	サイクル 初期	高温 零出力	-	9.2	8.0	14	10.2
		高温 全出力	-	4.5	2.6	5.0	2.2
	サイクル 末期	高温 零出力	-	16	11.9	26	11.5
		高温 全出力	-	4.9	2.7	5.0	2.0
飛び出し 制御棒 価 値	サイクル 初期	高温 零出力	-	0.91	0.65	0.90	0.62
		高温 全出力	-	0.22	0.08	0.15	0.02
	サイクル 末期	高温 零出力	-	0.90	0.75	1.0	0.42
		高温 全出力	-	0.23	0.10	0.15	0.03
最大反応度添加率(*3)		10^{-5} (k/k)/s	86	46	86	50	

(*1) 定格出力運転時に制御棒1体が全引き抜き位置から落下した場合の原子炉内最大燃料棒出力と平均燃料棒出力の比。

(*2) 制御棒1体が原子炉内から飛び出した場合の原子炉内最大局所出力と平均出力の比。

(*3) 零出力状態において2つのバンク(制御棒グループを構成する少数体単位)の制御棒が同時に引き抜かれたとした場合、炉心に加わる最大の反応度のことである。

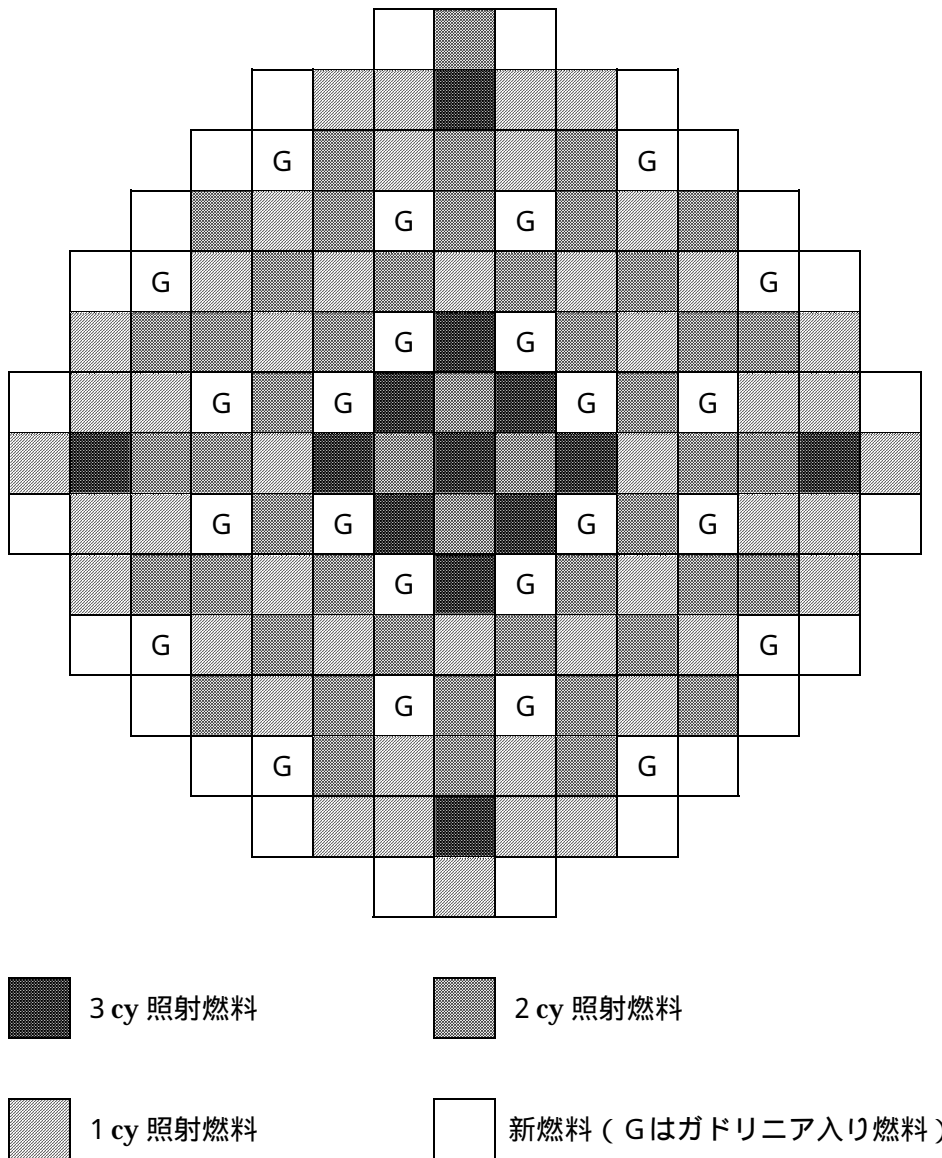
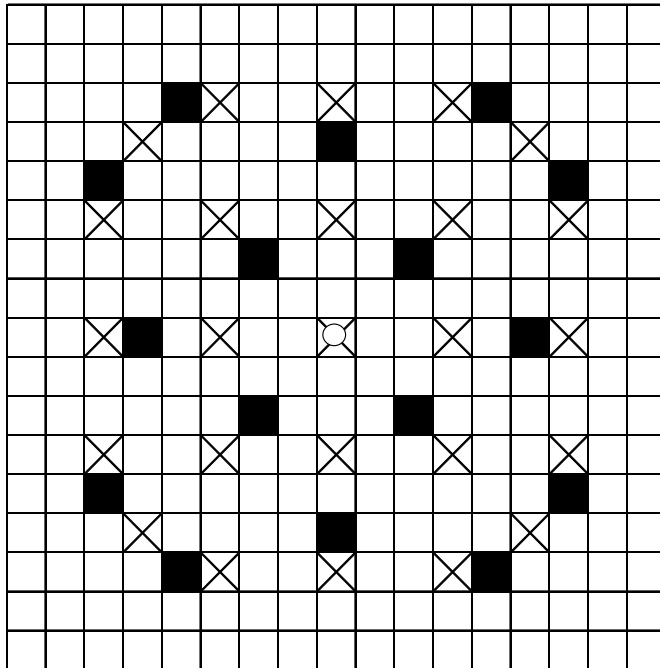






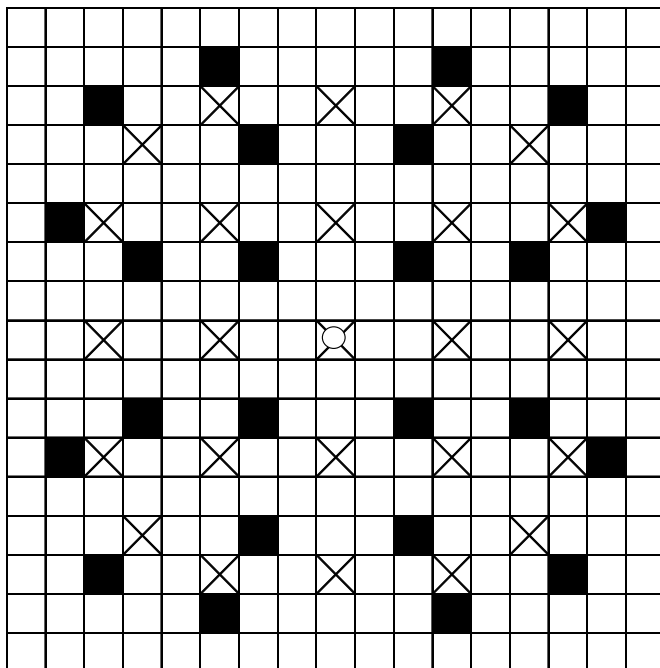
図1 典型的な原子炉内燃料配置パターン (3号機の例)

ガドリニア入り燃料棒：16本



-  炉内計装用案内シンプル (1本)
-  制御棒案内シンプル (24本)
-  ガドリニア入り燃料棒 (16本)
-  ウラン燃料棒 (248本)

ガドリニア入り燃料棒：24本







-  炉内計装用案内シンプル (1本)
-  制御棒案内シンプル (24本)
-  ガドリニア入り燃料棒 (24本)
-  ウラン燃料棒 (240本)

図2 燃料集合体内ガドリニア入り燃料棒の配置 (3号機の例)

ステップ2 燃料炉心の動特性

1．概要

ステップ2 燃料を装荷した原子炉の動特性について、定格出力の15%以上での設計負荷変化による外乱に対し十分な減衰性を持って安定性を維持することができることを解析により確認した。

2．評価結果

ステップ2 燃料の使用に伴い、炉心特性がわずかに変化することから、減速材温度係数、ドップラ出力係数などの炉心特性の変化が動特性に与える影響を確認するため、原子炉出力、1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の挙動について以下の条件において動特性解析を実施した。

(a) 10%ステップ状負荷減少	(100% 90%)
(b) 10%ステップ状負荷増加	(90% 100%)
(c) 5%/分ランプ状負荷増加	(15% 100%)
(d) 5%/分ランプ状負荷減少	(100% 15%)
(e) 50%ステップ状負荷減少	(100% 50%)

このうち(e)50%ステップ状負荷減少(100% 50%)について、原子炉出力、1次冷却材平均温度、原子炉圧力の動特性解析結果を図1に示す。

これらの結果から、設計負荷変化に対して、原子炉はトリップすることなく、原子炉制御設備を含めた原子炉系の応答は安定であり、十分な減衰性を持って新たな平衡負荷に相当した値に制御されることを確認した。

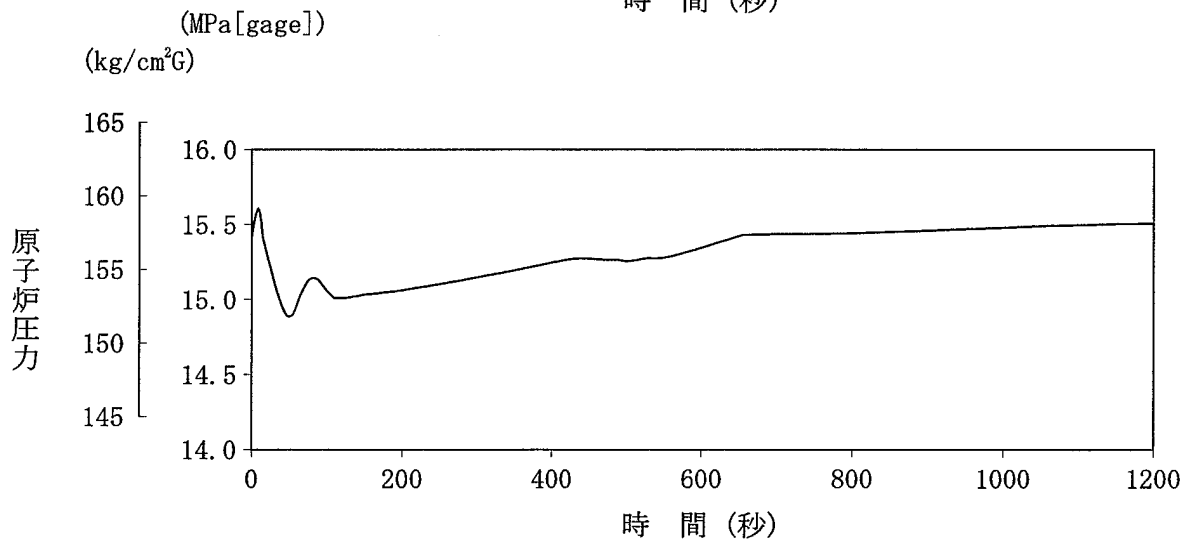
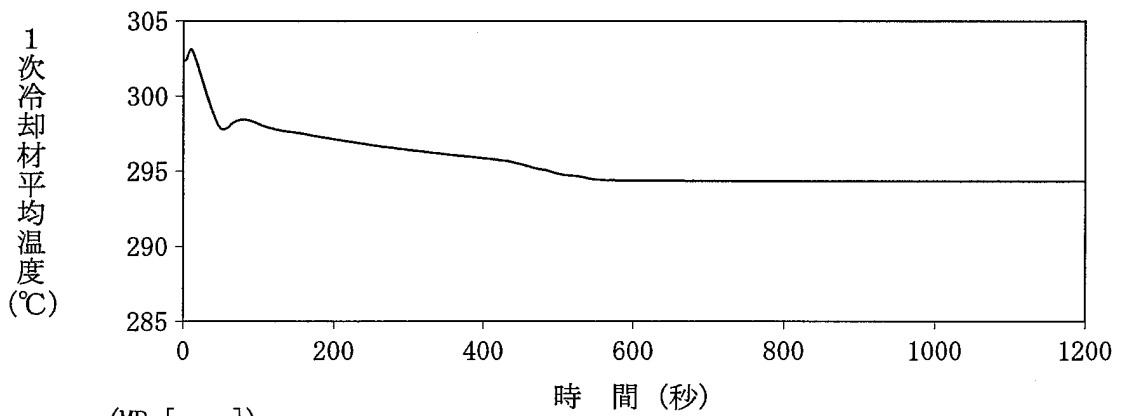
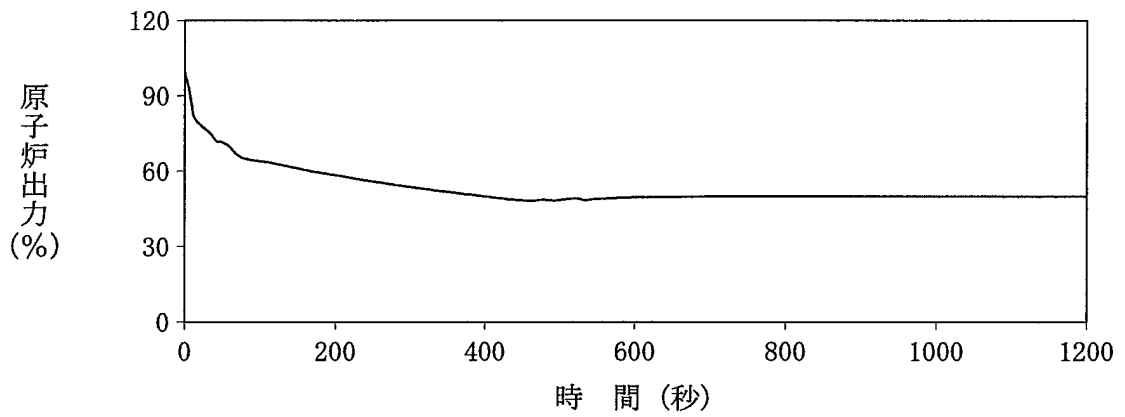


図1 50%ステップ状負荷減少の場合(100% 50%) (3号機の場合)

ステップ2 燃料炉心の熱水力設計

1. 概要

ステップ2 燃料を装荷した原子炉の熱水力設計にあたっては、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針(原子力安全委員会 平成13年3月29日一部改訂)」及び「発電用加圧水型原子炉の炉心熱設計評価指針(原子力安全委員会 平成12年8月28日一部改訂)」の考え方にに基づき、原子炉内での燃料からの熱伝達特性として最小限界熱流束比(最小DNBR)及び燃料中心最高温度を評価し、燃料が溶融したり破損したりすることがないことを確認した。

2. 評価結果

(1) 最小DNBR

燃料被覆管の熱流束が増大すると、被覆管表面から小さなボイドが発生し、表面から離脱していく核沸騰状態に至る。この状態では、被覆管からの熱除去が十分に行われるが、さらに熱流束が増加すると、被覆管表面が蒸気膜で覆われる膜沸騰状態に移行し、被覆管の熱除去は急激に悪化し、被覆管表面温度は急昇する。この核沸騰から膜沸騰に移行する時点の熱流束を限界熱流束(DNB熱流束)といい、炉心内における限界熱流束と実際の熱流束の比の最小値を最小DNBRと定義している。

PWRの熱水力設計では、被覆管表面からの伝熱が膜沸騰状態に移行することを防ぐために、最小DNBRが保守的に設定された許容限界値(基準値)を下回らないようにしている。定格出力運転時における最小DNBRは、基準値に対して十分余裕が確保されている。

最小DNBR

		基準値	評価結果
最小DNBR (定格出力運転時)	1、2号機	1.42	2.03
	3号機		2.36

国の指針に基づく改良統計的熱設計手法の採用により、従来の基準値(1.17)から変更。

(2) 燃料中心最高温度

ステップ2燃料を装荷した炉心においては、ステップ1燃料の混在も考慮し、ステップ1燃料及びステップ2燃料の両方を対象に燃料中心最高温度を評価している。

定格出力運転時における燃料中心最高温度は、ウラン燃料ではペレットと被覆管の間隙が大きい燃料寿命初期において、またガドリニア入り燃料ではガドリニアの燃焼が進んだ時点（燃焼度約10,000MWd/t）においてが最も厳しい結果となるが、いずれも設計上の溶融点（基準値）を十分下回っている。

燃料中心最高温度

		基準値	評価結果
ウラン燃料(ステップ1燃料) (定格出力運転時)	1、2号機	< 2,570	約 2,000
	3号機		約 1,770
ガドリニア入り燃料(ステップ2燃料) (定格出力運転時)	1、2号機	< 2,440	約 1,810
	3号機		約 1,630

発電所設備の安全性

通常運転時の制御能力及び事故時の反応度停止余裕について

1. 概要

1、2号機は、ステップ2燃料を採用しても通常の原子炉の運転・停止は現状の制御棒29体（制御用：21体、停止用：8体）により対応可能である。

ステップ2燃料を採用すると、制御棒が中性子を吸収する量がやや減少するため、既設の制御棒予備設備^(*)を活用して制御棒4体を取り付け、万一の事故を想定した安全解析上の反応度停止余裕を確保する。

2. 制御棒の構成

制御棒は、通常時の運転制御とともに、原子炉を停止させるという二つの機能をもっており、「制御」と「停止」の2つのグループに分かれている。

今回、1、2号機に取り付ける制御棒4体は、いずれも停止グループに含める。なお、この停止グループは通常運転中はすべて引き抜いた状態であり、運転方法はこれまでと何ら変わらない。（図1）

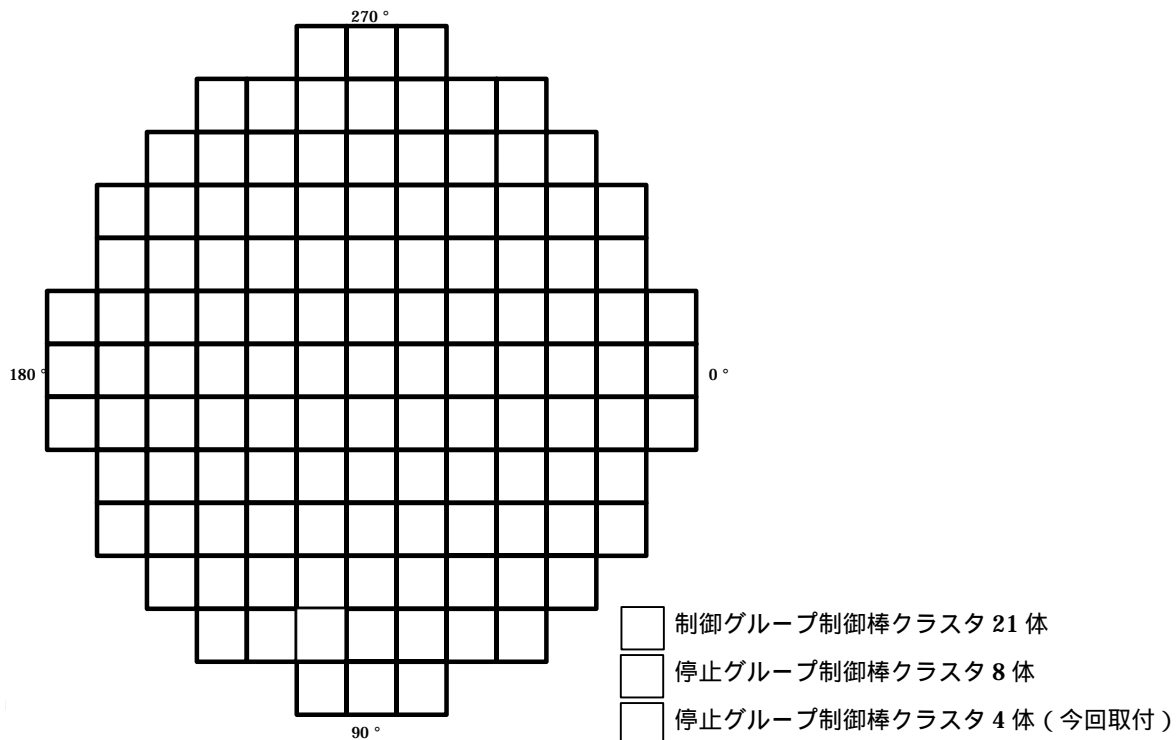


図1 制御棒配置図（1、2号機）

(*) 原子炉容器上蓋に予備として設けている制御棒駆動装置4体。

3. 反応度停止余裕

ステップ2燃料を採用すると、ステップ1燃料よりもウラン濃縮度が増加し熱中性子と反応するウラン 235 が増えるため、原子炉内の熱中性子の割合が少なくなる（中性子のスペクトル硬化）。この結果、制御棒が吸収する熱中性子量が減少し、制御棒能力がやや低下する。

この変化があっても、通常運転中、制御グループに必要とされる制御能力は確保されていることから、現状の設備で問題ない。

一方、現状では、1、2号機は、3ループプラントである3号機および4ループプラントに比べると、制御棒体数の原子炉内の燃料体数に対する割合が相対的に少ない。

このため、1、2号機については、既設の制御棒予備設備を活用し、制御棒(停止用)4体を取り付け、万一の事故を想定した安全解析^(*)上の反応度停止余裕(1.8% k/k)を確保する。

原子炉内の制御棒割合

	制御棒体数(a)			燃料体数 (b)	制御棒割合 (a)/(b)
	制御グループ	停止グループ	合計		
1、2号機	21	8 12 ^(*)	29 33 ^(*)	121	0.24 0.27 ^(*)
3号機	32	16	48	157	0.31
4ループ	29	24	53	193	0.27

反応度停止余裕

	1、2号機	3号機
制御棒(体)	33	48
停止余裕(% k/k)	2.15 ^(*)	2.27

(*)予備設備活用

停止余裕=0(臨界) > 0(未臨界)

(*)1) 安全解析においては、最大の制御棒能力をもつ制御棒1体が挿入不可能で、残りのすべての制御棒の能力も9割しかないという保守的な仮定のもとに、原子炉を未臨界にする余裕をどれだけ持っているかを評価している。なお、実際の運転においては、制御棒が1体でも挿入できなくなった場合には、原子炉を停止することとしている。

通常運転時、事故時及び定期検査時のほう酸水について

1 . 概要

ステップ2燃料を採用すると、ステップ1燃料よりもウラン濃縮度が増加し熱中性子と反応するウラン 235 が増えるため、原子炉内の熱中性子の割合が少なくなる（中性子のスペクトル硬化）。この結果、ほう酸水が吸収する熱中性子量が減少し、ほう酸の制御能力がやや低下する。

このため、

- ・通常運転時に安全上必要とする濃いほう酸水量が増えるが、現状のほう酸タンクで対応可能である。
- ・万一の事故時に原子炉に注入される、燃料取替用水タンク等に貯蔵されているほう酸水の濃度を予め高めておく。
- ・定期検査時に使用するほう酸水の効率的な運用を図るため、ほう酸濃縮液タンクを追加する。

2 . 通常運転時

通常運転中に、安全上必要なほう酸水量（最大反応度効果の制御棒クラスタ1体が挿入不能の場合でも、原子炉を高温停止から低温停止に移行可能とするほう酸水量）は、ステップ2燃料を採用すると増えるが、現状のほう酸タンク（濃度：約21,000ppm）で貯蔵され対応可能である。また、全制御棒クラスタが挿入できない場合に、ほう酸水の濃度調整だけで100%出力から停止状態にするのに必要なほう酸水量も現状のほう酸タンクで貯蔵可能である。

	ほう酸タンクの 有効容量(m ³) (現状設備)	安全上必要な ほう酸水量(m ³)	100%出力から低温停 止するのに必要なほう 酸水量(*1)(m ³)
1号機	20.8	12.5	17.4
2号機	20.5	12.5	17.4
3号機	57.7	19.2	25.1

(*1)すべての制御棒が挿入できないとの現実にはあり得ない条件を想定

3 . 事故時

非常用炉心冷却設備のほう酸注入機能を期待するような事故が発生した場合、燃料取替用水タンク等に貯蔵しているほう酸水を原子炉に注入し事故を収めることになる。

ステップ2燃料を採用すると、ほう酸水の中性子吸収能力がやや減少するが、このほう酸水の濃度を予め高めておくことで対応可能である。

	燃料取替用水タンク等のほう酸水の濃度(ppm)
1、2号機	3,000 以上
3号機	3,400 以上

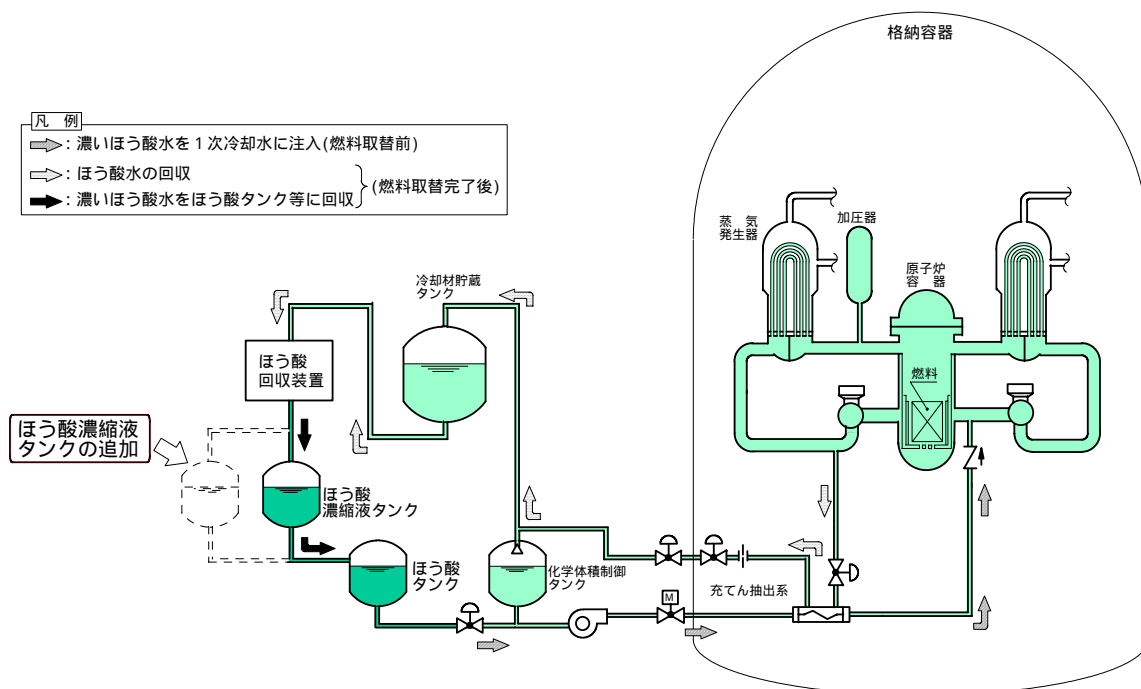
4. 定期検査時

1次冷却材中のほう酸水の濃度は、運転を通じて徐々に低下する。定期検査を行うに際しては、まず、1次冷却材中のほう酸水の濃度を上げて原子炉の運転を停止させる。さらに、安全を期すため、燃料取替用水タンクのほう酸水と同じ濃度まで高めたうえで燃料取替作業を行っている。

1次冷却材中のほう酸水の濃度を上げるには、ほう酸タンクおよびほう酸濃縮液タンクの濃いほう酸水(約21,000ppm)を使用する。また、燃料取替完了後には、廃棄物処理系のほう酸回収装置によりそれぞれのタンクに回収し貯蔵している。

しかし、現状ではこれらタンクの貯蔵容量は必要量よりも少ないため、定期検査の都度、ほう酸水を追加製造し、燃料取替後には余剰となっている。

ステップ2燃料の採用に伴い、前述3項のとおり燃料取替用水タンクのほう酸水の濃度を高めることから、追加製造するほう酸水の量が増え、また、余剰となるほう酸水が増える。このほう酸水を貯蔵し効率的に運用するため、ほう酸濃縮液タンクを1、2号機共用で1基(35m³)、3号機で1基(30m³)追加する。



定期検査時のほう酸水の運用(概要図)

燃料貯蔵設備の未臨界性について

1. 概要

ステップ2燃料は、ウラン濃縮度が増加しウラン 235 が増えるが、現状の燃料貯蔵設備（新燃料貯蔵庫、使用済燃料ピット）は、ウラン濃縮度が 5.05wt%でも臨界にならないように設計されており対応可能である。

2. 燃料貯蔵設備の未臨界性評価結果

(1) 新燃料貯蔵庫

新燃料は、新燃料貯蔵庫に空気中で貯蔵・保管されるが、未臨界性評価は、安全側に以下の条件で行っている。

設備容量一杯のウラン濃縮度 5.05wt%の新燃料が、貯蔵されているとする。

新燃料貯蔵庫内が、純水および水分雰囲気で満たされたとする。

(2) 使用済燃料ピット

使用済燃料は、中性子吸収能力の高いほう酸水で満たされた使用済燃料ピットに貯蔵・保管されるが、未臨界性評価は、安全側に以下の条件で行っている。

設備容量一杯のウラン濃縮度 5.05wt%の新燃料が、貯蔵されているとする。

使用済燃料ピットは、ほう酸水でなく純水で満たされているとする。

これらの条件のもとに、現状の燃料貯蔵設備の未臨界性を評価した結果、下表のとおりいずれも基準値を下回っている。

	実効増倍率 ^(*1)			
	1、2号機		3号機	
	新燃料貯蔵庫	使用済燃料ピット	新燃料貯蔵庫	使用済燃料ピット
純水冠水条件 (基準値)	0.889 (0.95 以下)	0.923 (0.98 以下)	0.934 (0.95 以下)	0.974 (0.98 以下)
水分雰囲気条件 ^(*2) (基準値)	0.949 (1.0 未満)	- (-)	0.973 (1.0 未満)	- (-)

(*1) 核分裂連鎖反応前後での中性子個数比を表したものであり、実効増倍率 $k_{eff}=1$ で臨界、 $k_{eff} < 1$ で未臨界となる。

(*2) ウラン周囲の水密度が大きいほど、核分裂で発生した高速中性子が効率よく熱中性子まで減速され核分裂を起こし易くなるが、一方で、水は中性子を吸収するため、密度が大きいほど核分裂に寄与する熱中性子数が減少する。これらを考慮して、未臨界性評価上最も厳しくなる水の密度を仮定し、その水分雰囲気で満たされた場合について評価する。

使用済燃料ピットの冷却能力について

1. 概要

ステップ2燃料は、燃焼度が上がることから、定期検査時に原子炉の燃料をすべて取り出した時の崩壊熱はわずかに増加するが、現状の使用済燃料ピット冷却設備で対応可能である。

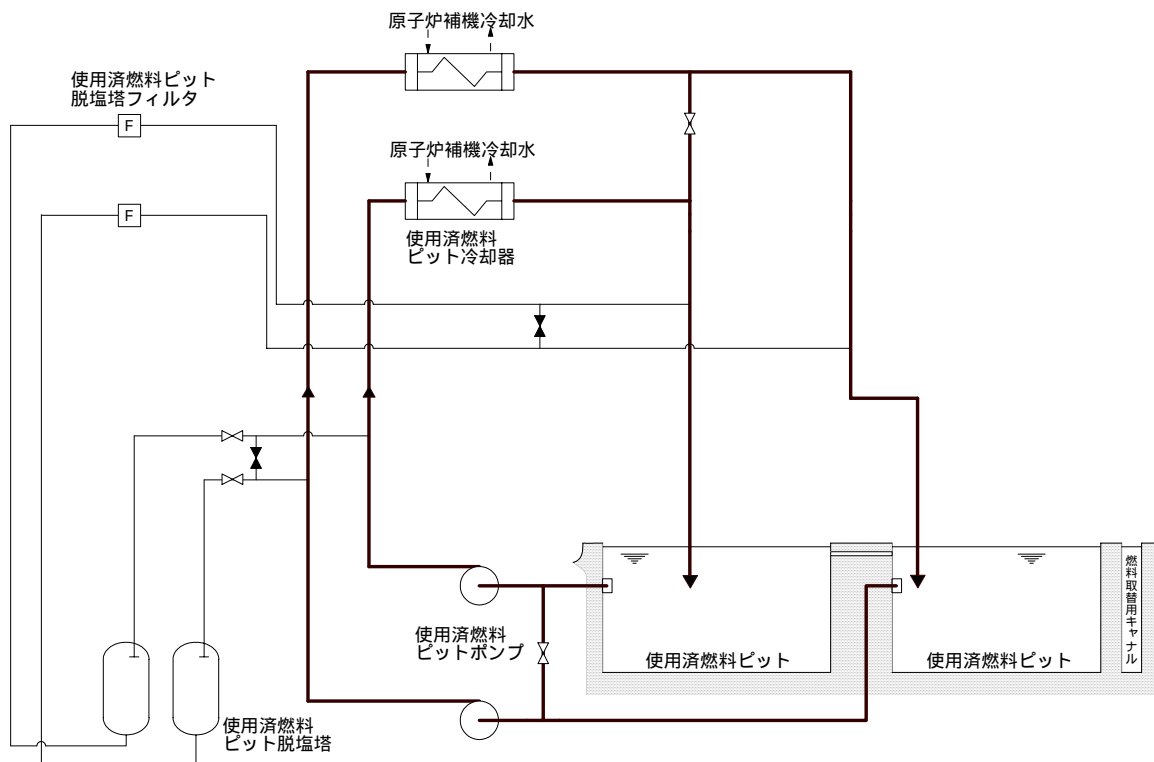
2. 使用済燃料ピットの冷却能力評価結果

ステップ2燃料を貯蔵した時の使用済燃料ピットの水温を、安全側に以下の条件で評価した結果、いずれも基準値を下回っている。

貯蔵中の使用済燃料は、すべて 55,000MWd/t のステップ2燃料とし、設備容量一杯の使用済燃料が貯蔵されているものとする。

ピットからの放散熱を無視し、崩壊熱は冷却器のみで除去されるものとする。

3号機に移送される1、2号機の使用済燃料は、すべて冷却期間が最短の2年である燃料とする。



使用済燃料ピット冷却設備（概要図）
（3号機 2系列運転時の例）

	使用済燃料ピット水温評価結果 ()			基準値 ()
	1号機	2号機	3号機	
2系列運転時	47.5	51.7	51.0	52 以下(*1)
ピットポンプ 1台運転時	55.4	59.7	57.5	65 以下(*2)

(*1)作業環境上からの基準温度

(*2)コンクリート健全性からの制限温度

周辺環境への影響評価

平常運転時の線量評価について

1. 気体廃棄物の年間放出量

気体廃棄物中の主な放射性物質は、燃料被覆管に欠陥がある場合に1次冷却材中に漏出する核分裂生成物のうち放射性希ガス（以下「希ガス」という）及び放射性よう素（以下「よう素」という）であるので、これらの放射性物質に着目して、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（平成13年3月29日原子力安全委員会一部改訂）（以下「線量評価指針」という）に従い、年間放出量の計算を行った。

この計算の基本となる1次冷却材中の放射性物質濃度は、燃料被覆管欠陥率を1%とし、1次冷却材保有量、浄化系^{(*)1}の性能、ほう酸回収装置で処理される1次冷却材抽出水^{(*)2}量を考慮して計算を行った。

「希ガス」及び「よう素」の年間放出量を表1及び表2に示す。

2. 液体廃棄物の年間放出量

液体廃棄物による実効線量の評価を行う際に使用する放射性物質の年間放出量は、従来からトリチウムを除き、1、2、3号機各約 3.7×10^{10} Bq/y、トリチウムについては1、2号機各約 3.7×10^{13} Bq/y、3号機約 5.55×10^{13} Bq/yとしている。

この値は、ステップ2燃料採用及び1、2号機原子炉容器内部構造物取替後の液体廃棄物の推定放出量（トリチウムを除き、1、2号機合計で約 2.7×10^{10} Bq/y、3号機で約 3.2×10^9 Bq/y）に比べて十分大きな値となっている。

3. 線量の評価結果

(1) 気体廃棄物中の「希ガス」の線による実効線量

気体廃棄物中の「希ガス」の線による実効線量の計算は、「線量評価指針」に従い実施した。計算に当たっては、「希ガス」の年間放出量及び気象条件を用いた。このうち、気象条件については、敷地において観測した平成13年1月から平成13年12月までの1年間の気象資料を使用して評価を行った。

実効線量の計算は、3号原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側9方位の敷地境界外において行い、1、2、3号機からの寄与を合算した。

気体廃棄物中の「希ガス」の線による実効線量計算結果を表4に示すが、最大となる地点は、図1に示すとおり3号炉心から西南西方向約890mの地点で、年間約 $4.7 \mu\text{Sv}$ になると評価した。

(*)1 1次冷却材を連続的に所定の流量で取り出し、冷却材中の不純物を除去する系統

(*)2 運転に伴い1次冷却材中のほう素濃度を希釈するが、その際注入した純水と同量の取り出された1次冷却水

(2) 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量

液体廃棄物中の放射性物質（「よう素」を除く）による実効線量の計算は、「線量評価指針」に従い、放射性物質の海産物を介して人体に摂取される場合の内部被ばくを対象に行った。

海水中の放射性物質濃度は、従来と同様液体廃棄物の年間放出量を年間の復水器冷却水等の量で除した放水口における濃度のいずれか大きい方とした。

また、液体廃棄物中の放射性物質の核種組成は、「線量評価指針」に示された値を使用した。

液体廃棄物中の放射性物質による実効線量は表 4 に示すとおり、年間約 $2.8 \mu\text{Sv}$ になると評価した。

(3) 「よう素」による実効線量

「よう素」による実効線量の計算は、「線量評価指針」に従い、気体廃棄物中及び液体廃棄物中の「よう素」に着目し、これらが呼吸、葉菜及び海産物を介して、成人、幼児及び乳児にそれぞれ摂取される場合の内部被ばくを対象に行った。

「よう素」による実効線量評価結果を表 3 及び表 4 に示すが、実効線量が最大となるのは、気体廃棄物及び液体廃棄物中の「よう素」を同時に摂取する場合で海藻類を摂取しない場合の幼児であり、年間約 $3.5 \mu\text{Sv}$ になると評価した。

(4) まとめ

敷地境界外における 1、2、3号機からの気体廃棄物中の「希ガス」の線からの外部被ばくによる実効線量、液体廃棄物中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量及び「よう素」の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量は、表 4 に示すとおり、それぞれ年間約 $4.7 \mu\text{Sv}$ 、年間約 $2.8 \mu\text{Sv}$ 及び年間約 $3.5 \mu\text{Sv}$ となり、合計は年間約 $11.0 \mu\text{Sv}$ になると評価した。

この値は、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」（平成 13 年 3 月 29 日 原子力安全委員会一部改訂）に示された線量目標値の年間 $50 \mu\text{Sv}$ を下回る。

表1 「希ガス」及び「よう素」の放出量（1、2号各機）

（単位：Bq/y）

項目 核種	ガス減衰タンク の排気	原子炉停止時 の原子炉格納 容器換気	原子炉格納容 器減圧時の排 気	原子炉補助建 家の換気	合計
^{85m}Kr	~0	7.8×10^9	5.8×10^9	1.7×10^{12}	1.7×10^{12}
^{85}Kr	8.1×10^{13}	1.4×10^{12}	5.2×10^{11}	1.1×10^{12}	8.4×10^{13}
^{87}Kr	~0	1.3×10^9	9.6×10^8	9.8×10^{11}	9.9×10^{11}
^{88}Kr	~0	8.4×10^9	6.2×10^9	2.9×10^{12}	2.9×10^{12}
^{131m}Xe	2.1×10^{13}	4.9×10^{11}	2.8×10^{11}	1.7×10^{12}	2.4×10^{13}
^{133m}Xe	1.7×10^{10}	1.4×10^{11}	9.7×10^{10}	2.4×10^{12}	2.7×10^{12}
^{133}Xe	2.5×10^{14}	2.3×10^{13}	1.5×10^{13}	1.8×10^{14}	4.6×10^{14}
^{135m}Xe	~0	2.4×10^7	1.8×10^7	9.0×10^{10}	9.0×10^{10}
^{135}Xe	~0	2.9×10^{10}	2.2×10^{10}	3.1×10^{12}	3.2×10^{12}
^{138}Xe	~0	1.2×10^8	8.7×10^7	4.8×10^{11}	4.8×10^{11}
放出量合計	3.5×10^{14}	2.5×10^{13}	1.6×10^{13}	1.9×10^{14}	5.8×10^{14}
線実効I補 [†] (Mev/dis)	3.4×10^{-2}	4.3×10^{-2}	4.4×10^{-2}	8.5×10^{-2}	5.1×10^{-2}

（単位：Bq/y）

項目 核種	原子炉停止時 の原子炉格納 容器換気	原子炉格納容 器減圧時の排 気	原子炉補助建 家の換気	定期検査時の 「よう素」	合計
^{131}I	8.7×10^8	2.1×10^{10}	8.3×10^9	7.5×10^9	3.7×10^{10}
^{133}I	7.3×10^8	4.5×10^9	1.4×10^{10}	-	1.9×10^{10}

表2 「希ガス」及び「よう素」の放出量（3号機）

（単位：Bq/y）

項目 核種	ガス減衰タンク の排気	原子炉停止時 の原子炉格納 容器換気	原子炉格納容 器減圧時の排 気	原子炉補助建 屋等の換気	合計
85mKr	~0	7.4×10^9	3.6×10^9	1.6×10^{12}	1.6×10^{12}
85Kr	1.5×10^{14}	1.7×10^{12}	4.0×10^{11}	1.3×10^{12}	1.5×10^{14}
87Kr	~0	1.3×10^9	6.0×10^8	9.6×10^{11}	9.6×10^{11}
88Kr	~0	7.9×10^9	3.8×10^9	2.8×10^{12}	2.8×10^{12}
131mXe	5.4×10^{12}	4.7×10^{11}	1.8×10^{11}	1.6×10^{12}	7.6×10^{12}
133mXe	2.3×10^6	1.3×10^{11}	5.8×10^{10}	2.3×10^{12}	2.5×10^{12}
133Xe	7.0×10^{12}	2.2×10^{13}	9.4×10^{12}	1.7×10^{14}	2.1×10^{14}
135mXe	~0	2.4×10^7	1.2×10^7	9.1×10^{10}	9.1×10^{10}
135Xe	~0	2.6×10^{10}	1.2×10^{10}	2.8×10^{12}	2.8×10^{12}
138Xe	~0	1.2×10^8	5.7×10^7	4.9×10^{11}	4.9×10^{11}
放出量合計	1.6×10^{14}	2.4×10^{13}	1.0×10^{13}	1.8×10^{14}	3.7×10^{14}
線実効I補 [†] (Mev/dis)	4.7×10^{-3}	4.2×10^{-2}	4.4×10^{-2}	8.5×10^{-2}	4.7×10^{-2}

（単位：Bq/y）

項目 核種	原子炉停止時 の原子炉格納 容器換気	原子炉格納容 器減圧時の排 気	原子炉補助建 屋等の換気	定期検査時の 「よう素」	合計
131I	2.3×10^8	8.3×10^8	5.1×10^9	1.6×10^9	7.7×10^9
133I	3.5×10^8	2.0×10^8	1.0×10^{10}	-	1.0×10^{10}

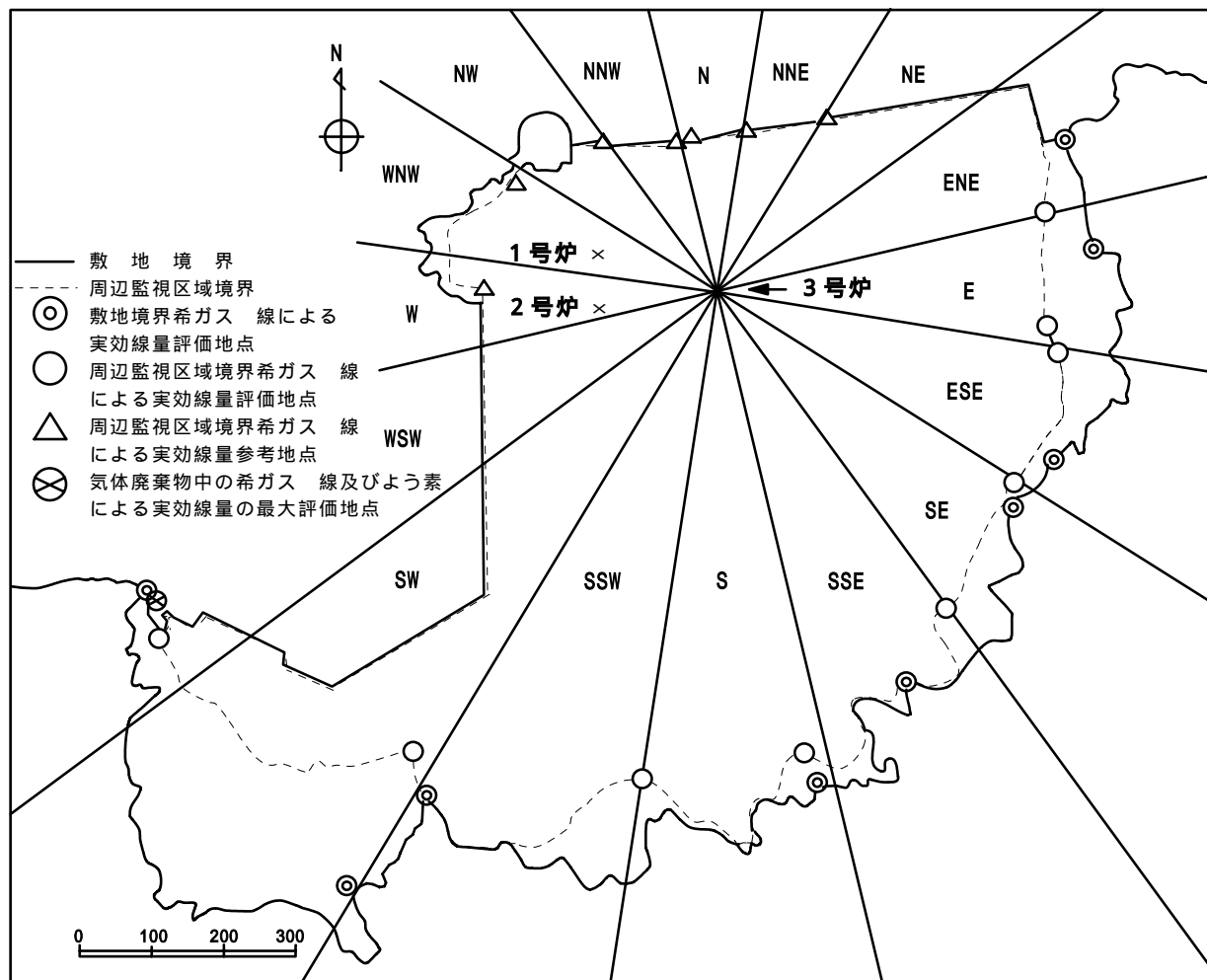


図1 気体廃棄物、液体廃棄物放出に係る実効線量評価地点

表3 「よう素」による実効線量(1、2、3号機合算)
(単位: $\mu\text{Sv/y}$)

		3号炉心からの方位、距離(m)	成人	幼児	乳児
気 体		西南西(890)	1.5	3.3	2.4
液 体	海藻類を摂取する場合	-	1.1×10^{-1}	3.2×10^{-1}	4.0×10^{-1}
	海藻類を摂取しない場合	-	1.1×10^{-1}	2.5×10^{-1}	1.8×10^{-1}
同時に摂取 気体及び液体を	海藻類を摂取する場合	西南西(890)	2.0×10^{-1}	5.8×10^{-1}	7.2×10^{-1}
	海藻類を摂取しない場合	西南西(890)	1.6	3.5	2.6

表4 実効線量計算結果(1、2、3号機合算)
(単位: $\mu\text{Sv/y}$)

	3号炉心からの方位、距離(m)	実効線量評価結果
気体廃棄物中の「希ガス」の線による実効線量	西南西(890)	約 4.7
液体廃棄物中の放射性物質による実効線量	-	約 2.8
「よう素」による実効線量	西南西(890)	約 3.5
合 計	-	約 11.0

取り外した原子炉容器内部構造物保管時の線量について

取り外した原子炉容器内部構造物及びその付属品は、保管容器に収納し、既設の蒸気発生器保管庫内に貯蔵保管する。

これらの影響を加味した伊方発電所敷地境界外における直接線量及びスカイシャイン線量は年間6.1 μGy となる。その内訳を表1に、評価点を図1に示す。

表1 蒸気発生器保管庫からの直接線量及びスカイシャイン線量

蒸気発生器保管庫から評価地点までの距離 (m)		約 460	
		1号炉側	2号炉側
蒸気発生器保管庫旧炉内構造物からの寄与	直接線量	0.018 $\mu\text{Gy/y}$	0.018 $\mu\text{Gy/y}$
	スカイシャイン線量	0.01 $\mu\text{Gy/y}$	0.01 $\mu\text{Gy/y}$
	小 計	0.056 $\mu\text{Gy/y}$	
蒸気発生器保管庫既存部分からの寄与		0.096 $\mu\text{Gy/y}$	
蒸気発生器保管庫以外の寄与		5.9 $\mu\text{Gy/y}$	
上 記 合 計		6.1 $\mu\text{Gy/y}$	
判 定 基 準		50 $\mu\text{Gy/y}$	



図1 直接線量及びスカイシャイン線量に係る最大評価地点

異常・事故時の安全性

異常・事故時の安全性

ステップ2 燃料の採用及び1、2号機原子炉容器内部構造物取替に伴い、原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性及び原子炉施設の立地条件の適否を確認するため、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」及び「原子炉立地審査指針及びその適用に関する判断のめやすについて」等に従い、「運転時の異常な過渡変化」、「事故」及び「重大事故及び仮想事故」の全事象について解析を行い、判断基準を満足することを確認した。

1. 「運転時の異常な過渡変化」

評価結果を、表1（1、2号機）及び表2（3号機）に示す。

*事象例：「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」では、原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定している。

2. 「事故」

評価結果を、表3及び表4（1、2号機）並びに表5及び表6（3号機）に示す。

*事象例：「原子炉冷却材喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により、1次冷却材が系外に流出し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

3. 「重大事故及び仮想事故」

評価結果を、表7（1、2号機）及び表8（3号機）に示す。

*事象例：「事故」の「原子炉冷却材喪失」、「蒸気発生器伝熱管破損」の評価より、さらに多くの放射性物質の放出量を想定する（重大事故では、技術的に最大と考えられる放出量を想定）。

表1 運転時の異常な過渡変化の評価結果(1、2号機)

項目	最小DNBR	燃料中心温度	燃料エンタルピー	原子炉圧力(注5) (MPa[gage])	
判断基準	1.42	< 溶融点(2,570)	712kJ/kg・UO ₂ (170cal/g・UO ₂)	原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 18.88	
1. 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き			約284 kJ/kg・UO ₂ (約68 cal/g・UO ₂) (注4)	約16.8	
2. 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き(遅い引き抜き)	約1.53	約2,399		圧力上昇幅 約0.7	
3. 制御棒の落下及び不整合	落下	約1.56		溶融点未満	圧力上昇幅 約0.3
	不整合	約1.65			初期状態で一定
4. 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈(制御棒手動)	(注1)	(注1)		(注1)	
5. 原子炉冷却材流量の部分喪失	約1.82	溶融点未満		圧力上昇幅 約0.4	
6. 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	(注2)	(注2)		圧力上昇幅 約0.3	
7. 外部電源喪失	「原子炉冷却材流量の喪失」及び「主給水流量喪失」の解析に包含される。				
8. 主給水流量喪失				約17.3	
9. 蒸気負荷の異常な増加	約1.77	溶融点未満		圧力上昇幅 約0.2	
10. 2次冷却系の異常な減圧	(注3)	溶融点未満		初期値より低下	
11. 蒸気発生器への過剰給水	約1.94	溶融点未満		圧力上昇幅 約0.2	
12. 負荷の喪失	約1.81	溶融点未満		約17.7	
13. 原子炉冷却材系の異常な減圧	約1.70				
14. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	高圧注入ポンプの締切圧力が1次冷却系の運転圧力よりも低いため、炉心に過渡変化をもたらすことはない。				

(注1) 反応度添加率が「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」で使用した範囲に含まれているので、この解析に包含される。

(注2) 原子炉出力、熱流束の最大値が低く問題とならない。

(注3) 熱流束の上昇はわずかであり、最小DNBRは許容限界値を下回ることではない。

(注4) ピーク出力部燃料エンタルピーの増分の最大値は、約67kJ/kg・UO₂にとどまり、PCMI破損しきい値のめやすを下回っており、燃料の健全性が損なわれることはない。また、浸水燃料の存在を考慮しても、浸水燃料の破裂は生じないため、原子炉容器の健全性が損なわれることはない。

(注5) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力に圧力損失等約0.69MPaを加えた値。

表2 運転時の異常な過渡変化の評価結果(3号機)

項目	最小DNBR	燃料中心温度	燃料エンタルピ	原子炉圧力(注5) (MPa[gage])	
判断基準	1.42 (GSTM)	< 溶融点(2,570)	712kJ/kg・UO ₂ (170cal/g・UO ₂)	原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 18.88	
1. 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き			約343 kJ/kg・UO ₂ (約82 cal/g・UO ₂) (注4)	約17.3	
2. 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き(遅い引き抜き)	約1.75	約2,334	/	圧力上昇幅 約0.7	
3. 制御棒の落下及び不整合	落下	約1.86		溶融点未満	圧力上昇幅 約0.2
	不整合	約1.97			初期状態で一定
4. 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈(制御棒手動)	(注1)	(注1)		(注1)	
5. 原子炉冷却材流量の部分喪失	約2.21	溶融点未満		圧力上昇幅 約0.3	
6. 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	(注2)	(注2)		圧力上昇幅 約0.8	
7. 外部電源喪失	「原子炉冷却材流量の喪失」及び「主給水流量喪失」の解析に包含される。				
8. 主給水流量喪失				約17.4	
9. 蒸気負荷の異常な増加	約2.05	溶融点未満		圧力上昇幅 約0.2	
10. 2次冷却系の異常な減圧	約5.8(注3)	溶融点未満		過度に上昇することはない	
11. 蒸気発生器への過剰給水	約2.25	溶融点未満		圧力上昇幅 約0.2	
12. 負荷の喪失	約2.16	溶融点未満		約17.7	
13. 原子炉冷却材系の異常な減圧	約2.02				
14. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	初期値より増加			過度に上昇することはない	

(注1) 反応度添加率が「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」で使用した範囲に含まれているので、この解析に包含される。

(注2) 原子炉出力、熱流束の最大値が低く問題とならない。

(注3) W-3 相関式を用いてDNBR評価を行っている。(判断基準 1.30)

(注4) ピーク出力部燃料エンタルピの増分の最大値は、約81kJ/kg・UO₂にとどまり、PCMI 破損しきい値のめやすを下回っており、燃料の健全性が損なわれることはない。また、浸水燃料の存在を考慮しても、浸水燃料の破裂は生じないため、原子炉容器の健全性が損なわれることはない。

(注5) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力に圧力損失等約0.51MPaを加えた値。

表3 事故の評価結果（線量評価を除く）（1、2号機）

項目		燃料被覆管最高温度	局所的最大 Zr-水反応量	全炉心平均 Zr-水反応量	原子炉格納容器健全性
判断基準		1,200	15%	格納容器健全性確保の見地から十分低い値であること(1%以下)	原子炉格納容器内圧力 0.267MPa[gage] 原子炉格納容器内温度 141 原子炉格納容器内水素濃度 4%
1. 原子炉冷却材喪失 (施栓率 0%/10%)	大破断	約 1,005 / 約 995	約 1.3% / 約 1.6%	<0.3% / <0.3%	最高圧力 約 0.242MPa[gage] 最高温度 約 123 水素濃度 約 3.3%
	小破断	約 782 / 約 722	約 0.1% / 約 0.1%	<0.1% / <0.1%	

項目	炉心損傷・冷却能力の維持		原子炉圧力（注2）		燃料エンタルピー	
	結果	判断基準	結果	判断基準	結果	判断基準
2. 原子炉冷却材流量の喪失	約 1.71	最小 DNB R 1.42	圧力上昇幅約 0.5 MPa	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 20.59MPa[gage]	/	
3. 原子炉冷却材ポンプの軸固着	被覆管温度 約 1,080 Zr-水反応量 約 0.6%	被覆管温度の最高値 1,200 以下 被覆管の化学量論的酸化量 15%以下	約 18.6 MPa[gage]			
4. 主給水管破断	約 1.74	最小 DNB R 1.42	約 18.1 MPa[gage]			
5. 主蒸気管破断	約 2.12 (注1)	最小 DNB R 1.30 (注1)	初期状態より低下			
6. 制御棒飛び出し（高温零出力） (注3)	/		約 17.5 MPa[gage]			
7. 蒸気発生器伝熱管破損	約 1.61	最小 DNB R 1.42	/		/	

(注1) W-3 相関式を用いて DNB R 評価を行っている。(判断基準 1.30)

(注2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力に圧力損失等約 0.69MPa を加えた値。

(注3) P C M I 破損及び浸水燃料の破裂によって発生する衝撃圧力のもつ機械的エネルギーは約 133kJ であり、原子炉容器の吸収可能な歪エネルギー 5.5×10^3 kJ に対して十分小さい。

表4 事故の評価結果(線量評価)(1、2号機)

項目 事故名		放出放射エネルギー		実効放出継続時間		拡散条件			線量
		よう素 ^(注1) (Bq)	希ガス ^(注2) (Bq)	よう素 (h)	希ガス (h)	χ/Q (s/m ³)	D/Q (Gy/Bq)	実効線量 ^(注3) (mSv)	
放射性気体廃棄物処理施設の破損 (1号機) ガス減衰タンクの破損 (2号機) 水素廃ガス貯蔵タンクの破損		-	約 1.1×10^{14}	-	1	-	約 8.9×10^{-19}	約0.098	
		-	約 3.1×10^{14}	-	1	-	約 9.6×10^{-19}	約0.30	
蒸気発生器伝熱管破損	1号機	約 6.4×10^{10}	約 3.3×10^{14}	1	1	約 1.1×10^{-4}	約 8.9×10^{-19}	約0.40	
	2号機					約 1.3×10^{-4}	約 9.6×10^{-19}	約0.44	
燃料集合体の落下	1号機	約 1.2×10^{11}	約 8.5×10^{12}	1	1	約 1.1×10^{-4}	約 8.9×10^{-19}	約0.20	
	2号機					約 1.3×10^{-4}	約 9.6×10^{-19}	約0.23	
原子炉冷却材喪失	1号機	約 4.2×10^{11}	約 3.5×10^{13}	7	11	排気筒放出	地上放出	排気筒放出	約0.60 ^(注4)
						約 1.0×10^{-5}	約 3.6×10^{-5}	約 1.6×10^{-19}	
	2号機					約 8.2×10^{-6}	約 1.1×10^{-4}	約 1.5×10^{-19}	約0.52 ^(注5)
制御棒飛び出し	1号機	約 2.9×10^{11}	約 2.5×10^{13}	6	13	排気筒放出	地上放出	排気筒放出	約0.40 ^(注6)
							約 1.1×10^{-5}	約 3.5×10^{-5}	
	2号機						約 8.3×10^{-6}	約 1.2×10^{-4}	約 1.4×10^{-19}

(注1) I-131等価量 - 小児実効線量係数換算

(注2) 線エネルギー0.5MeV換算

(注3) 各方位毎に、よう素の吸入摂取による線量、希ガスからの線による線量及び直接・スカイライン線量(原子炉冷却材喪失、制御棒飛び出し)を合算した値の最大値

(注4) 直接・スカイライン線量: 約0.48mSvを含む。

(注5) 直接・スカイライン線量: 約0.21mSvを含む。

(注6) 直接・スカイライン線量: 約0.32mSvを含む。

(注7) 直接・スカイライン線量: 約0.14mSvを含む。

表5 事故の評価結果（線量評価を除く）（3号機）

項目		燃料被覆管最高温度	局所的な最大 Zr-水反応量	全炉心平均 Zr-水反応量	原子炉格納容器健全性
判断基準		1,200	15%	格納容器健全性確保の見地から十分低い値であること(1%以下)	原子炉格納容器内圧力 0.283MPa[gage] 原子炉格納容器内温度 132 原子炉格納容器内水素濃度 4%
1. 原子炉冷却材喪失 (施栓率 0% / 10%)	大破断	- / 約 1,023	- / 約 3.6%	- / <0.3%	最高圧力 約 0.214MPa[gage] 最高温度 約 120 水素濃度 約 3.4%
	小破断	約 700 / 約 682	約 0.1% / 約 0.1%	<0.1% / <0.1%	

項目	炉心損傷・冷却能力の維持		原子炉圧力（注2）		燃料エンタルピー	
	結果	判断基準	結果	判断基準	結果	判断基準
2. 原子炉冷却材流量の喪失	約 2.01	最小 D N B R 1.42	圧力上昇幅約 0.5 MPa	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 20.59MPa[gage]	/	
3. 原子炉冷却材ポンプの軸固着	約 1.49		約 17.2 MPa[gage]			
4. 主給水管破断	約 1.92		約 17.7 MPa[gage]			
5. 主蒸気管破断	約 1.84 (注1)	最小 D N B R 1.30 (注1)	過度に上昇しない			
6. 制御棒飛び出し（高温零出力） (注3)	/		約 16.6 MPa[gage]		サイクル初期 約 428kJ/kg・UO ₂ (約 102cal/g・UO ₂) サイクル末期 約 461kJ/kg・UO ₂ (約 110cal/g・UO ₂)	791kJ/kg・UO ₂ (189cal/g・UO ₂)
7. 蒸気発生器伝熱管破損	約 1.89	最小 D N B R 1.42	/		/	

(注1) W-3 相関式を用いて D N B R 評価を行っている。(判断基準 1.30)

(注2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力に圧力損失等約 0.51MPa を加えた値。

(注3) P C M I 破損及び浸水燃料の破裂によって発生する衝撃圧力のもつ機械的エネルギーは約 91kJ であり、原子炉容器の吸収可能な歪エネルギー 7.3×10^3 kJ に対して十分小さい。

表6 事故の評価結果(線量評価)(3号機)

事故名	放出放射エネルギー		実効放出継続時間		拡散条件		線量
	よう素 ^(注1) (Bq)	希ガス ^(注2) (Bq)	よう素 (h)	希ガス (h)	χ / Q (s/m ³)	D / Q (Gy/Bq)	実効線量 ^(注3) (mSv)
放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	約2.5 $\times 10^{14}$	-	1	-	約 7.9×10^{-19}	約0.20
蒸気発生器伝熱管破損	約9.8 $\times 10^{10}$	約4.6 $\times 10^{14}$	1	1	約 9.5×10^{-5}	約 7.9×10^{-19}	約0.50
燃料集合体の落下	約3.6 $\times 10^9$	約5.4 $\times 10^{12}$	1	1	約 1.5×10^{-5}	約 3.9×10^{-19}	約0.0030
原子炉冷却材喪失	約2.4 $\times 10^{11}$	約5.3 $\times 10^{13}$	3	12	約 2.2×10^{-5}	約 2.3×10^{-19}	約0.49 ^(注4)
制御棒飛び出し	約3.8 $\times 10^{10}$	約7.6 $\times 10^{12}$	2	14	約 2.4×10^{-5}	約 2.0×10^{-19}	約0.066 ^(注5)

(注1) I-131等価量 - 小児実効線量係数換算

(注2) 線エネルギー0.5MeV換算

(注3) 各方位毎に、よう素の吸入摂取による線量、希ガスからの線による線量及び直接・スカイライン線量(原子炉冷却材喪失、制御棒飛び出し)を合算した値の最大値

(注4) 直接・スカイライン線量: 約0.42mSvを含む。

(注5) 直接・スカイライン線量: 約0.055mSvを含む。

表7 重大事故及び仮想事故の評価結果(1、2号機)

事故名	放出放射能量		実効放出継続時間		拡散条件		線量		
	ヨウ素 ^(注1) (Bq)	希ガス ^(注2) (Bq)	ヨウ素 (h)	希ガス (h)	χ/Q (s/m ³)	D/Q (Gy/Bq)	甲状腺 (Sv)	全身 ^(注3) (Sv)	積算線量 (万人Sv)
(1号機)									
重大事故							小児甲状腺		
原子炉冷却材喪失	約 2.0×10^{12}	約 9.3×10^{13}	13	13	排気筒放出 約 8.2×10^{-6} 地上放出 約 2.5×10^{-5}	約 1.5×10^{-19}	約0.0068	^(注4) 約0.00097	-
蒸気発生器伝熱管破損	約 5.7×10^{11}	約 5.8×10^{14}	1	1	約 1.1×10^{-4}	約 8.9×10^{-19}	約0.018	約0.00052	-
仮想事故							成人甲状腺		2000年人口 (2050年推計)
原子炉冷却材喪失	約 9.7×10^{13}	約 4.7×10^{15}	14	13	排気筒放出 約 8.0×10^{-6} 地上放出 約 2.4×10^{-5}	約 1.5×10^{-19}	約0.17	^(注5) 約0.049	約0.071 (約0.062)
蒸気発生器伝熱管破損	約 2.4×10^{12}	約 2.4×10^{15}	1	1	約 1.1×10^{-4}	約 8.9×10^{-19}	約0.035	約0.0022	約0.036 (約0.031)
(2号機)									
重大事故							小児甲状腺		
原子炉冷却材喪失	約 2.0×10^{12}	約 9.4×10^{13}	13	13	排気筒放出 約 3.7×10^{-6} 地上放出 約 3.5×10^{-5}	約 1.5×10^{-19}	約0.0081	^(注6) 約0.00073	-
蒸気発生器伝熱管破損	約 5.7×10^{11}	約 5.8×10^{14}	1	1	約 1.3×10^{-4}	約 9.6×10^{-19}	約0.021	約0.00056	-
仮想事故							成人甲状腺		2000年人口 (2050年推計)
原子炉冷却材喪失	約 9.7×10^{13}	約 4.7×10^{15}	14	13	排気筒放出 約 3.7×10^{-6} 地上放出 約 3.4×10^{-5}	約 1.5×10^{-19}	約0.20	^(注7) 約0.037	約0.071 (約0.062)
蒸気発生器伝熱管破損	約 2.4×10^{12}	約 2.4×10^{15}	1	1	約 1.3×10^{-4}	約 9.6×10^{-19}	約0.041	約0.0023	約0.036 (約0.031)

(注1) I-131等価量 - 小児(重大事故) 成人(仮想事故) 甲状腺線量係数換算 (注2) 線エネルギー0.5MeV換算

(注3) 各方位毎に希ガスからの線による線量あるいは直接・効率的線量(原子炉冷却材喪失)と合算した値の最大値

(注4) 直接・効率的線量: 約0.00095Svを含む。 (注5) 直接・効率的線量: 約0.048Svを含む。

(注6) 直接・効率的線量: 約0.00071Svを含む。 (注7) 直接・効率的線量: 約0.036Svを含む。

表8 重大事故及び仮想事故の評価結果（3号機）

項目 事故名	放出放射エネルギー		実効放出継続時間		拡散条件		線量		
	よう素 ^(注1) (Bq)	希ガス ^(注2) (Bq)	よう素 (h)	希ガス (h)	χ / Q (s/m ³)	D / Q (Gy/Bq)	甲状腺 (Sv)	全身 ^(注3) (Sv)	積算線量 (万人 Sv)
重大事故							小児甲状腺		
原子炉冷却材喪失	約 1.6×10^{12}	約 1.5×10^{14}	7	14	約 1.9×10^{-5}	約 2.0×10^{-19}	約0.0059	約0.00087 ^(注4)	-
蒸気発生器伝熱管破損	約 8.1×10^{11}	約 8.1×10^{14}	1	1	約 9.5×10^{-5}	約 7.9×10^{-19}	約0.022	約0.00064	-
仮想事故							成人甲状腺		2000年人口 (2050年推計)
原子炉冷却材喪失	約 7.6×10^{13}	約 7.3×10^{15}	8	14	約 1.9×10^{-5}	約 2.0×10^{-19}	約0.15	約0.044 ^(注5)	約0.11 (約0.094)
蒸気発生器伝熱管破損	約 3.5×10^{12}	約 3.3×10^{15}	1	1	約 9.5×10^{-5}	約 7.9×10^{-19}	約0.044	約0.0027	約0.050 (約0.043)

(注1) I-131等価量 - 小児(重大事故)、成人(仮想事故)甲状腺線量係数換算 (注2) 線エネルギー0.5MeV換算

(注3) 各方位毎に希ガスからの線による線量あるいは直接・スカイライン線量(原子炉冷却材喪失)と合算した値の最大値

(注4) 直接・スカイライン線量: 約0.00084Svを含む。

(注5) 直接・スカイライン線量: 約0.042Svを含む。

1、 2号機原子炉容器内部構造物取替

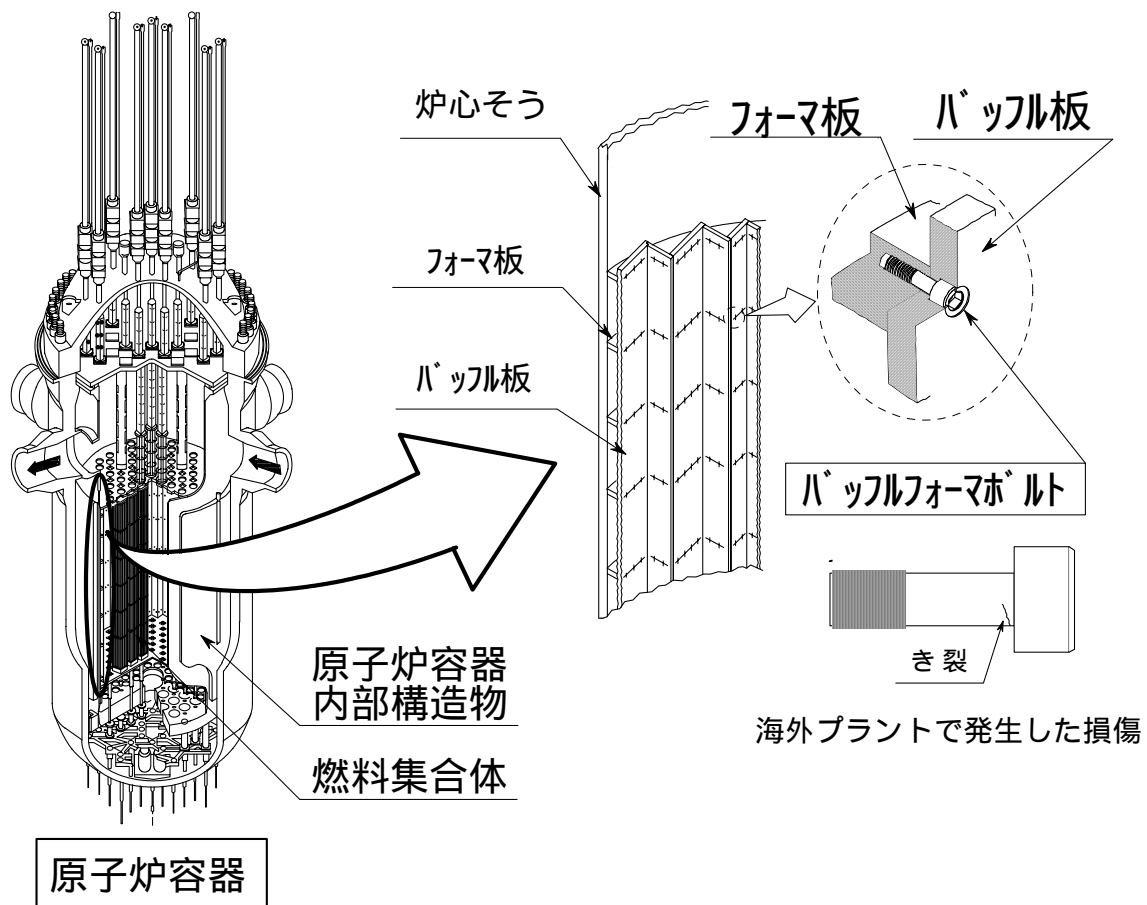
海外プラントにおける原子炉容器内部構造物の バッフルフォーマボルト損傷事例について

平成元年にフランスのブジェー2号機で、原子炉容器内部構造物を構成しているバッフルフォーマボルトの一部に応力腐食割れによる損傷が検出された。その後も欧米のプラントで損傷が検出され、ボルトの取替等が行われている。

バッフル板は1次冷却材を封じ込める機能は持っていないので、仮にバッフルフォーマボルトに損傷があったとしても、1次冷却材の漏洩にはならない。

一方、国内プラントにおいては、今までのところ損傷事例は報告されていないものの、予防保全の観点からバッフルフォーマボルトの構造を改良した原子炉容器内部構造物に取替え、伊方発電所の信頼性の向上を図る。

バッフルフォーマボルトの損傷概要



新原子炉容器内部構造物の主要な改良点

1 . 上部構造物

制御棒クラスタ案内管数の変更

ステップ2 燃料採用に伴なう制御棒予備設備の活用対応として、案内管の数を4体増やしたものとする。

上部炉心支持板の構造変更

上部炉心支持板の鋼製円板構造を、強度の優れた最新型（3号機）と同型式の円筒胴付鋼製円板構造に変更する。

2 . 下部構造物

バッフル構造の変更

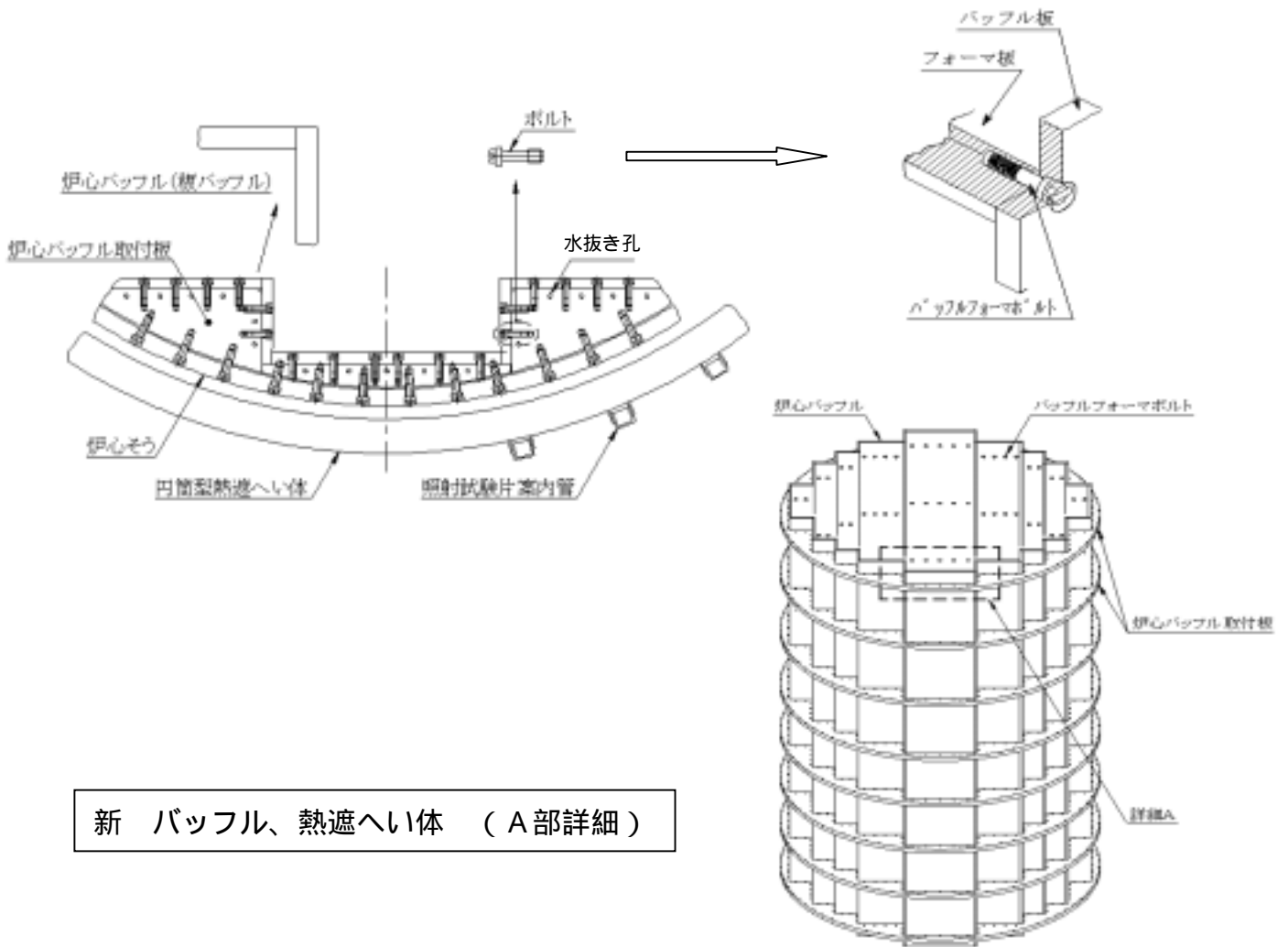
炉心バッフルに角バッフルを採用することにより、バッフルフォーマボルトについては長尺化でき、更にボルト回りに冷却孔を設置することで、耐応力腐食割れにすぐれた構造に変更する。また角バッフルを採用することにより、ボルト本数も低減でき、信頼性及び保守性が向上する。

熱遮へい体の構造変更

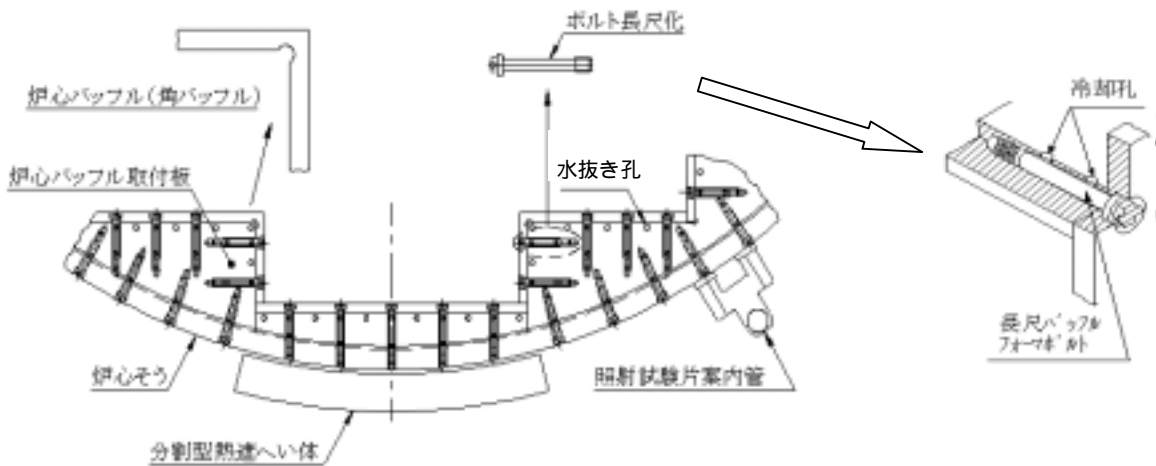
熱遮へい体は、炉心そうの外側で中性子線量の大きい箇所に配置することにより、原子炉運転中原子炉容器壁に照射される中性子量を減少させる役目をもっている。現状の熱遮へい体は円筒型であるが、最新型と同型式で、原子炉容器内面への中性子照射量の最大値が変わらない分割型熱遮へい体を採用する。

バブル構造、熱遮へい体の構造変更図

現状 バブル、熱遮へい体 (A部詳細)



新 バブル、熱遮へい体 (A部詳細)

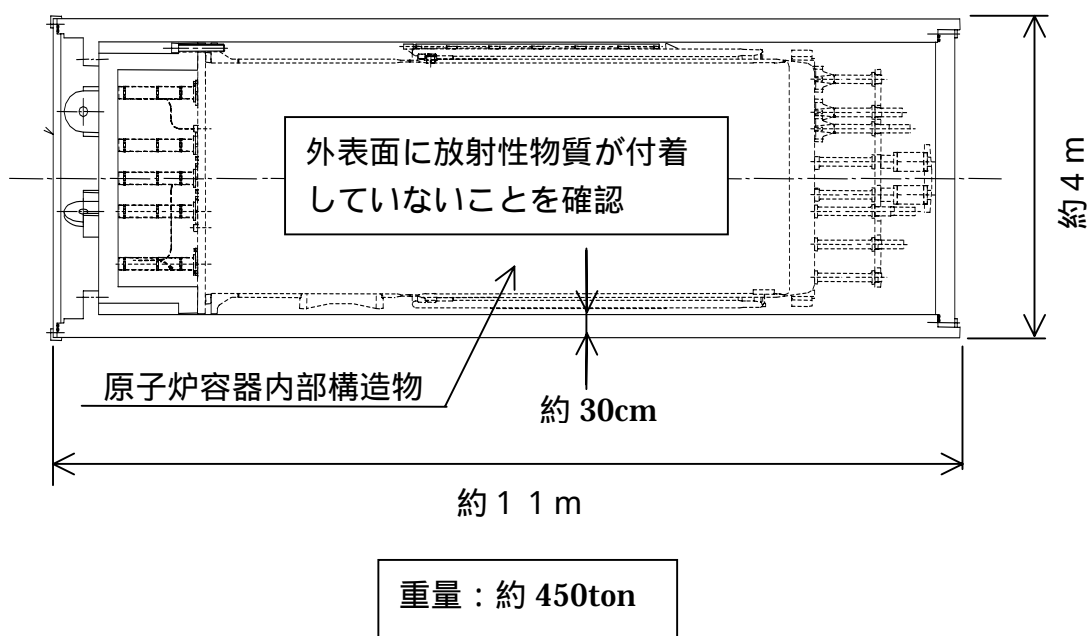


注:バブル構造のみ表示

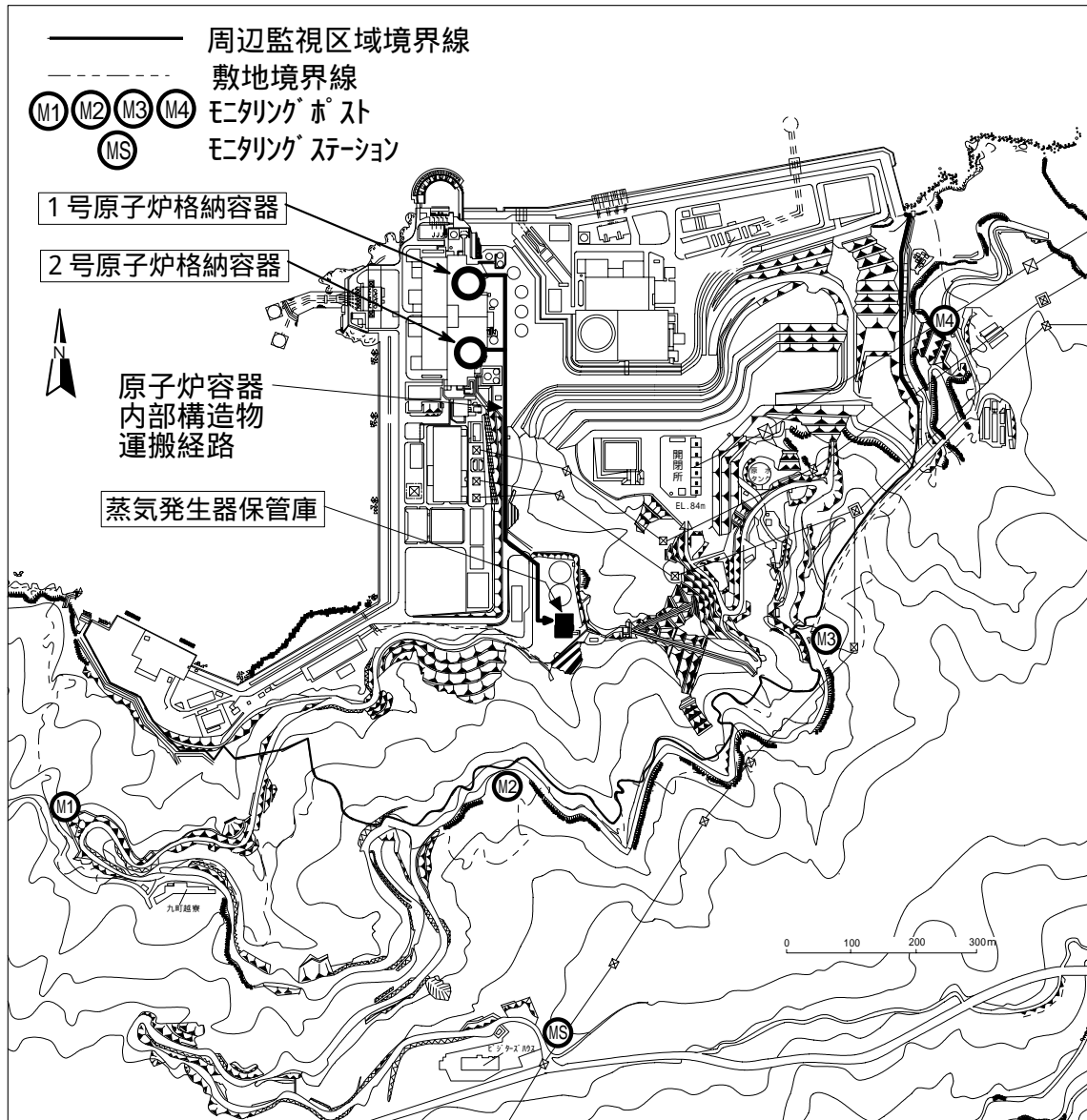
取り外した原子炉容器内部構造物の搬出について

取り外した原子炉容器内部構造物は、専用の鋼製保管容器に収納して放射性物質を密閉するとともに、原子炉格納容器から搬出する際には、保管容器の外表面に放射性物質が付着していないことを確認する。

保管容器概略図



また、蒸気発生器保管庫までの運搬については、容器表面で2mSv/h以下となるように十分な遮へい機能を有する保管容器に収納し、運搬経路も下図のとおり1、2号機の蒸気発生器取替え時と同一であるため、周辺環境への影響は、法令に定める一般公衆の線量限度である年間1mSvに比べ十分低く納まるものと考えられる。



国内外の原子炉容器内部構造物取替実績について

国内の原子炉容器内部構造物取替実績

電力名	プラント名	取替工事時期
東京電力	福島第一 3号機	平成 10 年
	福島第一 2号機	平成 11 年
	福島第一 5号機	平成 12 年
	福島第一 1号機	平成 13 年
中国電力	島根 1号機	平成 13 年
日本原子力発電	敦賀 1号機	平成 13 年

海外の原子炉容器内部構造物取替実績

国名	プラント名	取替工事時期
アメリカ	プレーリーアイランド 1号機	昭和 61 年
	プレーリーアイランド 2号機	昭和 61 年
スウェーデン	オスカーシャム 1号機	平成 10 年