

評価基準温度の設定の考え方

1. 2系統運転時における基準温度52℃について

52℃は作業環境上支障のない温度として設定されているものである。国内初期PWRプラントにおいては49℃を採用していたが、BWRプラントにおいて52℃が採用されていること、また、作業環境上支障のない温度としては49℃と52℃で有意な差がないことから、最近のプラントにおいては52℃を採用している。

2. ポンプ1台運転時における基準温度65℃について

65℃はコンクリートの健全性確保の観点から設定しているものである。国内初期PWRプラントにおいては、ASME Sec. III div. 2に基づくWH社自主基準の66℃（150° Fを換算した値）を温度制限値として定めていた。

その後、ASME Sec. III div. 2に基づいて、150° Fを安全側に換算した65℃に温度制限値を変更している。なお、この温度制限値は、「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（2003年版）JSME S NE1-2003」（日本機械学会）CVE-3412で使用されているコンクリートの温度制限値と同じ値である。

評価コードの概要

アクチニド核種の崩壊熱評価に使用する「ORIGEN2」の概要を下表に示す。

項目 \ コード名	ORIGEN2
開発機関	米国オークリッジ国立研究所 (ORNL)
開発時期	1980 年
使用したバージョン	2.1 (AUG 1, 1991)
使用目的	使用済燃料貯蔵槽の崩壊熱評価
コードの概要	<p>本計算機コードは、使用済燃料等の核種生成量、崩壊熱量ならびに中性子及びガンマ線の線源強度を評価するために ORNL で開発され公開された燃焼計算コードであり、原子力発電所施設、再処理施設、廃棄物処理施設等幅広く設計に利用されている。</p> <p>また、国内の最新の使用済燃料についての評価精度向上を目指し、日本原子力研究所シグマ委員会核種生成量評価ワーキンググループにおいて JENDL3.2 核データセットに基づく ORIGEN2 用ライブラリ ORLIBJ32 が作成され、1999 年及び 2000 年に公開されている。崩壊熱評価には本ライブラリを使用した。</p>
検証 (Verification) 及び 妥当性確認 (Validation)	<p>使用済燃料貯蔵槽の崩壊熱を、ORIGEN2コードを使用して評価している。</p> <p>【検証 (Verification)】 本解析コードの検証の内容は次のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 計算機能が適正であることは、コード配布時に同梱されたサンプル問題の再現により確認している。 ・ 本コードの運用環境について、開発機関から提示された要件を満足していることを確認している。 ・ ORIGEN2 コードは、燃焼計算によって得られた核種生成量から崩壊熱等を評価するコードであり、計算に必要な主な条件は燃料組成、照射条件、核データライブラリである。これら評価条件が与えられれば崩壊熱評価は可能であり、ORIGEN2 コードは設計基準事象及び設計拡張事象における崩壊熱評価に適用可能である。 <p>【妥当性確認 (Validation)】 本解析コードの妥当性確認の内容は次のとおりである。</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ・ 米国原子力学会（ANS）の Nuclear Technology vol.62（1983年9月）の「ORIGEN2 : A Versatile Computer Code for Calculating the Nuclide Compositions and Characteristics of Nuclear Materials」において、ANS 標準崩壊熱との比較、及び、使用済燃料中のウラン、プルトニウム、アメリシウムなどの組成の実測値との比較により妥当性の確認を行っている。 ・ 日本原子力研究所シグマ委員会にて開発された ORLIBJ32 ライブラリについては、「JENDL-3.2 に基づく ORIGEN2 用ライブラリ : ORLIBJ32」JAERI-Data/Code 99-003(1999.2)及び「JENDL-3.2 に基づく軽水炉 MOX 燃料用 ORIGEN2 ライブラリ」JAERI-Data/Code 2000-036(2000.11)において、核種生成量について照射後試験結果と、ORIGEN2 コードによる計算値を比較することで妥当性の確認を行っている。 ・ 三菱重工業（株）においては「PWR の安全解析用崩壊熱について」MHI-NES-1010 改4（平成 25 年 7 月）において、照射後試験により得られたアクチニド生成量実測値と ORIGEN2 コードによる計算値の比較により崩壊熱誤差を評価し、ORIGEN2 コードによるアクチニド崩壊熱計算値を 1.2 倍することで実測値が包絡されることの確認を行っている。 ・ 今回の使用済燃料貯蔵槽の崩壊熱評価は上記妥当性確認内容と合致しており、ORIGEN2 コードの使用は妥当である。
--	---

使用済燃料ピットの遮へい能力について

目 次

1. 概 要

2. 遮蔽設計に設計用線源強度を用いることの妥当性について

3. まとめ

別紙1 計算機プログラム（解析コード）の概要

1. 概要

今回、玄海4号炉に高燃焼度燃料を導入することに伴い貯蔵される燃料集合体の変更となることから、初設計より使用している設計用線源強度が、使用済燃料ピットの水面及び遮蔽壁線量率の観点で、高燃焼度燃料を包含することを確認することで、燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設の遮蔽への影響がないことを確認する。

2. 遮蔽設計に設計用線源強度を用いることの妥当性について

設計用線源強度は国内PWRプラントの遮へい設計に当初工認より使用している線源強度である。設計用線源強度とORIGEN2コードで算出した55GWd/t燃料の線源強度を表1に示す。線源強度は高エネルギー側については設計用線源強度の方が高くなっており、低エネルギー側については55GWd/t燃料の方が高くなっている。

しかし、遮へいコンクリート中では、低エネルギーガンマ線は高エネルギーガンマ線に比べ急激に減衰するため、低エネルギーガンマ線の遮へいへの影響は少ない。使用済燃料ピットのコンクリート中線量率を比較すると、線量率に対する寄与は高エネルギー側の方が大きくなる。そのため、設計用線源強度を用いた線量率の方が各種燃料の線源強度を用いた線量率より高くなる。

設計用線源強度及び55GWd/t燃料の線源強度を用いてSPAN-SLABコードで使用済燃料ピットの水面及び遮蔽壁線量率計算を実施した結果を第2.1～2.3表に示す。また、計算モデルを第1図及び第2図に示す。第2.1～2.3表に示す通り、設計用線源強度の各線量率は、55GWd/t燃料の線源強度の各線量率を包含している。したがって、高燃焼度燃料を導入後の遮蔽設計に設計用線源強度を用いることが妥当である。

3. まとめ

設計用線源強度と55GWd/t燃料の線源強度を用いた使用済燃料ピットの水面及び遮蔽壁線量率を比較し、設計用線源強度の各線量率が55GWd/t燃料の線源強度の各線量率を包含することを確認することで、高燃焼度燃料導入後も遮蔽設計に設計用線源強度を用いることが妥当であり、燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設の遮蔽への影響がないことを確認した。

第1表 使用済燃料の線源強度（原子炉停止後100時間（約4日））

エネルギー (MeV)	設計用線源強度 (MeV/(cm ³ ・s))	55GWd/t線源強度 (MeV/(cm ³ ・s))

第2.1表 使用済燃料取扱時の水面線量率

評価点（水厚）	線量率比率 ^{注)}	評価基準
HWL (343cm)	0.71	≤ 1.00
NWL (334cm)	0.72	
LWL (325cm)	0.73	

第2.2表 使用済燃料保管時の水面線量率

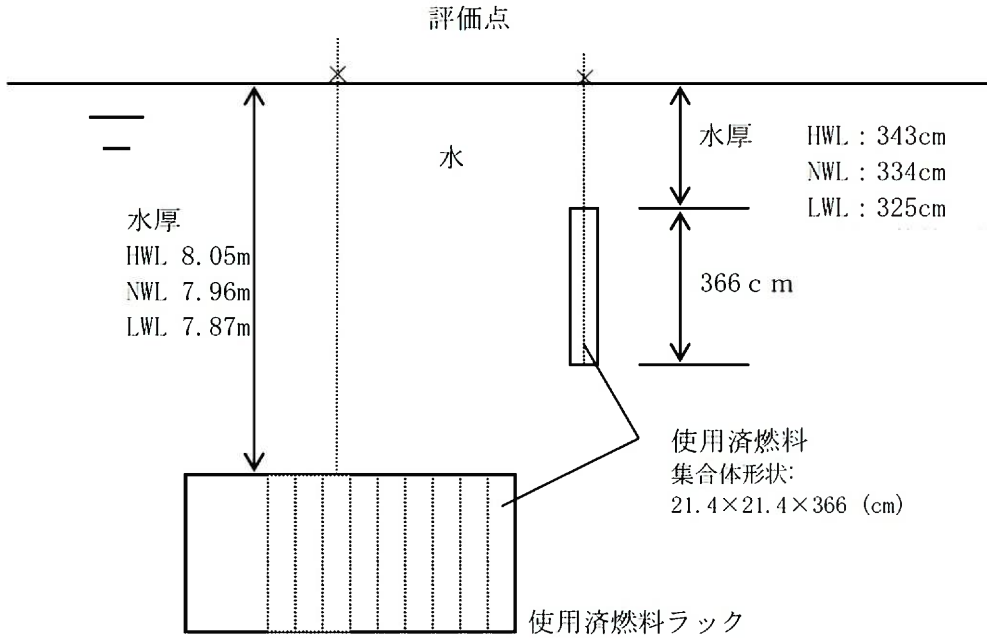
評価点（水厚）	線量率比率 ^{注)}	評価基準
HWL (805cm)	0.22	≤ 1.00
NWL (796cm)	0.22	
LWL (787cm)	0.21	

第2.3表 使用済燃料ピット壁外面の線量率

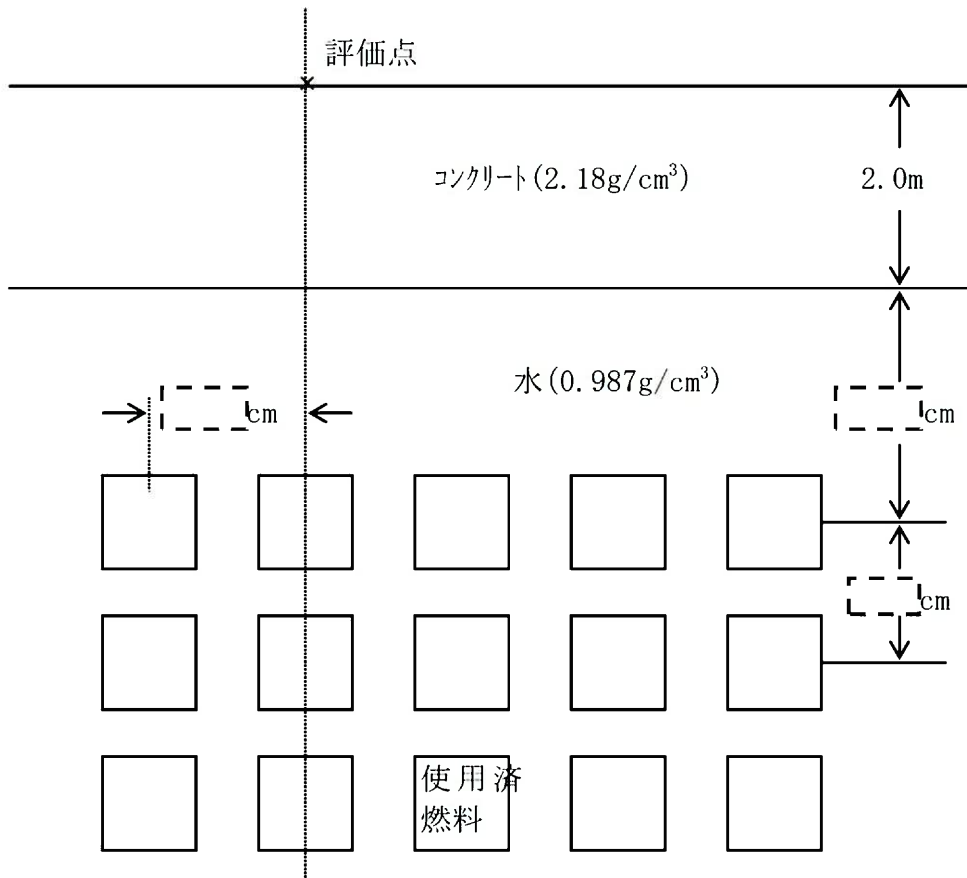
評価点（壁厚）	線量率比率 ^{注)}	評価基準
200cm	0.51	≤ 1.00

注) 線量率比率 = $\frac{55\text{GWd/t燃料の線源強度を用いた遮へい壁線量率}}{\text{設計用線源強度を用いた遮へい壁線量率}}$

[- - -]: 商業機密に係る事項のため、公開できません。



第1図 使用済燃料ピットの水面線量率の計算モデル



第2図 使用済燃料ピットの壁外面線量率の計算モデル

[- - -]: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

計算機プログラム（解析コード）の概要

線量率評価に使用する「SPAN-SLAB」の概要を下表に示す。

項目 \ コード名	SPAN/SPAN-SLAB
開発機関	米国 Westinghouse 社及び三菱重工業（株）
開発時期	1977 年
使用したバージョン	Ver. 90m
使用目的	遮へい計算 (使用済燃料貯蔵ピット内の使用済燃料集合体からの直接線計算(SPAN-SLAB))
コードの概要	点減衰核積分法による 3 次元円筒形状(SPAN)/直方体形状(SPAN-SLAB)の遮へい解析コードであり、ガンマ線の線量(直接線量)を計算する。
検証(Verification)及び 妥当性確認(Validation)	<p>使用済燃料貯蔵ピット内の使用済燃料集合体からの直接線計算(SPAN-SLAB)について、点減衰核積分法を用いた SPAN/SPAN-SLAB コードを使用して実施している。</p> <p>【検証 (Verification)】 本解析コードの検証の内容は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 計算機能が適正であることは、後述する妥当性確認の中で確認している。 ・ 本コードの運用環境について、開発機関から提示された要件を満足していることを確認している。 ・ SPAN/SPAN-SLAB コードは、線量率評価を実施するコードであり、計算に必要な主な条件は線源条件、遮へい体条件である。これら評価条件が与えられれば線量率評価は可能であり、SPAN/SPAN-SLAB コードは設計基準事故時及び重大事故等時における線量評価に適用可能である。 <p>【妥当性確認 (Validation)】 本解析コードの妥当性確認の内容は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ^{60}Co円筒線源による測定実験(“Spatial Distribution of Gamma-Rays from a Cylindrical ^{60}Co Source,” Journal of Nuclear Science and Technology, 1967) の結果と計算値を比較した結果、概ね一致している。 ・ ANSが提案したガンマ線のベンチマーク問題の解析が、

	<p>日本原子力学会速中性子遮蔽専門研究委員会の遮蔽設計法ワーキンググループと旧原研炉物理委員会の遮蔽専門部会の作業として遂行され、その成果報告（「放射性廃棄物施設を模擬したガンマ線問題に対する遮蔽設計手法の評価」船舶技術研究所報告（昭和58年11月））が公表されている。同報告には、種々の点減衰核積分法に基づく計算の比較が他機関によるSPANコードの結果も含めて掲載されており、他コードと比較して妥当な結果が得られている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 上記の実験結果との対比及びベンチマークについての詳細は、「SPANコードの概要」MAPI-1049改3、「SPAN-SLABコードの概要」MAPI-1050改3（共に平成14年、三菱重工業株式会社）に示されている。 ・ 上記妥当性確認では、遮へい体透過後のガンマ線の線量率の実験値とSPANコードによる計算値を比較している。 ・ 今回の中央制御室における事故時直接線量計算及び使用済燃料貯蔵ピット内の使用済燃料集合体からの直接線計算では、上記妥当性確認における実験体系と同様に、ガンマ線の中央制御室遮へい等の遮へい体透過後の線量率を計算する。 ・ 今回の中央制御室における事故時直接線量計算及び使用済燃料貯蔵ピット内の使用済燃料集合体からの直接線計算は、上記妥当性確認内容と合致している。 ・ また、「原子力発電所放射線遮へい設計規程」（JEAC4615-2008）では、事故時の外部遮へい及び中央制御室遮へいのための点減衰核積分コード/散乱線計算コードとして、SPANコード、SCATTERINGコード、QADコードが、燃料移送遮へいのための点減衰核積分コードとして、SPAN-SLABが挙げられている。
--	--

25 条

反応度制御系統及び原子炉停止系統

<目 次>

1. 基本方針

1.1 要求事項に対する適合性

(1) 適合性説明

2. 反応度制御系統及び原子炉停止系統

(別添1) 高燃焼度燃料の使用に伴う反応度停止系統及び原子炉停止系統への影響について

1. 基本方針

1.1 要求事項に対する適合性説明

(1) 適合性説明

(反応度制御系統及び原子炉停止系統)

第二十五条 発電用原子炉施設には、反応度制御系統（原子炉停止系統を含み、安全施設に係るものに限る。次項において同じ。）を設けなければならない。

2 反応度制御系統は、計画的な出力変化に伴う反応度変化を燃料要素の許容損傷限界を超えることなく制御できる能力を有し、かつ、次に掲げるものでなければならない。

一 制御棒、液体制御材その他反応度を制御するものによる二以上の独立した系統を有するものとする。

二 通常運転時の高温状態において、二以上の独立した系統がそれぞれ発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できるものであり、かつ、運転時の異常な過渡変化時の高温状態においても反応度制御系統のうち少なくとも一つは、燃料要素の許容損傷限界を超えることなく発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できること。この場合において、非常用炉心冷却設備その他の発電用原子炉施設の安全性を損なうおそれがある場合に作動する設備の作動に伴って注入される液体制御材による反応度値を加えることができる。

三 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における低温状態において、反応度制御系統のうち少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できること。

四 一次冷却材喪失その他の設計基準事故時において、反応度制御系統のうち少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界へ移行することができ、かつ、少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界に維持できること。この場合において、非常用炉心冷却設備その他の発電用原子炉施設の安全性を損なうおそれがある場合に作動する設備の作動に伴って注入される液体制御材による反応度値を加えることができる。

五 制御棒を用いる場合にあっては、反応度値の最も大きな制御棒一本が固着した場合においても前三号の規定に適合すること。

3 制御棒の最大反応度値及び反応度添加率は、想定される反応度投入事象（発電

用原子炉に反応度が異常に投入される事象をいう。) に対して原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、かつ、炉心の冷却機能を損なうような炉心、炉心支持構造物及び原子炉圧力容器内部構造物の損壊を起こさないものでなければならない。

適合のための設計方針

1 について

反応度制御系統としては、制御棒クラスタの位置を制御することによって反応度を制御する制御棒制御系と、1次冷却材中のほう素濃度を調整することによって反応度を制御する化学体積制御設備の原理の異なる2つの系統を設け、通常運転時に生じることが予想される反応度変化を制御するのに十分な反応度制御能力を有する設計とする。

2 について

反応度制御系統のうち、制御棒制御系は主として負荷変動及び零出力から全出力までの反応度変化を制御し、化学体積制御設備はキセノン濃度変化、高温状態から低温状態までの1次冷却材温度変化及び燃料の燃焼に伴う反応度変化を制御する設計とし、両者の組合せによって所要の運転状態に維持できる設計とする。

制御棒制御系は、制御棒クラスタの炉心への挿入により、高温運転状態から速やかに炉心を高温状態で未臨界にすることができる設計とする。

化学体積制御設備は、燃料の燃焼、キセノン濃度変化、高温状態から低温状態までの温度変化等による比較的緩やかな反応度変化の制御に使用するが、全制御棒クラスタが挿入不能の場合でも、炉心を高温運転状態から高温状態で未臨界にし、その状態を維持できる設計とする。

反応度制御系統は、計画的な出力変化に伴う反応度変化を燃料要素の許容損傷限界を超えることなく制御できる能力を有する設計とする。さらに、反応度制御系統は以下の能力を有する設計とする。

一 反応度制御系統は、制御棒制御系による制御棒クラスタの炉心への挿入と、化学体積制御設備による1次冷却材中へのほう酸注入の原理の異なる2つの独立した系統を設ける。

二 反応度制御系統に含まれる独立した系統の1つである制御棒制御系による反応度制御は、制御棒クラスタの炉心への挿入により、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において燃料要素の許容損傷限界を超えることなく、高温状態で炉心を未臨界にできる設計とする。

また、化学体積制御設備による反応度制御は、1次冷却材中へのほう酸注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分未臨界を維持できる設計とする。

原子炉運転中は、所要の反応度停止余裕を確保するため、制御棒クラスタの位置が挿入限界を超えないことを監視する。

なお、「2次冷却系の異常な減圧」のように炉心が冷却されるような運転時の異常な過渡変化時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による1次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界にでき、かつ、運転時の異常な過渡変化後において未臨界を維持できる設計とする。

三 反応度制御系統に含まれる独立した系統の1つである化学体積制御設備による反応度制御は、1次冷却材中へのほう酸注入により、キセノン濃度変化に伴う反応度変化及び高温状態から低温状態までの反応度変化を制御し、低温状態で炉心を未臨界に維持できる設計とする。

四 反応度制御系統に含まれる独立した系統の1つである制御棒制御系は、1次冷却材の喪失その他の設計基準事故時において、原子炉トリップ信号により制御棒クラスタを炉心に挿入することにより、高温状態において炉心を未臨界にできる設計とする。

また、反応度制御系統に含まれる独立した系統の1つである化学体積制御設備は、キセノン濃度変化及び1次冷却材温度変化による反応度変化がある場合には、1次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界に維持できる設計とする。

なお、「主蒸気管破断」のように炉心が冷却されるような設計基準事故時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による1次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界にでき、かつ、設計基準事故後において未臨界を維持できる設計とする。

五 制御棒クラスタは、最も反応度価値の大きい制御棒クラスタ1本が、全引抜位置のまま挿入できないときでも、高温状態で十分な反応度停止余裕を有して炉心を未臨界にできる設計とする。さらに、低温状態でも化学体積制御設備によるほう酸注入により、十分な反応度停止余裕を有して炉心を未臨界に維持できる設計とする。

3 について

反応度が大きく、かつ、急激に投入される事象として「制御棒飛び出し」があるが、零出力から全出力間の制御棒クラスタの挿入限界を設定することにより、制御棒クラスタの位置を制限し、制御棒クラスタ1本が飛び出した場合でも過大な反応度が添加されない設計とする。

また、反応度が急激に投入される事象として「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」があるが、この場合には制御棒クラスタの引抜最大速度を制限することにより、過度の反応度添加率とならない設計とする。

さらに、これら反応度投入事象に対しては「出力領域中性子束高」等による原子炉トリップ信号を設け、燃料材の最大エンタルピや原子炉圧力が顕著に上昇する前に、発電用原子炉を自動的に停止し、過渡状態を早く終結させることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、また、炉心冷却を損なうような炉心及び炉

内構造物の破壊を生じない設計とする。

2. 反応度制御系統及び原子炉停止系統

別添 1 高燃焼度燃料の使用に伴う反応度停止系統及び原子炉停止系統への影響について

高燃焼度燃料の使用に伴う
反応度制御系統及び原子炉停止系統への
影響について

目 次

1. はじめに 25 条-別添 1-1
2. ステップ 2 燃料使用に伴う反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備影響について 25 条-別添 1-2
3. ステップ 2 燃料使用に伴う反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備対応について 25 条-別添 1-4
 - (1) 制御棒クラスタの反応度制御能力について 25 条-別添 1-4
 - (2) ほう素の反応度制御能力について 25 条-別添 1-4

1. はじめに

玄海原子力発電所 4 号炉では使用済燃料の発生量を低減するため、燃料集合体最高燃焼度を 48,000MWd/t とする現行の高燃焼度燃料（以下「ステップ 1 燃料」という。）に代わり、燃料集合体最高燃焼度を 55,000MWd/t に引き上げた高燃焼度燃料（以下「ステップ 2 燃料」という。）を使用することとしている。

本資料は、ステップ 2 燃料の使用に伴い、反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備に対する影響評価を行ったものである。

なお、反応度制御系統及び原子炉停止系統の反応度制御に対する影響評価は、「15 条 炉心等」において説明する。

2. ステップ 2 燃料使用に伴う反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備影響について

ステップ 2 燃料装荷炉心では、燃料の初期ウラン 235 濃縮度を約 4.1wt% から約 4.8wt% まで上昇させること（濃縮度の上昇）及び燃料集合体最高燃焼度を 48,000MWd/t から 55,000MWd/t まで上昇させること（燃焼度の上昇）等に伴い、以下の観点から反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備に与える影響を評価する必要がある。

- ・ 制御棒クラスタの反応度制御能力
- ・ ほう素の反応度制御能力

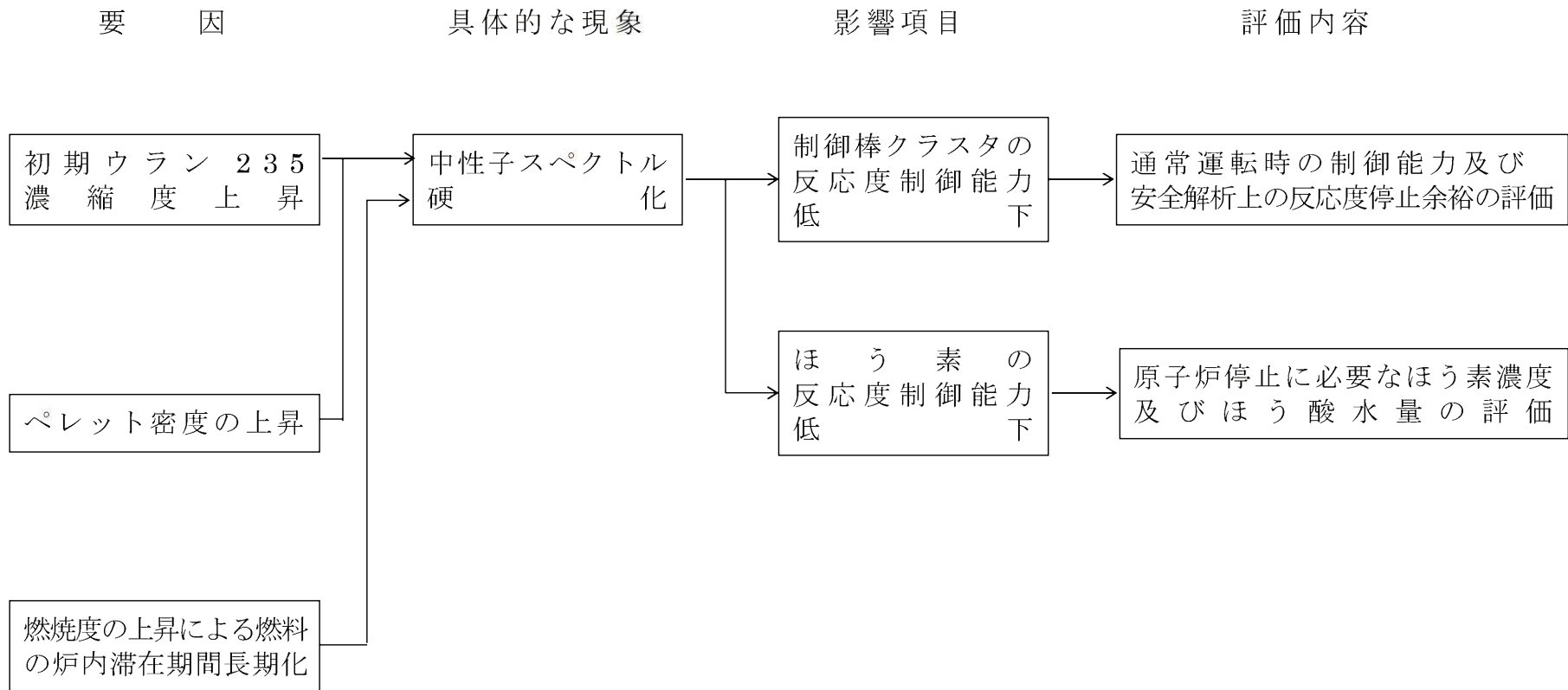
具体的には、濃縮度及びペレット密度の上昇に伴い、ウラン 235 量が増加するとともに、燃料の高燃焼度化によりプルトニウムや核分裂生成物といった熱中性子吸収物質が増加するため、原子炉内の熱中性子束が低下する（中性子スペクトルの硬化）。この結果、制御棒クラスタや 1 次冷却材中のほう素が吸収する熱中性子量が減少し、制御棒クラスタ及びほう素の制御能力が低下する。

このため、ステップ 2 燃料の使用に際しては、

- ・ 通常運転時の制御能力及び安全解析上の反応度停止余裕
- ・ 原子炉停止に必要なほう素濃度及びほう酸水量

に対する評価を実施し設備影響を検討する。

ステップ 2 燃料の使用に伴う反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備影響検討フローを第 2-1 図に示す。



第2-1図 ステップ2燃料使用に伴う反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備影響

3. ステップ 2 燃料使用に伴う反応度制御系統及び原子炉停止系統の設備対応について

(1) 制御棒クラスタの反応度制御能力について

ステップ 2 燃料の使用に伴う中性子スペクトルの硬化の結果、制御棒クラスタが吸収する熱中性子量が減少し、制御棒クラスタの反応度値が低下する。

ステップ 2 燃料を使用しても、現状の設備で所定の反応度停止余裕（1.6% $\Delta K/K$ 以上）を確保でき問題ない。

反応度停止余裕の評価結果を第 3-1 表に示す。

(2) ほう素の反応度制御能力について

ステップ 2 燃料の使用に伴う中性子スペクトル硬化の結果、1 次冷却材中のほう素が吸収する熱中性子量が減少し、ほう素の反応度値が低下する。

a. 出力運転時

安全上必要なほう酸水量は、現行のほう酸タンク容量で確保可能であり問題ない。

安全上必要なほう酸水量の評価結果及びほう酸タンクの容量を第 3-2 表に示す。

b. 異常な過渡変化及び事故時

異常な過渡変化及び事故時については、燃料取替用水ピットのほう素濃度を高める（2,500→3,100ppm）ことで対応する。

なお、ほう素濃度の設定においては、主に以下の事象

- ・燃料取替停止時の未臨界性確保
- ・原子炉冷却材喪失時の未臨界性確保
- ・ほう素の異常な希釈（プラント起動）時の対応操作時間余裕の確保

を設計要求として決定した。

c. 燃料取替時

燃料取替時においては、1 次冷却材中のほう素濃度を燃料取

替用水タンクのほう酸水と同じほう素濃度まで高めた上で燃料取替作業を行う。ステップ 2 燃料使用により、燃料取替用水タンクのほう素濃度を高める(2,500→3,100ppm)ため、燃料取替時に必要となるほう酸水量が増加する。

この燃料取替時に必要なほう酸水量については、現状のほう酸タンクの貯蔵量では不足するが、ほう酸回収系の運用を効率的に行うことにより、不足する貯蔵容量は、運用管理において十分対応可能である。なお、安全上要求されるほう酸水量は、現行のほう酸タンクで確保可能であることから、現状の設備で問題ない。

燃料取替時に必要なほう酸水量の評価結果を第 3-3 表に示す。

第 3-1 表 反応度停止余裕の評価結果（平衡炉心）

	評価結果	安全解析上の 反応度停止余裕
反応度停止余裕 (% $\Delta K / K$)	1.79	≥ 1.60

第 3-2 表 安全上必要なほう酸水量の評価結果*1)

ほう酸タンク 有効容量 (m^3)	安全上必要な ほう酸水量*2) (m^3)	全制御棒クラスタ 挿入不能時に必要な ほう酸水量 (m^3) [参考]
約 225		

*1) ほう素濃度は 7,000ppm

*2) 「高温臨界未満の状態からキセノン崩壊及び原子炉冷却材温度変化による反応度添加を補償しつつ、低温臨界未満状態を達成し、かつ、維持する」のに必要なほう酸水量。

第 3-3 表 燃料取替時に必要なほう酸水量の評価結果*1)

ほう酸タンク有効容量 (m^3)	燃料取替時に必要な ほう酸水量*2) (m^3)
約 225	

*1) ほう素濃度は 7,000ppm

*2) 安全上必要なほう酸水量 + 燃料取替停止に必要なほう酸水量

[- - - -]: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

反応度制御系統の役割について

炉心の反応度制御は、制御棒制御系による制御棒クラスタ（以下、「制御棒」という）の挿入／引き抜き操作と化学体積制御設備による1次冷却材中のほう素濃度調整（以下ほう素濃度調整という）の原理の異なる二つの方法により行う。

制御棒の役割は、通常運転時の出力変化、ほう素濃度変化、1次冷却材温度変化及びキセノン濃度変化にともなう反応度変化を制御し、さらに原子炉を十分速く高温全出力から高温状態にする際の反応度変化を制御することである。

一方、ほう素濃度調整の役割は、高温状態から低温状態までの1次冷却材温度変化による反応度変化、キセノン濃度の変化による反応度変化及び燃料の燃焼による反応度変化など、比較的緩やかな反応度変化を制御することである。

原子炉の起動から停止、さらに運転時の異常な過渡変化や事故時の停止において、二つの反応度制御系統がどのように使い分けられるかを表1に示す。

これらの反応度制御系統のうち、ほう素濃度調整能力を確保するための安全上必要なほう酸水量（以下、「安全上必要なほう酸水量」という）は、以下の設置許可基準に適合するように決めている。

第二十五条 反応度制御系統及び原子炉停止系統

第2項第二号

通常運転時の高温状態において、二以上の独立した系統がそれぞれ発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できるものであり、かつ、運転時の異常な過渡変化時の高温状態においても反応度制御系統のうち少なくとも一つは、燃料要素の許容損傷限界を超えることなく発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できること。この場合において、非常用炉心冷却設備その他の発電用原子炉施設の安全性を損なうおそれがある場合に作動する設備の作動に伴って注入される液体制御材による反応度価値を加えることができる。

【設計の対応】

高温全出力からの高温状態は、制御棒で制御することを基本としている。そのため、最も反応度価値の大きい制御棒1本が全引抜位置のまま挿入できないときでも、その他の制御棒を全て挿入することにより高温状態で未臨界に移行でき、キセノン崩壊により反応度が添加されるまでの期間、高温状態で臨界未満を維持できるように設計している。

第2項第三号

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における低温状態において、反

応度制御系統のうち少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できること。

【設計の対応】

高温状態から低温状態及び低温状態の維持は、ほう素濃度調整による。高温状態までは制御棒で移行するとして、キセノン崩壊による反応度が添加され始める高温状態から低温状態までの反応度変化を制御し、未臨界を維持するのに必要なほう酸水量を、安全上必要なほう酸水量として設定している。

さらに、全制御棒が挿入不能の場合でも、ほう素濃度調整だけで高温全出力から低温状態で未臨界にし、その状態を維持するのに必要なほう酸水量を確保することとしている。

運転状態毎の反応度制御系統の役割を表 1 に整理した。

表 1 の 部分が、安全上必要なほう酸水量設定の条件であり、備考欄に必要なほう酸水量算定の条件を記載している。

表 1 反応度制御系統の役割について

運転状態		炉心状態		反応度制御設備		備考
		自	至	化学体積制御設備	制御棒	
通常運転時	起動時	高温停止	高温停止	—	高温零出力時挿入限界以上まで引き抜く	
		高温停止	臨界近傍	希釈	—	・通常の抽出流量の範囲で希釈
		臨界近傍	臨界 高温零出力	—	臨界になるまで引き抜く	
		高温零出力	定格出力	希釈／濃縮	引抜き／挿入	・CAOC 運転適用し、両者併用
	出力運転時 燃焼度補償	定格出力	定格出力	希釈	—	・通常の抽出流量の範囲で希釈可能（希釈率はおおよそ下記） BOC EOC 0.3m ³ /d 35 m ³ /d
	出力運転時 負荷変化時	負荷変化前	負荷変化後	希釈／濃縮	引抜き／挿入	・CAOC 運転適用し、両者併用
	停止時	定格出力	高温停止	—	挿入（通常の停止は制御バンクのみ挿入）	・通常運転の停止時には、全制御棒挿入（1本固着）を必要はない
		高温停止（維持）	高温停止（維持）	濃縮	挿入したまま	・濃縮速度>Xe 消滅速度
		高温停止	低温停止	濃縮	挿入したまま	・濃縮速度>Xe 消滅・冷却速度 ・通常の停止であり、必要ほう酸水量は安全上必要なほう酸水量に包絡される
		低温停止	燃料取替停止	濃縮	全制御棒挿入状態とする	・ほう酸水量確保 1400→3100ppm
異常な過渡変化及び事故	原子炉トリップ(過冷却事象以外)	事象発生前	未臨界状態	—	全制御棒挿入*	* 最大効果制御棒 1本全引き抜き固着を仮定
	原子炉トリップ(過冷却事象)	事象発生前	未臨界状態	濃縮*	同上	* ほう素添加は ECCS のほう素添加機能に期待
	事象終結後	高温停止	低温停止	濃縮	同上	・ほう酸水量確保 0→1400ppm (81.6m ³) ・濃縮速度>Xe 消滅・冷却速度
停止時 (制御棒の挿入が期待できない場合)	定格出力	低温停止	濃縮	— (全制御棒引抜き状態を仮定)	・ほう酸水量確保 0→1800ppm (107.6m ³)	

(注) 1. 表中 は、安全上必要なほう酸水量設定の条件である。

2. 備考欄中 () 内の体積は、必要ほう酸水量を表す。

1 次冷却材中のほう素濃度上昇に伴う設備への影響について

ほう素濃度の上昇に伴い、1 サイクル中に使用されるほう酸水量が増加するため、ほう酸水の貯蔵設備、処理設備等の容量について影響評価を行い、問題がないことを確認した。表 1 にほう酸関連機器の設備仕様及び影響評価結果を示す。

表 1(1/2) ほう酸関連機器の設備仕様及び影響評価結果

名称	仕様	仕様根拠	ほう素濃度上昇に伴う影響及び対応	評価
ほう酸タンク	<u>120 m³×2 基</u>	低温停止に必要なほう酸水及び燃料取替停止操作に必要なほう酸水を貯蔵できる容量とする。	低温停止に必要な安全上要求されるほう酸水量（設置許可基準第二十五条に示される、未臨界への移行、及び未臨界の維持に必要なほう酸水量）は <u>120</u> m ³ であり、このほう酸水量は、化学体積制御設備のほう酸注入系（原子炉停止系）に属するほう酸タンクの現状設備で対応可能である。	○
冷却材貯蔵タンク	<u>390 m³×3 基</u> (2 ユニット)	炉心サイクルの約 80% の状態から低温停止及び再起動に伴う抽出水が受け入れられる容量とする。	炉心サイクルの約 80% における低温停止及び再起動に伴う抽出量は約 <u>390</u> m ³ であり、現状設備で対応可能である。	○
ほう酸回収装置	<u>6.8 m³/hr×2 基</u> (2 ユニット)	通常運転中の抽出水を処理する。	燃焼度補償に伴う 1 日当たりの抽出水量への影響は小さく、現状設備で対応可能である。	○
1 次系純水タンク	<u>400 m³×2 基</u> (2 ユニット)	炉心サイクルの約 80% の状態から、低温停止及び再起動に必要な 1 次系純水を 1 次系純水タンクに確保できる容量とする。	炉心サイクルの約 80% における低温停止及び再起動に伴う補給水は <u>400</u> m ³ であり、現状設備で対応可能である。	○

設備仕様のうち、 部は本文、添付書類 8 記載事項。

 部は、添付書類 8 記載事項。

 : 商業機密に係る事項のため、公開できません。

表 1(2/2) ほう酸関連機器の設備仕様及び影響評価結果

名称	仕様	仕様根拠	ほう素濃度上昇に伴う影響及び対応	評価
ほう酸回収装置脱塩塔	2 m ³ ×2 基 (2 ユニット)	1 炉心サイクルの処理水中のリチウム除去及びイオン状の放射性物質を浄化する。	基底負荷運転及びプラント起動停止操作に伴う抽出水は現状に比べ若干増加するが必要樹脂量は [] m ³ であり、現状設備で対応可能である。	○
冷却材混床式脱塩塔	0.85 m ³ ×2 基	1 炉心サイクルを通じて抽出ラインを流れる 1 次冷却材中の I を浄化できる容量とする。	必要樹脂量は約 [] m ³ であり、現状設備で対応可能である。	○
冷却材陽イオン脱塩塔	0.57 m ³ ×1 基	1 炉心サイクルを通じて 1 次冷却材中の pH 調整のためのリチウム除去運転ができる容量とする。	必要樹脂量は約 [] m ³ であり、現状設備で対応可能である。	○
よう素除去薬品タンク	15.2 m ³ ×1 基	事故時の再循環サンプルでの pH を 8.5 以上とするのに必要となる 30wt% の NaOH を貯蔵できる容量とする。	本タンクの水位設定値を変更することで、現状設備で対応可能である。	○
燃料取替用水ピット	ほう素濃度 3100ppm 以上	安全注入用水及び燃料取替用水を貯蔵する。	燃料取替停止時のほう素濃度は 3100ppm であるが、建屋内配置であり、0℃でのほう酸溶解度は 4700ppm であることからほう酸析出の問題はない。	○
燃料取替用水補助タンク	ほう素濃度 3100ppm 以上	燃料取替用水キャナル等への補給ならびに水抜き時の受け入れ。	同上	○
蓄圧タンク	ほう素濃度 3100ppm 以上	安全注入用水を貯蔵する。	同上	○

設備仕様のうち、 [] 部は本文、添付書類 8 記載事項。

[] 部は、添付書類 8 記載事項。

[]: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

ほう素濃度上昇に伴うほう酸析出について

ステップ2 燃料導入により、燃料取替停止時のほう素濃度が 3,100ppm となる。

図1に示すほう酸濃度溶解度曲線から、0℃で析出するほう素濃度は約 4,700ppm であり、燃料取替用水ピット（設定温度：20℃）、蓄圧タンク（設定温度 21℃から 49℃）においては、ほう酸析出は生じない。

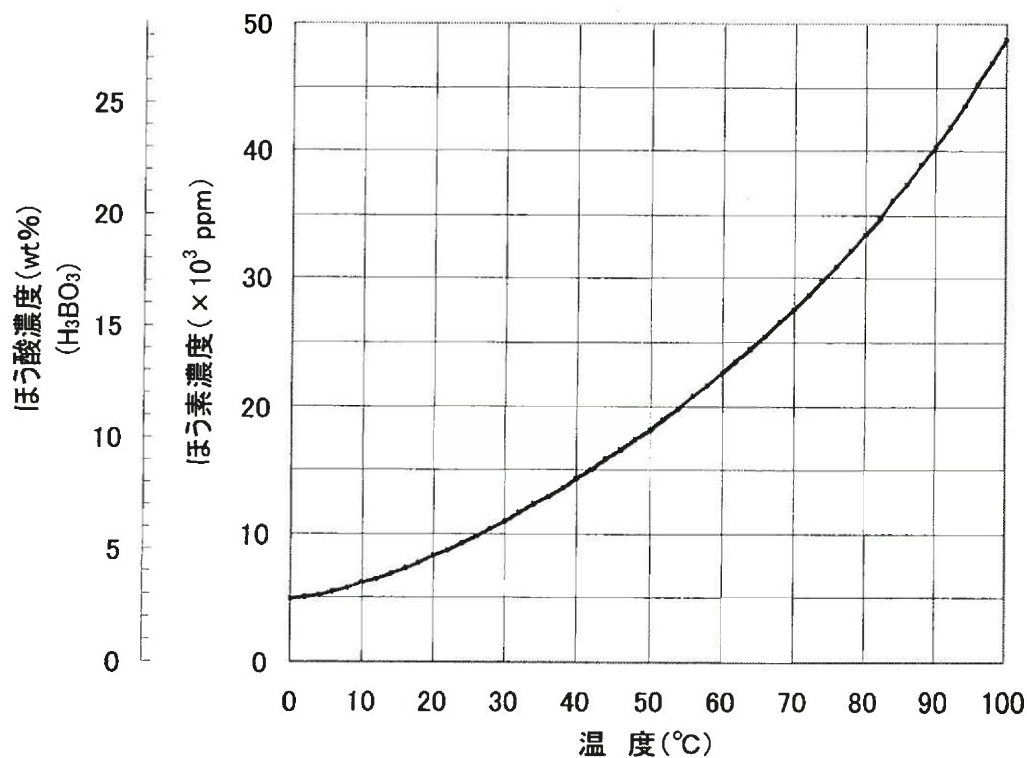


図1 ほう酸溶解度曲線

燃料取替用水ピットのほう素濃度の根拠について

工学的安全施設である燃料取替用水ピットのほう素濃度の設定に際しては、安全評価の観点からは、主に以下の事象評価を設計要求とする他、玄海3号炉との設備共有の観点を考慮にして、ほう素濃度を決定した。

- ①燃料取替停止時の未臨界性の確保
- ②原子炉冷却材喪失（LOCA）時の未臨界性確保
- ③ほう素の異常な希釈（プラント起動時）時の対応操作時間の余裕の確保

1. 各設計要求に基づくほう素濃度設定の考え方

①燃料取替停止時の未臨界性確保

サイクル初期、低温停止、制御棒全挿入、Xeなしの状態ですべて5%未臨界を確保できるようにする。

また、対象炉心としては、ステップ2燃料を装荷した平衡炉心の他、移行炉心、予定外炉心も考慮する。

②原子炉冷却材喪失（LOCA）時の未臨界性確保

LOCA後の長期冷却において、1次冷却系、燃料取替用水ピット及び蓄圧タンクのほう酸水が均一に混合するとして、そのほう素濃度が臨界ほう素濃度を上回るようにする。

③ほう素の異常な希釈（プラント起動時）時の対応操作時間の余裕の確保

起動時に燃料取替用水ピットのほう素濃度と同一の状態から希釈が始まるとするが、その場合に事象の検知から希釈停止操作開始までの時間を10分、さらに、機器の停止に要する時間を20秒（=0.33分）として、安全評価指針に適合するように10.33分以上を満足する初期ほう素濃度とする。

上述の評価から各設計要求に基づくほう素濃度は、下表のとおりとなる。

	ほう素濃度 (ppm)	
	今回	現行
①燃料取替停止時の未臨界性確保	2,600	2,350
②原子炉冷却材喪失（LOCA）時の未臨界性確保	2,650	2,450
③ほう素の異常な希釈（プラント起動時）時の対応操作時間の余裕の確保	2,700	2,400

2. 燃料取替用水ピットほう素濃度の決定

燃料取替用水ピットのほう素濃度は、1. で評価した要求値に対して余裕を確保しつつ、玄海3号炉との設備共有の観点から下表のとおり決定した。

	ほう素濃度 (ppm)	
	今回	現行
燃料取替用水ピット	3,100	2,500

27 条

放射性廃棄物の処理施設

<目 次>

1. 基本方針

1.1 要求事項に対する適合性

(1) 適合性説明

2. 放射性廃棄物の処理施設

2.1 平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価について

(別添1) 放出放射エネルギーについて

(別添2) 一般公衆の受ける実効線量について

(別添3) 安全解析に使用する気象資料等の変更について

1. 基本方針

1.1 要求事項に対する適合性説明

(1) 適合性説明

(放射性廃棄物の処理施設)

第二十七条 工場等には、次に掲げるところにより、通常運転時において放射性廃棄物（実用炉規則第二条第二項第二号に規定する放射性廃棄物をいう。以下同じ。）を処理する施設（安全施設に係るものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

- 一 周辺監視区域の外の空气中及び周辺監視区域の境界における水中の放射性物質の濃度を十分に低減できるよう、発電用原子炉施設において発生する放射性廃棄物を処理する能力を有するものとする。

適合のための設計方針

- 一 放射性気体廃棄物処理設備の設計に際しては、原子力発電所の運転に伴い周辺環境に放出する放射性気体廃棄物による発電所周辺の一般公衆の被ばく線量を合理的に達成できる限り低く保つ設計とし、「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」（昭和50年5月13日原子力安全委員会決定）を満足する設計とする。

放射性液体廃棄物処理設備の設計に際しては、原子力発電所の運転に伴い周辺環境に放出する放射性液体廃棄物による発電所周辺の一般公衆の被ばく線量を合理的に達成できる限り低く保つ設計とし、「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」（昭和50年5月13日原子力安全委員会決定）を満足する設計とする。

2. 放射性廃棄物の処理施設

2.1 平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価について

2.1.1 概要

燃料集合体最高燃焼度が 55,000MWd/t の高燃焼度燃料（以下「ステップ 2 燃料」という。）の使用に伴い、「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」（以下「線量目標値に関する指針」という。）及び「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」（以下「線量目標値に対する評価指針」という。）に基づき、1号、2号、3号及び4号炉の平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価を行った。

また、安全解析に使用する気象条件として、1981年1月から1981年12月の気象資料から、2016年1月から2016年12月の1年間にわたり敷地において観測された気象資料に変更した。このため、当該気象資料について「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」（以下「気象指針」という。）に基づき、代表性の確認を行い、気象資料の統計処理によって得られた風向別出現頻度、風向別大気安定度別風速逆数の総和及び平均を用いた。

2.1.2 評価方法

平常運転時における年間の気体及び液体廃棄物中の放出放射エネルギー並びに一般公衆の受ける実効線量について、線量目標値に対する評価指針及び気象指針に基づき、以下に示す評価を行った。

(1) 気体廃棄物中の放出放射エネルギー

- a. 活性炭式希ガスホールドアップ装置からの放出量
- b. 原子炉停止時の原子炉格納容器換気による放出量
- c. 原子炉格納容器減圧時の排気による放出量
- d. 原子炉補助建屋の換気による放出量
- e. 定期検査時のよう素の放出量

(2) 液体廃棄物中の放出放射エネルギー

(3) 一般公衆の受ける実効線量

- a. 気体廃棄物中の希ガスの γ 線に起因する実効線量
- b. 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量
- c. よう素による実効線量

2.1.3 評価条件の変更

今回の申請における評価条件の主な変更内容は以下のとおりである。

(1) ステップ2燃料の使用に伴う変更

ステップ2燃料の使用に伴うほう素濃度の上昇、及び炉心平均熱中性子束の減少等を考慮し、評価条件を設定した。放出放射エネルギーの主な評価条件を表 2.1-1 に示す。

(2) 安全解析に使用する気象資料の変更

玄海原子力発電所の設置変更許可申請書で用いている 1981 年の気象資料から、2016 年の気象資料に変更し、気象指針に基づいて計算した統計処理によって得られた風向別大気安定度別風速逆数の総和及び平均、風向別出現頻度を用いた。

(3) 牧草作付範囲の最新化

牧草作付範囲の概要を図 2.1-1 に示す。発電所周辺の状況を確認し、被ばく評価に使用する牧草作付範囲を設定した。

(4) 排気筒有効高さの変更

敷地の造成等の影響を確認するため、「日本原子力学会標準 発電用原子炉施設の安全解析における放出源の有効高さを求めるための風洞実験実施基準：2009」に基づき風洞実験を実施し、排気筒有効高さを確認した。平常運転時の線量評価に用いる排気筒有効高さを表 2.1-2 に示す。

表 2.1-1 放出放射エネルギーの主な計算条件（4号炉）

項目	現行	今回	変更理由
炉心熱出力 (MWt)	3,411	同左	—
燃料被覆管欠陥率 (%)	1	同左	—
年間原子炉運転時間 (日) (年間稼働率) (%)	292 (80)	同左	—
1次冷却材保有量 (g)	2.49×10^8	同左	—
浄化系流量 (g/s)	4.69×10^3	同左	—
ほう酸回収装置で処理される 1次冷却材抽出水量 (g/y)	2.68×10^9	3.16×10^9	停止時の1次冷却材 中ほう素濃度上昇の ため変更
炉心平均熱中性子束 (n/(cm ² ・s))	4.7×10^{13}	3.8×10^{13}	ステップ2燃料の使用 に伴う変更

表 2.1-2 平常運転時の線量評価に用いる排気筒有効高さ

計算地点 の方位	ユニット	各地点での排気筒有効高さ (m)	
		周辺監視区域境界外	敷地境界外
N N E	1	50	50
	2	45	45
N E	1	55	55
	2	45	45
	3	50	50
	4	45	45
E N E	1	50	50
	2	30	30
	3	45	45
	4	50	50
E	1	25	35
	2	25	25
	3	40	40
	4	55	60
E S E	1	25	30
	2	25	30
	3	50	55
	4	40	45
S E	1	25	30
	2	25	30
	3	70	70
	4	65	70
S S E	1	40	45
	2	30	35
	3	55	55
	4	55	55
S	1	35	35
	2	35	35
	3	60	60
	4	65	65
S S W	1	45	50
	2	35	35

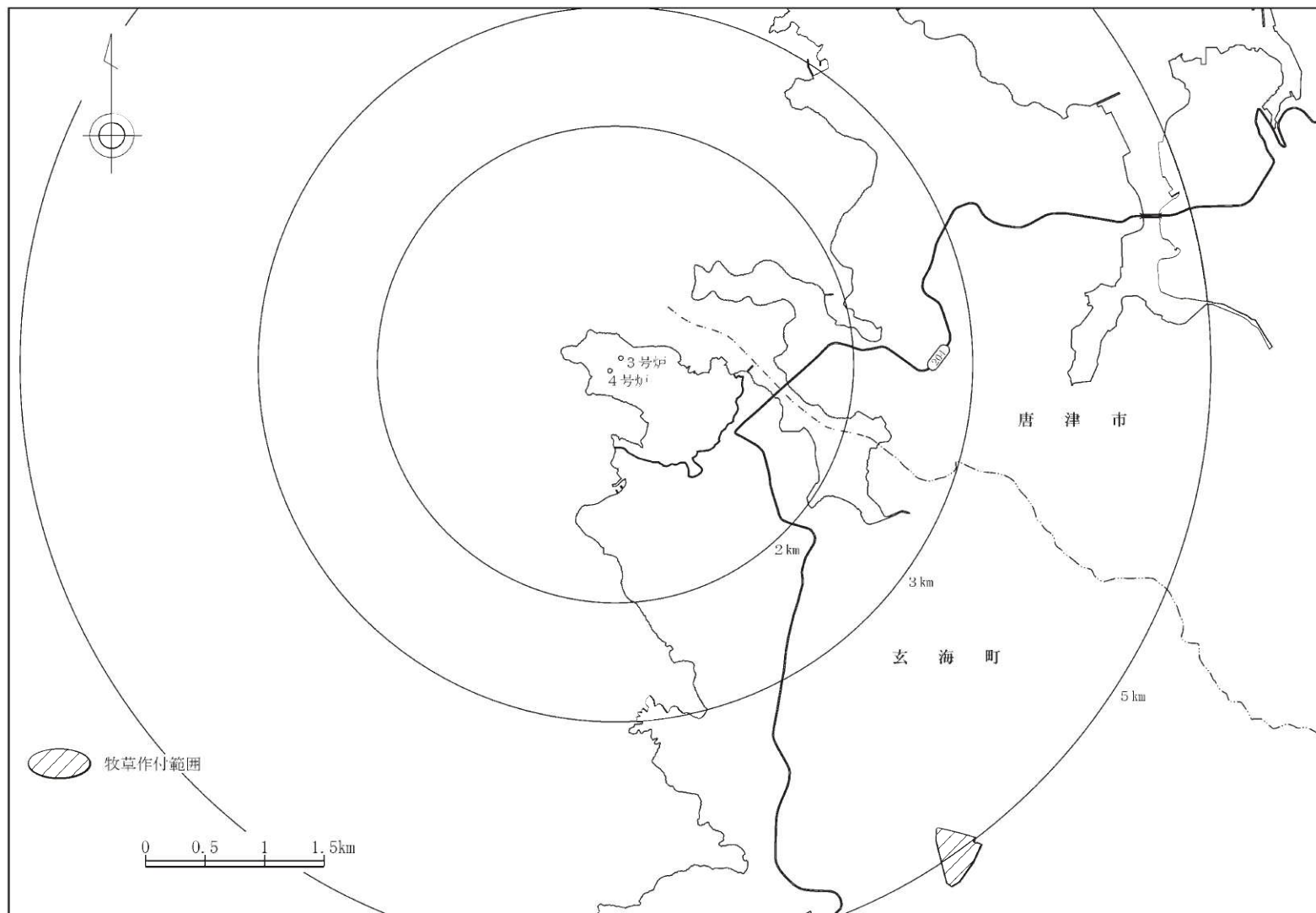


図 2.1-1 牧草作付範囲の概要

2.1.4 評価結果

(1) 気体廃棄物中の放出放射エネルギー

気体廃棄物中の希ガス及びヨウ素の放出放射エネルギーをそれぞれ表 2.1-3 及び表 2.1-4 に示す。燃料取替停止時ヨウ素濃度の上昇に伴う 1 次冷却材抽出水量の増加及び 1 次冷却材中放射能濃度の減少により、放出量がわずかに変更となる。

(2) 液体廃棄物中の放出放射エネルギー

液体廃棄物中の年間推定放射エネルギー等を表 2.1-5 に示す。燃料取替停止時ヨウ素濃度等が変更となり、液体廃棄物の年間推定放出量が、表 2.1-5 のとおり変更となる。なお、線量評価に当たっては、従来と同様に年間 3.7×10^{10} Bq/炉を用いる。

(3) 一般公衆の受ける実効線量

一般公衆の受ける実効線量の評価結果を表 2.1-6 に示す。平常運転時の一般公衆の受ける実効線量は年間約 $7.8 \mu\text{Sv}$ から年間約 $7.7 \mu\text{Sv}$ に変更となるが、線量目標値に関する指針に示される線量目標値の年間 $50 \mu\text{Sv}$ を満足している。

表 2.1-3 希ガスの放出量（4号炉）

項 目	放出量(Bq/y)	
	現行	今回
活性炭式希ガスホールドアップ装置からの排気	2.8×10^{14}	2.9×10^{14}
原子炉停止時の原子炉格納容器換気	2.7×10^{13}	2.6×10^{13}
原子炉格納容器減圧時の排気	1.0×10^{13}	1.0×10^{13}
原子炉補助建屋等の換気	2.0×10^{14}	2.0×10^{14}
合 計	5.2×10^{14}	5.2×10^{14}

表 2.1-4 よう素の放出量（4号炉）

項 目		放出量(Bq/y)	
		現行	今回
原子炉停止時の原子炉格納容器換気	I-131	5.4×10^8	5.4×10^8
	I-133	6.4×10^8	6.4×10^8
原子炉格納容器減圧時の排気	I-131	1.5×10^9	1.5×10^9
	I-133	3.2×10^8	3.2×10^8
原子炉補助建屋等の換気	I-131	1.0×10^{10}	1.0×10^{10}
	I-133	1.7×10^{10}	1.7×10^{10}
定期検査時のよう素 131	I-131	3.0×10^9	3.0×10^9
	I-133	—	—
合 計	I-131	1.5×10^{10}	1.5×10^{10}
	I-133	1.8×10^{10}	1.8×10^{10}

表 2.1-5 液体廃棄物の年間推定放出量等（3号及び4号炉合算）

項 目	現 行	今 回
廃液量	16,900m ³	17,400m ³
年間推定放出量	8.5×10 ⁹ Bq	8.4×10 ⁹ Bq
線量評価に用いる放出量	7.4×10 ¹⁰ Bq	同左

表 2.1-6 平常時実効線量評価結果（1号、2号、3号及び4号炉合算）
 (μSv/y)

	現行	今回
気体廃棄物中の希ガスによる 実効線量	約 2.5	約 2.8
液体廃棄物中の放射性物質 (よう素除く)による実効線量	約 2.8	約 2.8
よう素による実効線量	約 2.5	約 2.1
合 計	約 7.8	約 7.7
線量目標値	50	

別添 1

放出放射エネルギーについて

目 次

1. 放出放射エネルギーについて	27 条-別添 1-1
1.1 気体廃棄物中の放出放射エネルギー	27 条-別添 1-1
(1) 活性炭式希ガスホールドアップ装置からの放出量	27 条-別添 1-1
(2) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気による放出量	27 条-別添 1-1
(3) 原子炉格納容器減圧時の排気による放出量	27 条-別添 1-1
(4) 原子炉補助建屋の換気による放出量	27 条-別添 1-1
(5) 定期検査時のよう素の放出量	27 条-別添 1-1
1.2 液体廃棄物中の放出放射エネルギー	27 条-別添 1-5
1.3 トリチウムの放出放射エネルギー	27 条-別添 1-7
(1) トリチウムの年間推定放出量	27 条-別添 1-7

1. 放出放射エネルギーについて

1.1 気体廃棄物中の放出放射エネルギー

気体廃棄物中の主な放射性物質は、1次冷却材中に含まれる核分裂生成物のうちの放射性希ガス（以下「希ガス」という。）及び放射性よう素（以下「よう素」という。）であるため、これらの放射性物質に着目して年間放出量の計算を行う。

(1) 活性炭式希ガスホールドアップ装置からの放出量

活性炭式希ガスホールドアップ装置から放出される希ガスの放出量は、ほう酸回収装置で処理される1次冷却材抽出水及び1次系機器ドレンに含まれる希ガス並びに低温停止時における脱ガス操作中の1次冷却材に含まれる希ガスが、活性炭式希ガスホールドアップ装置に移行し、活性炭式希ガスホールドアップ装置で減衰された後に放出されるものとして計算する。

(2) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気による放出量

原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素の放出量は、機器、弁等から原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材中の希ガス及びよう素が空気中に移行し、換気系から放出されるものとして、1次冷却材の漏えい率、漏えい1次冷却材中に含まれる希ガス及びよう素が空気中に移行する割合等を考慮して計算する。

(3) 原子炉格納容器減圧時の排気による放出量

原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素の放出量は、(2)と同様の考え方で、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材中の希ガス及びよう素が空気中に移行し、減圧時に放出されるものとして計算する。

(4) 原子炉補助建屋の換気による放出量

原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス及びよう素の放出量は、(2)と同様の考え方で、原子炉補助建屋に漏えいした1次冷却材中の希ガス及びよう素が空気中に移行し、換気系より放出されるものとして計算する。

(5) 定期検査時のよう素の放出量

定期検査時に放出されるよう素の放出量は、1次冷却材中に含まれるよう素のうち、I-131が機器の補修に伴って放出されるものと考え、(2)、(3)及び(4)で求めたI-131の年間放出量の4分の1が定期検査時に放出されるものとして計算する。

気体廃棄物放出量を計算するための1次冷却材中の希ガス及びヨウ素の濃度を表 1.1-1 に示す。

ステップ2燃料の使用に伴うヨウ素価値の低下により、燃料取替停止時等のヨウ素濃度が上昇するため、起動・停止時のヨウ素濃度調整に伴う1次冷却材抽出水量が増加する。

また、燃料の濃縮度が高くなるため炉心平均熱中性子束は減少する。

1次冷却材中の希ガス及びヨウ素の放射能濃度は、1次冷却材抽出水量が増加するため若干減少するが、Xe-135の放射能濃度は炉心平均熱中性子束が減少したことにより、中性子吸収による消滅効果が低減されるため増加する。

以上の条件で計算した希ガス及びヨウ素の年間放出量は、表 1.1-2 のとおり変更となる。

表 1.1-1 1次冷却材中の希ガス及びヨウ素の濃度（4号炉）

（単位：Bq/g）

核種	現行	今回
Kr-85m	7.68×10^4	7.67×10^4
Kr-85	5.34×10^4	4.60×10^4
Kr-87	4.43×10^4	4.43×10^4
Kr-88	1.32×10^5	1.32×10^5
Xe-131m	7.82×10^4	7.39×10^4
Xe-133m	1.12×10^5	1.11×10^5
Xe-133	8.09×10^6	7.83×10^6
Xe-135m	4.01×10^3	4.01×10^3
Xe-135	1.10×10^5	1.31×10^5
Xe-138	2.14×10^4	2.14×10^4
I-131	8.67×10^4	8.63×10^4
I-133	1.44×10^5	1.44×10^5

表 1.1-2 希ガス及びよう素の放出量（4号炉）（Bq/y）

項目 核種	活性炭式希ガスホールド アップ装置からの排気		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 の換気		合計	
	現行	今回	現行	今回	現行	今回	現行	今回	現行	今回
Kr-85m	2.1×10^{10}	2.3×10^{10}	8.3×10^9	8.3×10^9	3.7×10^9	3.7×10^9	1.8×10^{12}	1.8×10^{12}	1.8×10^{12}	1.8×10^{12}
Kr-85	1.9×10^{14}	1.8×10^{14}	1.6×10^{12}	1.3×10^{12}	3.5×10^{11}	3.0×10^{11}	1.2×10^{12}	1.1×10^{12}	1.9×10^{14}	1.8×10^{14}
Kr-87	～ 0	～ 0	1.4×10^9	1.4×10^9	6.0×10^8	6.0×10^8	1.0×10^{12}	1.0×10^{12}	1.0×10^{12}	1.0×10^{12}
Kr-88	1.2×10^8	1.4×10^8	8.9×10^9	8.9×10^9	3.9×10^9	3.9×10^9	3.1×10^{12}	3.1×10^{12}	3.1×10^{12}	3.1×10^{12}
Xe-131m	2.0×10^{13}	2.1×10^{13}	5.3×10^{11}	5.0×10^{11}	1.8×10^{11}	1.7×10^{11}	1.8×10^{12}	1.7×10^{12}	2.2×10^{13}	2.4×10^{13}
Xe-133m	3.7×10^8	4.2×10^8	1.5×10^{11}	1.4×10^{11}	6.2×10^{10}	6.1×10^{10}	2.6×10^{12}	2.6×10^{12}	2.8×10^{12}	2.8×10^{12}
Xe-133	7.7×10^{13}	8.5×10^{13}	2.5×10^{13}	2.4×10^{13}	9.9×10^{12}	9.5×10^{12}	1.9×10^{14}	1.8×10^{14}	3.0×10^{14}	3.0×10^{14}
Xe-135m	～ 0	～ 0	2.5×10^7	2.5×10^7	1.1×10^7	1.1×10^7	9.4×10^{10}	9.4×10^{10}	9.4×10^{10}	9.4×10^{10}
Xe-135	～ 0	～ 0	2.4×10^{10}	2.9×10^{10}	1.1×10^{10}	1.3×10^{10}	2.6×10^{12}	3.1×10^{12}	2.6×10^{12}	3.1×10^{12}
Xe-138	～ 0	～ 0	1.2×10^8	1.2×10^8	5.4×10^7	5.4×10^7	5.0×10^{11}	5.0×10^{11}	5.0×10^{11}	5.0×10^{11}
放出量合計	2.8×10^{14}	2.9×10^{14}	2.7×10^{13}	2.6×10^{13}	1.0×10^{13}	1.0×10^{13}	2.0×10^{14}	2.0×10^{14}	5.2×10^{14}	5.2×10^{14}

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 の換気		定期検査時の よう素 131		合計	
	現行	今回	現行	今回	現行	今回	現行	今回	現行	今回
I-131	5.4×10^8	5.4×10^8	1.5×10^9	1.5×10^9	1.0×10^{10}	1.0×10^{10}	3.0×10^9	3.0×10^9	1.5×10^{10}	1.5×10^{10}
I-133	6.4×10^8	6.4×10^8	3.2×10^8	3.2×10^8	1.7×10^{10}	1.7×10^{10}	—	—	1.8×10^{10}	1.8×10^{10}

1.2 液体廃棄物の放出量について

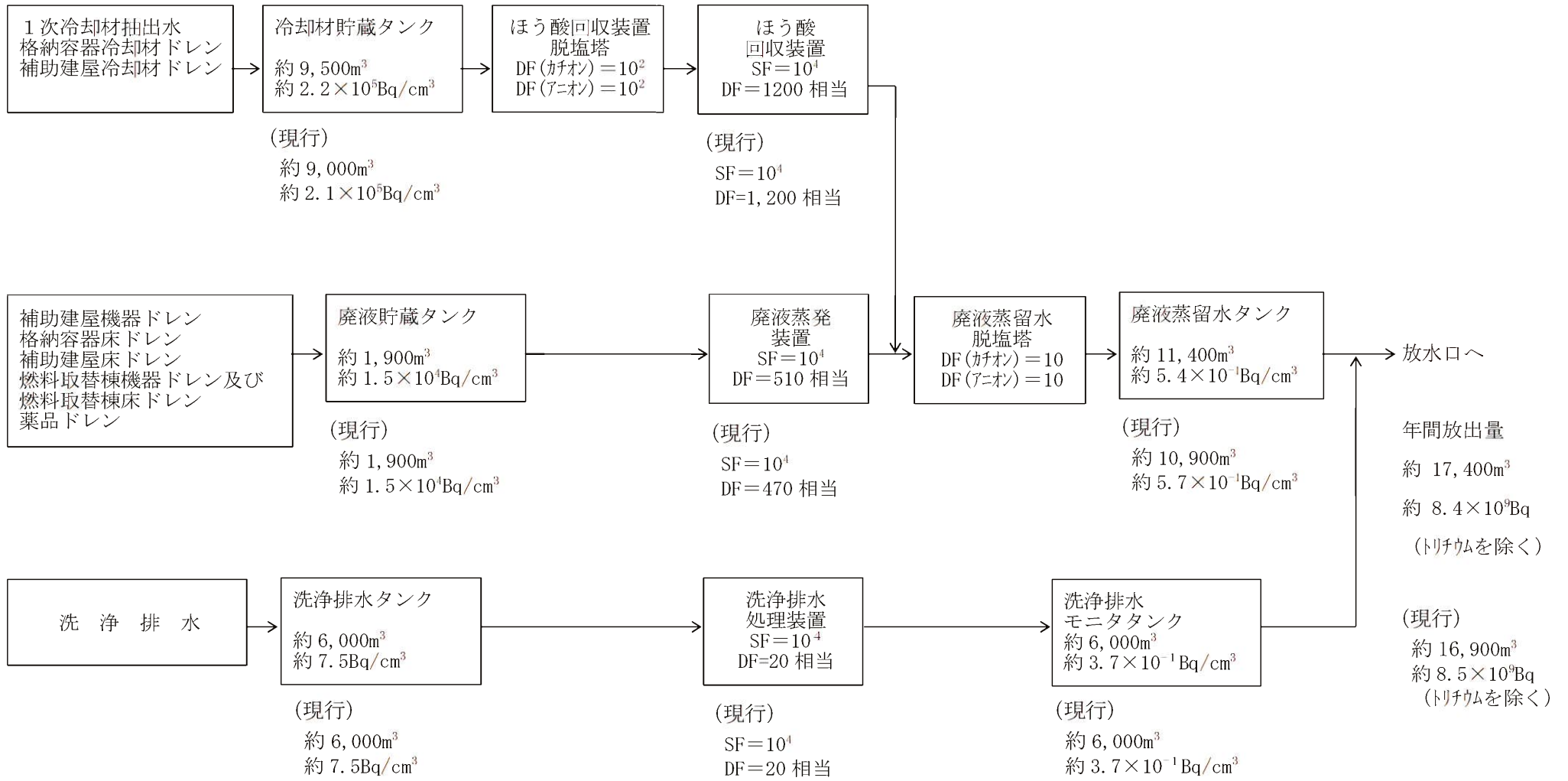
ステップ2燃料の使用により、抽出水量が増加するため、ほう酸回収装置での処理量が増加し、廃液量が増加する。

また、燃料が高燃焼度化されると燃料の炉内滞在時間が長期化するため、炉内の長半減期核種の蓄積量が増加する。

一方、ステップ2燃料の使用による燃料取替停止時等のほう素濃度上昇により、ドレン等処理廃液のほう素濃度も上昇する。ほう酸回収装置及び廃液蒸発装置(以下「蒸発装置」という。)では、濃縮水のほう素濃度が制限されるため、濃縮倍率が低下し、濃縮水の放射能濃度は低下する。これに伴い、蒸留水の放射能濃度は濃縮水の放射能濃度に比例して低下し、蒸発装置に流入する処理廃液と蒸留水の放射能濃度比である除染係数(DF)が上昇する。

液体廃棄物の年間推定放出量とその放射性物質の濃度(3号及び4号炉合算)を図1.2-1に示す。結果として、抽出水量の増加に伴い廃液量は増加するものの、燃料取替停止時等のほう素濃度上昇に伴う蒸発装置濃縮倍率の低下による蒸留水放射能濃度の低下の影響が大きいため、年間推定放出量は減少する。

なお、実効線量の計算に用いる液体廃棄物の年間放出量は、現行がステップ2燃料の使用による影響を包絡していることから、現行どおり、トリチウムを除いて、1号、2号、3号及び4号各炉で 3.7×10^{10} Bq/yとしている。



(注) SF : 出口濃度に対する濃縮液又は濃縮廃液濃度の比
 DF : 出口濃度に対する入口濃度の比

図 1.2-1 液体廃棄物の年間推定放出量とその放射性物質の濃度 (3号及び4号炉合算)

1.3 トリチウムの放出量について

(1) トリチウムの年間推定放出量

トリチウムの放出量は、原子炉の年間運転時間を 2.52×10^7 秒 (292 日間) とし、その間に以下の過程で生成するトリチウムが放出されるとして推定した。その結果を、表 1.3-1 に示す。

- a. 燃料棒内における原子核 3 分裂で生成したトリチウムの 10%
- b. 1 次冷却材中のほう素の中性子反応により生成したトリチウムの全量
- c. 1 次冷却材中のリチウムの中性子反応により生成したトリチウムの全量
- d. 1 次冷却材中の重水素の中性子反応により生成したトリチウムの全量

表 1.3-1 トリチウムの年間推定放出量

(単位：Bq/y)

生成過程	放出量
燃料棒内における原子核 3 分裂 (生成量の 10%)	3.9×10^{13}
1 次冷却材中のほう素の中性子反応	2.7×10^{13}
1 次冷却材中のリチウムの中性子反応	5.4×10^{12}
1 次冷却材中の重水素の中性子反応	8.7×10^{10}
合 計	7.1×10^{13}

一般公衆の受ける実効線量について

目 次

1. 一般公衆の受ける実効線量について……………	27 条-別添 2-1
1.1 気体廃棄物中の希ガスの γ 線に起因する実効線量……	27 条-別添 2-1
1.2 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量……………	27 条-別添 2-4
1.3 よう素による実効線量……………	27 条-別添 2-5
(1) 気体廃棄物中のよう素による実効線量……………	27 条-別添 2-5
(2) 液体廃棄物中のよう素による実効線量……………	27 条-別添 2-5
(3) 気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に 摂取する場合の実効線量……………	27 条-別添 2-5
2. 実効線量評価結果について……………	27 条-別添 2-6

1. 一般公衆の受ける実効線量について

1.1 気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量

気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量の計算は、線量目標値に対する評価指針に従い、放射性雲からの γ 線による外部被ばくを対象に行った。

計算に当たっては、希ガスの年間放出量及び γ 線の実効エネルギー並びに気象条件を用いた。

実効線量の計算は、将来の集落の形成を考慮し、3号原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側7方位の敷地等境界外について行い、希ガスの γ 線による実効線量が最大となる地点の線量を求めた。線量の計算に当たっては、玄海1号、2号、3号及び4号炉からの寄与を合計した。敷地等境界外における希ガスの γ 線による年間実効線量(1号、2号、3号及び4号炉合算)を表1.1-1に示す。希ガスの γ 線による実効線量が最大となる地点は、3号炉心から北東方向約780mの地点あり、その実効線量は年間約 $2.8\mu\text{Sv}$ である。

また、3号原子炉を中心として16方位の周辺監視区域境界外について、希ガスの γ 線による実効線量が最大となる地点での線量を求めた。周辺監視区域境界外における希ガスの γ 線による年間実効線量(1号、2号、3号及び4号炉合算)を表1.1-2に示す。陸側7方位の周辺監視区域境界外で希ガスの γ 線による実効線量が最大となるのは3号炉心から東南東方向約640m地点であり、その実効線量は年間約 $5.2\mu\text{Sv}$ である。

表 1.1-1 敷地等境界外における希ガスの γ 線による
 年間実効線量(1号、2号、3号及び4号炉合算)
 (単位： $\mu\text{Sv}/\text{y}$)

評価地点 の方位	3号炉心から敷地等 境界までの距離 (m)	γ 線による実効線量	
		現行	今回
NE [注]	780	2.3	2.8
ENE [注]	940	2.2	2.6
E	970	2.5	2.7
ESE	1,030	2.4	2.5
SE	1,010	2.3	1.6
SSE	860	2.1	2.1
S	740	2.4	2.6

[注] 北東及び東北東方向の対岸

表 1.1-2 周辺監視区域境界外における希ガスの γ 線による
年間実効線量(1号、2号、3号及び4号炉合算)

(単位： $\mu\text{Sv}/\text{y}$)

	評価地点 の方位	3号炉心から周辺監視 区域境界までの距離 (m)	γ 線による実効線量	
			現行	今回
陸 側 評 価 地 点	N E [注]	780	2.3	2.8
	E N E [注]	940	2.9	2.9
	E	780	4.2	4.3
	E S E	640	5.1	5.2
	S E	820	4.2	3.1
	S S E	740	2.9	2.9
	S	710	2.8	2.9
参 考 地 点	S S W	330	7.6	10.5
	S W	270	7.0	10.7
	W S W	270	4.9	7.9
	W	310	3.8	5.7
	W N W	320	3.3	4.7
	N W	240	4.7	5.7
	N N W	200	5.2	6.2
	N	140	6.7	7.8
	N N E	120	6.5	7.9

[注] 北東及び東北東方向の対岸

1.2 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、線量目標値に対する評価指針に従い、放射性物質の海産物を介して人体に摂取される内部被ばくを対象に行った。

海水中の放射性物質濃度は、液体廃棄物の年間放出量を従来と同様、トリチウムを除き玄海1号、2号、3号及び4号炉各炉約 3.7×10^{10} Bq、トリチウムについては玄海3号及び4号炉各炉約 7.4×10^{13} Bq、玄海1号及び2号炉各炉約 3.7×10^{13} Bqとし、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、線量目標値に対する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、年間約 $2.8 \mu\text{Sv}$ である。

1.3 よう素による実効線量

よう素による実効線量の計算は、線量目標値に対する評価指針に従い、気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素に着目し、これらが吸入、葉菜、牛乳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。

(1) 気体廃棄物中のよう素による実効線量

気体廃棄物中のよう素の吸入摂取による実効線量の計算は、将来の集落の形成を考慮し、3号原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側7方位の敷地等境界外について、よう素の年平均地上空気中濃度が最大となる地点の線量を求めた。

葉菜摂取による実効線量の計算は、食物連鎖を考慮し、3号原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側7方位の敷地境界外について、よう素の年平均地上空気中濃度が最大となる地点の線量を求めた。

牛乳摂取による実効線量の計算は、食物連鎖を考慮し、現存する牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点の線量を求めた。

気体廃棄物中のよう素の吸入摂取、葉菜摂取及び牛乳摂取（1号、2号、3号及び4号炉合算）による実効線量の合計値は幼児が最大となり、年間約 $1.8\mu\text{Sv}$ である。

(2) 液体廃棄物中のよう素による実効線量

液体廃棄物中のよう素による実効線量が最大となるのは、海藻類を摂取する場合の幼児及び乳児であり、年間約 $0.4\mu\text{Sv}$ である。

(3) 気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量

気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量が最大となるのは、海藻類を摂取しない場合の幼児であり、年間約 $2.1\mu\text{Sv}$ である。

よう素による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 $2.1\mu\text{Sv}$ である。

2. 実効線量評価結果について

実効線量評価結果（1号、2号、3号及び4号炉合算）を表2-1に示す。敷地等境界外における気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量、液体廃棄物中の放射性物質（よう素を除く。）による実効線量及びよう素による実効線量は、それぞれ年間約 $2.8\mu\text{Sv}$ 、年間約 $2.8\mu\text{Sv}$ 及び年間約 $2.1\mu\text{Sv}$ となり、合計は年間約 $7.7\mu\text{Sv}$ である。

この値は、線量目標値に関する指針に示される線量目標値の年間 $50\mu\text{Sv}$ を下回る。

表 2-1 平常時実効線量評価結果（1号、2号、3号及び4号炉合算）
 (μSv/y)

項 目			現行*1	今回	
希ガス			2.5	2.8	
液 体*2			2.8	2.8	
よう素	気 体	成人	0.8	0.7	
		幼児	2.2	1.8	
		乳児	1.7	1.4	
	液 体*2	海藻を摂取 する場合	成人	0.2	0.2
			幼児	0.4	0.4
			乳児	0.4	0.4
		海藻を摂取 しない場合	成人	0.1	0.1
			幼児	0.3	0.3
			乳児	0.2	0.2
	気体及び 液体*2	海藻を摂取 する場合	成人	0.2	0.2
			幼児	0.5	0.5
			乳児	0.7	0.6
海藻を摂取 しない場合		成人	0.9	0.8	
		幼児	2.5	2.1	
		乳児	1.9	1.6	
合 計*3			7.8	7.7	
判断基準			50		

□ よう素による実効線量の最大値

*1：現行の評価値は、玄海原子力発電所における最新評価値（平成17年9月許可）

*2：液体廃棄物による実効線量は、1号炉及び2号炉の値

*3：実効線量の合計値は、希ガスによる実効線量、液体による実効線量及びよう素による実効線量の最大値の合計

安全解析に使用する気象資料等の
変更について

目 次

1. 気象資料の変更について	27 条-別添 3-1
1.1 気象資料の代表性	27 条-別添 3-2
(1) 検定方法	27 条-別添 3-2
(2) 検定結果	27 条-別添 3-2
2. 牧草作付範囲の最新化	27 条-別添 3-8
3. 排気筒有効高さの変更について	27 条-別添 3-10
4. 平常運転時の線量評価への影響について	27 条-別添 3-12
4.1 希ガスの γ 線による実効線量	27 条-別添 3-12
4.2 気体廃棄物中のよう素による実効線量	27 条-別添 3-13

1. 気象資料の変更について

安全解析に使用している気象資料については、定期的に発電所敷地で観測された至近の風向及び風速のデータを用いて異常年検定を行い、長期間の気象状態に対する代表性を確認している。

また、異常年検定の結果、代表性を有していると言い難い場合は、被ばく評価に及ぼす影響を確認し、その影響が有意でないことを確認している。

上記のとおり、安全解析に使用している気象資料の代表性及び被ばく評価に及ぼす影響については定期的に確認していることから、安全解析に使用している気象資料の見直しについては、被ばく評価の変更を伴う設置変更許可申請の際に検討を行うこととしている。

玄海原子力発電所については、安全解析に使用する気象資料は 1981 年の資料を使用しているが、至近の発電所敷地で観測されたデータと比較すると、代表性を有しているとは言い難い状況となっている。そのため、今回の被ばく評価の変更を伴う設置変更許可申請に伴い、安全解析に使用する気象資料を、長期間の気象状態に対して代表性が確認されている 2016 年の資料に見直すこととした。

1.1 気象資料の代表性

敷地において観測した2016年1月から2016年12月までの1年間の気象資料による解析を行うに当たり、この1年間の気象資料が長期間の気象状態を代表しているかどうかの検討を行った結果、代表性があると判断した。以下に検定方法及び検定結果を示す。

(1) 検定方法

a. 検定に用いた観測記録

気象資料の代表性を確認するにあたり、標高37mの観測点及び排気筒高さ付近を代表する標高70mの観測記録を用いて検定を行った。

b. データ統計期間

統計年：2010年1月～2015年12月
2017年1月～2020年12月 (10年間)

検定年：2016年1月～2016年12月(1年間)

c. 検定方法

異常年かどうか、F分布検定により検定を行った。

(2) 検定結果

表1.1-1に検定結果を示す。また、標高37mでの棄却検定表(風向別出現頻度)及び(風速階級別出現頻度)を表1.2-2及び表1.2-3に、標高70mでの棄却検定表を表1.2-4及び表1.2-5に示す。

標高37m及び70mでの観測点いずれも、有意水準(危険率)5%で棄却された項目が0個であることから検定年が十分長期間の気象状態を代表していると判断される。

表 1.1-1 異常年検定結果

	観測項目	検定結果
観測点 A (標高37m)	風向別出現頻度	棄却項目 なし
	風速階級別出現頻度	棄却項目 なし
観測点 B (標高70m)	風向別出現頻度	棄却項目 なし
	風速階級別出現頻度	棄却項目 なし

表1.1-2 棄却検定表（風向出現頻度）（標高37m）

観測場所：玄海観測所A点（標高37m、地上高10m）（%）

統計年 風向	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020	平均値	検定年 2016	棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
													上限	下限	
N	4.91	4.78	4.28	3.32	3.67	3.14	2.35	2.03	2.05	2.00	3.25	2.91	5.95	0.55	○
NNE	4.50	4.07	2.69	2.44	3.09	3.63	2.37	2.71	2.75	2.52	3.08	3.45	4.83	1.33	○
NE	11.68	9.84	13.30	10.44	14.17	15.51	9.25	12.80	12.89	11.72	12.16	14.81	16.82	7.50	○
ENE	4.69	6.61	11.39	7.98	10.08	9.84	10.65	10.99	11.51	10.27	9.40	11.25	14.75	4.05	○
E	8.20	7.73	7.07	6.41	6.96	8.26	5.63	6.83	6.82	7.09	7.10	6.49	8.99	5.21	○
ESE	6.56	5.79	6.16	4.89	5.95	6.30	5.51	6.63	6.38	6.43	6.06	5.87	7.34	4.78	○
SE	7.53	5.22	4.90	5.27	4.31	4.25	4.26	5.28	4.90	4.77	5.07	4.34	7.33	2.81	○
SSE	6.32	5.10	4.48	4.44	5.70	5.26	5.57	5.82	4.90	4.65	5.22	5.31	6.70	3.74	○
S	4.61	4.43	3.66	3.44	4.72	5.36	5.02	4.70	4.27	4.33	4.45	5.07	5.82	3.08	○
SSW	2.51	2.84	2.66	2.99	3.88	3.43	2.73	2.75	2.51	3.29	2.96	2.49	4.01	1.91	○
SW	7.32	7.16	5.98	10.67	4.41	2.60	3.61	3.00	3.18	4.07	5.20	2.81	11.27	-0.87	○
WSW	3.11	3.59	3.58	5.02	4.46	3.83	5.74	4.25	4.91	6.04	4.45	4.86	6.74	2.16	○
W	9.97	8.72	8.65	11.29	9.39	10.55	12.29	12.33	13.62	14.47	11.13	11.52	15.93	6.33	○
WNW	10.10	11.41	9.06	9.98	7.09	8.76	9.82	7.43	6.13	7.14	8.69	7.87	12.69	4.69	○
NW	3.86	5.73	6.09	4.43	4.10	4.16	5.07	4.67	4.10	4.31	4.65	3.92	6.42	2.88	○
NNW	1.27	1.54	1.92	1.54	1.83	2.00	2.45	3.14	3.00	2.62	2.13	2.64	3.65	0.61	○
CALM	2.84	5.45	4.12	5.42	6.20	3.13	7.69	4.64	6.08	4.29	4.99	4.39	8.50	1.48	○

表1.1-3 棄却検定表（風速出現頻度）（標高37m）

観測場所：玄海観測所A点（標高37m、地上高10m）（%）

統計年 風速	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020	平均値	検定年 2016	棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
													上限	下限	
0.0～0.4	2.84	5.45	4.12	5.42	6.20	3.13	7.69	4.64	6.08	4.29	4.99	4.39	8.50	1.48	○
0.5～1.4	31.41	33.03	30.96	31.91	31.10	31.18	29.73	34.15	35.55	31.91	32.09	30.23	36.14	28.04	○
1.5～2.4	30.90	26.16	26.21	23.66	25.60	25.12	24.32	25.61	22.85	25.18	25.56	26.05	30.69	20.43	○
2.5～3.4	15.08	14.65	16.67	14.77	14.45	15.97	13.17	12.61	13.76	14.60	14.57	14.66	17.43	11.71	○
3.5～4.4	7.62	7.74	8.46	8.68	8.43	9.50	8.82	7.96	7.63	8.31	8.32	8.23	9.74	6.90	○
4.5～5.4	3.77	4.46	4.37	5.19	4.70	5.14	5.27	4.56	4.43	4.81	4.67	5.42	5.75	3.59	○
5.5～6.4	2.65	2.90	2.76	2.96	2.86	2.59	3.14	2.84	2.59	3.17	2.85	3.25	3.34	2.36	○
6.5～7.4	1.80	2.34	1.71	2.22	1.87	1.59	2.04	1.75	2.02	2.25	1.96	1.87	2.56	1.36	○
7.5～8.4	1.22	1.38	1.45	1.98	1.31	1.47	1.36	1.42	1.57	1.40	1.46	1.10	1.95	0.97	○
8.5～9.4	0.91	0.97	1.21	1.14	1.14	1.29	1.21	1.11	1.29	1.07	1.13	1.13	1.42	0.84	○
9.5～	1.79	0.93	2.06	2.06	2.35	3.02	3.24	3.36	2.23	2.99	2.40	3.68	4.19	0.61	○

表1.1-4 棄却検定表（風向出現頻度）（標高70m）

観測場所：玄海観測所B点（標高70m、地上高45m）（%）

統計年 風向	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020	平均値	検定年 2016	棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
													上限	下限	
N	4.64	5.01	4.41	3.67	4.62	3.62	4.13	4.30	4.37	4.05	4.28	3.91	5.30	3.26	○
NNE	5.67	6.16	5.75	5.04	5.33	5.65	5.28	5.74	7.52	5.83	5.80	6.00	7.42	4.18	○
NE	15.57	14.37	17.97	14.15	18.84	17.11	11.98	16.56	16.55	15.17	15.83	16.58	20.61	11.05	○
ENE	7.11	7.65	9.58	7.41	9.40	11.11	10.67	9.75	8.72	8.49	8.99	11.17	12.20	5.78	○
E	5.88	5.65	6.08	5.65	5.72	7.09	4.53	5.77	5.47	6.03	5.79	5.74	7.28	4.30	○
ESE	2.80	2.53	2.48	1.88	2.83	3.02	2.58	3.41	3.03	3.14	2.77	3.04	3.78	1.76	○
SE	3.18	2.12	2.80	2.28	2.49	2.36	1.95	2.37	2.52	2.16	2.42	2.52	3.26	1.58	○
SSE	4.54	3.69	3.84	3.40	3.65	3.80	4.13	4.52	4.52	4.39	4.05	4.56	5.05	3.05	○
S	10.53	9.42	8.57	9.23	9.34	7.70	8.99	7.96	8.73	8.86	8.93	8.12	10.81	7.05	○
SSW	5.56	5.94	4.77	7.49	5.78	6.03	7.89	6.59	6.34	6.94	6.33	5.76	8.53	4.13	○
SW	7.00	7.06	5.16	8.91	6.60	5.43	7.23	5.77	5.85	6.81	6.58	5.73	9.18	3.98	○
WSW	4.15	4.44	3.97	4.98	4.71	4.02	5.34	4.15	4.57	4.67	4.50	4.71	5.55	3.45	○
W	8.32	9.29	7.90	11.33	6.71	8.57	7.50	7.61	8.72	9.58	8.55	7.69	11.63	5.47	○
WNW	7.39	7.09	7.20	7.34	5.74	6.97	7.89	7.35	5.15	6.86	6.90	7.13	8.86	4.94	○
NW	3.52	4.30	3.90	3.02	3.84	3.53	4.02	2.87	2.52	2.83	3.44	2.67	4.85	2.03	○
NNW	2.26	3.43	3.65	2.84	2.86	2.92	4.29	3.74	3.83	3.53	3.34	3.52	4.76	1.92	○
CALM	1.88	1.85	1.96	1.37	1.54	1.07	1.59	1.54	1.60	0.65	1.51	1.16	2.45	0.57	○

表1.1-5 棄却検定表（風速出現頻度）（標高70m）

観測場所：玄海観測所B点（標高70m、地上高45m）（%）

統計年 風速	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020	平均値	検定年 2016	棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
													上限	下限	
0.0~0.4	1.88	1.85	1.96	1.37	1.54	1.07	1.59	1.54	1.60	0.65	1.51	1.16	2.45	0.57	○
0.5~1.4	7.59	6.81	6.28	7.62	6.30	7.43	5.99	7.25	7.94	6.13	6.93	7.87	8.63	5.23	○
1.5~2.4	11.88	10.69	10.75	10.36	9.95	11.88	10.51	12.65	11.43	10.02	11.01	12.41	13.15	8.87	○
2.5~3.4	14.92	14.23	14.61	13.89	13.46	14.88	14.51	14.72	14.14	13.28	14.26	14.24	15.62	12.90	○
3.5~4.4	14.31	14.61	13.17	13.95	14.61	14.45	15.83	13.78	14.68	14.66	14.41	14.03	16.06	12.76	○
4.5~5.4	10.91	11.98	12.31	12.34	13.70	12.39	12.72	11.55	12.16	13.45	12.35	11.29	14.29	10.41	○
5.5~6.4	8.51	9.58	10.31	9.53	10.49	8.78	10.66	9.10	9.72	11.32	9.80	9.72	11.90	7.70	○
6.5~7.4	7.28	7.66	8.08	7.98	7.70	7.60	7.92	6.68	7.27	8.13	7.63	8.21	8.69	6.57	○
7.5~8.4	5.51	6.20	6.01	6.25	6.05	5.90	5.93	5.52	6.26	6.23	5.99	5.85	6.65	5.33	○
8.5~9.4	4.53	4.53	4.82	4.62	4.51	4.38	4.22	4.12	5.43	4.91	4.61	3.91	5.50	3.72	○
9.5~	12.67	11.86	11.69	12.09	11.68	11.25	10.11	13.09	9.36	11.21	11.50	11.30	14.13	8.87	○

2. 牧草作付範囲の最新化

現行及び今回の牧草作付範囲を図 2-1 及び図 2-2 に示す。発電所周辺の状況を確認し、被ばく評価に使用する牧草作付範囲を設定した。

牧草作付範囲までの距離（3号炉中心）を表 2-1 に示す。

表 2-1 牧草作付範囲までの距離（3号炉中心）
(m)

評価地点 の方位	牧草作付範囲までの距離	
	現行	今回
NE [注]	<u>2,900</u>	-
E NE	-	-
E	<u>4,300</u>	-
E S E	-	-
S E	<u>3,700</u>	<u>4,700</u>
S S E	-	-
S	-	-

[注] 北東方向の対岸

下線は現行と今回で変更となった距離。

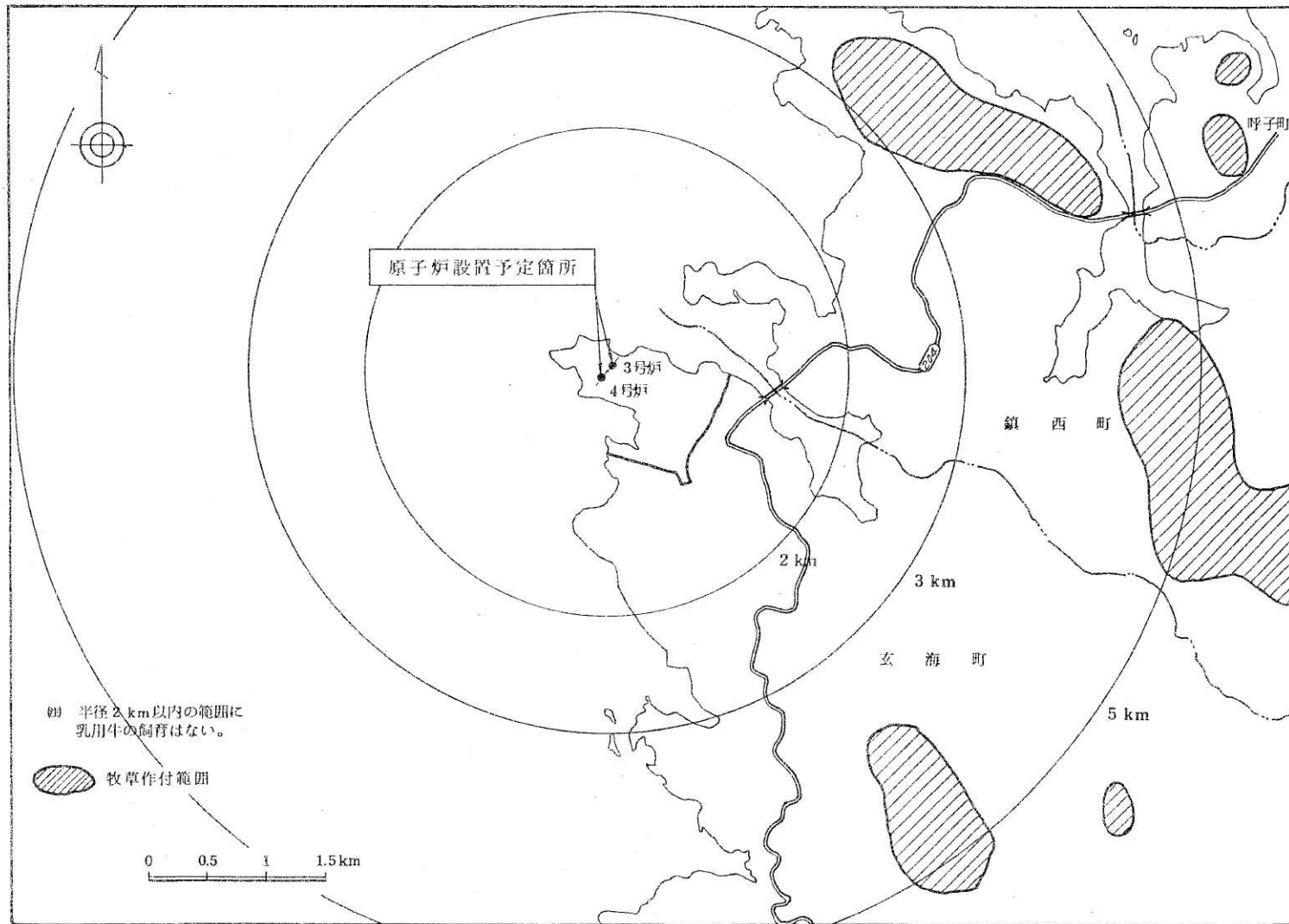


図 2-1 牧草作付範囲（現行）

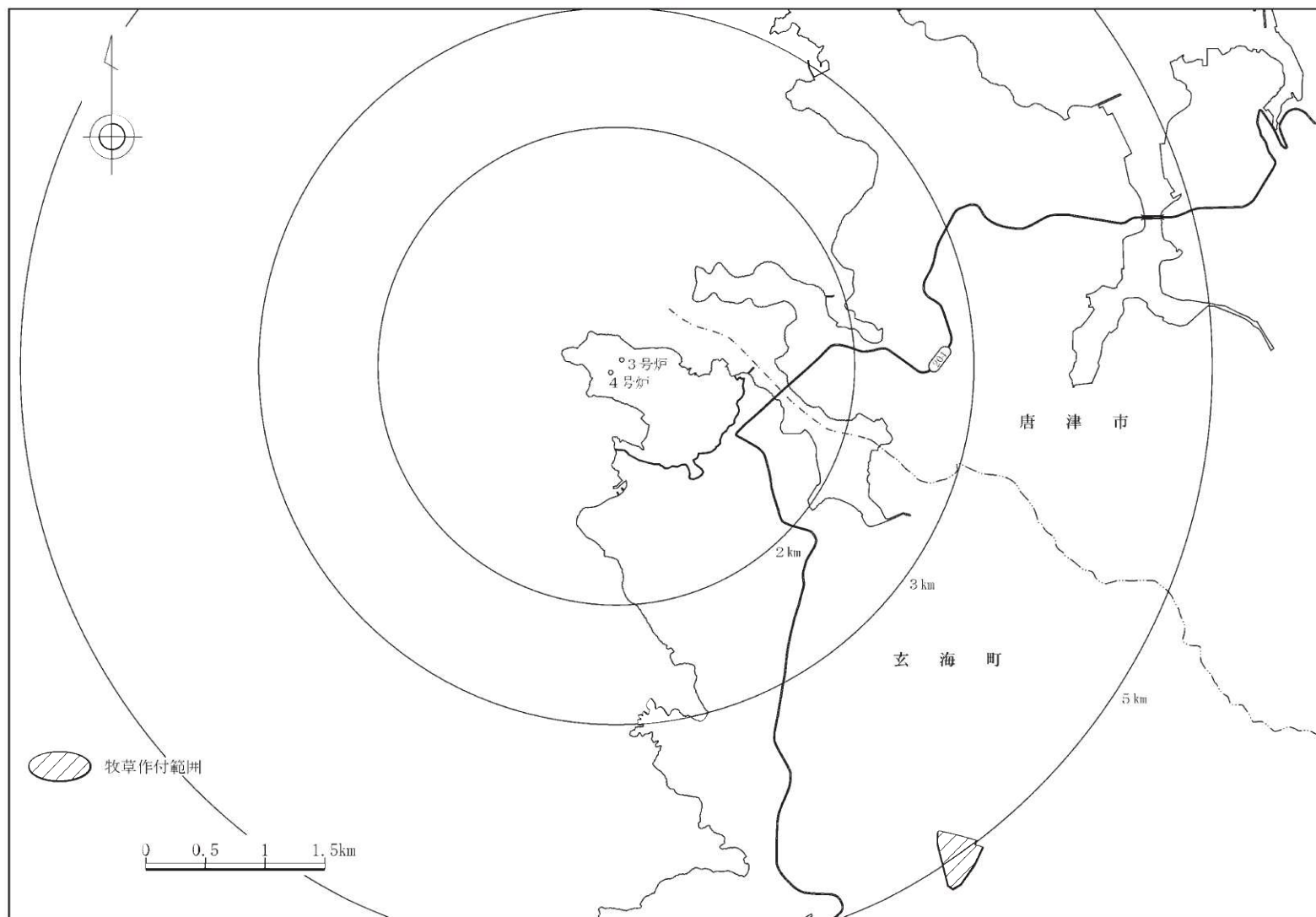


図 2-2 牧草作付範囲 (今回)

3. 排気筒有効高さの変更

発電所内の敷地の造成等の影響を確認するため、「日本原子力学会標準 発電用原子炉施設の安全解析における放出源の有効高さを求めるための風洞実験実施基準：2009」に基づき風洞実験を実施し、排気筒有効高さを確認した。周辺監視区域境界外及び敷地境界外での排気筒有効高さをそれぞれ表 3-1 及び表 3-2 に示す。

表 3-1 周辺監視区域境界外での排気筒有効高さ

(m)

計算地点 の方位	ユニット	周辺監視区域境界外排気筒有効高さ	
		現行	今回
N E	3	90	50
	4	80	45
E N E	3	100	45
	4	80	50
E	3	55	40
	4	80	55
E S E	3	55	50
	4	50	40
S E	3	60	70
	4	60	65
S S E	3	80	55
	4	80	55
S	3	70	60
	4	90	65

表 3-2 敷地境界外での排気筒有効高さ

(m)

計算地点 の方位	ユニット	敷地境界外排気筒有効高さ	
		現行	今回
N E	3	90	50
	4	80	45
E N E	3	100	45
	4	80	50
E	3	55	40
	4	80	60
E S E	3	55	55
	4	55	45
S E	3	60	70
	4	60	70
S S E	3	80	55
	4	80	55
S	3	70	60
	4	90	65

4. 平常運転時の線量評価への影響について

気象資料等の変更により平常運転時における一般公衆の受ける実効線量が変化した主な要因として、希ガス及び気体廃棄物中のよう素による実効線量について考察する。

4.1 希ガスの γ 線による実効線量

希ガスの γ 線による実効線量が最大となる着目方位は、気象資料の変更により、EからNE（対岸）へ変更となった。変更前後における当該方位における排気筒有効高さ及び実効線量をそれぞれ表 4.1-1 及び表 4.1-2 に示す。敷地造成等の影響により、両方位とも排気筒有効高さは低くなっているため、実効線量が増加したと考えられる。また、着目方位NEの排気筒有効高さの低下幅が着目方位Eよりも大きいことから、実効線量が最大となる着目方位がNEになったと考えられる。

表 4.1-1 排気筒有効高さ (m)

着目方位	現行		今回	
	3号炉	4号炉	3号炉	4号炉
NE	90	80	50	45
E	55	80	40	60

表 4.1-2 実効線量(1号、2号、3号及び4号炉合算)

着目方位	3号炉心から敷地等境界までの距離 (m)	現行 ($\mu\text{Sv}/\text{y}$)	今回 ($\mu\text{Sv}/\text{y}$)
NE	780	2.3	2.8
E	970	2.5	2.7

4.2 気体廃棄物中のよう素による実効線量

気体廃棄物中のよう素の評価地点（3号炉中心）を表4.2-1に、よう素の年平均地上空気中濃度（1号、2号、3号及び4号炉合算）を表4.2-2にそれぞれ示す。気体廃棄物中のよう素の年平均地上空気中濃度が最大となる着目方位は、敷地境界、敷地等境界ともに気象資料等の変更により、ESEからEへ変更となった。これに伴い、吸入摂取及び葉菜摂取の際のよう素の年平均地上空気中濃度がわずかに上昇した。しかし、牧草作付範囲の最新化により、評価地点までの距離が遠くなったことによる牛乳摂取の際のよう素の年平均地上空気中濃度の低下の影響が大きく、気体廃棄物中のよう素による実効線量としては減少したと考えられる。

表 4.2-1 気体廃棄物中のよう素の評価地点（3号炉中心）

	評価地点			
	現行		今回	
	方位	距離(m)	方位	距離(m)
敷地等境界 (吸入)	ESE	1,030	E	970
敷地境界 (葉菜)	ESE	900	E	890
牧草地境界 (牛乳)	NE	2,900	SE	4,700

表 4.2-2 よう素の年平均地上空気中濃度
(1号、2号、3号及び4号炉合算)

	年平均地上空気中濃度(Bq/cm ³)			
	現行		今回	
	I-131	I-133	I-131	I-133
敷地等境界 (吸入)	1.06×10^{-9}	1.20×10^{-9}	1.10×10^{-9}	1.25×10^{-9}
敷地境界 (葉菜)	1.22×10^{-9}	1.38×10^{-9}	1.25×10^{-9}	1.41×10^{-9}
牧草地境界 (牛乳)	1.64×10^{-10}	1.86×10^{-10}	6.19×10^{-11}	6.90×10^{-11}

玄海原子力発電所における被ばく評価で使用した気象資料について

設置変更許可申請書において、被ばく評価の変更がある際には、その時点での代表性が確認された気象資料を使用している。玄海原子力発電所における被ばく評価にて使用した気象資料を表 1 に示す。

表 1 玄海原子力発電所における被ばく評価にて使用した気象資料

申請案件	申請年	気象資料
1号設置	1970年	1968年11月～1969年10月
3/4号増設	1982年	1981年
1/2号55G+CIR	2003年	1981年
3号MOX	2004年	1981年
4号55G	2022年	2016年

1. 安全解析に使用した気象資料について

1.1 1968年11月～1969年10月の気象資料

玄海原子力発電所1号炉の設置に係る安全審査に向けて、敷地内に気象測器を設置し、その後1年間に観測された気象資料を使用した。

1.2 1981年1月～1981年12月の気象資料

玄海原子力発電所3号炉及び4号炉の増設に係る安全審査に向けて、敷地内の別の場所に新たに気象測器を設置し、観測された1年間の気象資料を使用した。

その後、玄海原子力発電所1号炉及び2号炉のステップ2燃料の使用並びに3号炉のMOX燃料の使用に際して、被ばく評価を行うため、異常年検定によりその時点での代表性の確認を行った。その結果、1981年の気象資料が棄却されなかったことから、安全解析に使用する気象資料の変更は行っていない。

1.3 2016年1月～2016年12月の気象資料

玄海原子力発電所4号炉のステップ2燃料の使用に伴い、被ばく評価を行うため、異常年検定により代表性の確認を行った。その結果を表1.3-1に示す。1981年の気象資料の代表性が棄却されたことから、長期間の気象状態を代表する気象資料として、2016年の気象資料を安全解析に使用する。

表 1.3-1 異常年検定結果

検定年：1981年1月～1981年12月（1年間）

基準年：2011年1月～2020年12月（10年間）

判定：○…採択、×…棄却

項目	玄海観測所A	玄海観測所B	
風向 (風向別出現頻度)	N	×	○
	NNE	×	○
	NE	○	○
	ENE	×	○
	E	×	×
	ESE	×	○
	SE	○	○
	SSE	×	○
	S	×	○
	SSW	×	○
	SW	○	○
	WSW	○	○
	W	○	○
	WNW	○	×
	NW	○	×
	NNW	○	×
CALM	○	○	
風速 (風速階級別出現頻度)	0.0～0.4m/s	○	○
	0.5～1.4m/s	×	○
	1.5～2.4m/s	×	○
	2.5～3.4m/s	×	○
	3.5～4.4m/s	×	○
	4.5～5.4m/s	×	○
	5.5～6.4m/s	×	○
	6.5～7.4m/s	×	○
	7.5～8.4m/s	×	×
	8.5～9.4m/s	×	○
9.5m/s 以上	○	○	
棄却数	17	5	

玄海原子力発電所風洞実験結果の概要について

1. 実験目的

被ばく評価に使用する排気筒有効高さについて、敷地の造成等の影響を確認するため、「日本原子力学会標準 発電用原子炉施設の安全解析における放出源の有効高さを求めるための風洞実験実施基準：2009」に基づき、風洞実験を実施した。

玄海原子力発電所の風洞実験の結果を以下に示す。

2. 実施条件

2.1 風洞風速

風洞風速(U)は、一様流中で6m/sとした。

2.2 実験風向

実験風向については、事故時、平常時ともに海側方位を除く7方位について実験を行った。

2.3 風洞気流設定条件

風洞の気流は、野外の大気安定度をほぼ中立の状態とし、下記条件とした。

(1) 平均風速鉛直分布

平均風速鉛直分布を、高さの約1/7乗に比例させた。

(2) 主流方向の乱流強度

地上高度30mでの主流方向の乱流強度を約14%とした。

(3) 風速境界層厚さ

風速境界層厚さは地上高度400m以上とした。

2.4 ガス排出方式

水平にトレーサガスを放出するΓ型模型排気筒を用いた。(図2.4-1参照)

2.5 模型縮尺及び範囲

模型縮尺1/2000で、発電所風下5.3kmの範囲を再現した。(図2.5-1参照)

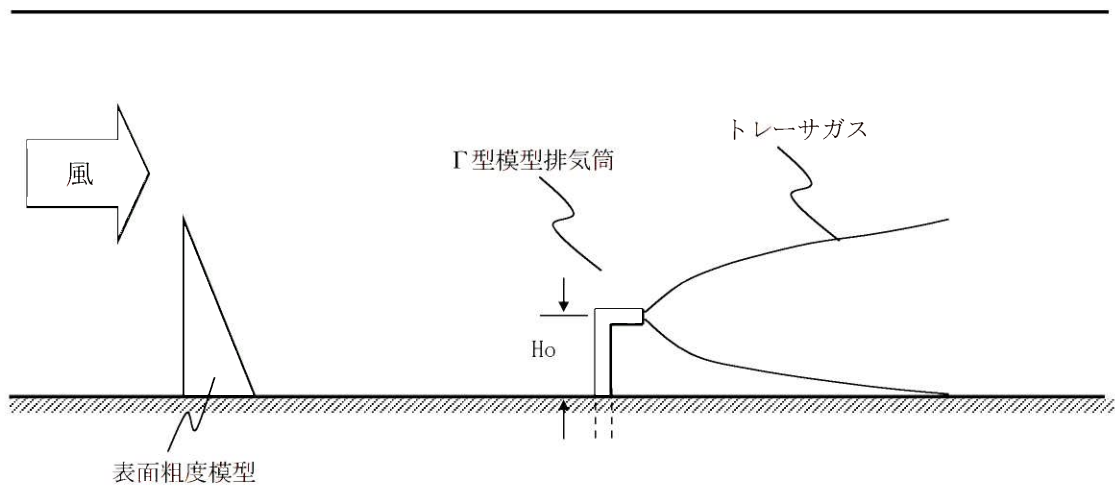


図 2.4-1 Γ 型模型排気筒によるトレーサガスの放出概念図

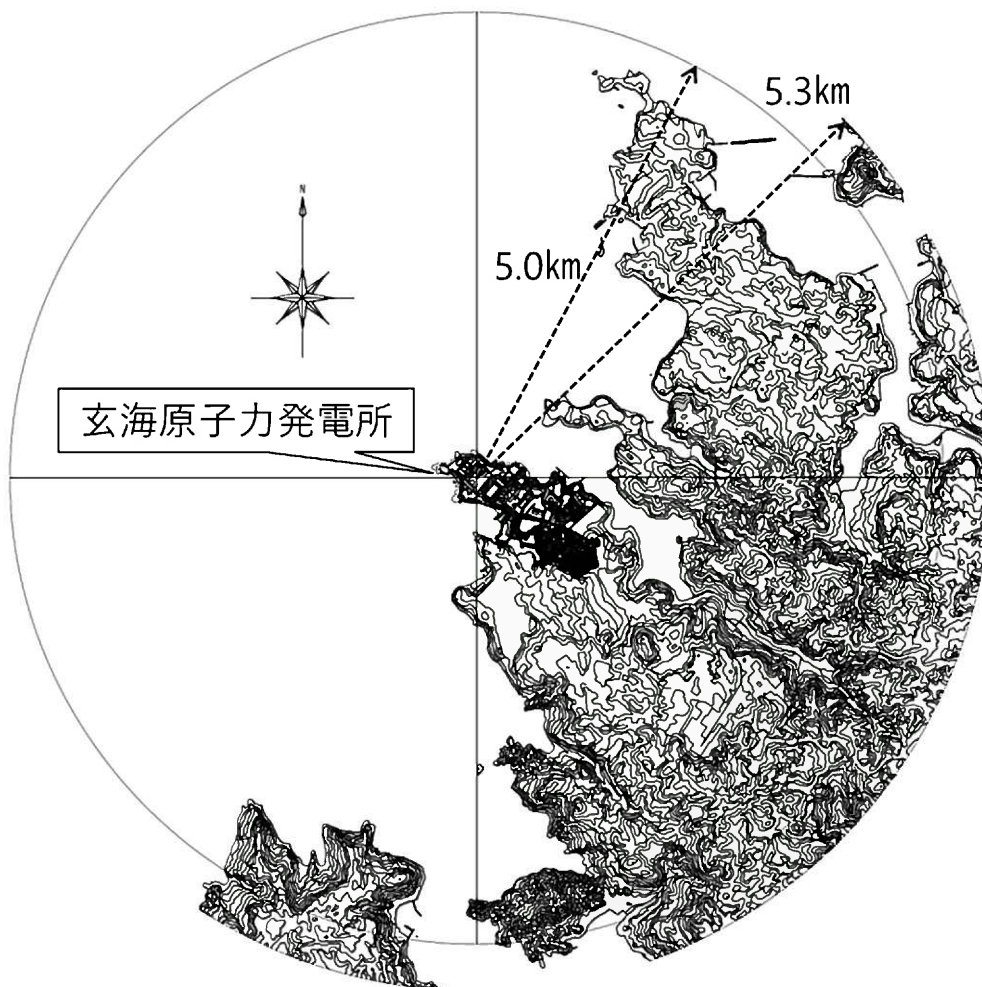


図 2.5-1 模型範囲図 (国土地理院 2 万 5000 分の 1 地形図)
(模型縮尺 1/2000)

3. 実施条件

3.1 風洞風速

(1) 気流条件測定

平地上に空間渦発生装置や地表面粗度要素（気流制御装置）を置いた状態で、高さ毎の平均風速と乱流強度を測定した。

(2) 地表濃度分布測定

模型排気筒の放出源高さを $H_0=0, 20, 40, 60, 80, 100, 150, 200, 250\text{m}$ に変化させて地表濃度分布を測定した。

(3) 大気安定度の確認

放出源高さ $H_0=0\text{m}$ でトレーサガスの鉛直方向濃度分布を排気筒風下 1km、2km、3km、4km、5km の 5 地点で測定し、この分布から鉛直方向の拡がりのパラメータ (σ_z) を解析して大気安定度を確認した。また、(2) の地表面濃度分布の測定結果より、水平方向の拡がりのパラメータ (σ_y) も解析し、大気安定度を確認した。

3.2 模型実験

平地実験にて風洞気流設定条件が満足されていることを確認した後、風洞内に地形模型を設置して、模型排気筒から放出されるトレーサガスの、地表濃度分布を測定した。

なお、トレーサガスを放出する模型排気筒の放出源高さを事故時と平常時で各々以下のとおり設定し地表濃度分布を測定した。

(1) 事故時

排気筒高さ H_s を放出源高さ H_0 として、トレーサガスを放出した。

(2) 平常時

次式で計算される放出源高さ H_0 から、トレーサガスを放出した。

$$H_0 = H_s + 3.0 \times D \times W / U = H_s + \Delta H$$

ここで、 H_s : 排気筒高さ (m)

D : 排気筒出口の内径 (m)

W : 排気速度 (m/s)

U : 風速 (m/s)

ΔH : 吹上げ高さ (m)

排気筒条件を表 3.2-1 に、放出源高さの一覧を表 3.2-2 に示す。

表 3.2-1 排気筒条件

名称	排気筒出口の口径 D(m)	排気速度 W(m/s)
3号炉排気筒	3.16	17.6
4号炉排気筒	2.26	23.5

表 3.2-2 放出源高さ

着目 方位	風速逆数 平均 (s/m)	放出源高さ H_0 (m)			
		3号炉排気筒		4号炉排気筒	
		事故時	平常時*	事故時	平常時*
N	—	—	—	—	—
NNE	—	—	—	—	—
NE	0.23	54.7	93.0	54.7	91.0
ENE	0.18	54.7	84.0	54.7	83.0
E	0.16	54.7	81.0	54.7	80.0
ESE	0.19	54.7	86.0	54.7	84.0
SE	0.30	54.7	104.0	54.7	102.0
SSE	0.27	54.7	99.0	54.7	97.0
S	0.26	54.7	98.0	54.7	96.0
SSW	—	—	—	—	—
SW	—	—	—	—	—
WSW	—	—	—	—	—
W	—	—	—	—	—
WNW	—	—	—	—	—
NW	—	—	—	—	—
NNW	—	—	—	—	—

※平常時の放出源高さは、小数点以下切り捨てとした。

4. 実験方法

4.1 風洞

拡散風洞としては図 4.1-1 に示す幅 6m×高さ 5m×長さ 30m の大型境界層風洞を使用した。

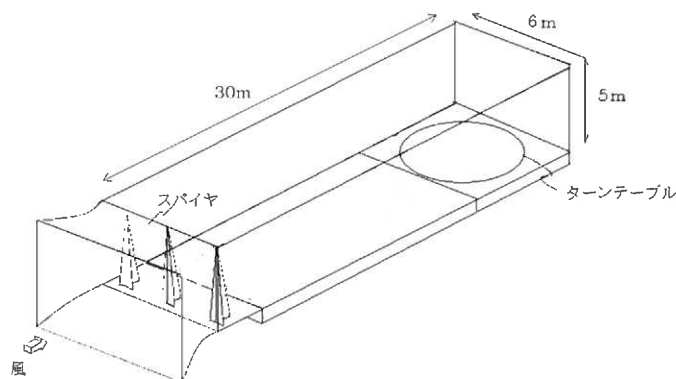


図 4.1-1 風洞実験設備概要

4.2 濃度測定

図 4.2-1 に濃度測定系の概要を示す。排気筒より放出されたトレーサガス (CH_4) は風に流されながら拡散した後、空間濃度トラバース装置に設置された底部が開口している多数のガス吸引管より低速で同時吸引され、全炭化水素分析計によって自動的に濃度分析される。ガス吸引管を各吸引点まで空間濃度トラバース装置で移動し、格子状に地表濃度を計測した。

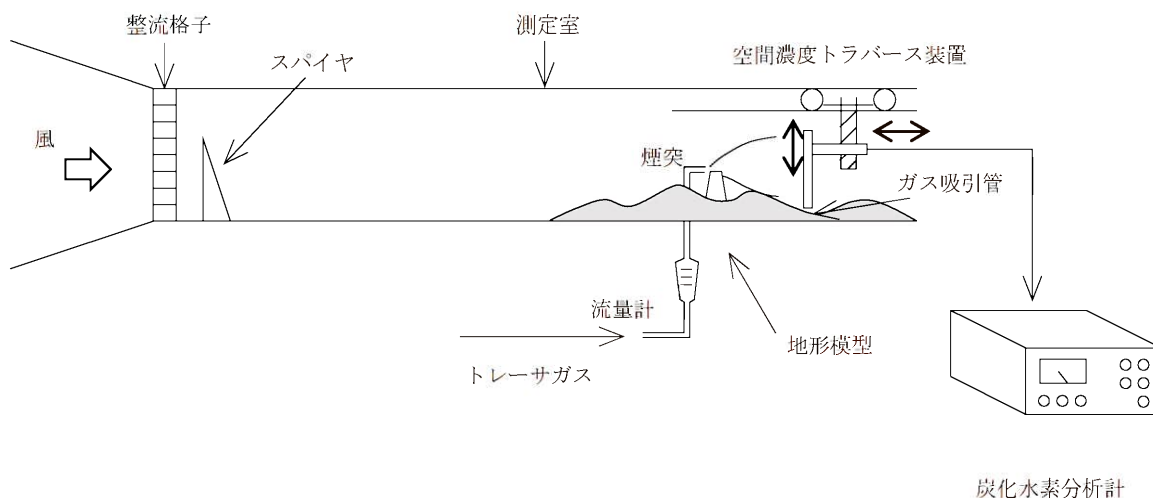


図 4.2-1 測定系概要

5. 実験結果

5.1 気流条件

(1) 風速境界層の確認

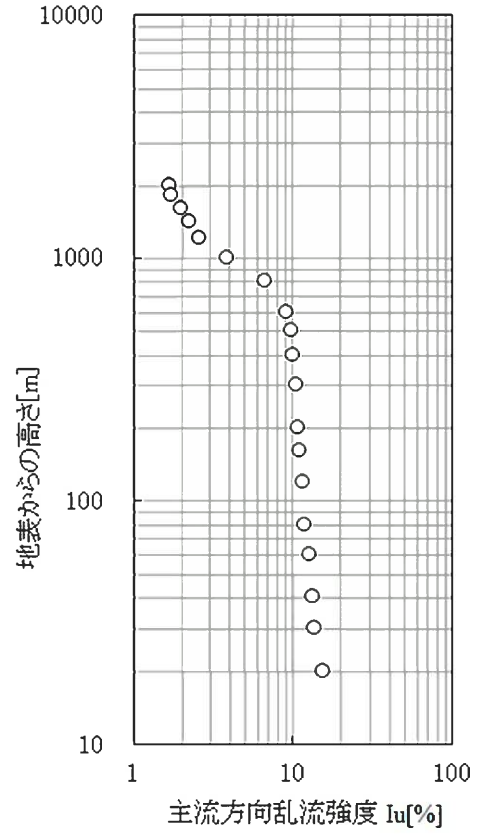
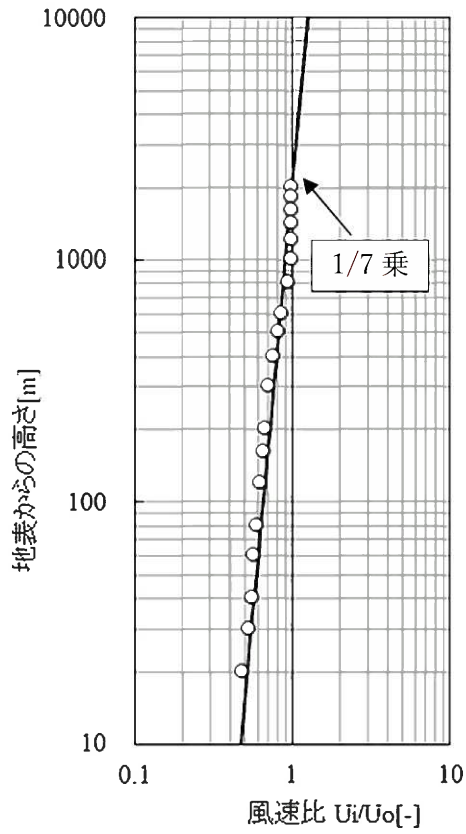
地表濃度分布の測定に先立ち、風洞内の気流条件を制御し、高度別の平均風速と乱流強度を測定した結果を図 5.1-1 に示す。この結果から、以下のとおり実施基準を満足していることが確認できた。

- a. 風速境界層内において、平均風速の鉛直分布は高さの約 1/7 乗に比例している。
- b. 風速境界層内において、地表付近(高度 30m)の主流方向乱流強度は 14% 程度に制御できている。
- c. 風速境界層厚さは、400m 以上の境界層厚さが再現できている。

(2) 大気安定度の確認

風洞気流の水平方向の拡がりのパラメータ σ_y と鉛直方向の拡がりのパラメータ σ_z を図 5.1-2 に示す。この結果から、 σ_y 、 σ_z ともにほぼ大気安定度中立 (C~D) が再現でき、実施基準を満足していることが確認できた。図 5.1-2 a) の σ_z は放出源高さを 0m として測定した。

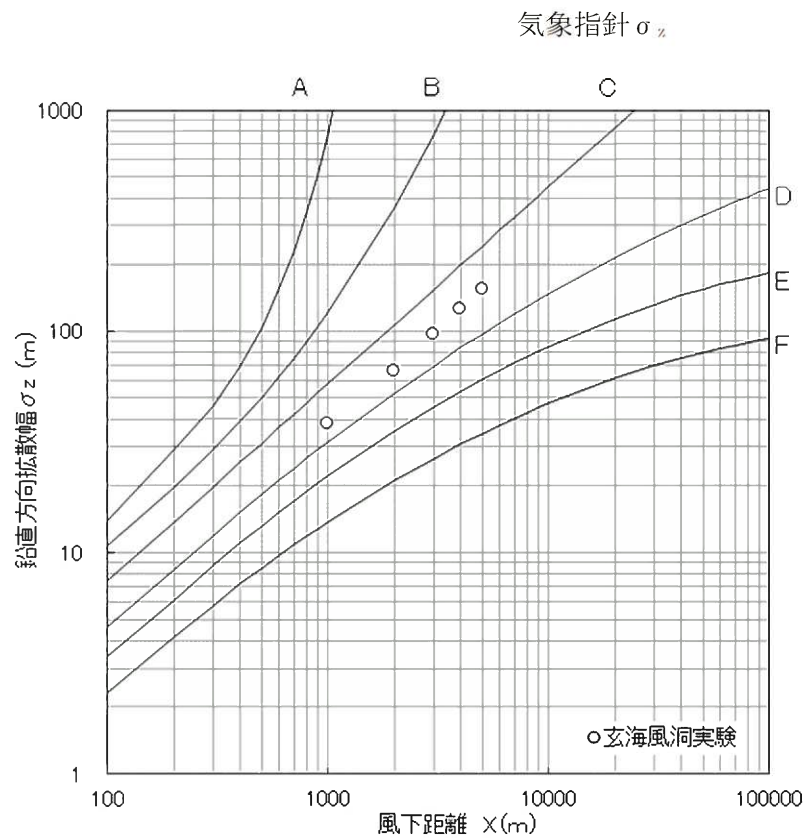
U_i : 各高度の風速
 U_o : 上層の風速



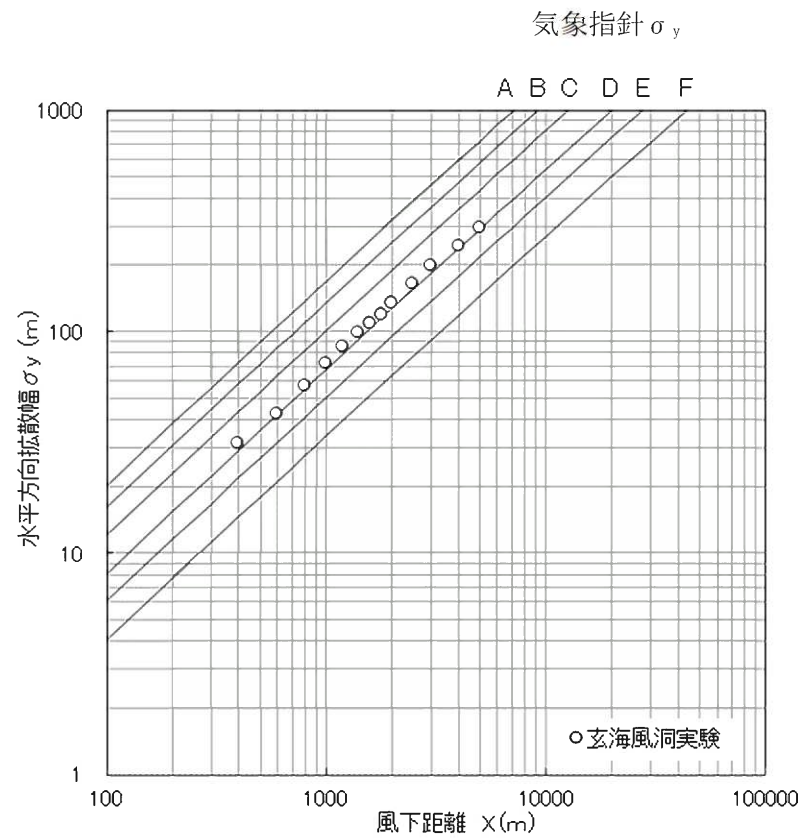
a) 主流方向流れ

b) 主流方向乱流強度

図 5.1-1 平地気流計測結果



a) 鉛直方向の拡がりのパラメータ



b) 水平方向の拡がりのパラメータ

大気安定度分類

階級	安定度
A	強不安定
B	不安定
C	弱不安定
D	中立
E	弱安定
F	安定

図 5.1-2 鉛直及び水平方向の拡がりのパラメータ

5.2 平地実験

平地実験で放出源高さを $H_0=0, 20, 40, 60, 80, 100, 150, 200, 250\text{m}$ と変化させ地表濃度を測定した。得られた地表濃度分布から、風下距離毎の地表濃度の最大値 UC/Q (m^{-2}) を読みとり、風下方向の地表煙軸濃度分布を求めた。

U : 上空風速 (m/s)

C : 各計測点の地表濃度 (m^3/m^3)

Q : トレーサガス放出流量 (m^3/s)

$$Q = \pi / 4 \cdot Dt^2 \cdot Vg$$

Dt : 模型排気筒の内径 (m)

Vg : トレーサガス放出速度 (m/s)

地表煙軸濃度分布を図 5.2-1 に示す。なお、図中には、実験結果にフィットさせた近似曲線を太線で記載し、放出源高さ 10m 毎の内挿曲線を細線で記載した。

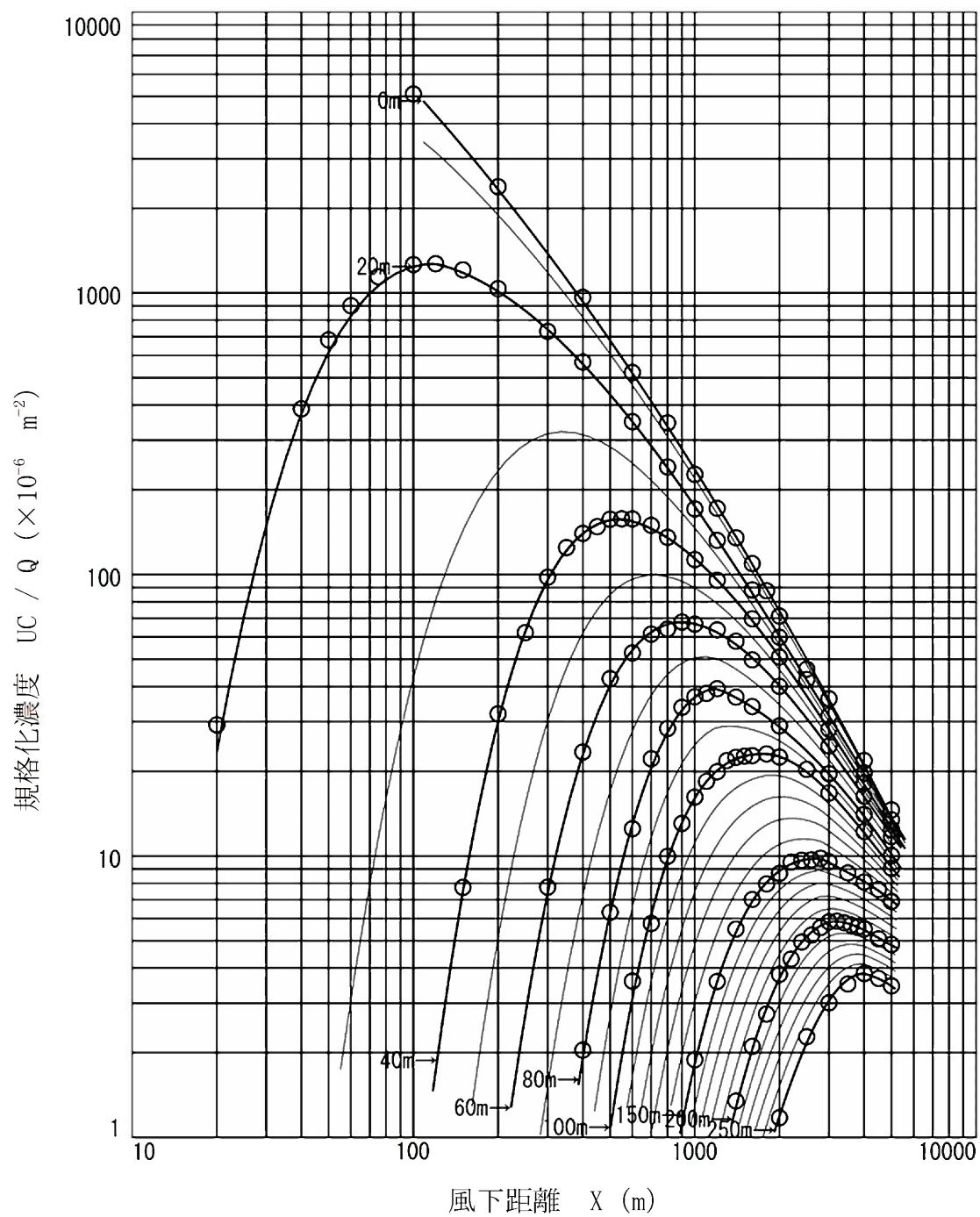


図 5.2-1 地表煙軸濃度分布

5.3 排気筒有効高さの解析結果

以下の手順により排気筒有効高さを解析した。(図 5.3-1 参照) 結果を表 5.3-1 にまとめた。

- (1) 平地にて、放出源高さ(H_0)ごとに地表濃度を計測し、それより得られた地表煙軸濃度分布をプロットする。(図 5.3-1 の①)
- (2) 次に地形での地表濃度を計測し、それより得られた地表煙軸濃度分布をプロットする。(図 5.3-1 の②)
- (3) 予め定められた評価地点以遠の地形での地表煙軸濃度分布に着目する。(図 5.3-1 の③)
- (4) 評価地点以遠で、地形での各風下距離の地表煙軸濃度 (図 5.3-1 の②) が、平地の何 m の放出源高さから放出された濃度に相当するか解析する。(図 5.3-1 の④)
- (5) 上記(4)で解析した放出源高さの内、最も低い高さを排気筒有効高さとする。(図 5.3-1 の⑤; この例では 120m となる)

また、模型実験での地表煙軸濃度分布の例として、平常時被ばく評価の希ガスによる実効線量が最大となる着目方位 NE (3号炉中心) の結果を図 5.3-2、4号炉の事故時被ばく評価の実効線量が最大となる着目方位 SE (4号炉中心) の結果を図 5.3-3 に示す。

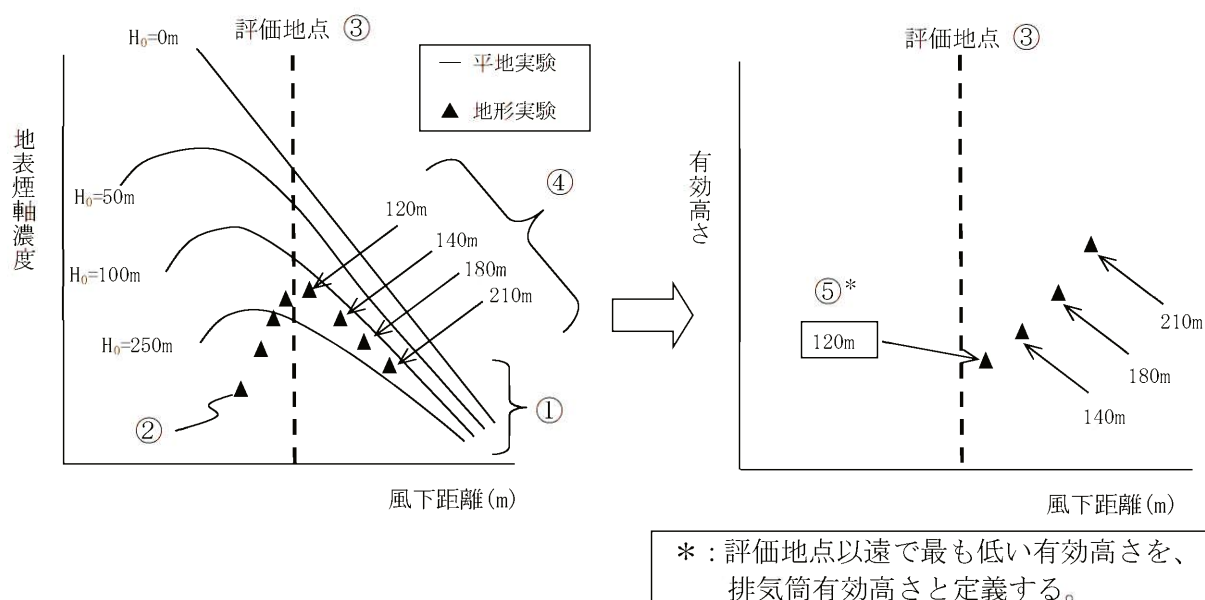


図 5.3-1 排気筒有効高さの解析例

表 5.3-1 有効高さ一覧

着目 方位	3号炉排気筒			4号炉排気筒		
	平常時		事故時	平常時		事故時
	評価 距離①	評価 距離②	評価 距離③	評価 距離①	評価 距離②	評価 距離③
N	-	-	-	-	-	-
NNE	-	-	-	-	-	-
NE	50 (780)	50 (780)	30 (780)	45 (920)	45 (920)	30 (920)
ENE	45 (940)	45 (940)	40 (940)	50 (1080)	50 (1080)	40 (1080)
E	40 (780)	40 (890)	35 (970)	55 (700)	60 (970)	55 (1050)
ESE	50 (640)	55 (900)	45 (1030)	40 (690)	45 (960)	40 (1070)
SE	70 (820)	70 (940)	45 (1010)	65 (710)	70 (930)	45 (930)
SSE	55 (740)	55 (860)	30 (860)	55 (630)	55 (680)	30 (680)
S	60 (710)	60 (740)	35 (740)	65 (520)	65 (640)	30 (640)
SSW	-	-	-	-	-	-
SW	-	-	-	-	-	-
WSW	-	-	-	-	-	-
W	-	-	-	-	-	-
WNW	-	-	-	-	-	-
NW	-	-	-	-	-	-
NNW	-	-	-	-	-	-

評価距離①は周辺監視区域境界、評価距離②は敷地境界、評価距離③は敷地等境界を示す。

上段：有効高さ 下段（）：評価距離 表中の単位は（m）

着目方位	NE
排気筒	3号炉
評価距離①	780m
評価距離②、③	780m

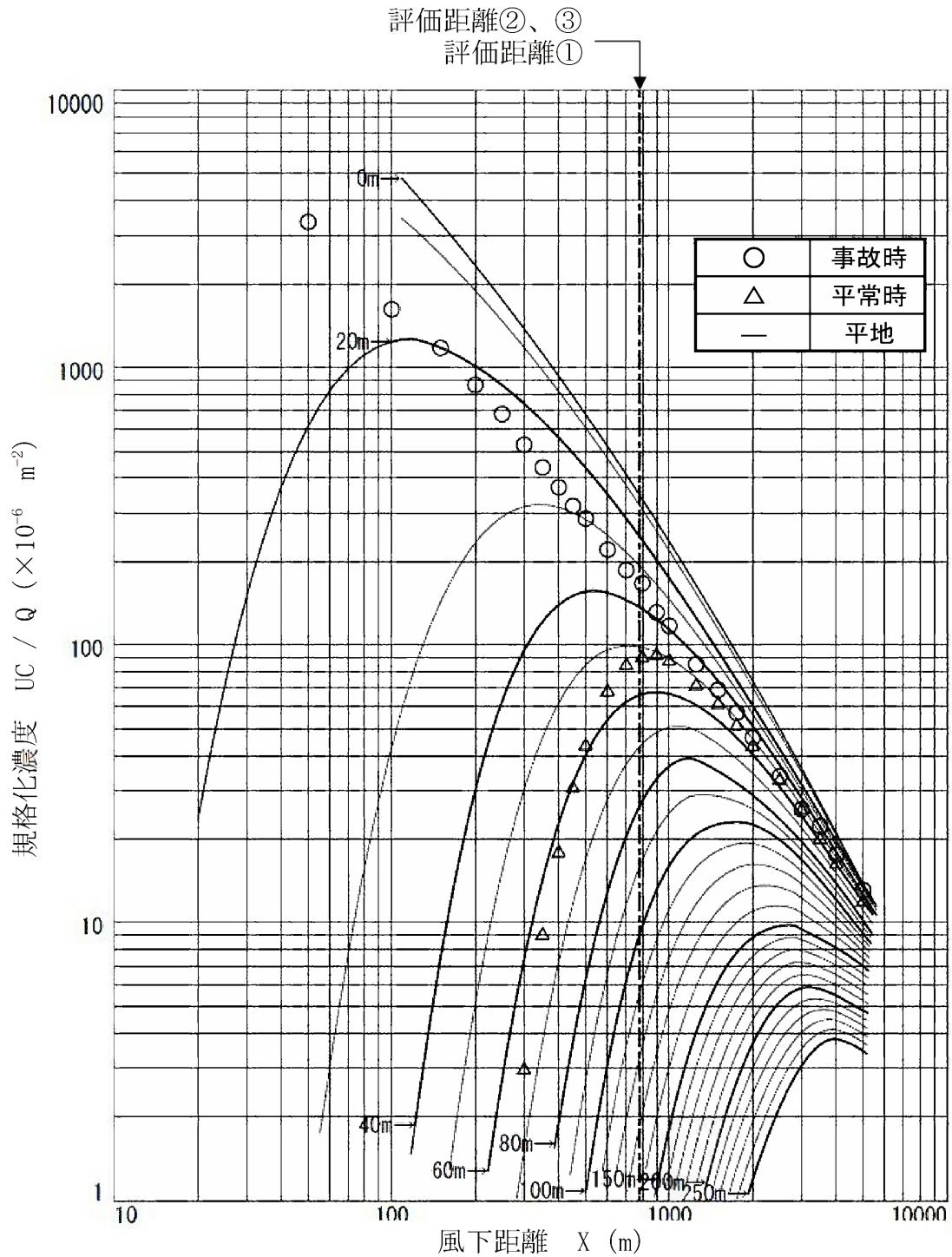


図 5.3-2 地表煙軸濃度分布 (着目方位: NE、放出源: 3号炉排気筒)

着目方位	S E
排気筒	4号炉
評価距離①	710m
評価距離②、③	930m

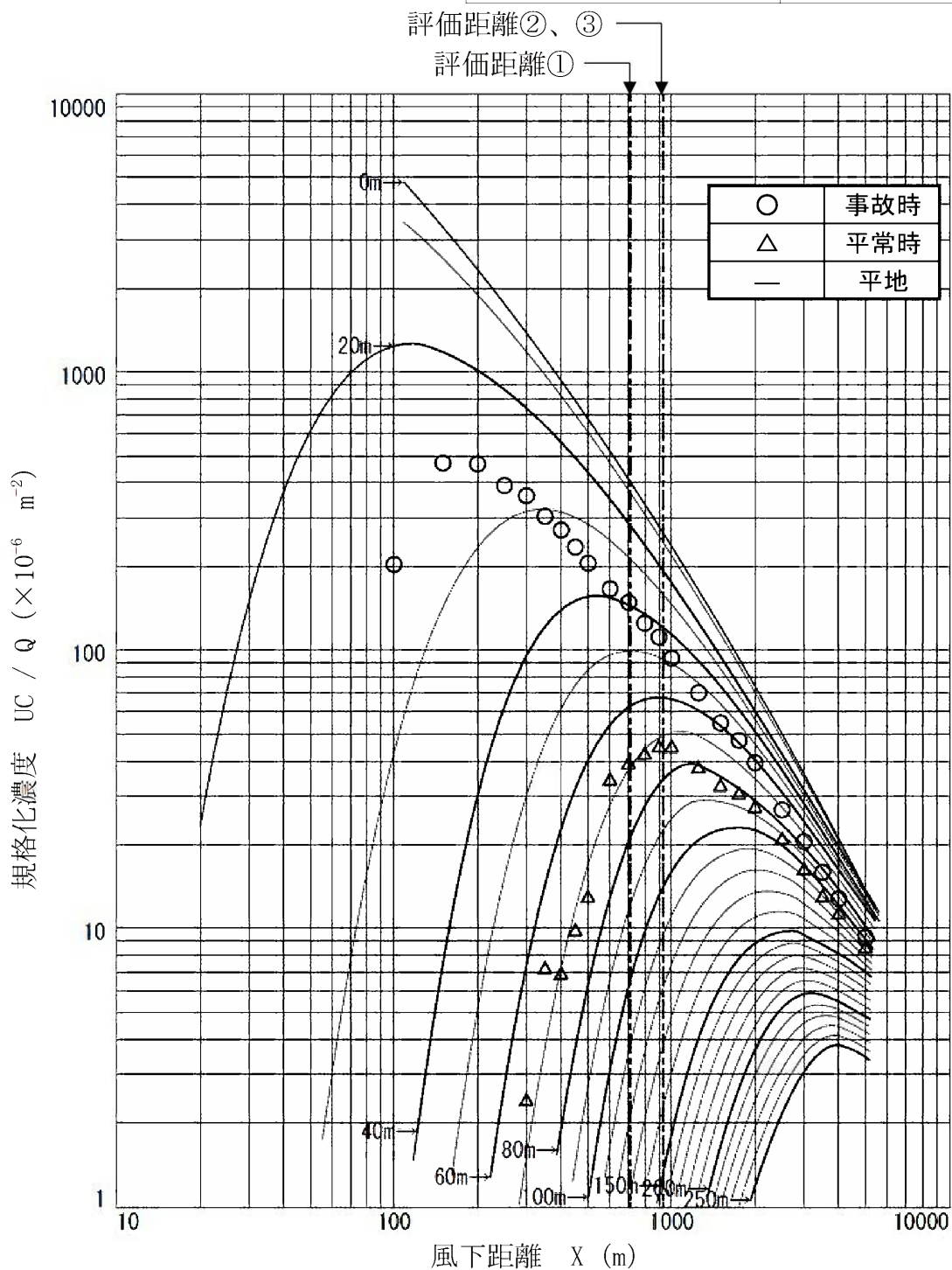


図 5.3-3 地表煙軸濃度分布 (着目方位：S E、放出源：4号炉排気筒)

安全解析に使用している気象資料の更新について

設置許可申請書の安全解析に使用している気象資料の更新の考え方について、以下に示す。

○設置許可申請書の安全解析に使用している気象資料については、定期的に以下の確認を行っている。

- 至近 10 年間の観測記録との比較（異常年検定）を行い、敷地を代表する気象であるか（至近の気象状態と比較して同等であるか）の確認を行う。
- 異常年検定の結果において同等と判断できない場合は、気象指針の解説*を参考に最近 10 年間の相対濃度の変動を算出し、既許可の気象資料の相対濃度との比率を整理する。
- その結果において、比率が気象指針に示される変動範囲内に収まっている場合は、被ばく評価への影響は軽微であると考えられることから、設置許可申請書に使用している気象資料の更新は不要と判断している。

○既許可の気象資料（1981 年）は上記の確認の結果、更新は「不要」と判断していた。（確認結果については、玄海原子力発電所 3 号機及び 4 号機の第 1 回安全性向上評価届出書にて記載している。）

○なお、被ばく評価を見直す設置更新許可申請案件があり、かつ、異常年検定において既許可の気象資料が至近の気象状態と比較して同等と判断できない場合は、更新は「不要」と判断している場合であっても、新たな代表性のある気象資料を用いて被ばく評価を実施することとしている。

○今回の高燃焼度燃料使用に伴う申請は被ばく評価を見直す申請案件であり、かつ、異常年検定において既許可の気象資料（1981 年）が至近の気象状態と比較して同等と判断できないため、更新は「不要」と判断しているものの、被ばく評価で用いる気象資料を代表性のある 2016 年の気象資料に更新している。

※「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」の解説 X. 記載の抜粋

1. 気象現象の年変動

気象現象は、ほぼ 1 年周期でくり返されているが、年による変動も存在する。

このため、想定事故時の線量計算に用いる相対濃度についてその年変動を比較的長期にわたって調査してみると、相対濃度の平均値に対する各年の相対濃度の偏差の比は、30%以内であった。

37条

重大事故等の拡大の防止等
(有効性評価)

<目 次>

1. 基本方針
 - 1.1 要求事項に対する適合性（3号炉）
 - (1) 適合性説明
 - 1.2 要求事項に対する適合性（4号炉）
 - (1) 適合性説明

2. 重大事故等の拡大の防止等（有効性評価）
 - 2.1 概要
 - 2.2 評価事象
 - 2.3 解析上の取扱いの主な変更内容
 - 2.4 評価結果
 - 2.5 まとめ
 - (別添) 各事故の説明

1. 基本方針

1.1 要求事項に対する適合性（3号炉）

（1）適合性説明

（重大事故等の拡大の防止等）

第三十七条

- 2 発電用原子炉施設は、重大事故が発生した場合において、原子炉格納容器の破損及び工場等外への放射性物質の異常な水準の放出を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。
- 3 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、使用済燃料貯蔵槽内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。
- 4 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

適合のための設計方針

2 について

重大事故が発生した場合において、想定した格納容器破損モードに対して、原子炉格納容器破損及び放射性物質の発電所の外への異常な放出を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

3 について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した事故に対して、使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料体等の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

4 について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した運転停止中事故シーケンスグループに対して、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

1.2 要求事項に対する適合性（4号炉）

（1）適合性説明

（重大事故等の拡大の防止等）

第三十七条 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

2 発電用原子炉施設は、重大事故が発生した場合において、原子炉格納容器の破損及び工場等外への放射性物質の異常な水準の放出を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

3 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、使用済燃料貯蔵槽内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

4 発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

適合のための設計方針

1 について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した事故シーケ

ンスグループに対して、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

2 について

重大事故が発生した場合において、想定した格納容器破損モードに対して、原子炉格納容器破損及び放射性物質の発電所の外への異常な放出を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

3 について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した事故に対して、使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料体等の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

4 について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した運転停止中事故シーケンスグループに対して、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

2. 重大事故等の拡大の防止等（有効性評価）

2.1 概 要

本発電用原子炉施設において、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」、「運転中の原子炉における重大事故」、「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも、炉心の著しい損傷の防止、燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）の著しい損傷の防止、燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の防止に講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを確認している。

玄海原子力発電所 4 号炉において、燃料集合体最高燃焼度が 55,000MWd/t の高燃焼度燃料（以下「ステップ 2 燃料」という。）を使用した場合でも、重大事故等対策が引き続き有効であることを示す。

2.2 評価事象

今回の変更申請に伴い、重大事故等対策の有効性評価の条件に影響がある事象は以下のとおりである。

- (1) 重大事故
 - a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）
(Cs-137 の放出量評価のみ)
- (2) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故
 - a. 想定事故 1
 - b. 想定事故 2
- (3) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - a. 反応度の誤投入

また、今回の変更申請に伴い、重大事故等対策の有効性評価の条件に影響はないが、必要な資源の評価に影響がある事象は以下のとおりである。

- (1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - a. 全交流動力電源喪失
 - b. 原子炉停止機能喪失

なお、以下の事象については今回の申請において変更はない。

○運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ ECCS 注水機能喪失
- ・ ECCS 再循環機能喪失

- ・格納容器バイパス

○重大事故

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

（事象進展解析）

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

- ・ 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

- ・ 水素燃焼

- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

○運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- ・ 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

- ・ 全交流動力電源喪失

- ・ 原子炉冷却材の流出

2.3 解析上の取扱いの主な変更内容

今回の変更申請における解析上の取扱いの主な変更内容は以下のとおりである。

(1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- a. 全交流動力電源喪失
- b. 原子炉停止機能喪失

変更内容：必要な資源（水源）の評価

(2) 重大事故

- a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）
(Cs-137 の放出量評価のみ)

変更内容：炉心内蓄積量

(3) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- a. 想定事故 1
- b. 想定事故 2

変更内容：使用済燃料ピット崩壊熱、実効増倍率計算方法

(4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- a. 反応度の誤投入

変更内容：初期ほう素濃度、臨界ほう素濃度

2.4 評価結果

今回の変更申請において、「2.3 解析上の取扱いの主な変更内容」を踏まえて評価した結果は以下のとおりであり、各評価項目を満足する。

(1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- a. 全交流動力電源喪失
- b. 原子炉停止機能喪失

項目	必要な資源（水源）の評価
全交流動力電源喪失	事故後、16.5時間までに、復水ピット補給用水中ポンプによる復水ピットへの給水を行うことが必要。 復水ピットへの補給は、事故後約8時間以降で対応可能なことから、蒸気発生器への継続的な注水が可能。
原子炉停止機能喪失	

(2) 重大事故

- a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

(Cs-137の放出量評価のみ)

項目	Cs-137の放出量
判断基準	放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。（<100TBq）
格納容器過圧破損 (7日間)	約 5.5TBq

(3) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- a. 想定事故1
- b. 想定事故2

項目	冷却停止から沸騰開始までの時間	使用済燃料ピット水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下する時間	使用済燃料ピットへの注水を開始する時間	未臨界の維持(実効増倍率)
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> 燃料有効長頂部が冠水していること。 放射線の遮へいが維持される水位を確保すること。 未臨界が維持されていること。 			
想定事故1	約13時間	約2.1日	7時間50分	0.939
想定事故2	約11時間	約1.3日	7時間50分	0.939

(4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

a. 反応度の誤投入

項目	燃料有効長頂部の水位維持	遮へいが維持される水位の確保	未臨界の確保
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> 燃料有効長頂部が冠水していること。 放射線の遮へいが維持される水位を確保すること。 未臨界を確保すること 		
反応度の誤投入	炉心は満水が維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮へいを維持できる。		運転員が異常状態を検知し、希釈停止を行うまでに十分な時間余裕(10分以上)があることから未臨界を確保できる。 警報発信：約68分 臨界：警報発信から約16分

2.5 まとめ

ステップ2燃料の使用に伴い、重大事故等対策が有効であることを確認するため、評価を実施した。その結果は「2.4 評価結果」に示すとおり、評価項目を満足することを確認した。

別添

各事故の説明

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針 …… 37 条-別添-1.5-1
 - 1.9 参考文献 …… 37 条-別添-1.9-1

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.2 全交流動力電源喪失 …… 37 条-別添-2.2-1
 - 2.5 原子炉停止機能喪失 …… 37 条-別添-2.5-1

3. 重大事故
 - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器過圧破損 …… 37 条-別添-3.1-1

4. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故
 - 4.1 想定事故 1 …… 37 条-別添-4.1-1
 - 4.2 想定事故 2 …… 37 条-別添-4.2-1

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 5.4 反応度の誤投入 …… 37 条-別添-5.4-1

6. 必要な要員及び資源の評価
 - 6.3 重大事故等対策に必要な水源、
燃料及び電源の評価結果 …… 37 条-別添-6.3-1

※本資料では、既許可の内容から変更となった箇所を赤枠で示す。

添付資料 目次

(1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方)

(1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針)

添付資料 1.5.5 重大事故等対策の有効性評価に用いた崩壊熱の設定について

添付資料 1.5.9 使用済燃料ピットの水位低下及び遮へいに関する評価条件について

(2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

(2.2 全交流動力電源喪失)

添付資料 2.2.22 燃料、水源、電源負荷評価結果について (全交流動力電源喪失)

(2.5 原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取り扱い

添付資料 2.5.12 燃料、水源評価結果について (原子炉停止機能喪失)

(3. 重大事故)

(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

(3.1.1 格納容器過圧破損)

添付資料 3.1.1.7 Cs-137の大気への放出量評価

添付資料 3.1.1.9 原子炉格納容器への放射性物質の放出割合の設定について

添付資料 3.1.1.13 フィルタ除去効率の設定について

添付資料 3.1.1.19 Cs-137放出量評価の評価期間について

添付資料 3.1.1.27 Cs-137の環境への放出放射線量評価におけるアニュラス空気浄化設備起動操作の時間余裕について

(4. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故)

(4.1 想定事故1)

添付資料 4.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮へいに関する評価について

添付資料 4.1.4 使用済燃料ピットにおける重大事故発生時の補給頻度について

添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故1)

(4.2 想定事故2)

添付資料 4.2.2 安定停止状態について

添付資料 4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故2)

(5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

(5.4 反応度の誤投入)

添付資料 5.4.2 反応度の誤投入における時間評価方法及び評価結果について

添付資料 5.4.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（反応度の誤投入）

添付資料 5.4.4 臨界ほう素濃度の設定について

添付資料 5.4.5 反応度の誤投入における警報設定値の影響について

添付資料 5.4.7 安定停止状態について

添付資料 5.4.8 評価条件の不確かさの影響評価について（反応度の誤投入）

(6. 必要な要員及び資源の評価)

(6.3 重大事故等対策に必要な水源、燃料及び電源の評価結果)

添付資料 6.3.1 燃料、水源、電源負荷評価結果について

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針

(1) 解析条件設定の考え方

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目に対して余裕が小さくなるような設定とするが、標準値として評価項目となるパラメータに対し有意な影響を及ぼさないことを踏まえて条件を設定する場合もある。この際、「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本発電用原子炉施設の有効性評価の評価項目及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし、「(2) 共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。

なお、初期条件とは異常状態が発生する前の発電用原子炉施設の状態、事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態、機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態、操作条件とは運転員等操作による重大事故等対処設備の操作が可能となる状態のことをいう。

また、有効性評価においては発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定していることから、3号炉と4号炉で異なる解析条件を設定している場合は、両号炉の条件を記載する。

(2) 共通解析条件

操作条件については、「1.3 (5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが、以下に示す解析条件は、各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから、共通の条件として設定する。なお、解析条件の不確かさの影響については、グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

(添付資料1.5.1、1.5.2)

a. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(a) 初期条件

①初期定常運転条件

解析では、炉心熱出力の初期値として、定格値 (3,411MWt) に正の定常誤差 (定格値の+2%) を考慮した値を用いるものとする。また、1次冷却材平均温度の初期値として、定格値 (307.1°C) に正の定常誤差 (+2.2°C) を考慮した値を用いるものとする。また、1次系圧力の初期値として、定格値 (15.41MPa[gage]) に正の定常誤差

(+0.21MPa) を考慮した値を用いるものとする。

(添付資料1.5.3)

なお、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」においては、出力抑制について減速材温度の反応度帰還効果に期待しており、これを多様化自動作動設備の作動が必要となるサイクル寿命初期の炉心運用を包絡するよう、反応度帰還の効果小さくするため、減速材温度係数の絶対値が小さめの値を設定することから、炉心熱出力、1次冷却材平均温度及び1次系圧力の初期値として定格値を用いるものとする。

(添付資料1.5.4)

② 1次冷却材流量

1次冷却材全流量は熱設計流量を用いるものとする。

③ 炉心及び燃料体

炉心及び燃料体に関する解析条件の設定を以下に示す。なお、燃料ペレット／燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

i. 炉心崩壊熱

炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線⁽⁸⁾を標準値として使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料及び3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、燃料被覆管温度等に関連する、炉心の露出状況を確認する必要がある事象においては、図1.5.1に示す局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用い、1次系圧力等のプラント全体に関連する炉心平均挙動を評価する事象においては、図1.5.2に示す炉心の平均的な崩壊熱を表す炉心平均評価用崩壊熱を用いるものとする。なお、各事故シーケンスに用いる崩壊熱は、対策の有効性を確認する観点から、重大事故等対策の実施時間等を考慮した燃料の崩壊熱を用いるものとする。

(添付資料1.5.5)

ii. 炉心バイパス流量

熱除去に寄与しない炉心バイパス流量割合は、標準値として5.5%を用いるものとする。

iii. 核的パラメータ

即発中性子寿命、実効遅発中性子割合、減速材密度係数、ドップラ係数等の核的パラメータは、原則として炉心運用を考慮して

評価項目に対して厳しくなるよう設定するものとする。なお、減速材密度係数は標準値を用いるものとする。また、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における炉心動特性解析には3次元手法を用いるものとする。このため、減速材反応度帰還効果は減速材温度係数の絶対値が小さめの値となるように解析用の炉心条件を設定するものとする。ドップラ反応度帰還効果はウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性（標準値）を用いるものとする。

④加圧器

加圧器保有水量の初期値は、標準値として60%体積を用いるものとする。

⑤蒸気発生器

蒸気発生器伝熱管施栓率は10%を考慮する。また、蒸気発生器2次側水位は設計値として44%（狭域水位スパン）を、蒸気発生器保有水量は1基当たり50tを用いるものとする。

⑥原子炉格納容器

i. 自由体積

原子炉格納容器の自由体積は、設計値に余裕を考慮した小さめの値として72,900m³を用いるものとする。

ii. ヒートシンク

原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値に余裕を考慮した小さめの値を用いるものとする。

iii. 初期温度及び初期圧力

原子炉格納容器の初期温度は設計値として49°Cを、初期圧力は標準値として9.8kPa[gage]を用いるものとする。

⑦主要機器の形状

原子炉容器、1次冷却材ポンプ、加圧器、蒸気発生器、1次冷却材配管及び原子炉格納容器の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(b) 事故条件

①原子炉冷却材喪失時の破断位置

1次冷却材配管の破断によるLOCAを想定する場合の配管の破断位置について、炉心損傷防止対策の有効性評価においては、炉心の再冠水が遅れること、破断ループに接続されたECCSの注水効果に期待できないこと等を踏まえ、設計基準事故と同様に低温側とする。

なお、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については、蒸気発生器2次側保有水の保有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上

昇の早さの観点も踏まえて低温側とする。

(添付資料1.5.6)

(c) 重大事故等対策に関連する機器条件

①炉心及び燃料体

原子炉トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、図1.5.3に示すものを用い、制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの85%落下までの時間を2.2秒とする。

(添付資料1.5.7)

②安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

- ・原子炉トリップ限界値及び応答時間として以下の値を用いるものとする。

過大温度 ΔT 高

1次冷却材平均温度等の関数 (図1.5.4参照)

(応答時間6.0秒)

原子炉圧力低

12.73MPa[gage] (応答時間2.0秒)

1次冷却材ポンプ電源電圧低

65% (定格値に対して) (応答時間1.5秒)

蒸気発生器水位低

蒸気発生器狭域水位11% (応答時間2.0秒)

- ・また、工学的安全施設作動信号のうち、ECCS作動信号の作動限界値及び応答時間として以下の値を用いるものとする。

原子炉圧力低

12.04MPa[gage] (応答時間2.0秒)

- ・なお、ECCS作動信号「原子炉圧力低」の応答時間については、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、ECCSの作動による炉心注水がより早くなることにより、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度を厳しくする観点、並びに「ECCS再循環機能喪失」では、ECCSの作動が早くなることにより、炉心崩壊熱がより大きい状態で再循環機能が喪失し、炉心水位の低下が早くなるため、代替再循環への切替時間を厳しくする観点を踏まえて0秒とし、その他の事故シーケンスグループは2.0秒を用いるものとする。

③原子炉制御設備

原子炉制御設備は、外乱を小さくする方向に働くことから作動しないものとする。ただし、1次系及び2次系の主要弁である加圧器

逃がし弁、主蒸気逃がし弁は過渡事象の様相に対する寄与が大きいことから、自動作動するものとする。なお、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」のうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び給水制御系は、1次冷却材の2次系への流出を厳しくする観点から自動作動するものとする。

④ 1次系及び2次系主要弁

加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の容量は以下の値を用いるものとする。また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の作動圧力については、設計値に余裕を考慮した高めの値を用いるものとする。

- ・加圧器逃がし弁容量：95t/h（1個当たり）
 - ・加圧器安全弁容量：190t/h（1個当たり）
 - ・主蒸気逃がし弁容量：定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%
 - ・主蒸気安全弁容量：定格主蒸気流量（ループ当たり）の100%
- （添付資料1.5.8）

⑤ 1次冷却材ポンプ

1次冷却材ポンプ回転数等の1次冷却材ポンプ仕様に関する条件は設計値を用いるものとする。

⑥ 格納容器再循環ユニット

格納容器再循環ユニットは2基作動し、1基当たり、標準値である除熱特性（100℃～約168℃、約4.1MW～約11.2MW）で原子炉格納容器を除熱するものとする。

⑦ 燃料取替用水タンク（ピット）

燃料取替用水タンク（ピット）の水量は、設計値として2,100m³を用いるものとする。

b. 運転中の原子炉における重大事故

(a) 初期条件

「a. (a) 初期条件」に同じ。なお、格納容器破損モード「水素燃焼」の原子炉格納容器のヒートシンク、初期圧力は、水素濃度上昇の観点から以下の値を用いるものとする。

- ・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値より大きめの値を用いるものとする。
- ・原子炉格納容器の初期圧力は、0kPa[gage]を用いるものとする。

(b) 事故条件

① 原子炉冷却材喪失時の破断位置

1次冷却材配管の破断によるLOCAを想定する場合の配管の破断位置について、格納容器破損防止対策の有効性評価においてはECCS注水に期待していないこと、また、蓄圧タンクからの注水のみでは炉心冠水を維持できないことを踏まえ、早期に炉心からの蒸気が系外に放出される高温側とする。

(添付資料1.5.6)

(c) 重大事故等対策に関連する機器条件

「a.(c) 重大事故等対策に関連する機器条件」に同じ。

c. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

(a) 初期条件

①使用済燃料ピット崩壊熱

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料体及び以前から貯蔵されている使用済燃料が、使用済燃料ピット崩壊熱が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して、使用済燃料ピット崩壊熱は3号炉12.464MW、4号炉10.794MWを用いるものとする。

②事象発生前使用済燃料ピット水温

使用済燃料ピット水温の標準的な温度として40℃を用いるものとする。

③使用済燃料ピットに隣接するピットの状態

燃料取出直後の使用済燃料ピットの状態を想定して評価しており、燃料体を取り出す際には燃料取替チャンネルと燃料検査ピット並びに3号炉Aピット及びBピット、4号炉ピットの間には設置されているゲートを取り外すことから、3号炉Aピット及びBピット、4号炉ピット並びに燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットは接続状態とする。評価においては、100℃までの温度条件が厳しくなるように3号炉Aピット及びBピット、4号炉ピットの水量を考慮するものとする。

(添付資料1.5.9)

④主要機器の形状

使用済燃料ピット等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

①放射線の遮へいが維持できる使用済燃料ピット水位

使用済燃料ピット中央水面の線量率が3号炉燃料取扱時、4号炉燃料取替時の燃料取扱棟の遮へい設計基準値(0.15mSv/h)となる水位として、燃料頂部から、3号炉約4.27m(通常運転水位(以下「NWL」という。)-約3.41m)、4号炉約4.41m(NWL-約3.27m)とする。

(添付資料1.5.9)

d. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(a) 初期条件(運転停止中事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く)

① 炉心崩壊熱

炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線⁽⁸⁾を標準値として使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料及び3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、図1.5.1に示す局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いるものとする。なお、各事故シーケンスに用いる崩壊熱は、対策の有効性を確認する観点から、重大事故等対策の実施時間等を考慮した燃料の崩壊熱を用いるものとする。

(添付資料1.5.5)

② 原子炉停止後の時間

燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次系保有水量の最も厳しい組合せとなる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間として、原子炉停止後の時間は72時間とする。

(添付資料1.5.10)

③ 1次系圧力

ミッドループ運転中は1次系を大気開放状態としていることから、1次系圧力の初期値は大気圧とする。

④ 1次冷却材高温側温度

ミッドループ運転中の運転モードにおける上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。

⑤ 1次系水位

プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の

水位として、1次系の初期水位は原子炉容器出入口配管の中心高さを20cm上回る高さとする。

⑥ 1次系開口部

ミッドループ運転中に確保している蒸気放出経路として、1次系開口部は、加圧器安全弁が3個取り外されているものとする。

⑦ 主要機器の形状

原子炉容器、1次冷却材ポンプ、加圧器、蒸気発生器、1次冷却材配管及び原子炉格納容器の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

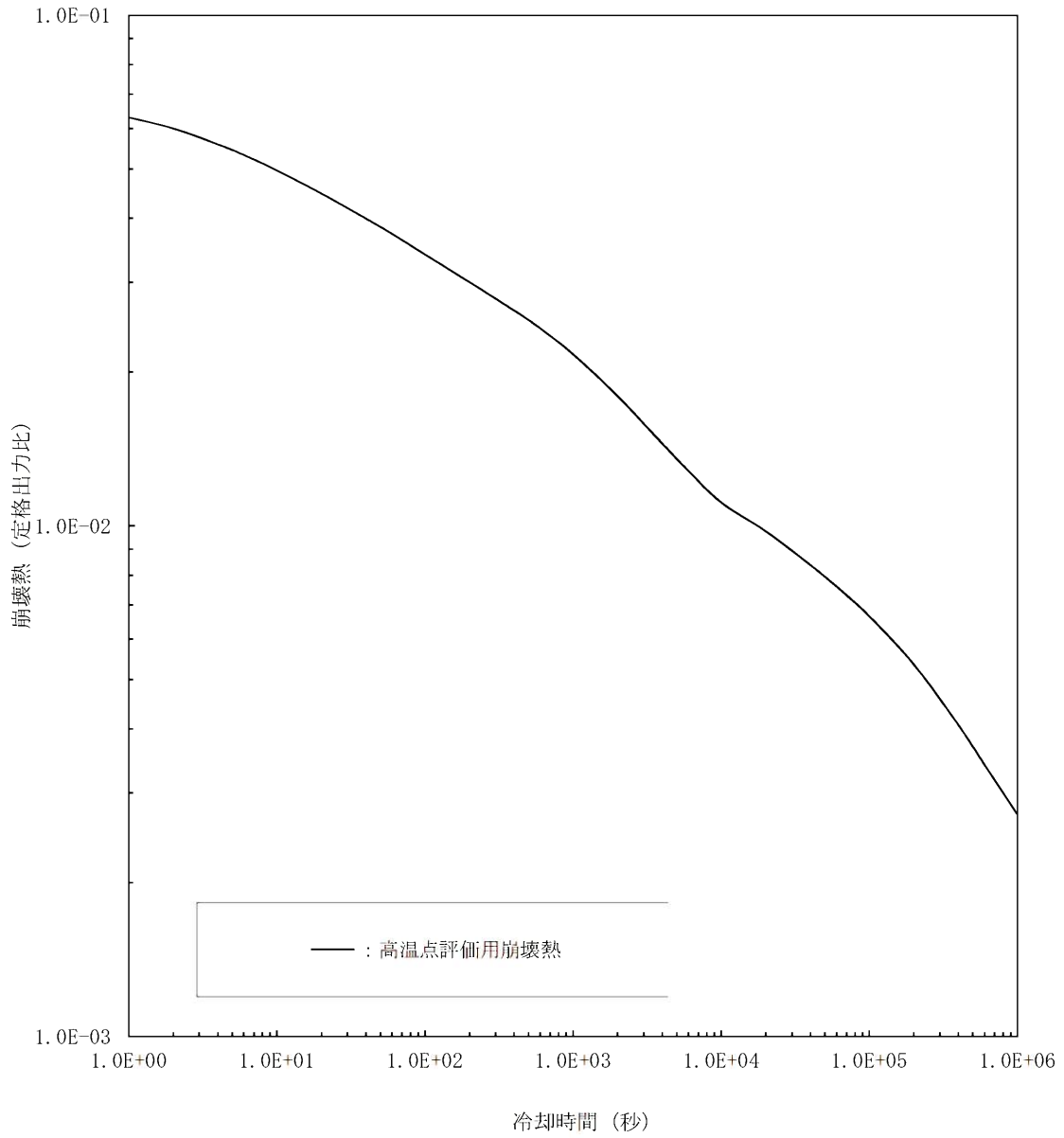


図 1.5.1 高温点評価用崩壊熱 (ウラン燃料炉心) (1 / 2)

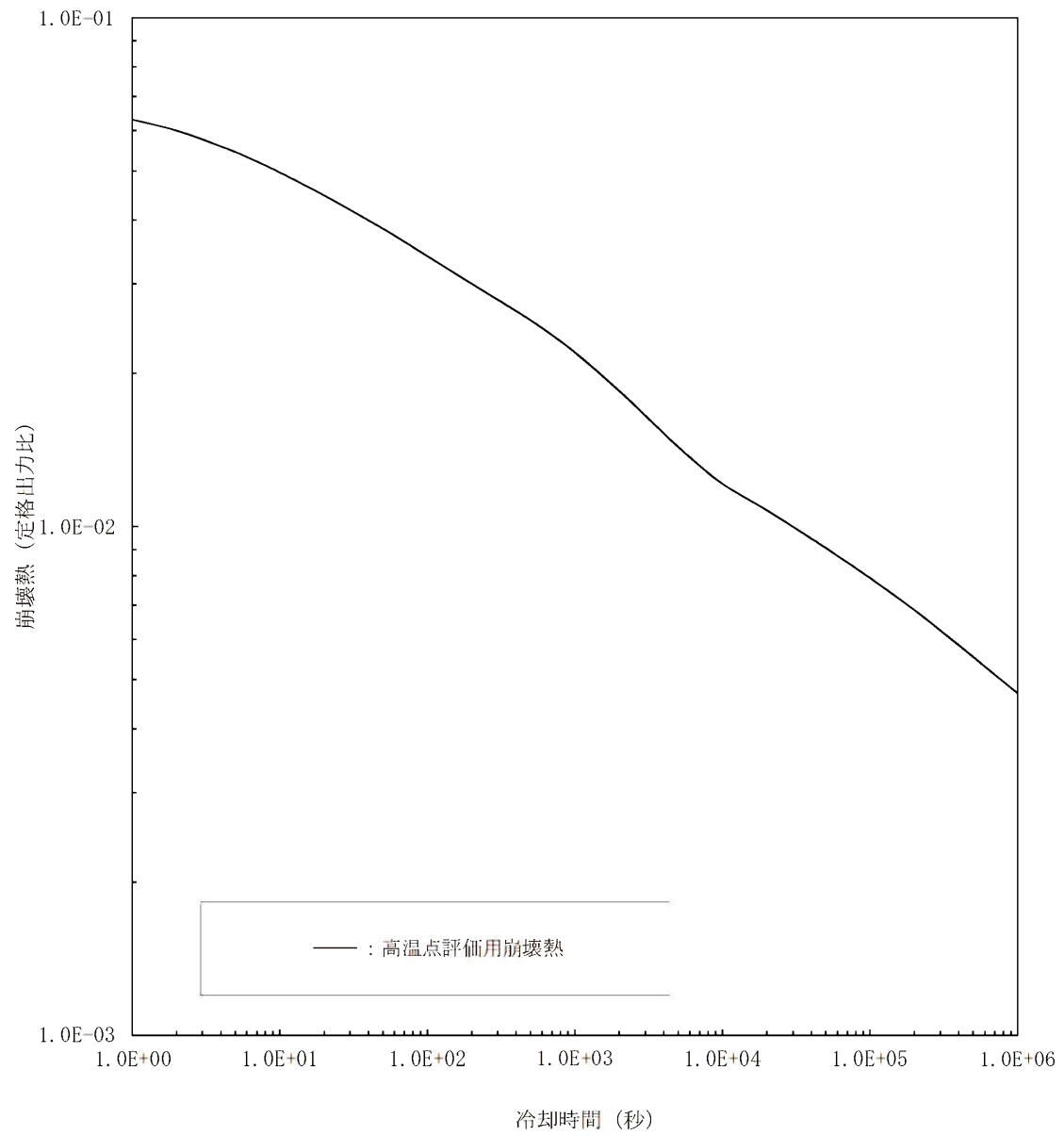


図 1.5.1 高温点評価用崩壊熱 (ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料炉心) (2 / 2)

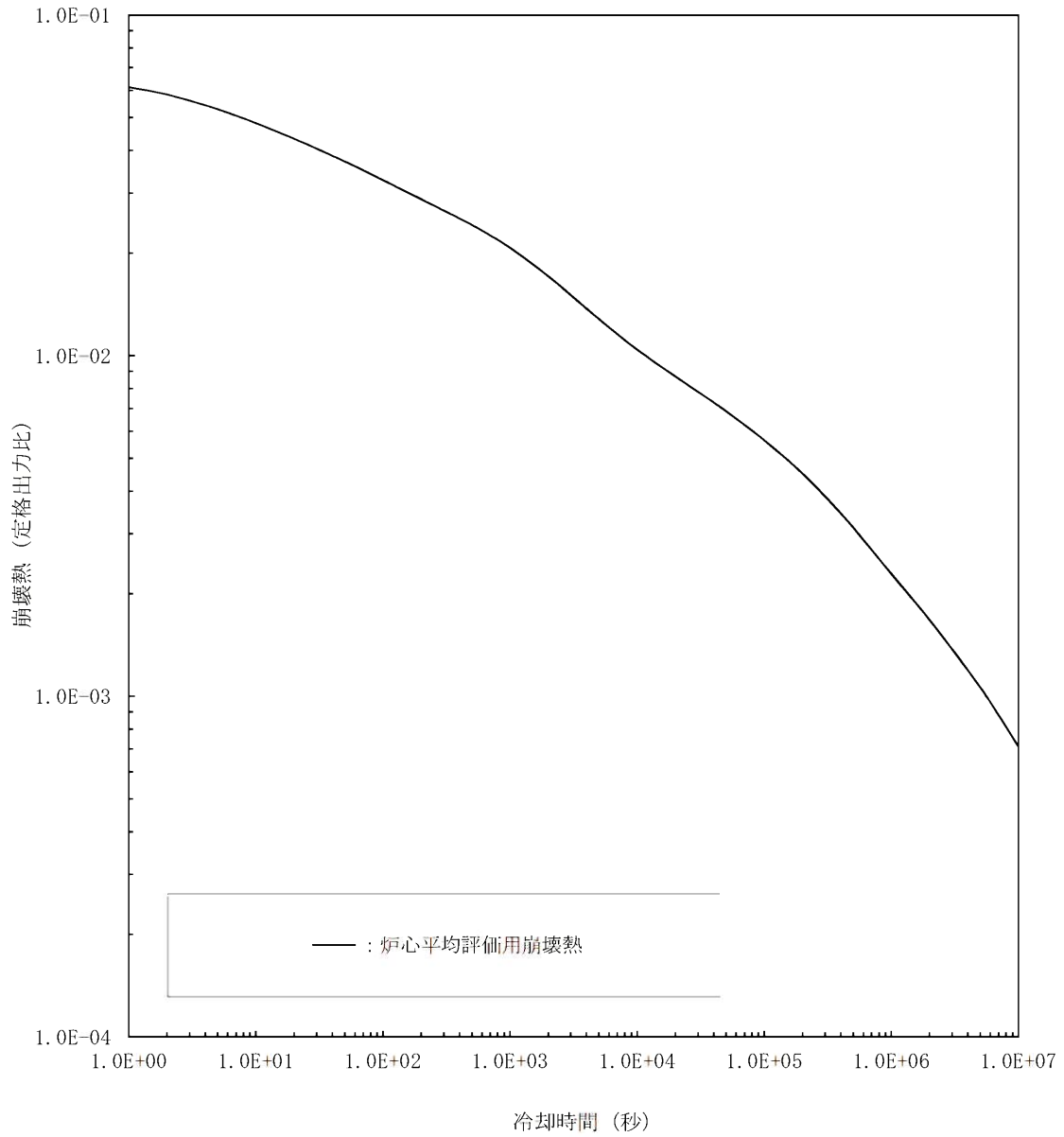


図 1.5.2 炉心平均評価用崩壊熱 (ウラン燃料炉心) (1 / 2)

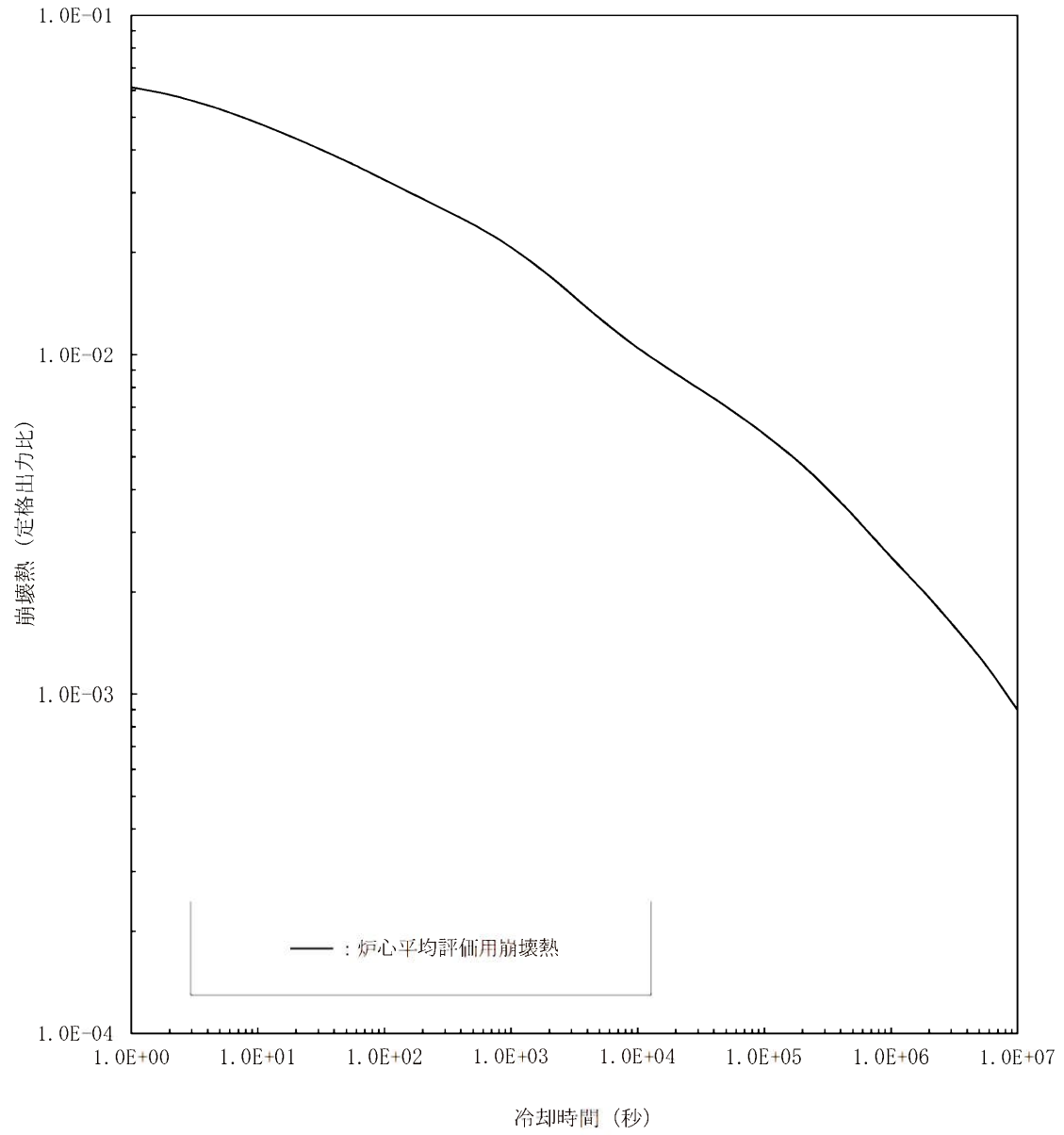


図 1.5.2 炉心平均評価用崩壊熱 (ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料炉心) (2 / 2)

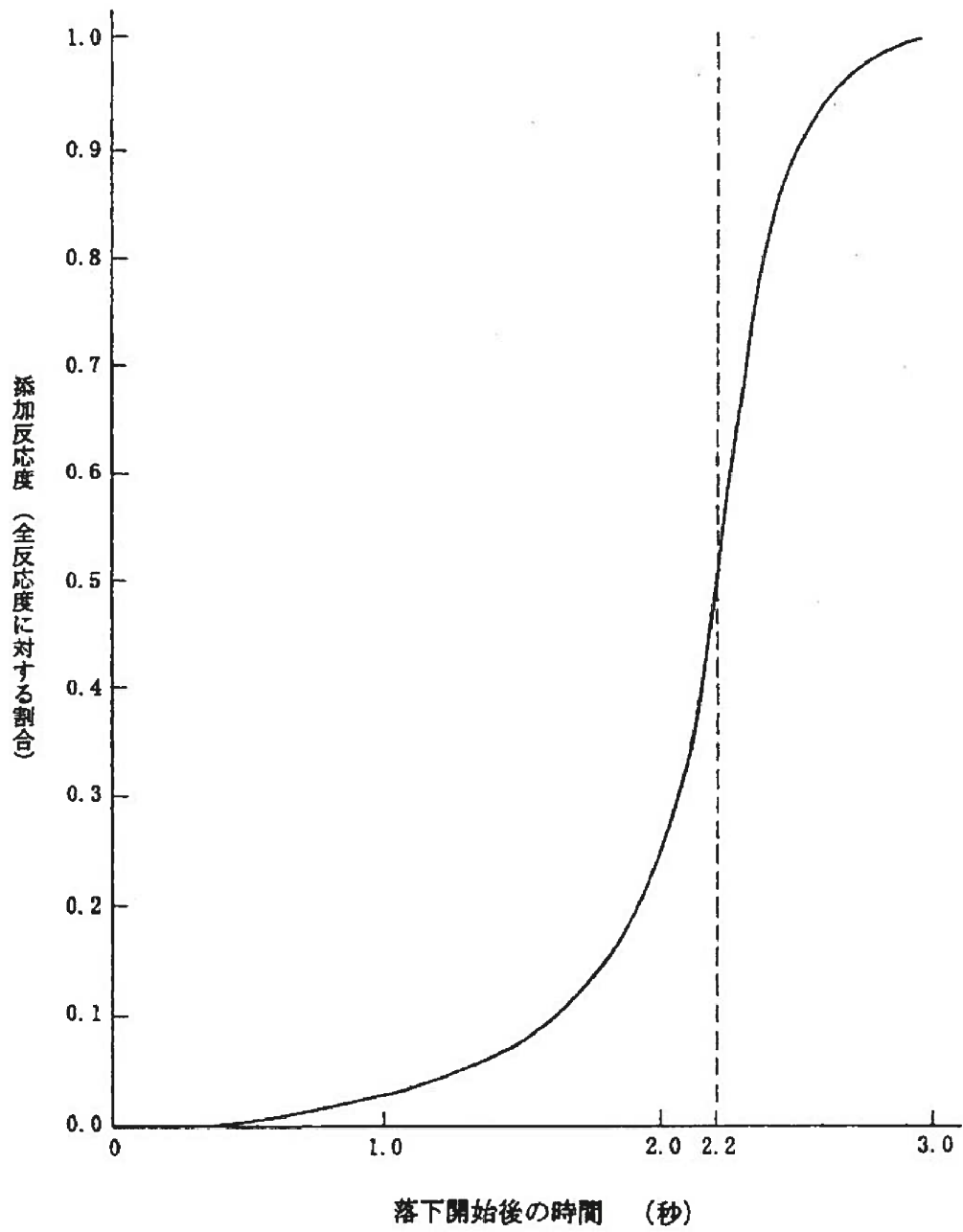


図 1.5.3 原子炉トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線

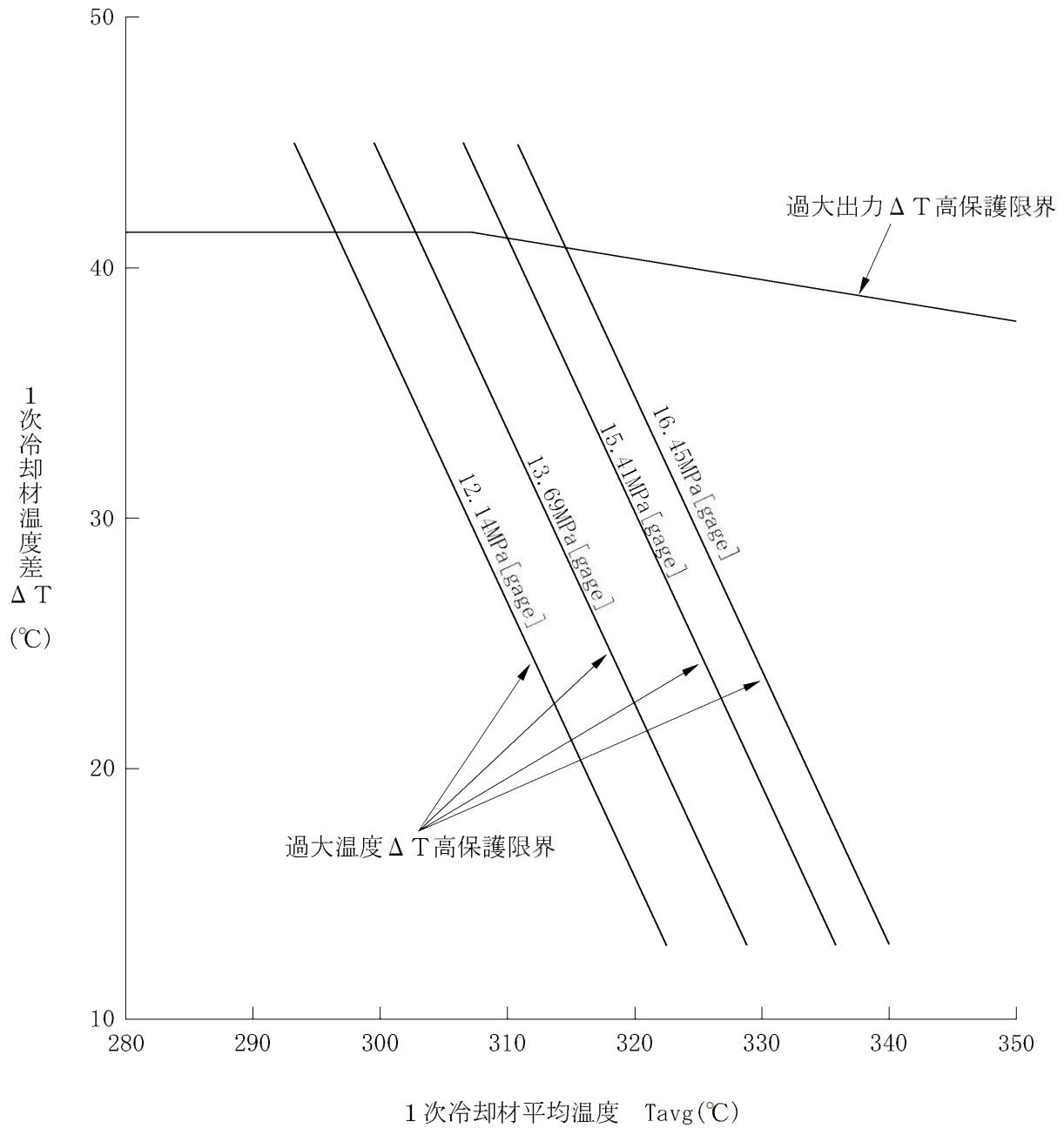


図 1.5.4 過大出力 ΔT 高及び過大温度 ΔT 高による保護限界図(代表例)

1.9 参考文献

- (1) 「三菱 PWR 炉心損傷に係る重要事故シーケンスへの M-RELAP5 コードの適用性について」
MHI-NES-1054
三菱重工業、平成 25 年
- (2) 「三菱 PWR 炉心損傷に係る重要事故シーケンスへの SPARKLE-2 コードの適用性について」
MHI-NES-1055
三菱重工業、平成 25 年
- (3) 「三菱 PWR 炉心損傷及び格納容器損傷に係る重要事故シーケンスへの MAAP コードの適用性について」
MHI-NES-1056
三菱重工業、平成 25 年
- (4) 「三菱 PWR 格納容器破損に係る重要事故シーケンスへの GOTHIC コードの適用性について」
MHI-NES-1057
三菱重工業、平成 25 年
- (5) 「三菱 PWR 非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」
MAPI-1035 改 8
三菱重工業、平成 11 年
- (6) 「三菱 PWR 非常用炉心冷却系性能評価感度解析」
MAPI-1063 改 2
三菱重工業、平成 2 年
- (7) 「三菱 PWR 原子炉格納容器内圧評価解析方法」
MHI-NES-1016
三菱重工業、平成 12 年
- (8) 「PWR の安全解析用崩壊熱について」
MHI-NES-1010 改 4
三菱重工業、平成 25 年

重大事故等対策の有効性評価に用いた崩壊熱の設定について

1. 重大事故等対策の有効性評価に用いた崩壊熱の設定への影響について

玄海原子力発電所 4 号炉では、使用済燃料発生量低減の観点から、燃料集合体最高燃焼度を 55GWd/t へ引き上げた高燃焼度燃料（以下「ステップ 2 燃料」という。）を取替燃料として採用することとしているが、新規制基準適合性審査時の重大事故等有効性評価に用いた崩壊熱は、以下の通り集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料の崩壊熱まで考慮して設定していることから、ステップ 2 燃料導入による影響はない。

なお、新規制基準適合性審査時の重大事故等有効性評価では、ウラン燃料と MOX 燃料が装荷されている玄海 3 号炉とウラン燃料が装荷されている玄海 4 号炉を対象としており、事象に応じてウラン炉心と MOX 炉心の崩壊熱を使い分けて評価を実施している。玄海 3 号炉及び 4 号炉の評価条件として共通の崩壊熱を適用しており、保守的になるように、重大事故等対策の実施が早期の事象についてはウラン炉心の崩壊熱を適用し、事象進展が長期にわたる事象及び長期冷却後の燃料が評価対象の事象については MOX 炉心の崩壊熱を適用している。

ただし、使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故については、SFP に装荷される燃料を対象として崩壊熱を設定していることから評価条件を見直す。（添付資料 1.5.9）

2. 重大事故等有効性評価に用いた崩壊熱について

玄海原子力発電所 3 号炉（48GWd/t+MOX）及び 4 号炉（48GWd/t）における重大事故等有効性評価に用いた炉心崩壊熱は、使用する燃料の燃料仕様を考慮したものとしている。具体的な取扱いは以下の通り。

3. 崩壊熱評価手法

核分裂生成物（FP）崩壊熱については「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年 7 月 20 日原子力安全委員会決定、平成 4 年 6 月 11 日一部改訂）」において使用が認められている日本原子力学会推奨値（不確定性（3σA）込み）を用い、アクチニド崩壊熱に関しては十分実績のある ORIGEN2 コード評価値（不確定性（20%）込み）を用いている。

4. 評価用崩壊熱の設定について（ウラン炉心）

玄海原子力発電所 3、4 号炉における重大事故等有効性評価に用いた評価用崩壊熱としては、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱と炉心の平均的な崩壊熱を表す炉心平均評価用崩壊熱を設定している。それぞれの設定方法を以下に示す。

（1）高温点評価用崩壊熱

① ウラン燃料崩壊熱

- ・燃料濃縮度 … 3.0wt%^{※1} (集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料)
4.0wt%^{※1} (集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料)
- ・線出力密度 … 17.1kW/m^{※2}
- ・照射履歴 … 上記線出力密度にて連続照射 (中間停止は考慮せず)
- ・評価燃焼度 … 62GWd/t (集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料)
71GWd/t (集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料)
(高温点評価で使用することを想定し、最も崩壊熱が厳しくなる燃料ペレット燃焼度制限に達するとして設定)

※1 濃縮度は低い方が、以下の効果により崩壊熱が大きくなることから、48GWd/t、55GWd/t 対応燃料のそれぞれに対して、設計拡張事象解析用崩壊熱の適用範囲の下限濃縮度 (「PWR の安全解析用崩壊熱について」MHI-NES-1010 改4 平成25年7月 三菱重工業 参照) として設定。

・U238 のインベントリが多いことから、U238 の中性子捕獲によりアクチニド核種が生成されやすい。

・評価上の中性子束が上昇し、中性子捕獲によるアクチニド核種の高次化が進む。

※2 高温点評価用崩壊熱の算出にあたっては、炉心平均線出力密度である 17.1kW/m を用いているが、高温点評価にあたっては、設計基準事象の場合の取り扱いと同様、当該崩壊熱を評価対象となる燃料棒、燃料集合体の出力で規格化した崩壊熱を使用している。(以下、高温点評価用崩壊熱に関しては同様。)

② 高温点評価用崩壊熱曲線の設定

①で求めたウラン燃料の崩壊熱計算結果を図1に示す。重大事故等有効性評価では、設計基準事象で想定した 1×10^4 秒以降の冷却期間も評価対象となるため、設計基準事象で設定した崩壊熱曲線より長い冷却期間を対象として設定する必要がある。そこで、重大事故等有効性評価に用いる解析用崩壊熱曲線は、 1×10^4 秒までは設計基準事象解析用崩壊熱と同一とし、 1×10^4 秒を超える冷却期間については、上記で評価したベースとする崩壊熱に対し、考慮されていない崩壊熱への寄与分として、燃料集合体構造材放射化発熱、燃料製造公差の崩壊熱への影響、及びプラント・燃料仕様の差異による崩壊熱増分を包含するよう 1.05 を乗じ、これらの包絡値をウラン炉心の重大事故等有効性評価の高温点評価用崩壊熱として設定した。高温点評価用崩壊熱を図1の実線に示す。

(2) 炉心平均崩壊熱

① ウラン燃料崩壊熱

- ・燃料濃縮度 … 4.1wt% (集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料)
4.8wt% (集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料)

- ・線出力密度 … 17.9kW/m
- ・照射履歴 … 上記線出力密度にて連続照射（中間停止は考慮せず）
- ・評価燃焼度 … 16,32,48GWd/t（集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料）
18,37,55GWd/t（集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料）

〔均等 3 バッチ取替を想定し、3 回照射燃料は全て集合体最高燃焼度制限に達するものとして、各バッチの代表燃焼度を設定〕

② 炉心平均崩壊熱曲線の設定

①で求めたウラン燃料崩壊熱を図 2 に示す。燃料濃縮度毎のウラン炉心の平均崩壊熱（照射回数毎の崩壊熱を平均したもの）を図 3 に示す。これらの崩壊熱に対し、更に前述の算出過程で考慮されていない崩壊熱寄与分として、燃料集合体構造材及び炉内構造物放射化発熱を包含するよう 1.02 を乗じたものを、炉心平均評価用崩壊熱として設定した。炉心平均評価用崩壊熱を図 3 の実線に示す。

（3）ウラン燃料の評価用崩壊熱設定の考え方

集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料と集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料の崩壊熱は、図 1～図 3 に示すとおりほぼ同等であり、これらの崩壊熱の差が有効性評価に与える影響は有意ではないことから、ウラン燃料の評価用崩壊熱の設定にあたっては、集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料に加えて、集合体燃焼度制限 55GWd/t 対応燃料の崩壊熱まで考慮して設定することとした。

5. 評価用崩壊熱の設定について（MOX 炉心）

玄海原子力発電所 3、4 号炉における重大事故等有効性評価に用いた評価用崩壊熱としては、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱と、炉心の平均的な崩壊熱を表す炉心平均評価用崩壊熱を設定している。それぞれの設定方法を以下に示す。

（1）高温点評価用崩壊熱

① ウラン燃料崩壊熱

ウラン燃料崩壊熱については、4.(1)①ウラン燃料崩壊熱と同一である。

② MOX 燃料崩壊熱

MOX 燃料の Pu 組成は、再処理されるウラン燃料の初期濃縮度、取出燃焼度、冷却期間等により異なるため、安全審査等においては、代表的ないくつかの取出燃料から得られる Pu 組成を考慮している。このうち、高温点評価用崩壊熱の評価では、現実には発生しないと考えられるが、4.1wt%濃縮ウラン相当の反応度をもつ組成の中で、最も崩壊熱が大きい低 Pu 組成よりも Pu-f 割合が低く、評価上中性子束が上昇しアクチニド核種の高次化がより進むため低 Pu 組成より崩壊熱が大きくなる通常外 Pu 組成（Pu-f 割合が 55wt%となるような Pu 組成）を用い、さらに崩壊熱に寄与の大きな Am-241 を 5 年保管相当に増加させた組成を使用した。

- ・ Pu 含有率 … 13.0wt% (Pu-f 富化度 : 6.9wt%)
 - ・ Pu 組成 … 通常外 Pu 組成 : Pu-238/Pu-239/Pu-240/Pu-241/Pu-242/Am-241
= 4.1/45.4/25.3/7.5/13.0/4.7wt%
 - ・ 線出力密度 … 17.1kW/m
 - ・ 照射履歴 … 上記線出力密度にて連続照射 (中間停止は考慮せず)
 - ・ 評価燃焼度 … 62GWd/t
- (高温点評価で使用することを想定し、最も崩壊熱が厳しくなる燃料ペレット燃焼度制限に達するとして設定)

③ 高温点評価用崩壊熱曲線の設定

①で求めたウラン燃料崩壊熱と、②で求めた MOX 燃料崩壊熱を図 4 に示す。重大事故等有効性評価では、設計基準事象で想定した 1×10^4 秒以降の冷却期間も評価対象となるため、設計基準事象で設定した崩壊熱曲線より長い冷却期間を対象として設定する必要がある。そこで、重大事故等有効性評価に用いる解析用崩壊熱曲線は、 1×10^4 秒までは設計基準事象解析用崩壊熱と同一とし、 1×10^4 秒を超える冷却期間については、上記で評価したベースとする崩壊熱に対し、考慮されていない崩壊熱への寄与分として、燃料集合体構造材放射化発熱、燃料製造公差の崩壊熱への影響、及びプラント・燃料仕様の差異による崩壊熱増分を包含するよう 1.05 を乗じ、これらの包絡値を MOX 燃料とウラン燃料が混在した炉心の重大事故等有効性評価の高温点評価用崩壊熱として設定した。高温点評価用崩壊熱を図 4 の実線に示す。

(2) 炉心平均崩壊熱

① ウラン燃料崩壊熱

- ・ 燃料濃縮度 … 4.1wt% (集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料)
 - ・ 線出力密度 … 17.9kW/m
 - ・ 照射履歴 … 上記線出力密度にて連続照射 (中間停止は考慮せず)
 - ・ 評価燃焼度 … 16,32,48GWd/t (集合体燃焼度制限 48GWd/t 対応燃料)
- (均等 3 バッチ取替を想定し、3 回照射燃料は全て集合体最高燃焼度制限に達するものとして、各バッチの代表燃焼度を設定)

② MOX 燃料崩壊熱

安全審査等において考慮されている Pu 組成うち、炉心平均評価用崩壊熱の評価では、4.1wt%濃縮ウラン相当の反応度をもつ組成の中で最も崩壊熱が大きい低 Pu 組成を使用した。評価条件を以下に示す。

- ・ Pu 含有率 … 10.9wt% (Pu-f 富化度 : 7.0wt%)
- ・ Pu 組成 … 低 Pu 組成 : Pu-238/Pu-239/Pu-240/Pu-241/Pu-242/Am-241
= 2.1/54.5/25.0/9.3/6.4/2.7wt%
- ・ 線出力密度 … 17.9kW/m
- ・ 照射履歴 … 上記線出力密度にて連続照射 (中間停止は考慮せず)

・評価燃焼度 … 15,30,45GWd/t

〔均等 3 バッチ取替を想定し、3 回照射燃料は全て集合体最高燃焼度制限に達するものとして、各バッチの代表燃焼度を設定〕

③ 炉心平均崩壊熱曲線の設定

①で求めたウラン燃料崩壊熱を図 5 に、②で求めた MOX 燃料崩壊熱を図 6 に示す。ウラン燃料の崩壊熱の平均(照射回数毎の崩壊熱を平均したもの)したウラン炉心の平均崩壊熱と、図 6 に示す MOX 燃料の崩壊熱を平均(照射回数毎の崩壊熱を平均したもの)し、続いて MOX 燃料の装荷規模を実際に想定される約 25%として(ウラン燃料 : MOX 燃料=145 体 : 48 体) 平均した MOX 炉心の平均崩壊熱を図 7 の点線及び破線で示す。これらの崩壊熱の包絡値に対し、更に前述の算出過程で考慮されていない崩壊熱寄与分として、燃料集合体構造材及び炉内構造物放射化発熱を包含するよう 1.02 を乗じたものを、MOX 炉心の炉心平均評価用崩壊熱として設定した。炉心平均評価用崩壊熱を図 7 の実線に示す。

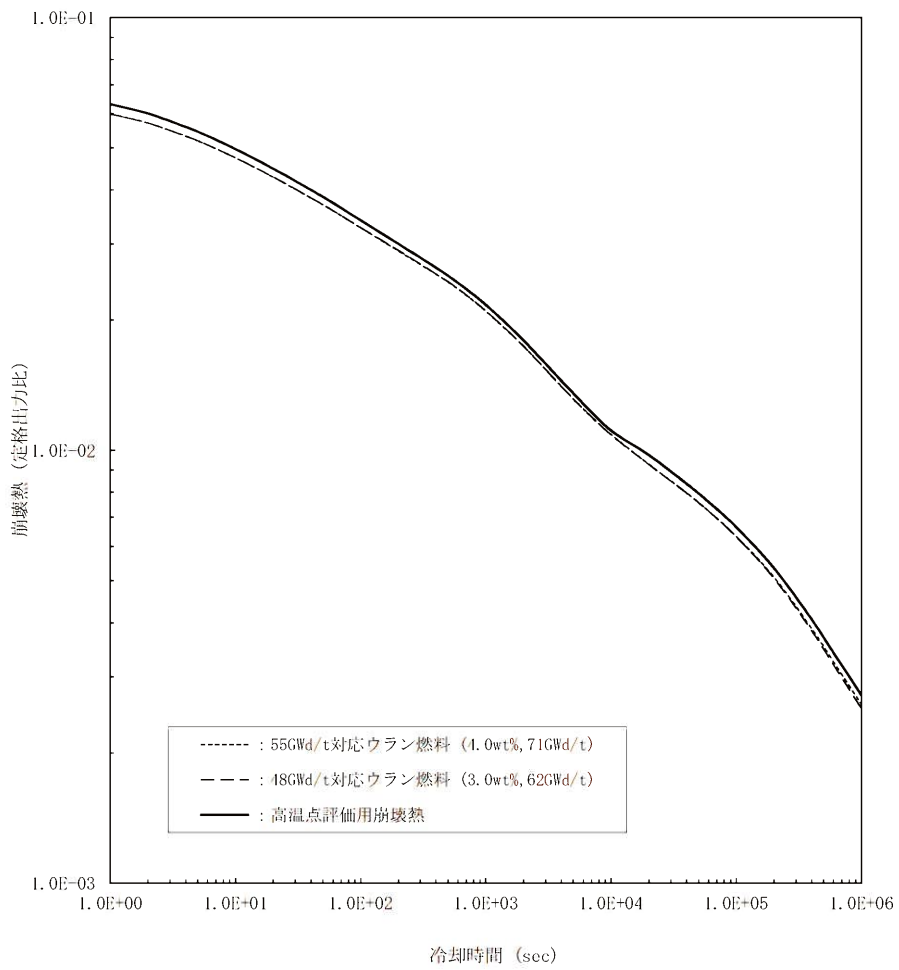


図1 ウラン炉心の高温点評価用崩壊熱

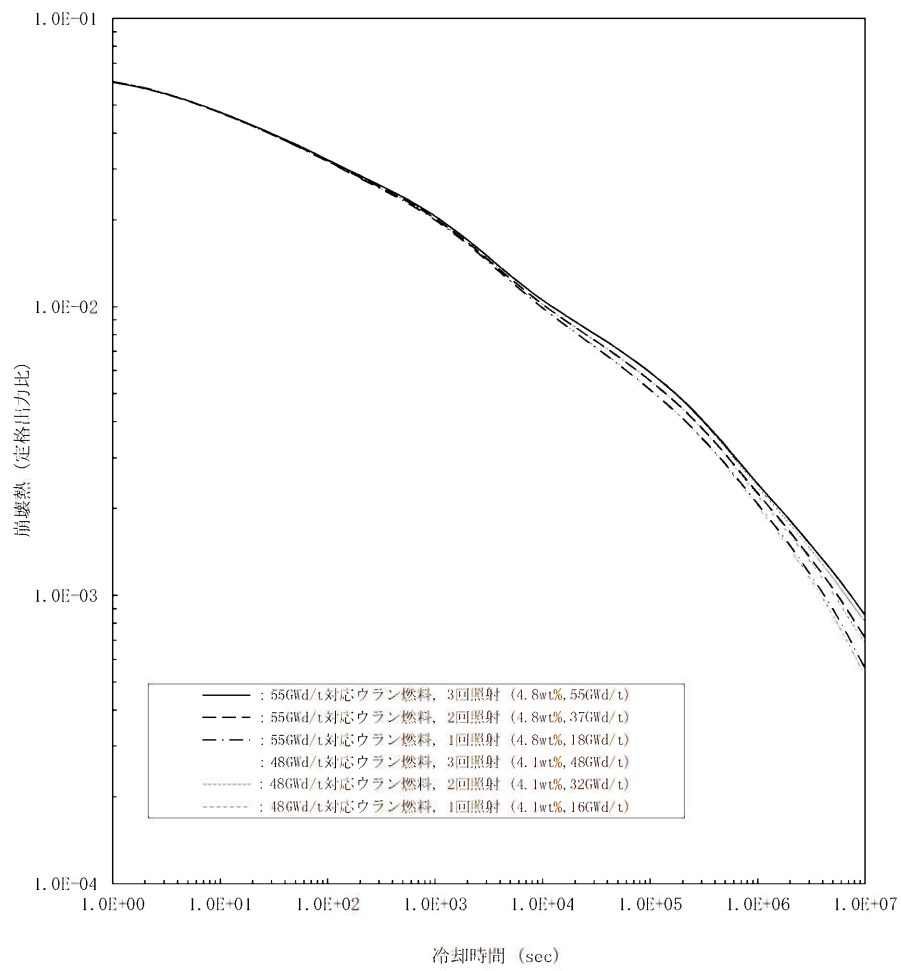


図2 ウラン燃料 照射回数毎の崩壊熱計算結果

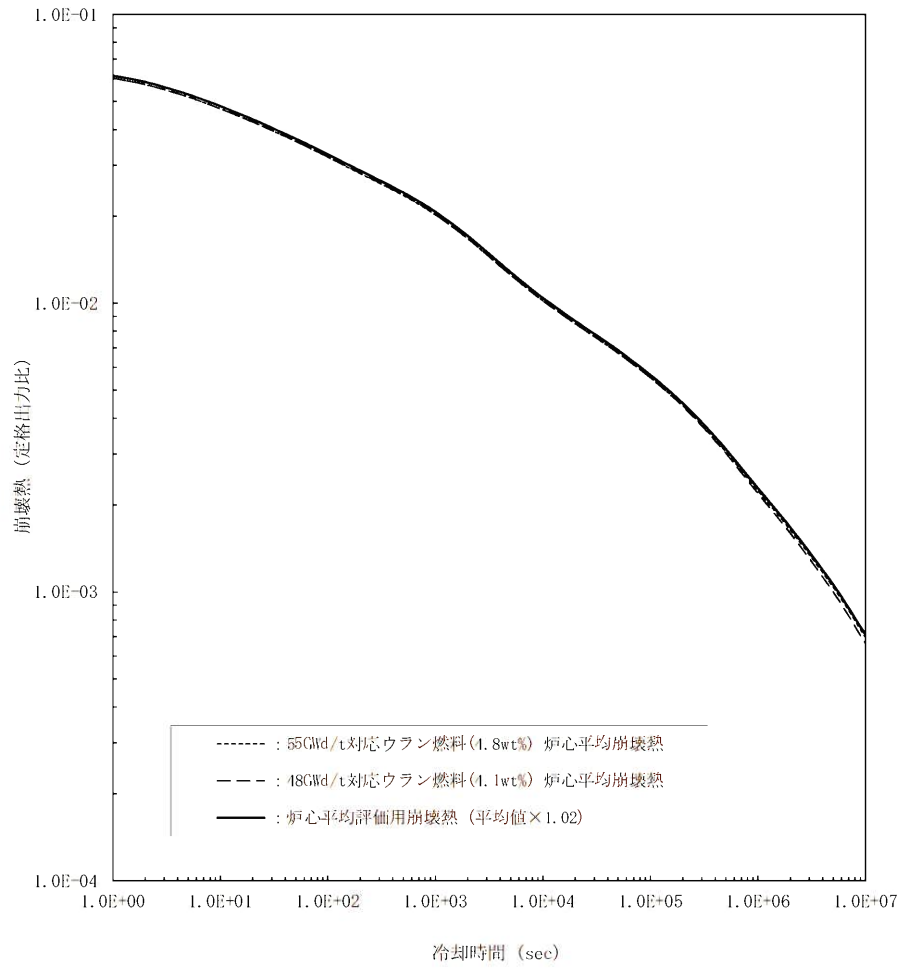


図3 ウラン炉心の炉心平均評価用崩壊熱

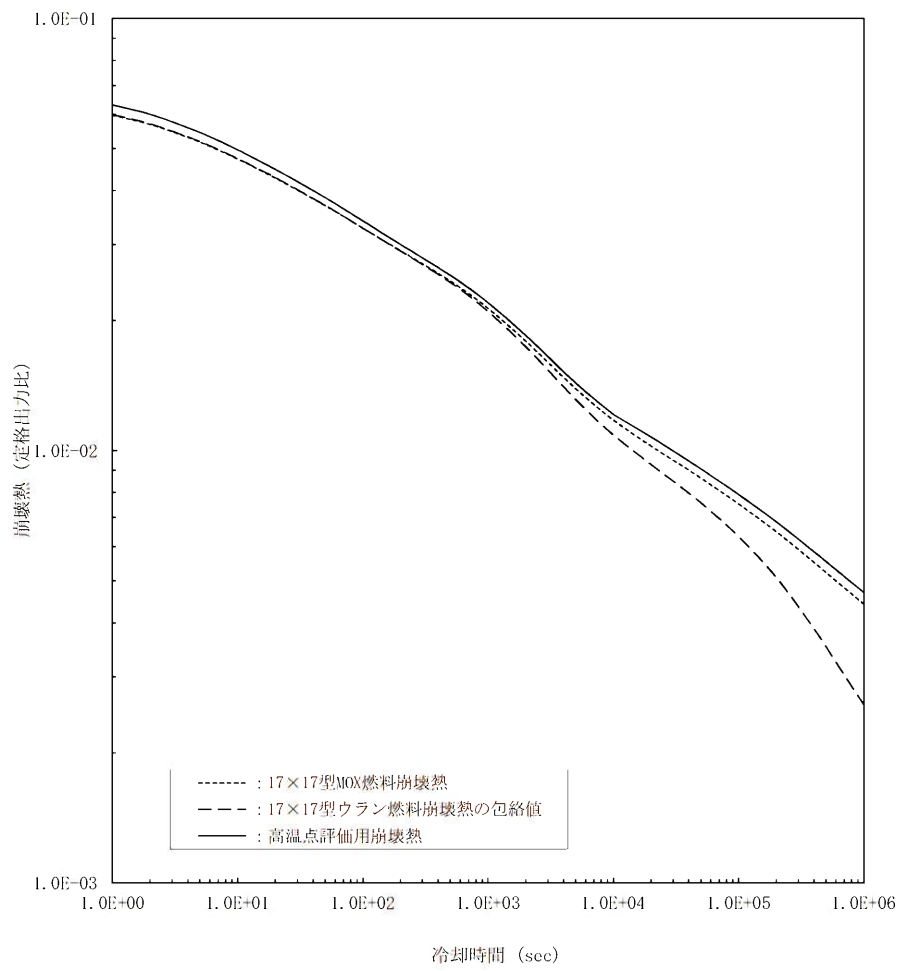


図4 MOX炉心の高温点評価用崩壊熱

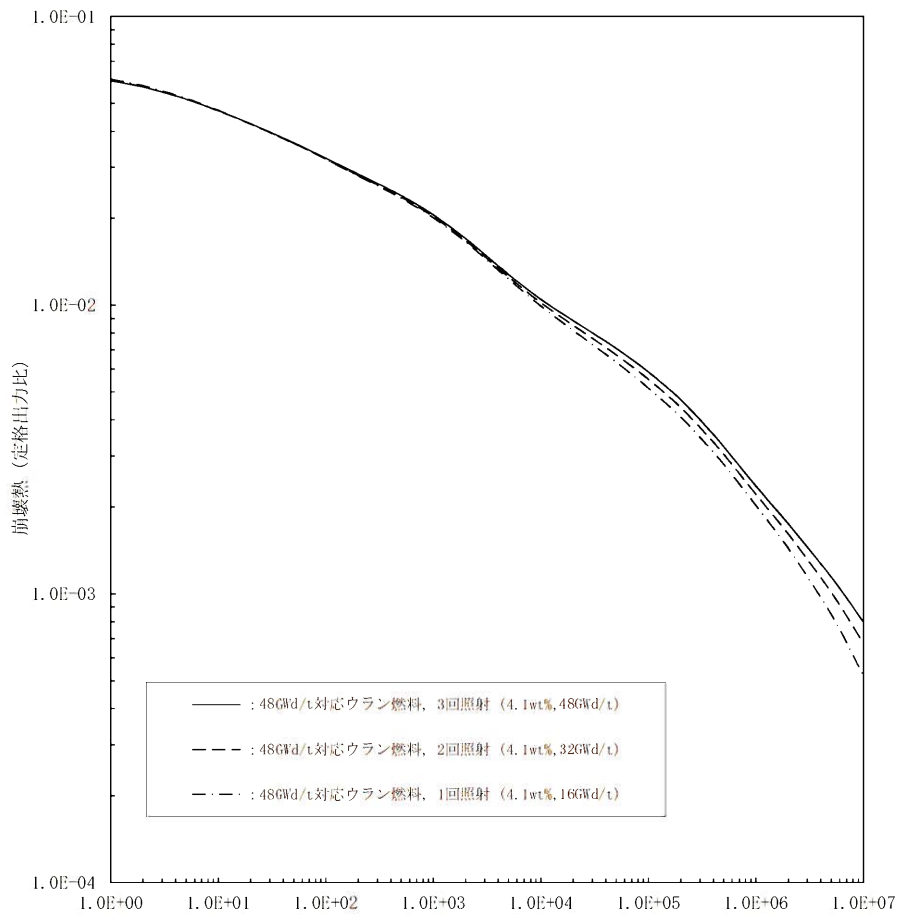


図5 ウラン燃料 照射回数毎の崩壊熱計算結果

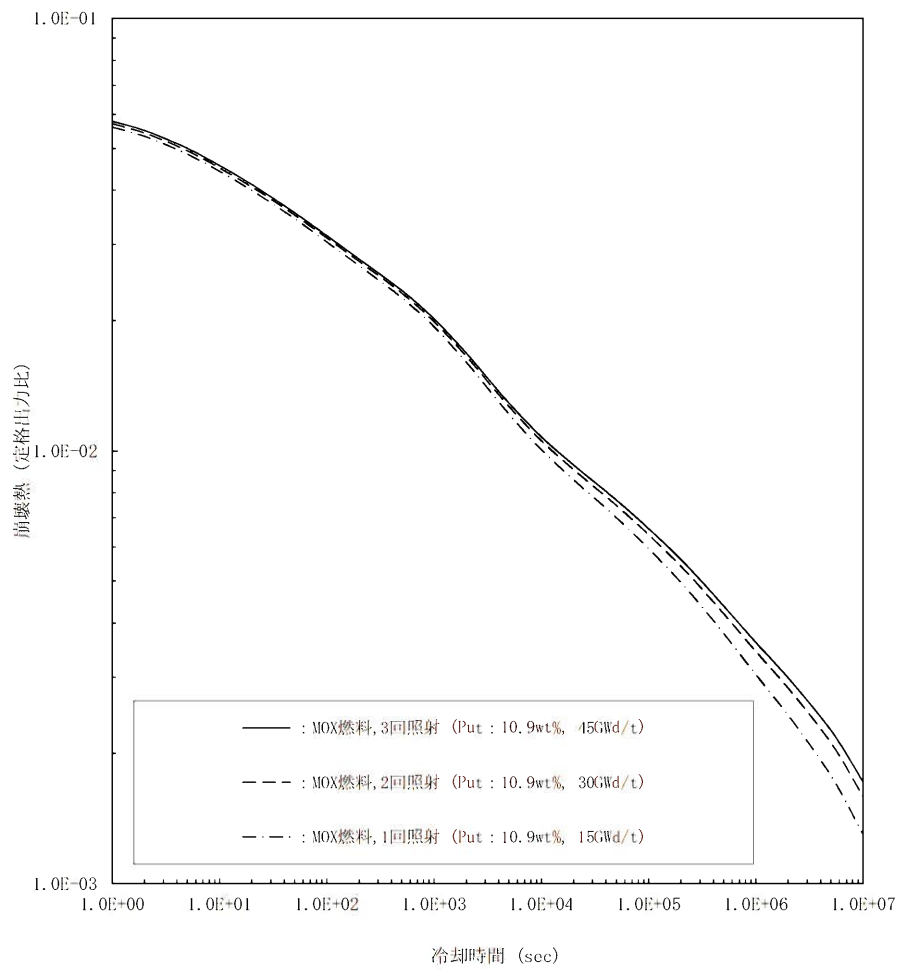


図6 MOX燃料 照射回数毎の崩壊熱計算結果

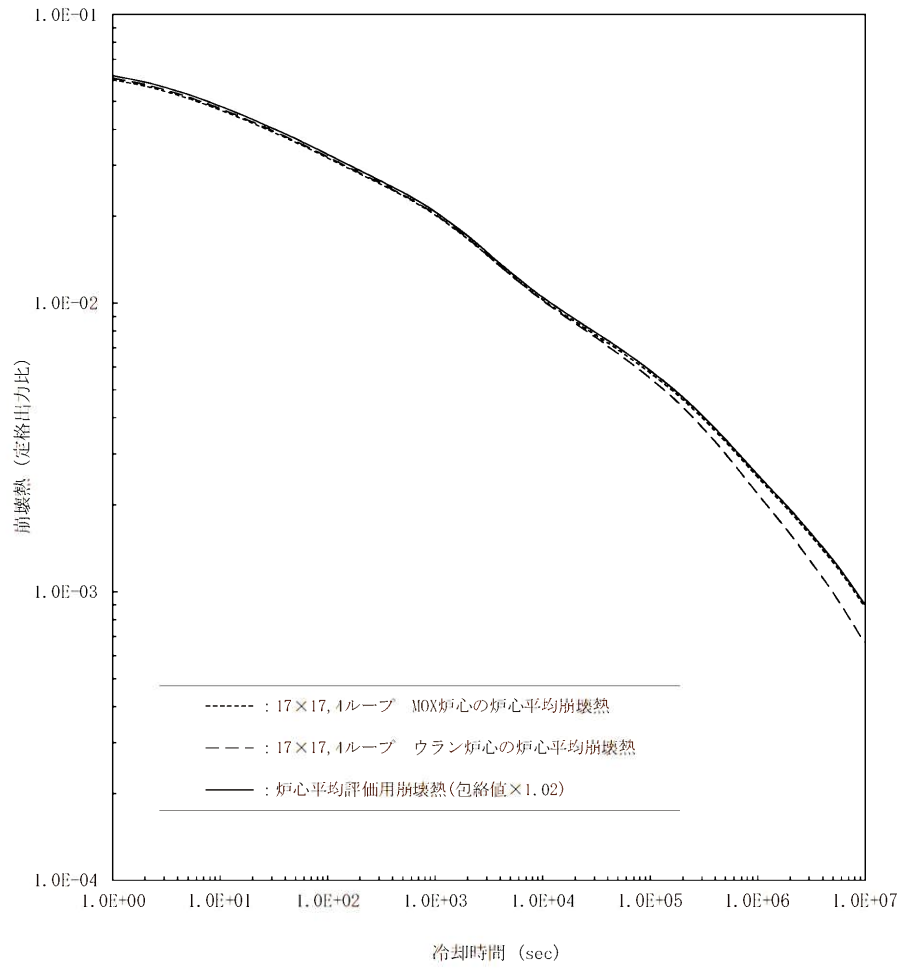


図7 MOX炉心の炉心平均評価用崩壊熱

安全解析用崩壊熱に用いる MOX 燃料の燃焼度について

MOX燃料の集合体最高燃焼度は45GWd/tと制限されており、実機ではこれらを満足するように炉心設計を実施し、また運転中も炉心管理により制限内に入っていることを確認している。

一方、安全解析用崩壊熱としては、燃焼度が高いほど崩壊熱が高くなることから、冷却性に関して保守性を保つように適切に設定する必要がある。

崩壊熱評価に用いるMOX燃料の燃焼度については、以下に示すように設置許可申請書記載数値である最高燃焼度45GWd/tとすることで保守性を有した評価を行うこととしている。

MOX燃料は取替炉心毎に16体新燃料として装荷され、それらが3サイクル照射された後取り出される。すなわち、1炉心取出分の燃料には、3回照射、2回照射、1回照射のMOX燃料が16体あり、それぞれ各領域の燃焼度を保守的に設定する必要がある。

安全解析用崩壊熱に使用するMOX燃料の燃焼度は3回照射燃料を集合体最高燃焼度45GWd/tに規格化し、2回照射燃料、1回照射燃料はそれぞれ最高燃焼度の2/3(30GWd/t)、1/3(15GWd/t)とする。この方式によれば、1炉心取出分のウラン燃料平均燃焼度は30GWd/tとなり、表1に示す炉心解析結果を十分包絡している。

表1 領域別燃焼度炉心解析結果

	MOX 燃料	
	体数	平均燃焼度
1回照射燃料	16体	11.2GWd/t
2回照射燃料	16体	28.0GWd/t
3回照射燃料	16体	42.1GWd/t
平均	48体	27.1GWd/t

玄海3 / 4号炉 有効性評価に使用している崩壊熱について

1. 装荷燃料と崩壊熱の特徴

玄海3号炉はウラン燃料とMOX燃料が装荷されており、玄海4号炉はウラン燃料が装荷されている。

ウラン炉心とMOX炉心の崩壊熱（原子炉停止後の積算量）の差異は、図1に示すとおり、事故後約2時間（短期間）はウラン炉心>MOX炉心となっており、ウラン炉心の方が事象進展上厳しい方向となるが、その差は軽微であり、事象進展は双方ほぼ同じである。一方、事故後約2時間後以降（長期間）はウラン炉心<MOX炉心となりMOX炉心の方が厳しくなるが、その差は高々2%（事故後24時間）であることから、事象進展は同等と考えられる。

2. 各事象に使用する崩壊熱

有効性評価にあたっては、重大事故等対策の有効性を確認する観点から、以下のとおり重大事故等対策の実施が早期であり、事象進展が同等または保守的と考えられる事象についてはウラン炉心の崩壊熱を適用するが、事象進展が長期にわたり、崩壊熱の差が事象進展に現れると考えられる事象については、MOX炉心の崩壊熱を適用している。

(1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故（表1：①～⑧）

(a) ①2次冷却系からの除熱機能喪失、②全交流動力電源喪失、③原子炉補機冷却機能喪失、⑤原子炉停止機能喪失、⑥ECCS注水機能喪失、⑦ECCS再循環機能喪失、⑧格納容器バイパスについては、運転員等の操作開始タイミングは事故後1時間程度であり、対策の有効性を確認する観点からはウラン炉心の崩壊熱を使用しても問題ないと考えられることから、ウラン炉心の崩壊熱を適用している。

なお、操作開始以降は、事故後約24時間以内で概ね重大事故等対策は完了していること、ウラン燃料とMOX燃料の崩壊熱の差は小さいことから、ウラン炉心の崩壊熱を使用しても、対策の有効性を確認する観点から、事象進展は同等であると考えられる。

(b) ④原子炉格納容器の除熱機能喪失は、事故後長期間経過後運転員等の操作開始する事象であり、対策の有効性を確認する観点から、長期間の評価で崩壊熱が大きくなるMOX炉心の崩壊熱を適用している。

(2) 運転中の原子炉における重大事故（表1：⑨～⑭）

(a) ⑨雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）⑫原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用⑭溶融炉心・コンクリート相互作用は、事故後1

時間程度で対策を開始するが、ウラン炉心とMOX炉心の崩壊熱の差は小さいことから事象進展は同等と考えられること、事象進展が長期にわたることから、対策の有効性を確認する観点から長期間の評価で崩壊熱が大きくなるMOX炉心の崩壊熱を適用している

- (b) ⑩雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）⑪高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱は、事故後3時間程度で対策を開始し、事象進展が長期にわたることから、対策の有効性を確認する観点から長期間の評価で崩壊熱が大きくなるMOX炉心の崩壊熱を適用している。
- (c) 水素燃焼事象（⑬）は、Zr-水反応が生じる事故後2時間程度までの事象進展挙動が重要となることから、対策の有効性を確認する観点から崩壊熱の大きいウラン炉心の崩壊熱を適用している。

(3) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故（表1：⑮、⑯）
想定事故ごとに表1に示すが、SFPに装荷される燃料を対象としている。

(4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故（表1：⑰～⑳）
事故シーケンスごとに表1に示すが、長期冷却後の燃料が評価対象のため、MOX炉心の崩壊熱を適用している。

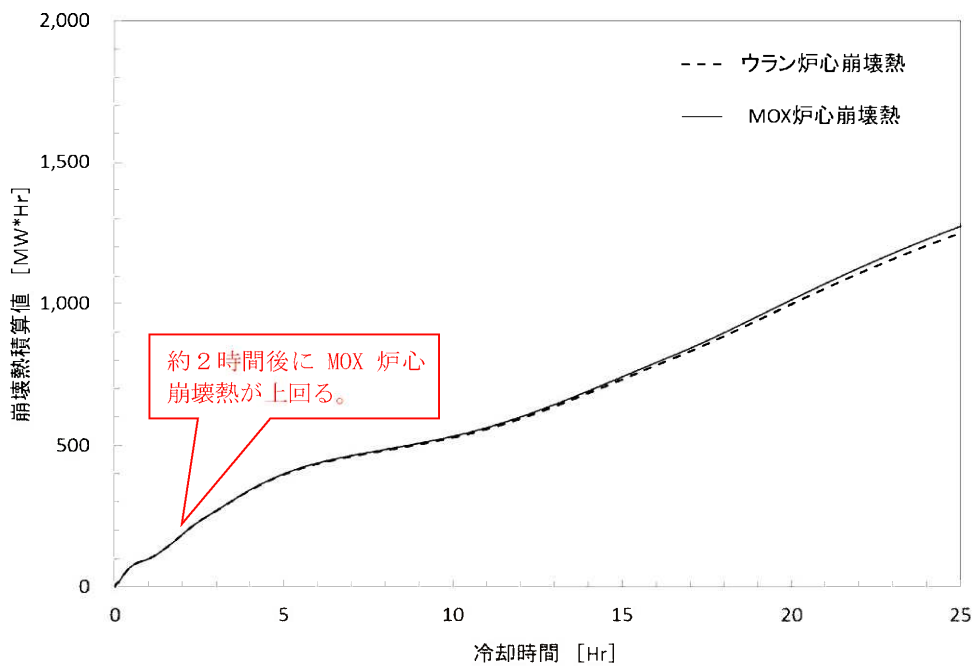


図1 崩壊熱（積算値）の比較（1／2）

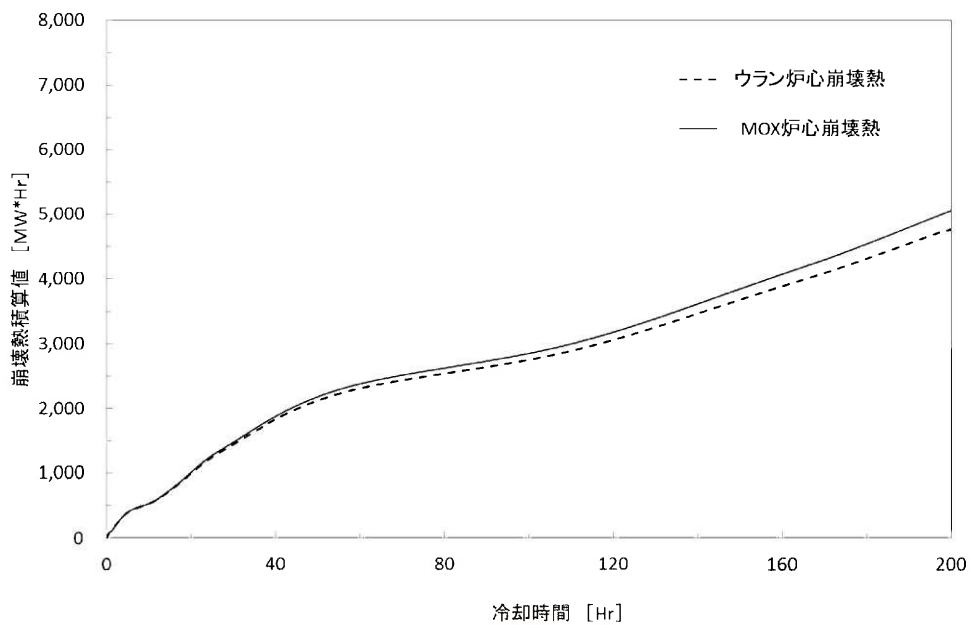


図1 崩壊熱（積算値）の比較（2／2）

表1 玄海3/4号炉 有効性評価に使用している崩壊熱について (1/2)

事故シーケンスグループ等		重要事故シーケンス等	重大事故等対策	対策開始	対策完了	崩壊熱	崩壊熱の適用理由	
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	①	2次冷却系からの除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	フィードアンドブリード	30min	218min	ウラン	操作開始時間が30分程度と早い事象の中での評価であるため、ウラン炉心の崩壊熱を適用。なお、対策完了が2時間を超過するが、事象進展に与える影響は小さい。
	②	全交流動力電源喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	2次系強制冷却代替炉心注水 格納容器内自然対流冷却	30min	24h	ウラン	約30分で2次系強制冷却を行うことにより、事象は収束に向かうことから、ウラン炉心の崩壊熱を適用。なお、対策完了が2時間を超過するが、事象進展に与える影響は小さい。
			外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故	2次系強制冷却	30min	25h	ウラン	約30分で2次系強制冷却を行うことにより、事象は収束に向かうことから、ウラン炉心の崩壊熱を適用。なお、対策完了が2時間を超過するが、事象進展に与える影響は小さい。
	③	原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	2次系強制冷却代替炉心注水	30min	24h	ウラン	②の「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」に同じ。
	④	原子炉格納容器の除熱機能喪失	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	格納容器内自然対流冷却	8.9h	同左	MOX	事象発生から約9時間後に対策を開始することから、MOX炉心の崩壊熱を適用。
	⑤	原子炉停止機能喪失	主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	多様化自動作動設備	—	—	ウラン	事象が早期に収束するため、ウラン炉心の崩壊熱を適用。
	⑥	ECCS注水機能喪失	中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故(4インチ破断)	2次系強制冷却 低圧注入	11min	31min	ウラン	事象発生から約11分で2次系強制冷却を行うことにより、事象は収束に向かうことから、ウラン炉心の崩壊熱を適用。
	⑦	ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故	代替再循環 格納容器スプレイ再循環	47min	同左	ウラン	再循環失敗後、代替再循環により炉心を冠水(約50分)することから、ウラン炉心の崩壊熱を適用。
⑧	格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	クールダウンアンドリサーキュレーション	25min	63min	ウラン	事象発生後1時間以内で2次系強制冷却等を行い、事象は収束に向かうためウラン炉心の崩壊熱を適用。	
		蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	クールダウンアンドリサーキュレーション	18min	2.3h	ウラン	事象発生後1時間以内で2次系強制冷却等を行い、事象は収束に向かうためウラン炉心の崩壊熱を適用。なお、対策完了が2時間を超過するが、事象進展に与える影響は小さい。	

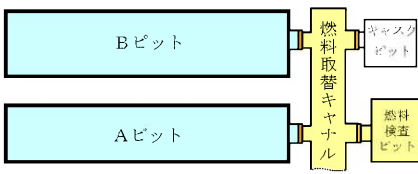
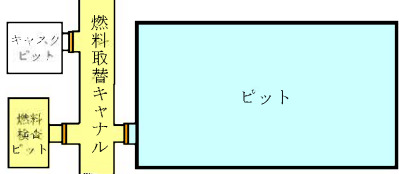



表1 玄海3/4号炉 有効性評価に使用している崩壊熱について (2/2)

事故シーケンスグループ等		重要事故シーケンス等	重大事故等対策	対策開始	対策完了	崩壊熱	崩壊熱の適用理由	
運転中の原子炉における重大事故	⑨	雰閉気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	代替格納容器スプレイ 格納容器内自然対流冷却	52min	24h	MOX	事象進展が長期にわたることから、MOX 炉心の崩壊熱を適用。なお、対策開始時間が2時間前となるが、事象進展に与える影響は小さい。
	⑩	雰閉気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	1次系強制減圧 代替格納容器スプレイ 格納容器内自然対流冷却	3.3h	24h	MOX	事象発生から約3時間後に対策を開始すること、事象進展が長期にわたることから、MOX 炉心の崩壊熱を適用。
	⑪	高圧溶融物放出/格納容器雰閉気直接加熱	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	1次系強制減圧	3.3h	3.3h	MOX	事象発生から約3時間後に対策を開始することから、MOX 炉心の崩壊熱を適用。
	⑫	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	代替格納容器スプレイ 格納容器内自然対流冷却	52min	24h	MOX	⑨に同じ。
	⑬	水素燃焼	大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故	静的触媒式水素再結合装置	-	-	ウラン	Zr-水反応が生じる事象発生から約2時間までの事象進展が重要であることから、ウラン炉心の崩壊熱を適用。
	⑭	溶融炉心・コンクリート相互作用	大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	代替格納容器スプレイ 格納容器内自然対流冷却	52min	24h	MOX	⑨に同じ。
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	⑮	想定事故1	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故	使用済燃料ピットへの注水	5.3h	5.3h	右欄	3号炉：ウラン燃料、MOX燃料考慮。 4号炉：ウラン燃料考慮
	⑯	想定事故2	サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故	使用済燃料ピットへの注水	5.3h	5.3h	右欄	同上
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	⑰	崩壊熱除去機能喪失	燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故	充てんポンプによる炉心注水	72h+ 50min	同左	MOX	長期冷却(72時間)後の燃料が評価対象であることから、MOX 炉心の崩壊熱を適用。
	⑱	全交流動力電源喪失	燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故	常設電動注入ポンプによる炉心注水	72h+ 50min	同左	MOX	同上
	⑲	原子炉冷却材の流出	燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故	充てんポンプによる炉心注水	72h+ 22min	同左	MOX	同上
	⑳	反応度の誤投入	原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故	希釈停止操作	-	-	-	崩壊熱を使用していない。

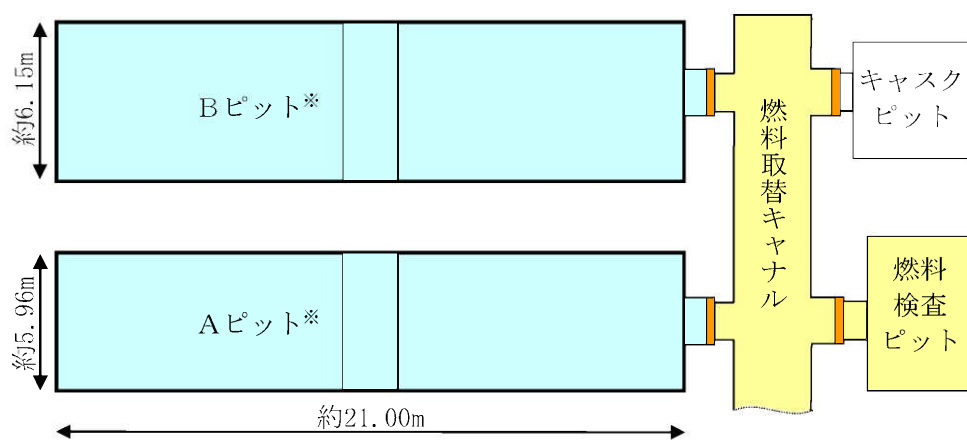
使用済燃料ピットの水位低下及び遮へいに関する評価条件について

1. 玄海3号炉と玄海4号炉の使用済燃料ピット関連設備の相違について

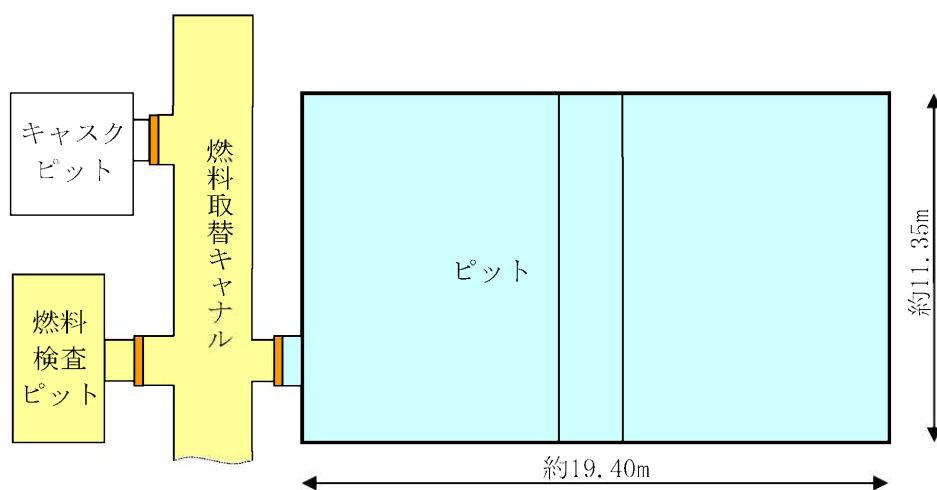
玄海3号炉SFPと玄海4号炉のSFP関連設備の相違は以下のとおりである。

	玄海3号炉	玄海4号炉
ピット数	2ピット 	1ピット 
水量 (ピットのみ)	2530.8m ³ (Aピット: 1242.2m ³ 、Bピット: 1288.6m ³)	2154.6m ³
共用化	玄海3号炉及び4号炉	玄海1号炉、2号炉及び4号炉
貯蔵燃料 (燃焼度)	玄海3号炉用燃料 ウラン燃料 (48GWd/t) MOX燃料 (45GWd/t) 玄海4号炉用燃料 ウラン燃料 (48GWd/t)	玄海4号炉用燃料 ウラン燃料 (48GWd/t、55GWd/t) 玄海1、2号炉用燃料 ウラン燃料 (55GWd/t)
ラック容量	1,672体 (Aピット: 836体、Bピット: 836体)	1,504体 (1、2号炉用燃料の上限: 560体)
ピット水張り	通常運転中…  部 定検中…  及び  部 (ゲート取外し)	

2. 使用済燃料ピット概要図



玄海3号炉 使用済燃料ピット概略図



玄海4号炉 使用済燃料ピット概略図

- ※ 通常運転時は、使用済燃料ピットのAピット及びBピット（上図の 箇所）は、それぞれ分離されている。
 定検中は、上図の 箇所に水張りを行うため、使用済燃料ピットが燃料取替チャンネルを介して接続される。

3. 使用済燃料ピットの崩壊熱及びピット水量

① 定検中

使用済燃料の崩壊熱の設定条件として、崩壊熱が高めとなるよう燃料取出し直後の状態を想定することから、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットには燃料取出しのために水張りを行っており、ピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットは接続されている状態である。

このため、有効性評価における条件を以下のとおり想定する。

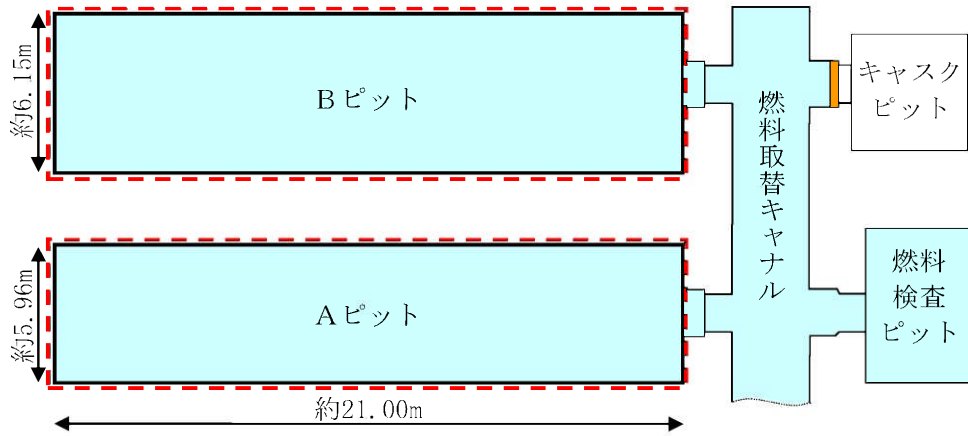
項目	有効性評価にて使用した設定値		設定の考え方
崩壊熱 ^{※1}	玄海 3号炉	12.464MW	Aピット、Bピットそれぞれ貯蔵容量満杯に保管された場合のA、Bピット合計の崩壊熱を考慮 【原子炉から一時的に取り出された1回、2回及び3回照射燃料全てを使用済燃料ピットに保管し、燃料取出期間を8.5日とした場合の崩壊熱】
	玄海 4号炉	10.794MW	ピットに貯蔵容量満杯に保管された場合の崩壊熱を考慮
ピット 水量 ^{※2}	玄海 3号炉	2530.8m ³	Aピット、Bピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットが接続された状態であるが、補給までの余裕時間が短くなる観点からA、Bピットのみ水量を考慮
		2195.8m ³	
	玄海 4号炉	2154.6m ³	ピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットが接続された状態であるが、補給までの余裕時間が短くなる観点からピットのみ水量を考慮
		1864.3m ³	

※1：崩壊熱の評価条件

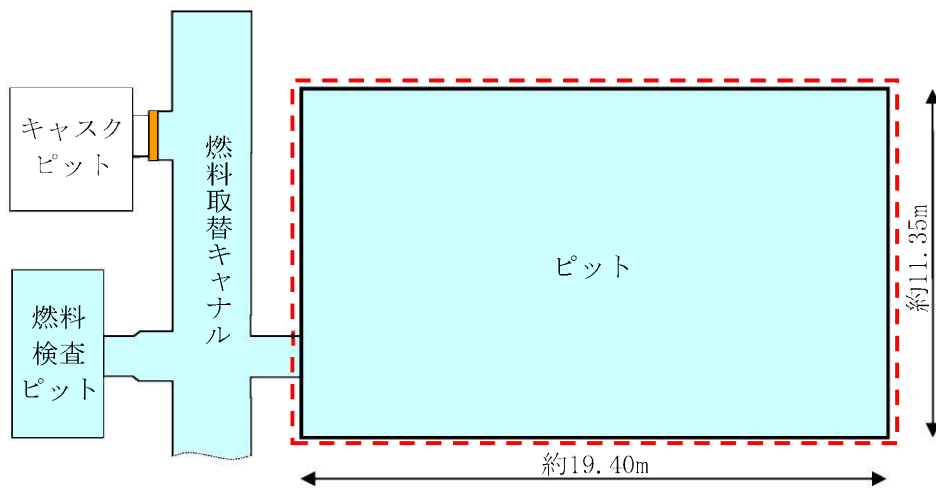
※2：上段が想定事故1のピット水量、下段が想定事故2のピット水量を示す。

	玄海3号炉	玄海4号炉
燃料条件	ウラン燃料 最高燃焼度：48GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.1wt% MOX燃料 最高燃焼度：45GWd/t MOX 濃縮度：4.1wt% 共用燃料（4号炉） ウラン燃料 最高燃焼度：48GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.1wt%	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.8wt% 共用燃料（1号及び2号炉） ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.8wt%
貯蔵方式	MOX支配貯蔵	標準取出し方式
貯蔵体数	1,713体 ^{※3}	1,505体 ^{※3}

※3：1/3炉心ずつ取出すことを仮定しているため、実際のラック数より多い体数を評価条件としている。



玄海3号炉 使用済燃料ピット概略図



玄海4号炉 使用済燃料ピット概略図

■ : 水張り範囲 ■■■ : 想定した水量の範囲

② 通常運転中

通常運転中は、ピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットはゲートで仕切られており、接続されていない状態である。

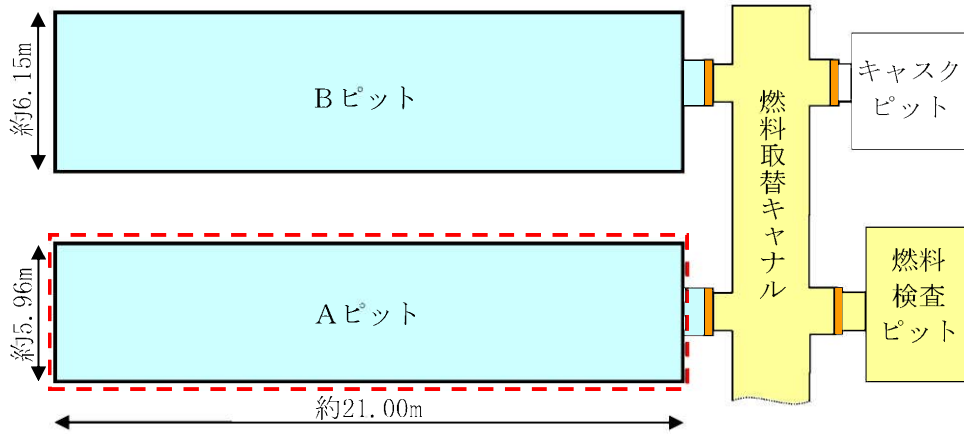
このため、有効性評価における条件を以下のとおり想定する。

項目	有効性評価にて使用した設定値		設定の考え方
崩壊熱※1	玄海 3号炉	4.928MW (Aピット：4.144MW)	崩壊熱の高い燃料を優先的に貯蔵した場合に、評価結果の厳しくなるAピットの崩壊熱を設定 【原子炉から一時的に取り出された1回及び2回照射燃料を使用済燃料ピットから炉心に再装荷し、定検期間を30日とした場合の崩壊熱】 (Aピットの方がBピットに比べて厳しい評価結果となる)
	玄海 4号炉	3.805MW	崩壊熱の高い燃料を優先的に貯蔵した場合の崩壊熱を設定
ピット 水量※2	玄海 3号炉	1242.2m ³ (Aピット)	上記のAピットの水量を設定
		1077.3m ³ (Aピット)	
	玄海 4号炉	2154.6m ³	ピットのみ水量を設定
		1864.3m ³	

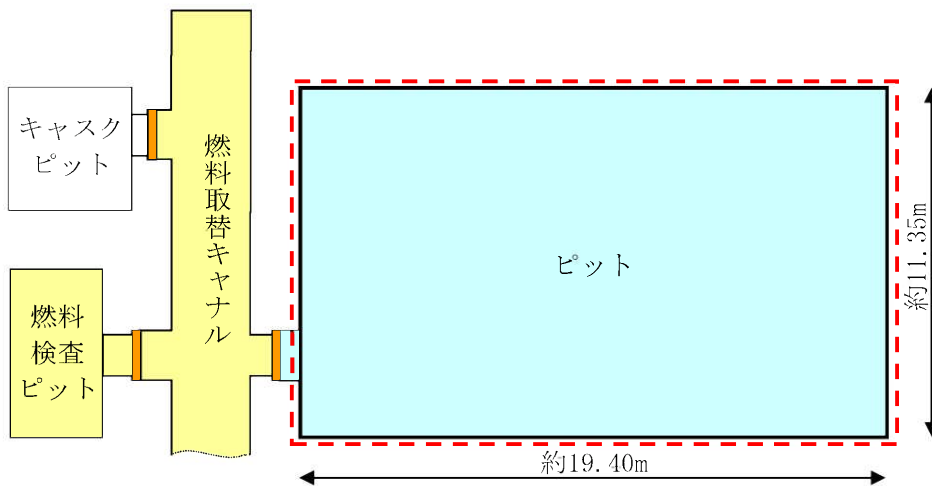
※1：崩壊熱の評価条件

※2：上段が想定事故1のピット水量、下段が想定事故2のピット水量を示す。

	玄海3号炉	玄海4号炉
燃料条件	ウラン燃料 最高燃焼度：48GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.1wt% MOX燃料 最高燃焼度：45GWd/t MOX 濃縮度：4.1wt% 共用燃料（4号炉） ウラン燃料 最高燃焼度：48GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.1wt%	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.8wt% 共用燃料（1号及び2号炉） ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t UO ₂ 濃縮度：4.8wt%
貯蔵方式	MOX支配貯蔵	標準取だし方式
貯蔵体数	1,585体	1,377体



玄海3号炉 使用済燃料ピット概略図



玄海4号炉 使用済燃料ピット概略図

: 水張り範囲
 : 想定した水量の範囲

4. 「水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率」の計算条件について

「水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率」については、以下の計算方法により求めている。

(1) 使用済燃料の線源強度

玄海3、4号炉のSFPに貯蔵される使用済燃料には、玄海3、4号炉用高燃焼度ステップ1ウラン燃料（最高燃焼度 48,000Mwd/t）、玄海3号炉用MOX燃料（最高燃焼度 45,000Mwd/t）、玄海4号炉用高燃焼度ステップ2ウラン燃料（最高燃焼度 55,000Mwd/t）及び玄海4号炉SFPに貯蔵されている玄海1、2号炉用高燃焼度ステップ2ウラン燃料（最高燃焼度 55,000Mwd/t）があるが、本評価において用いている使用済燃料の線源強度は、これら全ての燃料集合体を包含するよう、一律に、設計及び工事計画認可申請書の生体遮へい装置用の計算に用いている原子炉停止後100時間の線源強度を使用している。本線源強度はORIGEN2コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。

(2) 水面線量率

線量率は、点減衰核積分コードであるSPAN-SLABコードを用いて計算している。使用済燃料は直方体形状にモデル化し、燃料集合体1体あたりの水面線量率に対して、SFPの最大貯蔵体数をかけて水面線量率を求めている。

計算式は以下のとおりである。

$$D(E) = K(E) \int_V \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$$

ここで、

$D(E)$: 線量率 (mSv/h)

$S(E)$: 線源強度 (MeV/(cm³・s))

$K(E)$: 線量率の換算係数

$$((\text{mSv/h}) / (\text{MeV}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})))$$

$B(E)$: ビルドアップファクタ

$$B(E) = A \cdot e^{(-\alpha_1 \cdot b)} + (1 - A) \cdot e^{(-\alpha_2 \cdot b)}$$

A 、 α_1 、 α_2 は定数

r : 線源から計算点までの距離 (cm)

V : 線源体積 (cm³)

b : 減衰距離

$$b = \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot t_i$$

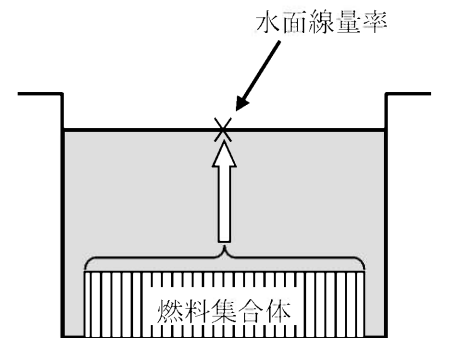
μ_i : 物質 i の線減衰係数 (cm⁻¹)

$$\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i$$

$(\mu/\rho)_i$: 物質 i の質量減衰係数 (cm²/g)

ρ_i : 物質 i の密度 (g/cm³)

t_i : 物質 i の透過距離 (cm)



SFPの水面線量率

= 燃料集合体1体あたりの線源強度

× SFPの最大貯蔵体数

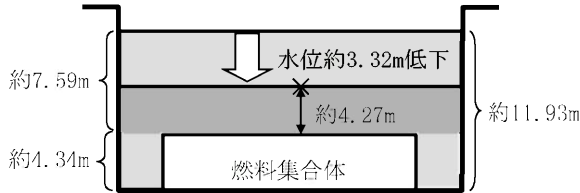
5. 放射線の遮へいが維持される水位について

放射線の遮へいが維持される水位については、以下のとおり SFP 保有水の水位が低下した場合でも、SFP 中央水面での線量率は、燃料取替時の燃料取扱棟の遮へい設計基準値を超えない範囲である。

(1) 玄海3号炉

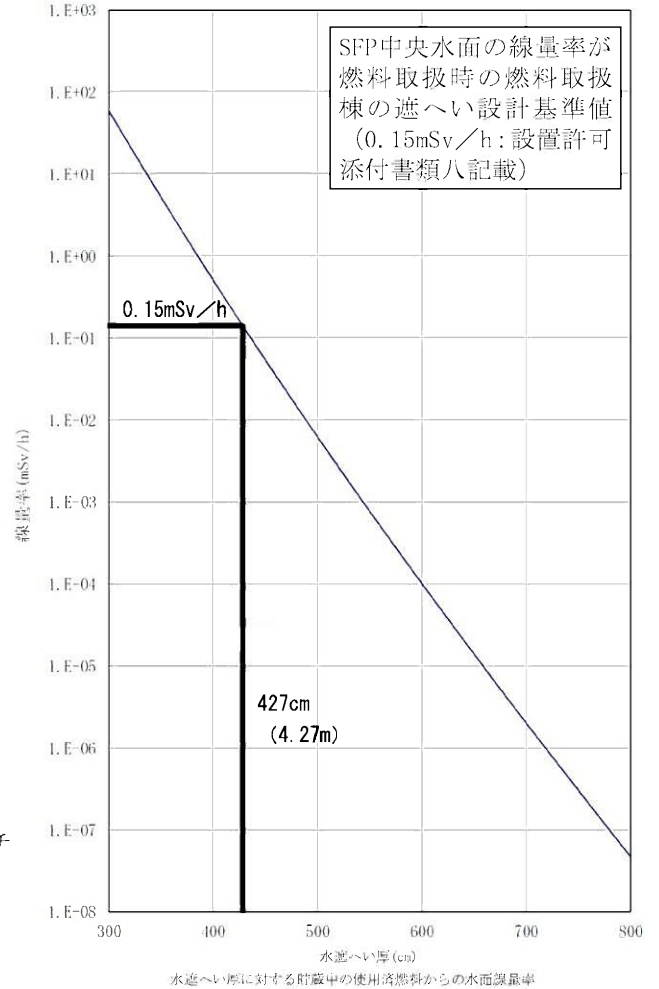
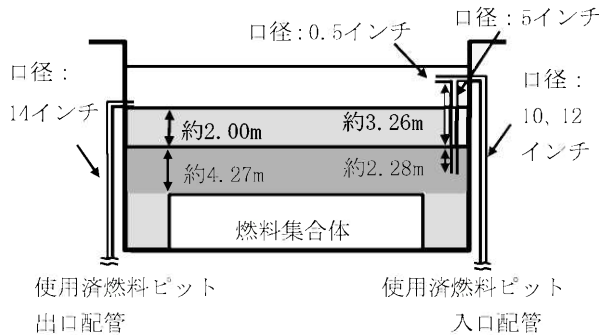
1) 想定事故1

- a. SFP 保有水高さ
燃料集合体より上の水の高さ=約 7.59m
- b. 必要遮へい厚
下記グラフから約 4.27m 以上
- c. 許容水位低下量
a-b=約 3.32m より 3.3m とする。



2) 想定事故2

- a. SFP 保有水高さ
燃料集合体より上の水の高さ=約 6.27m
- b. 必要遮へい厚
下記グラフから約 4.27m 以上
- c. 許容水位低下量
a-b=約 2.00m より 2.0m とする。



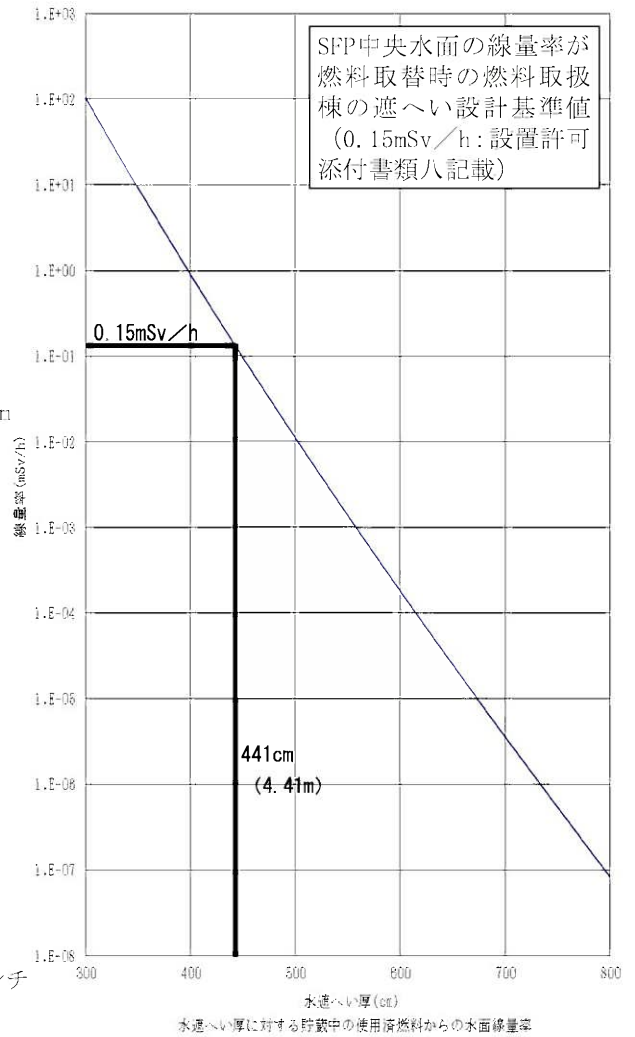
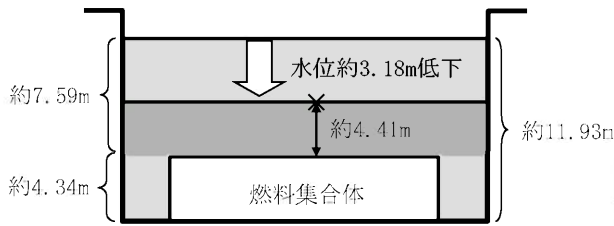
※水温52℃、燃料有効部からの評価値。
100℃の水を考慮した場合、必要水厚は、約12cm増加するが、本評価では、燃料有効部から[]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水厚として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮へいを考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。

[] : 商業機密に係る事項のため
公開できません

(2) 玄海4号炉

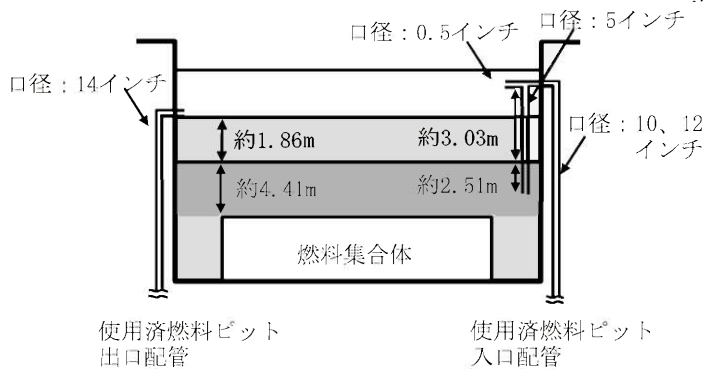
1) 想定事故1

- a. SFP 保有水高さ
燃料集合体より上の水の高さ
=約 7.59m
- b. 必要遮へい厚
下記グラフから約 4.41m 以上
- c. 許容水位低下量
a - b = 約 3.18m
より 3.1m とする。



2) 想定事故2

- a. SFP 保有水高さ
燃料集合体より上の水の高さ
=約 6.27m
- b. 必要遮へい厚
下記グラフから約 4.41m 以上
- c. 許容水位低下量
a - b = 約 1.86m
より 1.8m とする。



※水温52℃、燃料有効部からの評価値。

100℃の水を考慮した場合、必要水厚は、約12cm増加するが、本評価では、燃料有効部から[]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水厚として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮へいを考慮していないことから、評価上の余裕に含まれる。

[] : 商業機密に係る事項のため
公開できません

6. 玄海3号炉 燃料取出スキーム

定期検査中等で原子炉から使用済燃料ピットに燃料を移動している場合

原子炉に燃料がある場合

取出燃料	玄海3号からの発生分				
	冷却期間	ウラン燃料		MOX燃料	
		燃料数	崩壊熱 (MW)	燃料数	崩壊熱 (MW)
31 サイクル冷却済燃料					
30 サイクル冷却済燃料					
29 サイクル冷却済燃料					
28 サイクル冷却済燃料					
27 サイクル冷却済燃料					
26 サイクル冷却済燃料					
25 サイクル冷却済燃料					
24 サイクル冷却済燃料					
23 サイクル冷却済燃料					
22 サイクル冷却済燃料					
21 サイクル冷却済燃料					
20 サイクル冷却済燃料					
19 サイクル冷却済燃料					
18 サイクル冷却済燃料					
17 サイクル冷却済燃料					
16 サイクル冷却済燃料					
15 サイクル冷却済燃料					
14 サイクル冷却済燃料					
13 サイクル冷却済燃料					
12 サイクル冷却済燃料					
11 サイクル冷却済燃料					
10 サイクル冷却済燃料					
9 サイクル冷却済燃料					
8 サイクル冷却済燃料					
7 サイクル冷却済燃料					
6 サイクル冷却済燃料					
5 サイクル冷却済燃料					
4 サイクル冷却済燃料					
3 サイクル冷却済燃料					
2 サイクル冷却済燃料					
1 サイクル冷却済燃料					
定検時取出燃料 3					
定検時取出燃料 2					
定検時取出燃料 1					
小計					

取出燃料	玄海3号からの発生分				
	冷却期間	ウラン燃料		MOX燃料	
		燃料数	崩壊熱 (MW)	燃料数	崩壊熱 (MW)
31 サイクル冷却済燃料					
30 サイクル冷却済燃料					
29 サイクル冷却済燃料					
28 サイクル冷却済燃料					
27 サイクル冷却済燃料					
26 サイクル冷却済燃料					
25 サイクル冷却済燃料					
24 サイクル冷却済燃料					
23 サイクル冷却済燃料					
22 サイクル冷却済燃料					
21 サイクル冷却済燃料					
20 サイクル冷却済燃料					
19 サイクル冷却済燃料					
18 サイクル冷却済燃料					
17 サイクル冷却済燃料					
16 サイクル冷却済燃料					
15 サイクル冷却済燃料					
14 サイクル冷却済燃料					
13 サイクル冷却済燃料					
12 サイクル冷却済燃料					
11 サイクル冷却済燃料					
10 サイクル冷却済燃料					
9 サイクル冷却済燃料					
8 サイクル冷却済燃料					
7 サイクル冷却済燃料					
6 サイクル冷却済燃料					
5 サイクル冷却済燃料					
4 サイクル冷却済燃料					
3 サイクル冷却済燃料					
2 サイクル冷却済燃料					
1 サイクル冷却済燃料					
定検時取出燃料 3					
定検時取出燃料 2					
定検時取出燃料 1					
小計					

取出燃料	玄海4号からの発生分	
	冷却期間	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料		
5 サイクル冷却済燃料		
4 サイクル冷却済燃料		
3 サイクル冷却済燃料		
2 サイクル冷却済燃料		
1 サイクル冷却済燃料		
0 サイクル冷却済燃料		
小計		

取出燃料	玄海4号からの発生分	
	冷却期間	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料		
5 サイクル冷却済燃料		
4 サイクル冷却済燃料		
3 サイクル冷却済燃料		
2 サイクル冷却済燃料		
1 サイクル冷却済燃料		
0 サイクル冷却済燃料		
小計		

崩壊熱合計 (MW) 崩壊熱 : 12.464MW

崩壊熱合計 (MW) 崩壊熱 : 4.928MW

*1: 最大 MOX 燃料装荷体数 (48 体) の 1/3 *2: 玄海 3 号炉 1/3 炉心 (64 体) -16 体 *3: 玄海 3 号炉 全炉心=193 体のため最も崩壊熱の高い燃料が多くなるよう設定 *4: 玄海 4 号炉 1/3 炉心 []: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

7. 玄海4号炉 燃料取出スキーム

定期検査中等で原子炉から使用済燃料ピットに燃料を移動している場合

原子炉に燃料がある場合

取出燃料	玄海4号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
13 サイクル冷却済燃料			
12 サイクル冷却済燃料			
11 サイクル冷却済燃料			
10 サイクル冷却済燃料			
9 サイクル冷却済燃料			
8 サイクル冷却済燃料			
7 サイクル冷却済燃料			
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
定検時取出燃料 3			
定検時取出燃料 2			
定検時取出燃料 1			
小計			

取出燃料	玄海4号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
13 サイクル冷却済燃料			
12 サイクル冷却済燃料			
11 サイクル冷却済燃料			
10 サイクル冷却済燃料			
9 サイクル冷却済燃料			
8 サイクル冷却済燃料			
7 サイクル冷却済燃料			
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
定検時取出燃料 3			
定検時取出燃料 2			
定検時取出燃料 1			
小計			

取出燃料	玄海1号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

取出燃料	玄海1号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
6 サイクル冷却済燃料			
5 サイクル冷却済燃料			
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

取出燃料	玄海2号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

取出燃料	玄海2号からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱 (MW)
4 サイクル冷却済燃料			
3 サイクル冷却済燃料			
2 サイクル冷却済燃料			
1 サイクル冷却済燃料			
0 サイクル冷却済燃料			
小計			

崩壊熱合計 (MW)	崩壊熱: 10,794MW
------------	---------------

崩壊熱合計 (MW)	崩壊熱: 11,805MW
------------	---------------

*1: 玄海4号炉 1/3 炉心

*2: 玄海4号炉全炉心=193体のため最も崩壊熱の高い燃料が多くなるよう設定

*3: 玄海1、2号炉 1/3 炉心

☐: 商業機密に係る事項のため、公開できません。

(参考) 事象発生時の SFP の水温設定について

使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水温は、実測値を踏まえ設定したものである。以下に、至近の燃料取出し完了後の SFP の水温の実測値を示す。

[玄海 3 号炉]

[単位 : °C]

項目	定検回数 (年月日)	10回 (H18. 12. 27)	11回 (H20. 5. 12)	12回 (H21. 9. 9)	13回 (H23. 1. 11)
	A使用済燃料ピット		33. 2	34. 7	37. 4
B使用済燃料ピット		34. 0	35. 3	37. 1	23. 8

[玄海 4 号炉]

[単位 : °C]

項目	定検回数 (年月日)	8回 (H20. 1. 16)	9回 (H21. 5. 26)	10回 (H22. 9. 14)	11回 (H24. 1. 11)
	使用済燃料ピット		30. 3	35. 5	40. 5

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.2 全交流動力電源喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失する事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流動力電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧並びに復水タンク（ピット）への補給等ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系の減温、減圧を行うとともに、1次系からの漏えい量が多い場合に、1次系保有水量を確保するために炉心注水を行うことにより炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却等

を整備する。これらの対策の概略系統図を図2.2.1に、対応手順の概要を図2.2.2から図2.2.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表2.2.1に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「2.2.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員で構成され、合計52名である。

具体的には、運転員（当直員）は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員8名及び保守対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員（指揮者等）は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保守対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について図2.2.6及び図2.2.7に示す。

a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての非常用母線への給電に失敗した場合に全交流動力電源喪失と判断するとともに、蓄電池（安全防護系用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気ライン隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器細管漏えいの徴候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの徴候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

（添付資料2.2.1）

b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器の水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量計指示が $125\text{m}^3/\text{h}$ 以上あることにより補助給水流量の確立を確認する。

補助給水流量確立を確認するために必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合

は、早期の電源回復不能と判断する。この対応操作として、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンク（ピット）への供給、使用済燃料ピットへの注水確保、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置、使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

d. 事象進展の判断及び対応準備

1次冷却材圧力の低下等により1次冷却材漏えいの判断を行うとともに、事象判別を行っている10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することによる漏えい規模が大きいLOCAの発生有無、補助給水流量の低下による補助給水機能喪失の有無により事象進展の判断を行い、全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合、全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAが発生した場合又は全交流動力電源喪失時に補助給水機能が喪失した場合の手順に移行する。

全交流動力電源喪失時に漏えい規模が大きいLOCAでない又は漏えいがない場合の対応操作として、常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。また、漏えい規模が大きいLOCAへの進展の可能性を考慮して、常設電動注入ポンプの準備完了後にB充てんポンプ（自己冷却）の準備を行う。

対応操作中においてもプラント状態を監視し、事象が進展した場合は事象進展に応じた手順に移行する。また、10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下することにより漏えい規模が大きいLOCAに進展した場合、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行うとともに、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。漏えい規模が大きいLOCAでない場合でも、炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^5 mSv/h以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を切り替えることにより常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、補助給水系機能喪失有無の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

（添付資料2.2.2、2.2.3、2.2.4）

e. 2次系強制冷却

現場での人力による主蒸気逃がし弁の開操作により、1次冷却材圧

力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行うとともに、目標値となれば1次系温度、圧力を維持する。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

また、その後の蒸気発生器への注水量の確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンク（ピット）への供給を行う。

2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等であり、補助給水流量調整の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

（添付資料2.2.5）

f. 蓄圧注入系作動の確認

1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

g. 1次冷却材ポンプ封水関連の隔離及び格納容器隔離弁の閉止

充てんポンプ起動時のRCPシール温度急変等を防止するために、RCPシール関連の隔離操作を行う。また、ECCS作動信号発信に伴う格納容器隔離弁の閉止を確認する。なお、格納容器隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

h. 直流負荷切離し

大容量空冷式発電機等からの受電ができない場合、24時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、8時間以内に不要直流電源負荷の切離しを行う。

i. 蓄圧タンク出口弁閉止及び2次系強制冷却の再開

大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、1次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。また、1次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば1次系温度の維持を行う。

蓄圧タンク出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力であり、再開後の2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

（添付資料2.2.5、2.2.6）

j. 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

大容量空冷式発電機等により電源が供給されるとともに、常設電動注入ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンク（ピット）を水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。なお、常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水を回復させるように調整する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク（ピット）水位等である。

（添付資料2.2.7）

k. アニュラス空気浄化系、中央制御室非常用循環系等の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、事前に現場にてアニュラス空気浄化系ダンパへの代替空気供給操作を行い、大容量空冷式発電機等により電源が供給された後にアニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系の起動操作を行う。なお、蓄電池室に水素が滞留することを防止するために蓄電池室排気ファンを起動する。

l. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環

LOCAが発生している場合、長期対策として移動式大容量ポンプ車によるA、B格納容器再循環ユニット及びB高圧注入ポンプ（海水冷却）への冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器内の除熱を継続的に行う。また、燃料取替用水タンク（ピット）水位計指示が16%となれば、格納容器再循環サンプル水位（広域）指示65%以上を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水からB高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環に切替え、高圧再循環による炉心注水状態を確認し、炉心冷却を継続的に行う。

格納容器内自然対流冷却の確認に必要な計装設備は格納容器圧力等であり、高圧再循環への切替えの判断、高圧再循環の確認に必要な計装設備は燃料取替用水タンク（ピット）水位、高圧注入ポンプ流量等である。

（添付資料2.2.8、2.2.9）

m. 蒸気発生器による炉心冷却の継続

LOCAが発生していない場合、長期対策としてタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器による炉

心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

n. 原子炉補機冷却海水系の復旧

設置作業時間及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うことにより、原子炉補機冷却海水系の復旧を図る。復旧後は、LOCAが発生する場合には充てんポンプ、余熱除去ポンプ等による炉心注水を行い、LOCAが発生しない場合には余熱除去系による炉心冷却を行う。

（添付資料2.2.10）

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」である。さらに、RCPシール部からの漏えいについては不確かさを伴うため、RCPシールLOCAが発生しない場合として、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」についても重要事故シーケンスとする。

なお、非常用所内交流動力電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となるため、現場操作に係る必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。このため、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAの発生に伴う冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となることから、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導も重要現象となる。このため、これらの現象を適切に評価することが可能である原子炉格納容器

内圧解析コードCOCOにより、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度の過渡応答を求める。

(添付資料2.2.9)

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.2.2及び表2.2.3に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

(添付資料2.2.11)

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。

(d) RCPシール部からの漏えい率

RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $109\text{m}^3/\text{h}$ (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約1.4cm (約0.6inch) を設定するものとする。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性は維持される。

RCPシールLOCAの発生を想定せず、RCPシール部が機能維持している場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次系温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果と同程度の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において $1.5\text{m}^3/\text{h}$ とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07inch) を設

定するものとする。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。

(添付資料2.2.12、2.2.13)

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は事象発生後の60秒後に4基の蒸気発生器に合計 $200\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(b) 主蒸気逃がし弁

2次系強制冷却として、主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

(c) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして、初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることにより1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最小保有水量を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量） 26.9m^3 （1基当たり）

(添付資料2.2.14)

(d) 常設電動注入ポンプ

炉心への注水は、常設電動注入ポンプを使用するものとする。

運転員等による炉心注水操作を行うに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次系温度及び圧力の維持を行う1次系圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で代替炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、 $30\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(添付資料2.2.7)

(e) RCPシール部からの漏えい停止

RCPシールLOCAが発生しない場合において、RCP封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に

対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 2次系強制冷却は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のd. に従い、主蒸気逃がし弁の現場での人力による開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生から30分後に開始するものとする。
- (b) 代替交流電源は、RCPシールLOCAが発生する場合には事象発生後の60分後に確立するものとし、RCPシールLOCAが発生しない場合には交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。
- (c) 1次系温度の維持は、蒸気発生器による炉心冷却時の1次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して約0.5MPaの余裕を考慮し、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。
(添付資料2.2.5、2.2.15)
- (d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のc. に従い、1次系圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に行うものとする。
- (e) 2次系強制冷却再開は、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」のe. に従い、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後とし、1次系温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。
(添付資料2.2.5)
- (f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。
- (g) RCPシールLOCAが発生する場合には、1次系圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば、代替炉心注水を開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

a. RCPシールLOCAが発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を図2.2.4に、1次系圧力、1次系温度、1次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を図2.2.8から図2.2.18に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの変化を図2.2.19から図2.2.24に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度の原子炉格納容器パラメータの変化を図2.2.25及び図2.2.26に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を想定することから、1次系圧力は徐々に低下する。

事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることにより蒸気発生器の保有水量は回復する。事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することにより、事象発生約40分後に蓄圧注入系が作動する。

事象発生約54分後に1次系圧力が約1.7MPa[gage]に到達し、その状態を維持し、事象発生約70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、事象発生約80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次系圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を開始することにより1次系保有水量の減少が抑制され、炉心の冠水状態は維持される。

(添付資料2.2.16)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、図2.2.18に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は、図2.2.8に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次系において生じる圧力損失等を考慮しても約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、図2.2.25及び図2.2.26に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環を行い、図2.2.27及び図2.2.28に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器内温度100℃に到達後、A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱が開始される。格納容器再循環ユニットの除熱能力は、原子炉格納容器内に放出されるエネルギー

である、崩壊熱量と2次系除熱量の差より大きい。時間の経過とともに崩壊熱は低下し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーは小さくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度は維持される。

また、蒸気発生器による炉心冷却、常設電動注入ポンプによる炉心注水を行うことで、図2.2.8から図2.2.10に示すとおり、1次系圧力、温度及び1次系保有水量は維持され、事象発生の約8時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、B高圧注入ポンプ(海水冷却)による高圧再循環等を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

(添付資料2.2.17)

なお、原子炉補機冷却海水系の復旧により原子炉補機冷却水系の使用が期待できる場合には、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環を行うことにより、更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

(添付資料2.2.9)

b. RCPシールLOCAが発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を図2.2.5に、1次系圧力、1次系温度、1次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を図2.2.29から図2.2.37に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの変化を図2.2.38から図2.2.43に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCPシールLOCAは発生しないことから1次系は高圧で維持される。

事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることにより蒸気発生器の保有水量は回復する。事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することにより、事象発生の約70分後に蓄圧注入系が作動する。

事象発生の約25時間後に1次系圧力が約1.7MPa[gage]に到達し、その状態を維持し、その10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、さらに10分後に再び主蒸気逃がし弁を調整し2次系強制冷却を再開する。

事象発生の約28時間後に、1次系圧力が0.83MPa[gage]に到達した

時点で、RCP封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることにより、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいは停止し、事象発生約30時間後に1次系圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。

(添付資料2.2.16)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、図2.2.37に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は、図2.2.29に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次系において生じる圧力損失等を考慮しても約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「a. RCPシールLOCAが発生する場合」より厳しくならないことから、原子炉格納容器の最高使用圧力(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

図2.2.29及び図2.2.30に示すとおり、1次系圧力及び温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生約30時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

(添付資料2.2.18)

なお、原子炉補機冷却海水系の復旧により原子炉補機冷却水系の使用が期待できる場合には、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環を行うことにより、更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却により1次系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生約30分後に操作を行う2次系強制冷却、2次系強制冷却開始後の1次系温度を指

標に調整操作を行う 1 次系温度維持、1 次系圧力を起点に操作を開始する蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点に操作を開始する 2 次系強制冷却の再開、1 次系圧力を起点に操作を開始する常設電動注入ポンプによる代替炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性がある。しかしながら、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1 次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、サブクール領域での漏えい率を10%大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかしながら、初期の漏えい率が実機的设计漏えい率となるように入力で調整することから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を10%小さく若しくは50%大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系温度及び圧力の低下が抑制されることから、1 次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が遅くなる。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系の減温、減圧が早くなり、1 次系温度及び圧力は低くなることから、1 次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が早くなる。

1 次系における気液分離・対向流の不確かさとして、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最大で 1 次系圧力を0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量が多くなり、1 次系の減温、減圧が早

くなるため、1次系温度及び圧力は低くなることから、1次系圧力を起点としている常設電動注入ポンプによる代替炉心注水の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大きくなり、1次系の減温、減圧が早くなることから、1次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が早くなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、原子炉格納容器圧力のピーク圧力を約1.6倍高く、原子炉格納容器内温度を約20℃高く評価する可能性がある。しかしながら、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料2.2.19)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性がある。このため、実際の炉心水位は高くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、サブクール領域での漏えい率を10%大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかしながら、初期の漏えい率が実機的设计漏えい率となるように入力で調整することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を10%小さく若しくは50%大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1次系の減温、減圧が遅くなるため、1次系温度及び圧力の低下が抑制され、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次系の減温、減圧が早くなり、1次系温度及び圧力は低くなることにより、漏えい量が少なくなるため、

1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における気液分離・対向流の不確かさとして、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最大で1次系圧力を0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量が多くなり、1次系の減温、減圧が早くなるため、1次系温度及び圧力は低くなる。よって、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大きくなり、1次系の減温、減圧が早くなることにより1次系温度及び圧力は低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、原子炉格納容器圧力のピーク圧力を約1.6倍高く、原子炉格納容器内温度を約20℃高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

(添付資料2.2.19)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表2.2.2及び表2.2.3に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられ得る炉心崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目に対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系温度及び圧力の低下が早くなる。このため、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次系温度及び圧力の目標到達時間並びに1次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が早くなる。

RCPシール部からの漏えい率の変動を考慮し、最確条件のRCPシール部からの漏えい率を用いた場合、解析条件として設定している漏えい率より小さくなるため、1次系温度及び圧力の低下が遅くなる。このため、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次系温度及び圧力の目標到達時間並びに1次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

RCPシール部からの漏えい率の変動を考慮し、最確条件のRCPシール部からの漏えい率を用いた場合、解析条件として設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、解析条件として設定している初期保有水量より保有水量を多くした方が、初期の蓄圧タンク気相部の体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクの初期保有水量として最確条件より多い最大保有水量とした場合に、最小保有水量とした場合と比較して1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次系圧力0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧注入期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な原子炉格納容器の除熱は可能であり、このことは図2.2.27及び図2.2.28でも確認できる。さらに、A、B格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料2.2.14、2.2.19、2.2.20)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

図2.2.6及び図2.2.7に示すとおり、現場における2次系強制冷却、中央制御室における蓄圧タンク出口弁の閉止及び常設電動注入ポンプの起動は、それぞれ別の運転員等による操作を想定しており、また、1次系の温度維持及び減温、減圧は、運転員等による主蒸気逃がし弁の開度調整を行うことにより現場の操作開始時間も確保できるため、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

事象発生の30分後又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次系温度維持については、運転員等の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止については、1次系圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次系圧力は主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開については、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次系温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、この操作は解析上の操作開始時間に対して実際に見込まれる操作開始時間は早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。また一方で、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ、RCPシール部からの漏えい率等の不確かさにより1次系からの漏えい量が少なくなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合には、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生30分後の2次系強制冷却の開始が遅れた場合の時間余裕を感度解析により確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。