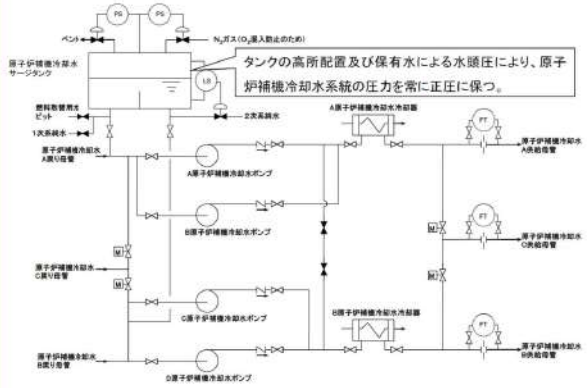
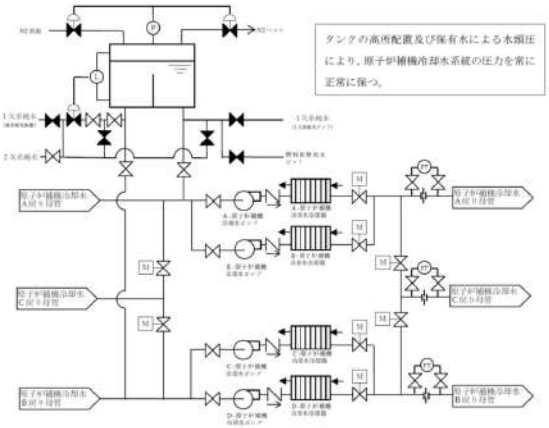
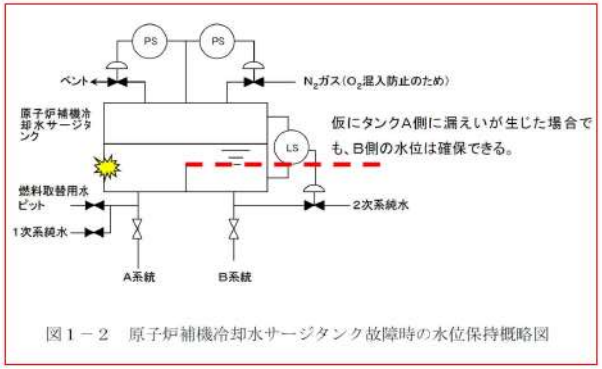
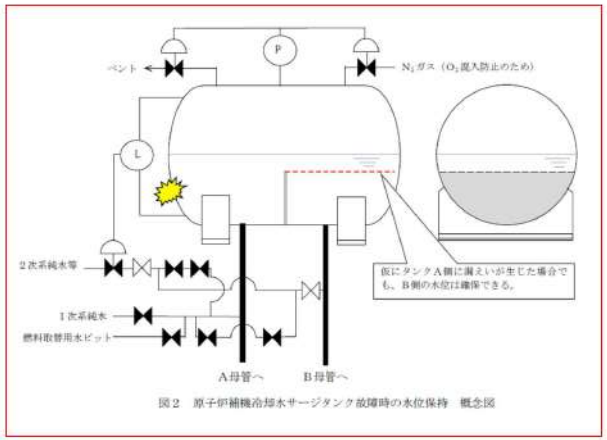
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図１－１　原子炉補機冷却水系統概略図		 図１　原子炉補機冷却水設備　系統概略図	【大飯】 設計の相違 ・系統構成の相違
（２）原子炉補機冷却水サージタンク故障による安全機能への影響について 原子炉補機冷却水サージタンクは炭素鋼製であり、損傷モードとして腐食が想定されるが、外面の塗装並びに、冷却水への防錆剤の添加及び気相部の窒素充填により、タンク内外面の腐食発生を防止している。さらに、本タンクに対しては次の保全を実施しており、仮に故障（腐食）が発生したとしても、漏えいに至る前に故障の検知は可能であるとともに、これまでに故障実績はない。 ・日々の巡視点検等の外観目視点検にて塗膜の状態を確認している。 ・定期的に内部の目視点検を実施している。 また、タンク内圧は最高使用圧力0.34MPa に対し上記の通り0.005～0.03MPa 程度であり、万一発生した故障が急激に進展し漏えいに至る可能性は小さいと考えられる。 仮に、タンクに漏えいが発生した場合においても、タンク内部の仕切り板によりもう一方の系統のタンク水位が確保され、系統機能に影響を及ぼさないことから、多重性を有している。さらに、仕切り板を跨ぐ漏えいが万一生じたとしても、以下の通り本タンクに求められる機能に影響はない。		(2) 原子炉補機冷却水サージタンク故障による安全機能への影響について 原子炉補機冷却水サージタンクは炭素鋼製であり，損傷モードとして腐食が想定されるが，外面の塗装並びに，冷却水への防錆剤の添加及び気相部の窒素充填により，タンク内外面の腐食発生を防止している。さらに，本タンクに対しては次の保全を実施しており，仮に故障（腐食）が発生したとしても，漏えいに至る前に故障の検知は可能であるとともに，これまでに故障実績はない。 ・日々の巡視点検等の外観目視点検にて塗膜の状態を確認している。 ・定期的に内部の目視点検を実施している。 また，タンク内圧は最高使用圧力0.34MPa に対し上記のとおり0.005～0.04MPa 程度であり，万一発生した故障が急激に進展し漏えいに至る可能性は小さいと考えられる。 仮に，タンクに漏えいが発生した場合においても，タンク内部の仕切り板によりもう一方の系統のタンク水位が確保され，系統機能に影響を及ぼさないことから，多重性を有している。さらに，仕切り板を跨ぐ漏えいが万一生じたとしても，以下のとおり本タンクに求められる機能に影響はない。	【大飯】 ・プラント固有の設定値である内部圧力の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
a．本タンクは高所（床面EL. +42.0m）に位置しており、冷却水ポンプ位置（EL. +9.4m）との高低差（32.6m）から、タンク下部に接続されたサージ管内保有水により冷却水ポンプの必要NPSH［　］は十分確保できることから、A・B 両系統に必要な機能は維持される。（図１－２参照） b．原子炉補機冷却水の温度変化による膨張あるいは収縮については、タンクに故障を仮定する事故後24 時間以降では温度降下によるサージ管内保有水の収縮の影響がある。しかし、温度降下は緩慢であり収縮の程度は僅かであるため、必要に応じて冷却水の補給をすることにより、ａ．のNPSH は十分確保可能である。 c．窒素充填機能は原子炉補機冷却水系統の長期的な信頼性向上を図るものである。本タンクの機能は事故以降原子炉容器からの燃料取出しまでの短期間に要求されるものであるため、この段階で酸素が混入したとしても必要な機能に影響を与えるものではない。  図１－２　原子炉補機冷却水サージタンク故障時の水位保持概略図 ［　］箇所は商業秘密を含むため公開できません		a.　本タンクは高所（下部T.P. 43.9m）に位置しており，原子炉補機冷却水ポンプ位置（T.P.5.1m）との高低差（38.8m）から，タンク下部に接続されたサージ管内保有水により原子炉補機冷却水ポンプの必要NPSH［　］は十分確保できることから，Ａ・Ｂ 両系統に必要な機能は維持される。（図２参照） b.　原子炉補機冷却水の温度変化による膨張あるいは収縮については，タンクに故障を仮定する事故後24 時間以降では温度降下によるサージ管内保有水の収縮の影響がある。しかし，温度降下は緩慢であり収縮の程度は僅かであるため，必要に応じて冷却水の補給をすることにより，a.の必要NPSH は十分確保可能である。 c.　窒素充填機能は原子炉補機冷却水設備の長期的な信頼性向上を図るものである。本タンクの機能は事故以降原子炉容器からの燃料取出しまでの短期間に要求されるものであるため，この段階で酸素が混入したとしても必要な機能に影響を与えるものではない。  図２　原子炉補機冷却水サージタンク故障時の水位保持　概念図 ［　］箇所は商業秘密を含むため公開できません	【大飯】 設備の相違 ・タンク及び冷却水ポンプ設置レベルの相違 ・原子炉補機冷却水ポンプ必要NPSHの相違 【大飯】 記載表現の相違 【大飯】 記載表現の相違 ・表現の適正化 ・泊では，設備で整理 【大飯】 設計の相違 ・設備と系統構成の相違（仕切り板による構造は同様）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		別紙１－７	【女川】 記載内容の相違 ・記載充実（大飯参照）
２．３ 空調ダクト及びフィルタユニットに関連した故障事例		ダクト及びフィルタユニットに関連した故障事例	【大飯】 記載表現の相違 ・本資料は，大飯では，別添資料１の２．３に記載の内容であり，泊では，別紙１―７とした。（補足説明に関する部分は，女川と同様に別紙とした）
（１）過去の故障事象の当該箇所への影響確認 当社の原子力発電所においては、アニュラス空気浄化系統及び安全補機室空気浄化系統のダクト並びに安全補機室空気浄化フィルタユニットにこれまで故障は発生していない。 そこで調査範囲を拡大し、国内プラント（PWR）における当該機器の過去の故障実績（ニューシア）を調査した結果、故障実績は確認されなかった。 そのため、国内プラント（PWR，BWR）における同種（屋内）の空調ダクト及びフィルタユニットまで調査範囲を拡大した結果、表２－６に示す事象が抽出された。 これらの事象ついては、構造、使用環境の違いから当該機器に発生するおそれはないと考えられる。（同表２－６参照）		(1)　過去の故障事象の当該箇所への影響確認 泊発電所では，アニュラス空気浄化設備ダクト，中央制御室非常用循環フィルタユニット及び中央制御室非常用循環系統ダクトにこれまで故障は発生していない。 そこで調査範囲を拡大し，国内プラント（PWR）における当該機器の過去の故障実績（ニューシア）を調査した結果，故障実績は確認されなかった。 そのため，国内プラント（PWR，BWR）における同種（屋内）の空調ダクト及びフィルタユニットまで調査範囲を拡大した結果，表１に示す事象が抽出された。 これらの事象は，構造，使用環境の違いから当該機器に発生するおそれはないと考えられる。（同表１参照）	【大飯】 設備名称の相違 ・対象発電所の相違 【大飯】 設備の相違 ・単一故障を想定する対象空調設備の相違 【大飯】 記載表現の相違 ・表番の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表２－６　空調ダクトの故障事象※及び大飯発電所３，４号炉における発生可能性

件名	事象	対策	大飯発電所３，４号炉における評価
格納容器排気ダクト等の損傷について（関電美浜３号炉）	格納容器排気ファン出口及び補助建屋送風ファン出口の溶接部にダクトの振動に伴う疲労き裂が発生し，ひび割れ・開口に至った。	補強用部材を追加し，ダクト面の振動等による発生応力を低減した。	単一設計部位に発生する内圧に起因する応力は，疲労限以下であるため，同様の事象は生じないと考えられる。
福島第二原子力発電所１号機サービス建屋内（非管理区域）空調ダクトからの気体の漏えいについて（東電福島第二１号炉）	サービス建屋内（非管理区域）にある空調ダクトのつなぎ目（(注) フランジ継手部ではなく，ダクトとフランジのつなぎ目：合計 11 箇所）から，未点検であったために，ゴムパッキンの経年劣化及び隙間の拡大を検知できず，漏えいに至った。	つなぎ目の補修を行うとともに，点検計画を策定した。	アニュラス空気浄化設備のダクトは技術基準クラス４配管に基づき設計されており，ダクトとフランジのつなぎ目は全て溶接構造であるため，同様の事象は生じないと考えられる。
福島第二原子力発電所における換気空調系ダクトの点検作業の終了について（東電福島第二１，２，３，４号炉）	①サービス建屋送風機吸込みダクト分岐部の点付け溶接部の腐食及び疲労割れ ②サービス建屋送風機吸込み側ダクトの腐食穴 ③サービス建屋排風機吸込み側ダクトのリベット部からの外気による） ④主排気筒ダクト接続部からの漏えい（フランジ部の経年劣化による） ※上記については，ニューシアの記載だけでは屋内外のいずれか不明であるため，屋内ダクトとして抽出したものである。	①補強材の追加，点検計画の策定 ②材料を圧延鋼板からステンレス鋼へ変更，点検計画策定 ③リベット打ち直し及びシール材塗布，点検計画策定 ④シール材塗布，点検計画策定	以下の理由により同様の事象は発生しないと考えられる。 ・単一設計部位に発生する内圧に起因する応力は疲労限以下である。 ・継手は全て溶接構造でありリベットを使用していない。 ・内外面とも塗装により腐食を防止しているとともに，外気を取り入れる系統でなく内外の空気条件（温度・湿度）は同じであるため結露等湿潤環境にならない。

※抽出にあたっては，機器の経年劣化に起因するものを対象とし，その他の人為的なものは対象外とした。

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，伊方３号炉（12 条－添 1－20p）より抜粋】

表 16　空調ダクト及びフィルタユニットの故障事象[*1, *2]並びに伊方発電所3号炉における発生可能性

件名	事象	対策	伊方3号炉における評価
格納容器排気ダクト等の損傷について（関電美浜3号炉）	格納容器排気ファン出口及び補助建屋送風ファン出口の溶接部に内圧変動に伴うダクトの振動により疲労き裂が発生し，ひび割れ・開口に至った。	補強用部材を追加し，ダクト面の振動等による発生応力を低減した。	単一設計部位に発生する内圧及び自重に起因する応力は，疲労限以下であるため，同様の事象は生じないと考えられる。
福島第二原子力発電所１号機サービス建屋内（非管理区域）空調ダクトからの気体の漏えいについて（東電福島第二１，２，３，４号炉）	サービス建屋内（非管理区域）にある空調ダクトのつなぎ目（(注) フランジ継手部ではなく，ダクトとフランジのつなぎ目：合計 11 箇所）から，未点検であったために，ゴムパッキンの経年劣化及び隙間の拡大を検知できず，漏えいに至った。	つなぎ目の補修を行うとともに，点検計画を策定した。	ダクトとフランジのつなぎ目は全て溶接構造であるため，同様の事象は生じないと考えられる。
福島第二原子力発電所における換気空調系ダクトの点検作業の終了について（東電福島第二１，２，３，４号炉）	①サービス建屋送風機吸込みダクト分岐部の点付け溶接部の腐食及び疲労割れ ②サービス建屋送風機吸込み側ダクトの腐食穴 ③サービス建屋排風機吸込み側ダクトのリベット部からの外気による） ④主排気筒ダクト接続部からの漏えい（フランジ部の経年劣化によるヒンホール発生） ※上記については，ニューシアの記載だけでは屋内外のいずれか不明であるため，屋内ダクトとして抽出したものである。	①補強材の追加，点検計画の策定 ②材料を圧延鋼板からステンレス鋼へ変更，点検計画策定 ③リベット打ち直し及びシール材塗布，点検計画策定 ④シール材塗布，点検計画策定	以下の理由により同様の事象は発生しないと考えられる。 ・単一設計部位に発生する内圧及び自重に起因する応力は疲労限以下である。 ・継手は全て全周溶接構造でありリベットを使用していない。 ・内外面とも塗装等により腐食を防止するとともに，屋内の空気を取り込む系統であるが，内外の空気条件（温度・湿度）が異なる設備には採温施工しているため結露等湿潤環境にならない。

※1：抽出にあたっては，機器の経年劣化に起因するものを対象とし，その他の人為的なものは対象外とした。
※2：フィルタユニットについては，抽出すべき経年劣化事象なし

泊発電所３号炉

表１　空調用ダクト及びフィルタユニットの故障事象[*1, *2]並びに泊発電所３号炉における発生可能性（１／２）

件名	事象	対策	泊発電所３号炉における評価
格納容器排気ダクト等の損傷について（関西電力美浜３号炉）	格納容器排気ファン出口及び補助建屋送風ファン出口の溶接部にダクトの振動に伴う疲労き裂が発生し，ひび割れ・開口に至った。	補強用部材を追加し，ダクト面の振動などによる発生応力を低減した。	単一設計部位に発生する内圧に起因する応力は，疲労限以下であるため，同様の事象は生じないと考えられる。
福島第二原子力発電所１号機サービス建屋内（非管理区域）空調ダクトからの気体の漏えいについて（東京電力福島第二１号炉）	サービス建屋内（非管理区域）にある空調ダクトのつなぎ目（(注) フランジ継手部ではなく，ダクトとフランジのつなぎ目：合計１箇所）から，未点検であったために，ゴムパッキンの経年劣化及び隙間の拡大を検知できず，漏えいに至った。	つなぎ目の補修を行うとともに，点検計画を策定した。	ダクトつなぎ目のゴムパッキンについては定期的な点検を行うことにより，経年変化による劣化を検知できるため，同様の事象は生じないと考えられる。
福島第二原子力発電所における換気空調系ダクトの点付け溶接部の腐食及び疲労割れ 換作業の終了について（東京電力福島第二１，２，３，４号炉）	①サービス建屋送風機吸込みダクト分岐部の点付け溶接部の腐食及び疲労割れ ②サービス建屋送風機吸込み側ダクトの腐食穴 ③サービス建屋排風機吸込み側ダクトのリベット部からの外気による） ④主排気筒ダクト接続部からの漏えい（フランジ部の経年劣化による） ※上記については，ニューシアの記載だけでは屋内外のいずれか不明であるため，屋内ダクトとして抽出したものである。	①補強材の追加，点検計画の策定 ②材料を圧延鋼板からステンレス鋼へ変更，点検計画策定 ③リベット打ち直し及びシール材塗布，点検計画策定 ④シール材塗布，点検計画策定	以下の理由により同様の事象は発生しないと考えられる。 ・単一設計部位に発生する内圧に起因する応力は疲労限以下である。 ・継手部には リベットを使用していない。 ・内外面とも塗装等により腐食を防止しているとともに，結露の発生しやすい環境にない。

※１：抽出に当たっては，機器の経年劣化に起因するものを対象とし，その他の人為的なものは対象外とした。
※２：フィルタユニットについては，抽出すべき経年劣化事象はなかった。

相違理由

【大飯】
記載内容の相違
・記載の充実（※２にフィルタユニットについての記載を追加したこと（伊方３号炉，高浜１～４号炉と同様），及び最新の NUCIA 調査結果として，島根２号と敦賀１号の２件名を次頁に追記した。）

【伊方】
記載表現の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	【（前頁再掲）伊方３号炉（12 条－添 1－20p より）】 表 16　空調ダクト及びフィルタユニットの故障事象※1，※2並びに伊方発電所3号炉における発生可能性 ※1：抽出にあたっては，機器の経年劣化に起因するものを対象とし，その他の人為的なものは対象外とした。 ※2：フィルタユニットについては，抽出すべき経年劣化事象なし	表１　空調用ダクト及びフィルタユニットの故障事象※1，※2並びに泊発電所３号炉における発生可能性（２／２） ※１：抽出に当たっては，機器の経年劣化に起因するものを対象とし，その他の人為的なものは対象外とした。 ※２：フィルタユニットについては，抽出すべき経年劣化事象はなかった。	【大飯】 記載内容の相違 ・記載の充実（※２にフィルタユニットについての記載を追加したこと（伊方３号炉，高浜１～４号炉と同様），及び最新の NUCIA 調査結果として，島根２号と敦賀１号の２件名を追記した。） 【伊方】 記載表現の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
２．４　運用・管理		別紙１－８ アニュラス空気浄化設備と換気空調設備のうち 中央制御室非常用循環系統にかかる運用，管理	【女川】記載内容の相違 ・記載充実（大飯参照） 【大飯】記載表現の相違 ・本資料は，大飯では，別添資料１の２．４に記載の内容であり，泊では，別紙１－８とした。（補足説明に関する部分は，女川と同様に別紙とした）
	【比較のため，伊方３号炉（12条－添1－20p）より抜粋】		
（１）現状の保全状況 劣化メカニズムまとめ表（原子力安全推進協会）を基に、今回対象となったアニュラス空気浄化設備のダクトの一部の経年劣化事象及び現状の保全項目について整理した。	a．現状の保全状況 劣化メカニズム整理表（原子力安全推進協会（旧 日本原子力技術協会）とりまとめ）をもとに、今回対象となったアニュラス空気再循環設備、安全補機室空気浄化設備及び中央制御室非常用給気系統のダクトの一部並びに安全補機室排気フィルタユニット及び中央制御室非常用給気フィルタユニットの経年劣化事象及び現状の保全項目について整理した。	(1) 現状の保全状況 劣化メカニズム整理表（原子力安全推進協会）を基に，今回対象となったアニュラス空気浄化設備のダクト，中央制御室非常用循環フィルタユニット及び中央制御室非常用循環系統ダクトの経年劣化事象及び現状の保全項目について整理した。	【大飯】記載表現の相違 ・資料名の適正化（“まとめ表”は劣化事象までしか示していないが“整理表”ではそれに加え保全項目も整理されている。伊方３号炉及び川内１，２号炉も同様に“整理表”） 【伊方】記載表現の相違 【大飯，伊方】設備の相違 ・単一故障を想定する設備の相違
表２－７に、経年劣化事象及び現状の保全項目を示す。		表1 に経年劣化事象及び現状の保全項目を示す。	【大飯】記載表現の相違 ・付番の相違（以下同様）
（２）運用・管理 現状、アニュラス空気浄化設備のダクトについて、適切な運用・管理を実施しており、これにより当該機器の健全性は確保・維持できる。		(2) 運用，管理 現状，アニュラス空気浄化設備のダクト，中央制御室非常用循環フィルタユニット及び中央制御室非常用循環系統ダクトについて適切な運用・管理を実施しており，これにより当該機器の健全性は確保・維持できる。	【大飯】設備の相違 ・単一故障を想定する設備の相違
表２－８に運用・管理について示す。 また、上記４．（１）のとおり、大飯発電所３号炉及び４号炉における過去の故障実績について当社データベース上を調査したが、当該箇所に故障実績は認められなかった。		表2 に運用・管理について示す。 また，別紙1－7のとおり，泊発電所３号炉における過去の故障実績について当社データベース上を調査したが，当該箇所に故障実績は認められなかった。	【大飯】記載箇所の相違 ・資料構成による記載箇所の相違 【大飯】記載表現の相違 ・発電所名称の相違

大飯発電所3／4号炉

表２－７　経年劣化事象及び現状の保全項目

機器	機能達成に必要な項目	経年劣化事象	部位	現状の保全項目
ダクト （アニュラス空気浄化設備）	流路の確保 機器の支持	腐食 ひび割れ※	外板・配管 接続鋼材 補強鋼材 サポート ボルト類	【外観点検】 ダクトの損傷・外面腐食の有無、ボルト類の緩み・脱落の有無の確認

※劣化メカニズムまとめ表には記載されていないが、当社同種（屋内・他系統）ダクトでの故障実績より抽出

女川原子力発電所2号炉

【比較のため，伊方3号炉（12条－添1－22b）より抜粋】

表１７　経年劣化事象及び現状の保全項目

機　器	機能達成に必要な項目	経年劣化事象	部　位	現状の保全項目
ダクト （アニュラス空気再循環設備） （安全補機室空気浄化設備） （中央制御室非常用給気系統）	流路の確保 機器の支持	腐食	外板 接続鋼材 補強鋼材 サポート ボルト類	【外観点検】 ダクトの損傷・外面腐食の有無、ボルト類の緩み・脱落の有無の確認
フィルタユニット （安全補機室空気浄化設備） （中央制御室非常用給気系統）	空気浄化機能の確保 機器の支持	腐食	微粒子フィルタ よう素フィルタ 骨組鋼材 ケーシング ボルト類	【外観点検】 フィルタユニット外面腐食の有無の確認
				【開放点検】 フィルタユニット内・外面の腐食、変形の有無の確認
		性能劣化		【取替】 フィルタの取替
				【機能・性能試験】 漏えい率試験 よう素除去効率試験

泊発電所3号炉

表1　経年劣化事象及び現状の保全項目

機器	機能達成に必要な項目	経年劣化事象	部位	現状の保全項目
ダクト （アニュラス空気浄化設備） （中央制御室非常用循環系統）	流路の確保 機器の支持	腐食 ひび割れ※1	外板，接続鋼材 補強鋼材，サポート ボルト類	【巡視点検，外観点検】 ダクトの損傷・外面腐食の有無，ボルト類の緩み・脱落の有無，保温の状況の確認
フィルタユニット （中央制御室非常用循環系統）	空気浄化機能の確保 機器の支持	腐食	外板（ケーシング） 骨組鋼材， ボルト類	【巡視点検，外観点検】 保温の状況の確認※2 【開放点検】 フィルタユニット内面の腐食，変形の確認
		性能劣化	微粒子フィルタ よう素フィルタ	【取替】 フィルタの取替 【機能・性能試験】 差圧確認 漏えい率試験（フィルタ取替時） よう素除去効率試験

※1　劣化メカニズム整理表には記載されていないが，同種（屋内・他系統）ダクトでの故障実績より抽出。
※2　中央制御室非常用循環フィルタユニット・中央制御室非常用循環系統ダクトについては保温が施工されているため，通常の目視点検では，腐食や損傷，ボルトの状況は把握できず，保温の状況の確認を行なっている。

相違理由

【大飯】設備の相違
・単一故障を想定する設備の相違
・設備の相違による経年劣化事象，部位，保全項目の相違

（フィルタユニットは伊方3号炉，高浜1～4号炉と同様。）
【伊方】
設備の相違
・単一故障を想定する設備の相違
・設備の相違による経年劣化事象，部位，保全項目の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3／4号炉

表2－8　運用・管理

機器	アニュラス空気浄化設備ダクト
運用・管理	日常の巡視点検※により、外観点検（運転員の巡視パトロール1回／日）を実施 （ダクトの損傷・外面腐食の有無、ボルト類の緩み・脱落の有無の確認）
	保全計画に基づき外観目視検査（定期事業者検査）を10年毎に実施 （ダクトの損傷・外面腐食等の異常の有無、ボルト類の緩み・脱落の有無の確認） また、ダクト内面の目視点検を、ダクト点検口等から直接目視又はファイバースコープにより実施（今後定期的な実施を計画）
	保安規定に基づく1回／月の定期試験を実施し、各設備の運転状態確認の他、各種データを採取し、異常がないことを確認 （フィルタ差圧、空気浄化エリア圧力、排気風量、ファン振動）

※事故時は、安全系機器の運転状態等に異常のないことを現場にて確認する。

女川原子力発電所2号炉

【比較のため，伊方3号炉（12条－添1－23ぇ）より抜粋】

表18　運用、管理

	アニュラス空気再循環設備ダクト	安全補機室排気設備ダクト	中央制御室非常用給気系統ダクト	安全補機室排気フィルタユニット	中央制御室非常用給気フィルタユニット
運用、管理	日常の巡視点検*により、外観点検を実施 （運転員の巡視パトロール1回／日、保修員の日常パトロール1回／週）				
	外観点検を定検ごとに実施 （ダクトの損傷・外面腐食等の異常の有無、ボルト類の緩み・脱落の有無の確認） また、ダクト内面の目視点検を、ダクト点検口等から直接目視又はファイバースコープにより実施 （今後定期的な実施を計画）			保全計画に基づいて開放点検、外観点検及び機能・性能試験を定期的に実施 （フィルタユニットの内・外面腐食、損傷、変形の有無、フィルタ取替、機能・性能試験）	
	保安規定に基づく1回／月の定期試験を実施し、各設備の運転状態確認の他、各種データ採取し、異常がないことを確認 （フィルタ差圧、流量、ファン振動）				

（*）事故時は、安全系機器の運転状態等に異常のないことを現場にて確認する。

泊発電所3号炉

表2　運用・管理

	アニュラス空気浄化設備ダクト	中央制御室非常用循環系統ダクト	中央制御室非常用循環フィルタユニット
運用・管理	日常の巡視点検※（運転員の巡視パトロール1回／日）を実施 （ダクトの損傷・外面腐食の有無，ダクト連結ボルトの状況，パッキンの状況，保温の状況など）		
	保全計画に基づいて外観点検※を定期的に実施 （1回／10年） アニュラス空気浄化系：ダクトの損傷・外面腐食の有無，ダクト連結ボルトの状況，パッキンの状況など 中央制御室非常用循環系：保温の状況 また，ダクト点検口等からダクト内面目視点検を実施（今後定期定期的な実施を計画）		保全計画に基づいて開放点検，外観点検※及び機能・性能試験を定期的に実施 （外観点検：1回／10年） （開放点検，機能・性能試験：毎定検） 外観点検：保温の状況の確認 開放点検： フィルタユニット内面の腐食の確認 フィルタ点検・取替 （よう素フィルタ取替：機能・性能試験結果による） （微粒子フィルタ取替：差圧上昇の都度） 機能・性能試験： 差圧確認，漏えい率試験，よう素除去効率試験
	保安規定に基づき定期試験（1回／月）を実施し，各設備の運転状態を確認するほか，各種データの採取により経時的に有意な変化がないことを確認 （フィルタ差圧，アニュラス内圧力，流量など）		

※　中央制御室非常用循環フィルタユニット・中央制御室非常用循環系統ダクトについては保温が施工されているため，通常の目視及び外観点検では，腐食や損傷，ボルトの状況は把握できず，保温の状況の確認を行なっている。

相違理由

【大飯】
設計方針の相違
・単一故障を想定する設備の相違
・設備運用管理の相違
（フィルタユニットは高浜1～4号炉，伊方3号炉と同様。）

【伊方】
設備の相違
・単一故障を想定する設備の相違
・設備運用管理の相違

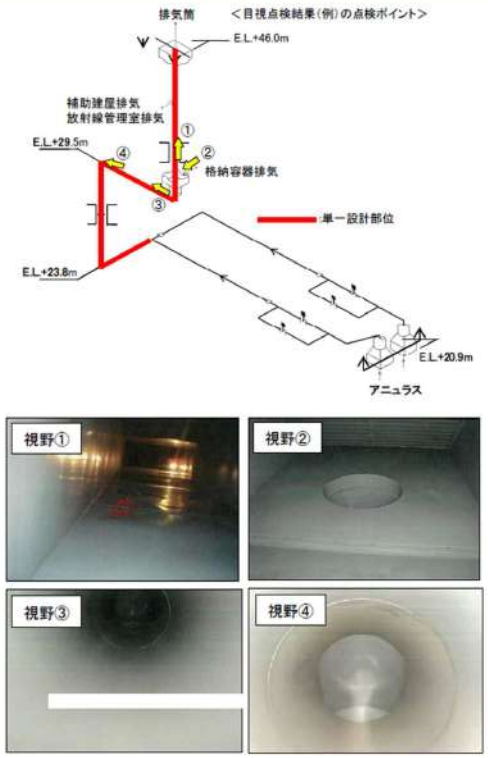
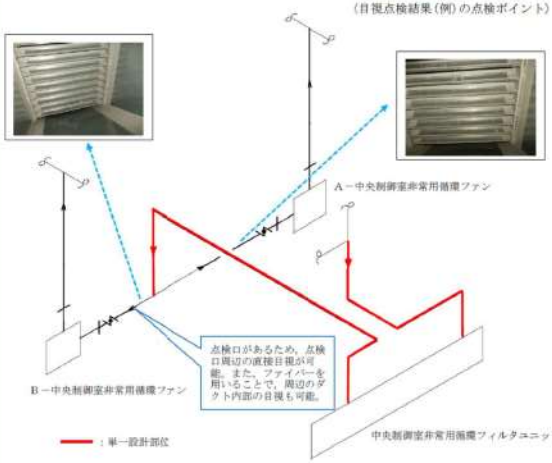
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		別紙１－9 アニュラス空気浄化設備と換気空調設備のうち 中央制御室非常用循環系統にかかる追加の対応内容	【女川】 記載内容の相違 ・記載充実（大飯参照） 【大飯】 記載表現の相違 ・本資料は，大飯では，別添資料１の２．５に記載の内容であり，泊では，別紙１－９とした。（補足説明に関する部分は，女川と同様に別紙とした） 【大飯】 記載表現の相違（表題）
２．５　追加の対応内容			
（１）追加の点検内容 ダクト内面の塗膜の状態及び腐食の有無を、ダクト点検口等から直接目視又はファイバースコープにより確認する。点検にあたり、高所については足場を設置し可視範囲を可能な限り拡大するとともに、当該足場からダクト外面の詳細な目視点検を実施する。 上記点検は、対象箇所を10 年周期で定期的に点検するよう計画する。 また、点検結果に応じて必要の都度点検内容及び点検周期の見直しを行い、故障の発生予防及び早期検知に向けた取組みの改善を図っていくこととする。		(1) 追加の点検内容 ダクト内面の塗膜の状態及び腐食の有無をダクト点検口等から直接目視又はファイバースコープにより確認する（図１参照）。点検に当たり，高所については足場を設置し可視範囲を可能な限り拡大するとともに，当該足場からダクト外面の詳細な目視点検を実施する。 上記点検は，対象箇所を10 年周期で定期的に点検するよう計画する。 また，点検結果に応じて必要の都度点検内容及び点検周期の見直しを行い，故障の発生予防及び早期検知に向けた取組みの改善を図っていくこととする。	【大飯】 記載表現の相違 【大飯】 記載の充実（呼び込み記載） 【大飯】 記載表現の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

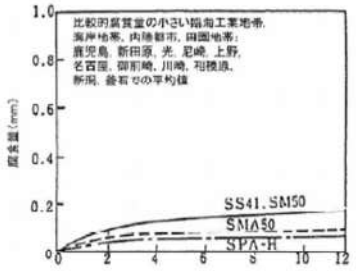
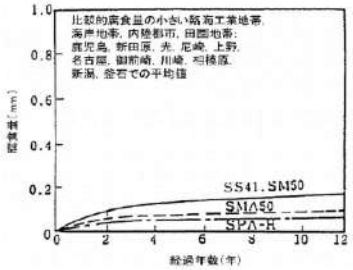
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

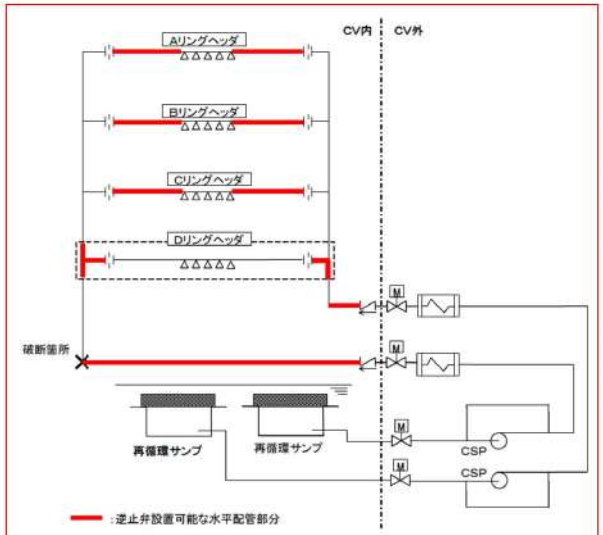
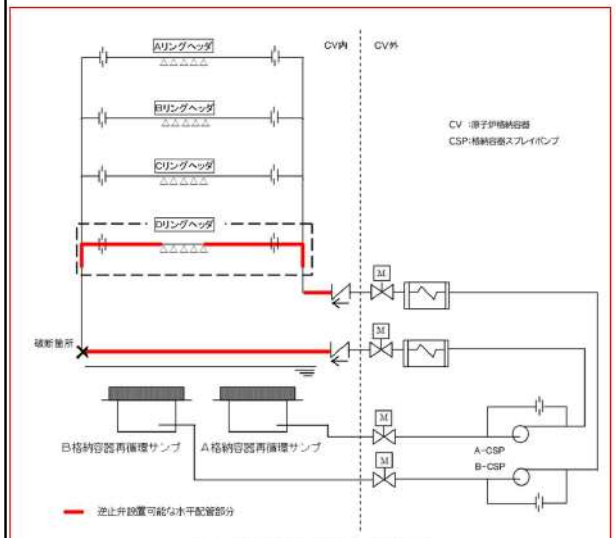
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図２－５　ダクト内面点検イメージ		 図１　中央制御室非常用循環系統　ダクト内面点検イメージ	【大飯】 設備の相違 ・ダクト内面の単一設計部位を内面点検するイメージは相違無し
（２）追加点検の周期の考え方 当該ダクトについては、内圧は低く疲労によるひび割れが発生することはなく、また内外面とも塗装により腐食の発生を防止している。腐食は乾食と湿食に大別されるが、仮に塗装が剥離したとしても、通常時・事故時ともに高温になることはないため、乾食は生じない。また、屋内設置であり当該系統は外気を取り入れる系統でなく、ダクト内外の空気条件（温度、湿度）は同じであることから、結露は生じ難く、湿食の可能性も極めて小さい。 ここでは、仮に塗装が剥離した状態が継続し腐食が発生する場合において評価される腐食の進展量から、点検周期の妥当性を検証する。 当該ダクトの内部流体及び外面の雰囲気は、上記の通り建屋内の空気であり、建屋内へ取り入れる際には、平形フィル		(2) 追加点検の周期の考え方 当該ダクトについては，内圧は低く疲労によるひび割れが発生することはなく，また内外面とも塗装により腐食の発生を防止している。腐食は乾食と湿食に大別されるが，仮に塗装が剥離したとしても，通常時・事故時ともに高温になることはないため，乾食は生じない。また，屋内設置であり当該系統は外気を取り入れる系統でなく，ダクト内外の空気条件（温度，湿度）は同じであることから，結露は生じ難く，湿食の可能性も極めて小さい。 ここでは，仮に塗装が剥離した状態が継続し腐食が発生する場合において評価される腐食の進展量から，点検周期の妥当性を検証する。 当該ダクトの内部流体及び外面の雰囲気は，上記のとおり建屋内の空気であり，建屋内へ取り入れる際には，平形フィ	【大飯】 記載表現の相違

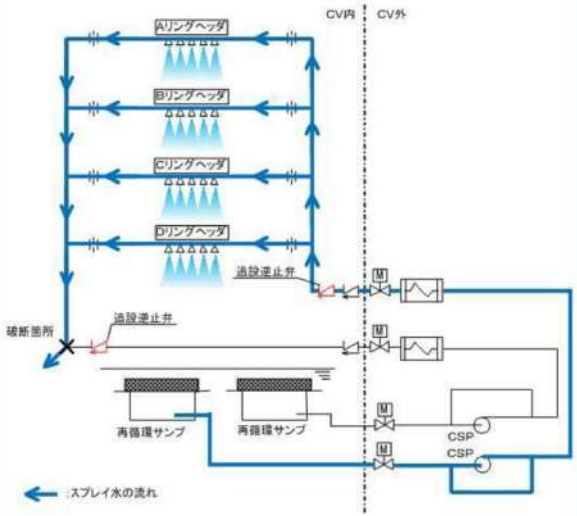
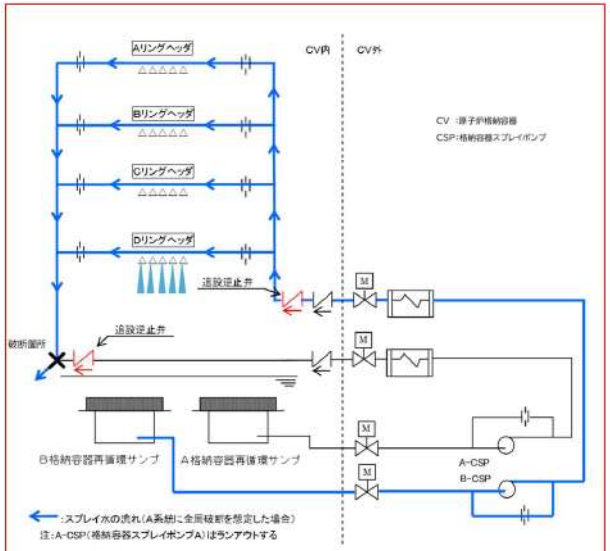
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
タ、粗フィルタにより海塩粒子（イオン）の約9 割※を除去していることから、図２－６の臨海工業地帯等の屋外における暴露試験データ（上図）よりも腐食が進まない環境であると考えられる。この屋外暴露試験における10 年経過後の腐食量は約0.2mm となっており、この暴露試験結果から推定した腐食量は、原子力発電所の腐食量実測結果（下図）とも合致している。 ダクトの板厚は2.3mm（φ654.6mm の丸ダクト）であることから、今後1 回／10 年の目視点検を行い、腐食の進展がないことを確認していけば、設計・建設規格クラス４配管に要する板厚0.8mm を十分に満足すると考えられる。 ※電力共通研究成果（S57 年）による		ルタ，粗フィルタにより海塩粒子（イオン）の約9 割※を除去していることから，図２ の臨海工業地帯等の屋外における暴露試験データ（上図）よりも腐食が進まない環境であると考えられる。この屋外暴露試験における10 年経過後の腐食量は約0.2mm となっており，この暴露試験結果から推定した腐食量は，原子力発電所の腐食量実測結果（下図）とも合致している。 ダクトの板厚はアニュラス空気浄化設備のダクトであれば2.3mm（Φ504.6mm の丸ダクト），中央制御室非常用循環系統ダクトであれば2.3mm（500mm×500mm～900mm×900mm の角ダクト）又は3.2mm（1200mm×1100mm の角ダクト）であることから，今後1 回／10 年の目視点検を行い，腐食の進展がないことを確認していけば，設計・建設規格クラス4 配管（中央制御室非常用循環系統ダクトについてはこれを準用）に要する板厚0.6mm（Φ504.6mm：アニュラス空気浄化設備ダクト），1.0mm（長径500mm～1200mm：中央制御室非常用循環系統ダクト）を十分に満足すると考えられる。 ※電力共通研究成果（S57 年）による	【大飯】 記載表現の相違 ・図番の相違 【大飯】 設備の相違 ・単一故障を想定する設備の相違 ・大飯は，アニュラス空気浄化設備，泊では，アニュラス空気浄化設備と中央制御室非常用循環系統

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 わが国各地における普通鋼及び耐候性鋼の暴露試験結果 ［出典：「防食技術便覧」腐食防食協会編］ [redacted] 図２－６　炭素鋼の腐食進展評価 [redacted]箇所は商業秘密を含むため公開できません		 わが国各地における普通鋼および耐候性鋼の暴露試験結果 ［出典：「防食技術便覧」腐食防食協会編］ [redacted] 図２　ダクトの単一設計部位の材料（炭素鋼）の腐食特性について [redacted]箇所は商業秘密を含むため公開できません	【大飯】 記載内容の相違 ・泊では，本文中の記載にあわせ，10 年で腐食量が 0.2mm であることを示している。

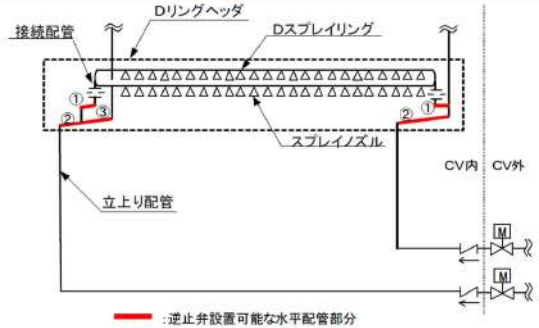
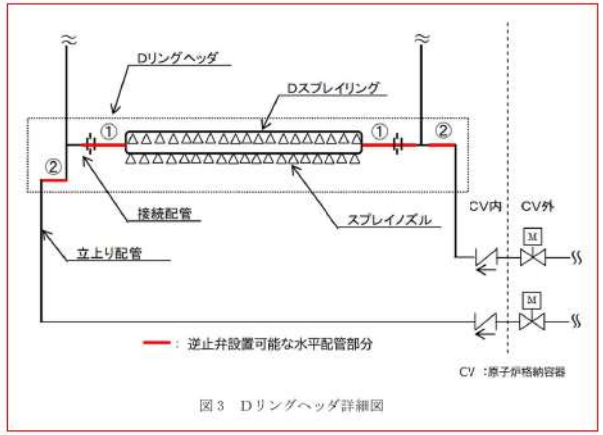
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
３．原子炉格納容器スプレイ設備について ３．１　逆止弁の設置検討について 設備対策として逆止弁２個設置することとしたが、逆止弁の設置箇所について検討する。 （１）逆止弁設置可能箇所 逆止弁は、その構造上、水平配管部分に設置する必要があるため、工事配管図から逆止弁の設置可能な水平配管部分を選定した。（図３．１－１参照）  図３．１－１　逆止弁設置可能な水平配管部分		別紙１－10 原子炉格納容器スプレイ設備への逆止弁追加設置に係る検討について 設備対策として逆止弁を２個設置することとしたが，逆止弁の設置箇所について検討する。 １．逆止弁設置可能箇所 逆止弁は，その構造上，水平配管部分に設置する必要があるため，工事配管図から逆止弁の設置可能な水平配管部分を選定した。（図１参照）  図１　逆止弁設置可能な水平配管部分	【大飯】記載箇所の相違 ・泊は逆止弁の追設に加えスプレイ配管も追設したため，スプレイ管の設置検討は本文側に記載し，逆止弁については本別紙で記載。 【女川】設計方針の相違 ・大飯と泊は逆止弁を追設したため本資料を追加。 【大飯】記載表現の相違 ・資料構成の相違による表題の有無 【大飯】記載表現の相違 【大飯】記載表現の相違 ・図表番号の相違（以下記載省略） 【大飯】設備の相違 ・プラント固有設計による逆止弁設置可能な範囲の相違。 ・泊では有効な流量がスプレイされるＤリングヘッダ廻りに着目し検討。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（２）全周破断時のスプレイ流量 全周破断時にスプレイ水が最も多く流れ、かつスプレイ流量が最も多く確保可能なスプレイリングは、格納容器スプレイポンプからの距離が最も近く（設置高さが最も低く）、スプレイノズル数が多いＤスプレイリングである。 そこで、Ｄスプレイリングからのスプレイ流量を確実に確保するため、（１）での検討結果をふまえ、Ｄリングヘッダに逆止弁を設置することが、スプレイ流量を確保するうえで適切である。 なお、スプレイ配管立上り部の水平配管部分に逆止弁を設置した場合は、設置した逆止弁の下流の立上り部に全周破断を想定すると、スプレイ水が破断口から流出し、スプレイ流量は現行の添付書類十の解析で考慮されている値を大幅に下回ることになる。（図３．１－２参照）  図３．１－２　スプレイ配管立上り部の全周破断時のスプレイ水の流れ（スプレイ配管立上り部（水平配管部分）に逆止弁を設置した場合） （３）Ｄリングヘッダでの逆止弁設置箇所 Ｄリングヘッダの詳細を図３．１－３に示す。図に示すように、逆止弁設置可能な水平配管部分は、接続配管のオリフィス周辺である。		２．全周破断時のスプレイ流量 全周破断時にスプレイ水が最も多く流れ，かつスプレイ流量が最も多く確保可能なスプレイリングは，格納容器スプレイポンプからの距離が最も近く（設置高さが最も低く），スプレイノズル数が最も多いＤスプレイリングである。 そこで，Ｄスプレイリングからのスプレイ流量を確実に確保するため，１．での検討結果をふまえ，Ｄリングヘッダに逆止弁を設置することが，スプレイ流量を確保するうえで適切である。 なお，格納容器スプレイ配管立上り部の水平配管部分に逆止弁を設置した場合は，設置した逆止弁の下流の立上り部に全周破断を想定すると，スプレイ水が破断口から流出し，スプレイ流量は現行の添付書類十の解析で考慮されている値を大幅に下回ることになる。（図２参照）  図２　格納容器スプレイ配管立上り部の全周破断時のスプレイ水の流れ（格納容器スプレイ配管立上り部（水平配管部分）に逆止弁を設置した場合） ３．Ｄリングヘッダでの逆止弁設置箇所 Ｄリングヘッダの詳細を図３に示す。図に示すように，逆止弁設置可能な水平配管部分は，接続配管のオリフィス周辺である。	【大飯】記載表現の相違（記載の適正化） 【大飯】設備名称の相違（以下同様） 【大飯】設備の相違 ・系統構成と逆止弁追設箇所は同様。スプレイ水については泊では有効な流量がスプレイされるＤリングヘッダのスプレイノズルからのみに流れを示した。（適正化）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

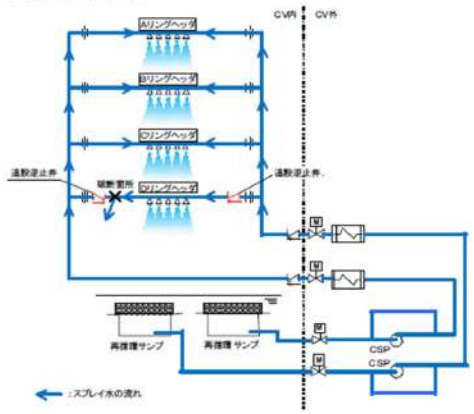
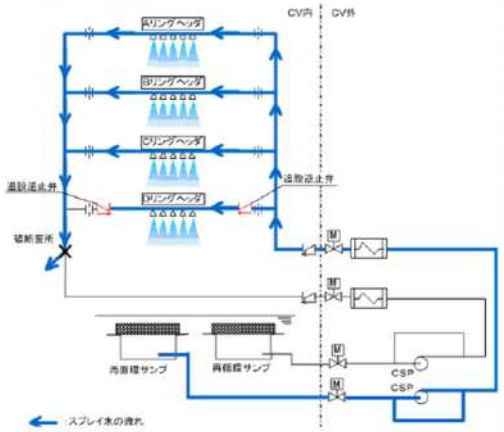
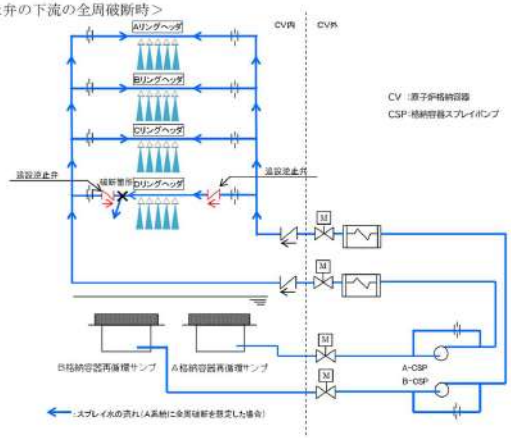
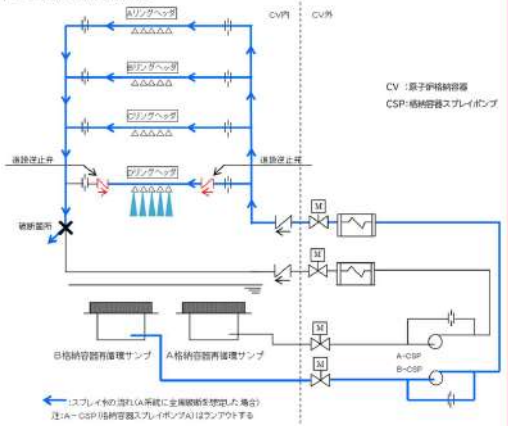
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
a．図３．１－３の①に逆止弁を設置した場合 この場合、設置した逆止弁の下流に全周破断を想定すると、Ｄスプレイリングにおける健全側スプレイ水の破断口への回りこみは防ぐことができないが、全周破断を想定した系統側の格納容器スプレイポンプは、オリフィスにより破断口への流出流量が制限されるためランアウトせず、Ａ，Ｂ，Ｃスプレイリングからスプレイ水がスプレイされ、スプレイ流量は確保できる。 また、設置した逆止弁の上流のスプレイ配管立上り部で全周破断を想定すると、全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として、全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプは許容最大運転流量を超過し、ランアウトする）が、Ｄリングを通じての健全側スプレイ水の破断口への回り込みを防ぐことができ、健全側のスプレイポンプによりＤスプレイリングからのスプレイ水は確保できる。（図３．１－４参照） ここで、逆止弁設置に伴い圧損が増加し、Ｄスプレイリングにおけるスプレイ流量が変わるため、静的機器の単一故障を想定しない場合のスプレイ流量を現行の安全解析で考慮している値と同等とするためには、Ｄリングヘッダのオリフィスの交換が必要となる。		(1) 図３の①に逆止弁を設置した場合 この場合，設置した逆止弁の下流に全周破断を想定すると，Ｄスプレイリングにおける健全側スプレイ水の破断口への回りこみは防ぐことができないが，全周破断を想定した系統側の格納容器スプレイポンプは，オリフィスにより破断口への流出流量が制限されるためランアウトせず，Ａ，Ｂ，Ｃスプレイリングからスプレイ水がスプレイされ，スプレイ流量は確保できる。 また，設置した逆止弁の上流の格納容器スプレイ配管立上り部で全周破断を想定すると，全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として，全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプは許容最大運転流量を超過し，ランアウトする）が，Ｄリングを通じての健全側スプレイ水の破断口への回り込みを防ぐことができ，健全側の格納容器スプレイポンプによりＤスプレイリングからのスプレイ水は確保できる。（図４参照） ここで，逆止弁設置に伴い圧損が増加し，Ｄスプレイリングにおけるスプレイ流量が変わるため，静的機器の単一故障を想定しない場合のスプレイ流量を現行の安全解析で考慮している値と同等とするためには，Ｄリングヘッダのオリフィスの交換が必要となる。	【大飯】設備名称の相違
b．図３．１－３の②に逆止弁を設置した場合 この場合、逆止弁の下流に破断を想定すると、全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として、全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプはランアウトする）。また、Ａ，Ｂ，Ｃ，Ｄリングを通じての健全側スプレイ水の破断口への回り込みを防ぐことができないため、スプレイ流量は少なくなる。 また、設置した逆止弁の上流で全周破断を想定すると、全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として、全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプはランアウトする）が、健全側のスプレイポンプからの供給流量は、逆止弁により破断点への流出を防ぐことができるため、Ａ，Ｂ，Ｃ，Ｄスプレイリングからのスプレイ水は確保できる。（図３．１－５参照） ここで、逆止弁設置に伴い圧損が増加し、Ａ～Ｄまでの全てのスプレイリングにおけるスプレイ流量が変わるため、スプレイ流量を現行の安全解析で考慮している値と同等にするために		(2) 図３の②に逆止弁を設置した場合 この場合，逆止弁の下流に破断を想定すると，全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として，全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプはランアウトする）。また，Ａ，Ｂ，Ｃ，Ｄリングを通じての健全側スプレイ水の破断口への回り込みを防ぐことができないため，スプレイ流量は少なくなる。 また，設置した逆止弁の上流で全周破断を想定すると，全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として，全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプはランアウトする）が，健全側のスプレイポンプからの供給流量は，逆止弁により破断点への流出を防ぐことができるため，Ａ，Ｂ，Ｃ，Ｄスプレイリングからのスプレイ水は確保できる。（図５参照） ここで，逆止弁設置に伴い圧損が増加し，Ａ～Ｄまでのすべてのスプレイリングにおけるスプレイ流量が変わるため，スプレイ流量を現行の安全解析で考慮している値と同等にするため	【大飯】記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
は、Ａ～Ｄリングヘッダすべてのオリフィスの交換が必要となる。 ｃ．図３．１－３の③に逆止弁を設置した場合 この場合も、逆止弁の下流に破断を想定すると、全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として、全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプはランアウトする）。また、Ａ，Ｂ，Ｃ，Ｄリングを通じての健全側スプレイ水の破断口への回り込みを防ぐことができないため、スプレイ流量は少なくなる。 また、設置した逆止弁の上流で全周破断を想定すると、全周破断を想定した系統の流量の全量が破断口から流出する（結果として、全周破断を想定した系統の格納容器スプレイポンプはランアウトする）が、健全側のスプレイポンプからの供給流量は、逆止弁により破断点への流出を防ぐことができるため、Ａ，Ｂ，Ｃスプレイリングからのスプレイ水は確保できる。（図３．１－６参照） ここで、スプレイ流量を現行の安全解析で考慮している値と同等にするためには、Ａ～Ｃリングヘッダのオリフィスの交換が必要となる。 以上をまとめると表３．１－１となり、図３．１－３の①（接続配管のオリフィスの下流）に逆止弁を設置した場合が、Ｄスプレイリングを通じての回り込みを防止でき、Ｄスプレイリングからのスプレイ水が確実に確保できるため、設置箇所として適切である。  図３．１－３　Ｄリングヘッダ詳細図		には，Ａ～Ｄリングヘッダすべてのオリフィスの交換が必要となる。 以上をまとめると表１となり，図３の①（接続配管のオリフィスの下流）に逆止弁を設置した場合が，Ｄスプレイリングを通じての回り込みを防止でき，Ｄスプレイリングからのスプレイ水が確実に確保できるため，設置箇所として適切である。  図３　Ｄリングヘッダ詳細図	【大飯】設備の相違 ・プラント固有設計による逆止弁設置可能範囲の相違（１．）により，泊は逆止弁設置検討ケース数が大飯の３箇所に対し２箇所。 【大飯】設備の相違 ・プラント固有設計による逆止弁設置可能範囲の相違（１．）により，泊は逆止弁設置検討ケース数が大飯の３箇所に対し２箇所。

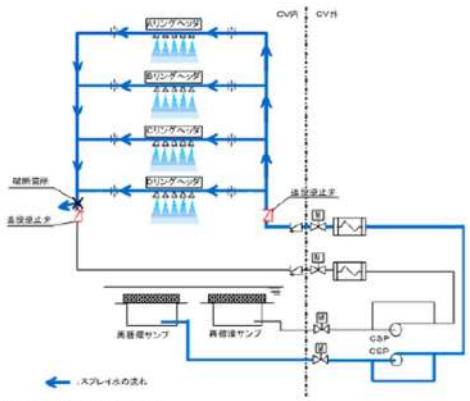
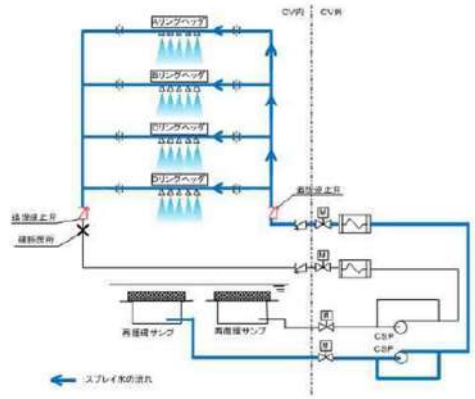
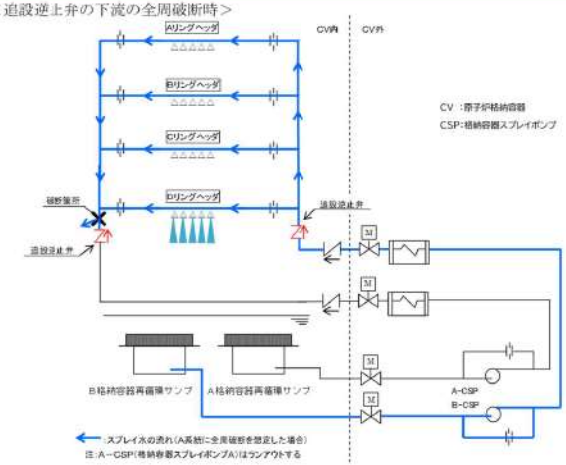
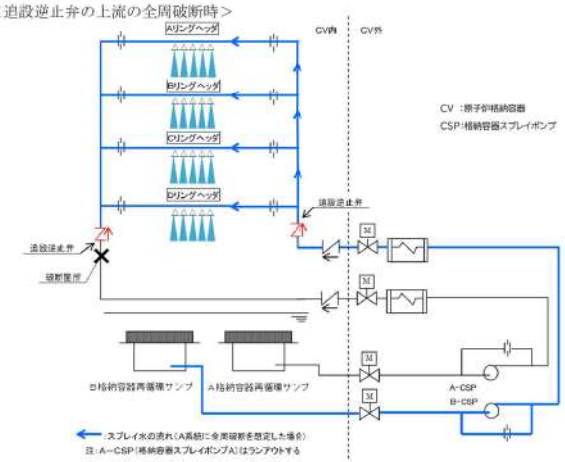
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＜追設逆止弁の下流の全周破断時＞  ＜追設逆止弁の上流の全周破断時＞  図３．１－４　図３．１－３の①に逆止弁を設置した場合のスプレイ水の流れ		＜追設逆止弁の下流の全周破断時＞  ＜追設逆止弁の上流の全周破断時＞  図４　　図３の①に逆止弁を設置した場合のスプレイ水の流れ	【大飯】設備の相違 ・スプレイ水の流れは同様。 【大飯】設備の相違 ・泊では有効な流量がスプレイされるＤリングヘッダのスプレイノズルからのみに流れを示した。（適正化）

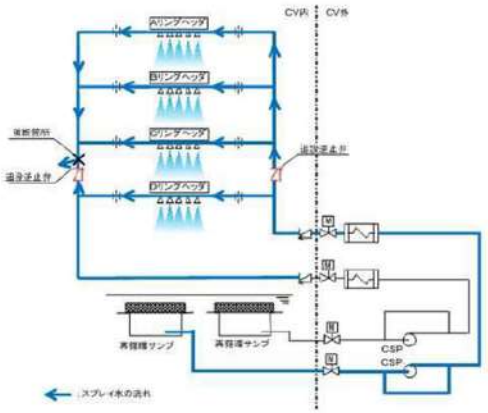
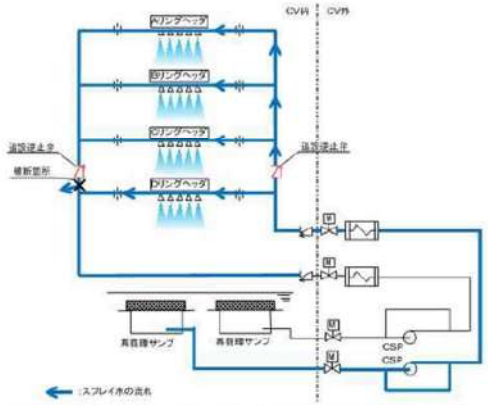
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
<追設逆止弁の下流の全周破断時>  <追設逆止弁の上流の全周破断時>  図３．１－５　図３．１－３の②に逆止弁を設置した場合のスプレイ水の流れ		<追設逆止弁の下流の全周破断時>  <追設逆止弁の上流の全周破断時>  図５　図３の②に逆止弁を設置した場合のスプレイ水の流れ	【大飯】設備の相違 ・泊では有効な流量がスプレイされるＤリングヘッダのスプレイノズルからのみに流れを示した。（適正化） 【大飯】設備の相違 ・スプレイ水の流れは同様。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

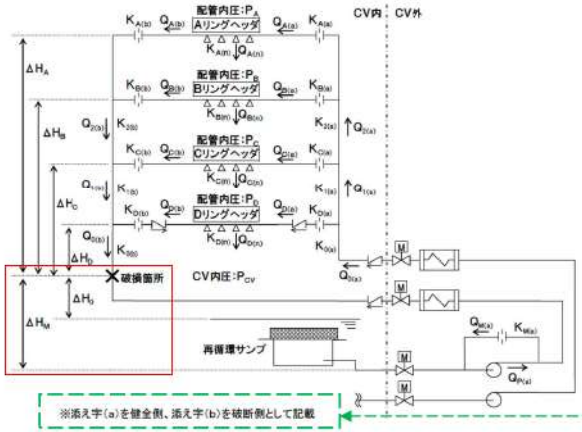
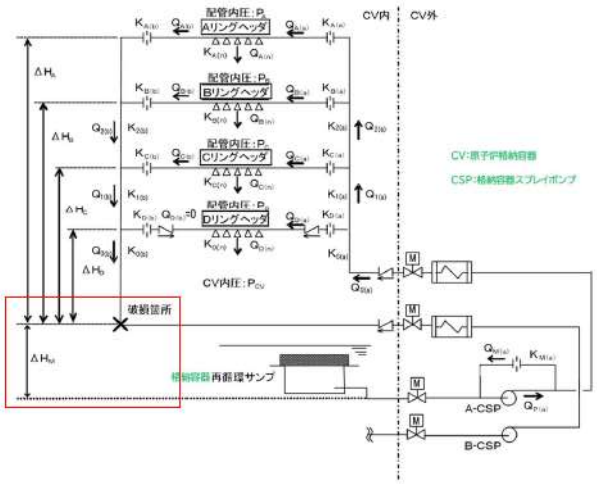
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＜追設逆止弁の下流の全周破断時＞  ＜追設逆止弁の上流の全周破断時＞  図３．１－６　図３．１－３の③に逆止弁を設置した場合のスプレイ水の流れ			【大飯】設備の相違 ・プラント固有設計による逆止弁設置可能範囲の相違（１．）により，泊は逆止弁設置検討ケース数が大飯の３箇所に対し２箇所。
表３．１－１　逆止弁設置箇所と破断想定箇所を変化させた場合のスプレイ流量 破断想定箇所：逆止弁の下流／逆止弁の上流 逆止弁設置箇所：図３．１－３ ①：多い／少ない（※１） 図３．１－３ ②：少ない（※２）／多い 図３．１－３ ③：少ない（※２）／多い （※１）Ｄスプレイリングを通じての回り込み防止可能 （※２）Ａ，Ｂ，Ｃ，Ｄスプレイリングを通じての回り込みが防止できない		表１　逆止弁設置箇所と破断想定箇所を変化させた場合のスプレイ流量 破断想定箇所：逆止弁の下流／逆止弁の上流 逆止弁設置箇所：図３ ①：大／中（※１） 図３ ②：小（※２）／大 （※１）Ｄスプレイリングを通じての回り込み防止可能 （※２）Ｄスプレイリングを通じての回り込みが防止できない	【大飯】設備の相違 ・プラント固有設計による逆止弁設置可能範囲の相違（１．）により，泊は逆止弁設置検討ケース数が大飯の３箇所に対し２箇所。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		別紙１－11	【大飯】記載箇所の相違 【女川】設計方針の相違 ・女川では，スプレイ系についてモードの切替により原子炉格納容器の冷却機能を代替しているが，泊では，配管の多重化及び逆止弁設置により，原子炉格納容器の冷却機能を達成できる設計としているため，原子炉格納容器スプレイ設備を単一故障対象設備として評価している。
３．２ 格納容器スプレイ系統に単一故障を想定した場合のスプレイ流量について		原子炉格納容器スプレイ設備に単一故障を想定した場合のスプレイ流量について	【大飯】設備名称の相違（以下同様）
設備対策を実施した後の格納容器スプレイ系統に単一故障（立上り配管への全周破断）を想定した場合の、スプレイ流量について評価を実施する。		設備対策を実施した後の原子炉格納容器スプレイ設備に単一故障（格納容器スプレイ配管立上り部への全周破断）を想定した場合の，スプレイ流量について評価を実施する。	【大飯】設備名称の相違（以下同様）
ここで、全周破断を想定した場合の流量算出方法は、破断想定箇所までの配管抵抗と系統圧力とのバランスにより、流出流量を算出することとする。 また、当該スプレイ系統は、低エネルギー配管であることから、全周破断による系統圧力低減により、系統水は減圧沸騰することなく、臨界流は発生しないため、流量算出のモデルは、水単相モデルを用いる。		ここで，全周破断を想定した場合の流量算出方法は，破断想定箇所までの配管抵抗と系統圧力とのバランスにより，流出流量を算出することとする。 また，当該原子炉格納容器スプレイ設備の配管は，低エネルギー配管であることから，全周破断による系統圧力低減により，系統水は減圧沸騰することなく，臨界流は発生しないため，流量算出のモデルは，水単相モデルを用いる。	【大飯】設備名称の相違（以下同様）
（１）破断影響 安全機能に最も影響を与える単一故障を想定するため、格納容器スプレイ系統の安全機能である「格納容器の冷却機能」に最も影響を与えると考えられる格納容器スプレイのスプレイ流量が最も減少する場合を想定する。		(1) 破断影響 安全機能に最も影響を与える単一故障を想定するため，原子炉格納容器スプレイ設備の安全機能である「格納容器の冷却機能」に最も影響を与えると考えられる格納容器スプレイのスプレイ流量が最も減少する場合を想定する。	
大飯発電所３号炉及び４号炉においては、格納容器スプレイリングヘッダをＡ、Ｂ系統で一系列化しているため、格納容器内立上り配管に全周破断を想定した場合、以下の理由により、		泊発電所３号炉においては，スプレイリングヘッダをＡ，Ｂ系統で一系統化しているため，格納容器スプレイ配管立上り部に全周破断を想定した場合，以下の理由により，原子炉格納容器内に	【大飯】施設名称の相違（以下同様） 【大飯】設備名称の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
格納容器内に散水されるスプレイ流量が減少する。 ・破断側系統の格納容器スプレイポンプは、破断口が開放端となるため、背圧（系の総抵抗）が大幅に減少し、ポンプ運転流量が増加する。結果として、ポンプの許容最大運転流量を超過して、ランアウトする。（ポンプが、モータトリップにより停止する。） ・健全側系統の格納容器スプレイポンプからスプレイヘッダへスプレイ水は給水されるが、一系列化されているリングヘッダから、破断側系統への回り込みが発生し、破断口からの流出が生じる。 ただし、Ｄスプレイリングについては、逆止弁を設置するため、破断側系統への回り込みは発生せず、スプレイ水としてスプレイされる。 ・破断口が開放端となるため、スプレイリングヘッダの配管内圧が低下しスプレイ駆動圧となるスプレイリングヘッダの配管内圧と格納容器内圧の差が小さくなり、各スプレイノズルからのスプレイ流量が減少する。 （２）破断想定位置 立上り配管で全周破断を想定した場合、最もスプレイ流量が減少すると考えられる想定位置は、スプレイ駆動圧となる各スプレイリングヘッダの配管内圧と格納容器内圧の差が最も小さくなる場合である。 ここで、スプレイリングヘッダ内の配管内圧（$P_{A,B,C}$）、格納容器内圧（P_{CV}）、各スプレイリングと破断点との静水頭差（$\Delta H_{A,B,C}$）及び破断点までの配管抵抗による損失水頭（$\Delta P_{A,B,C}$）の関係は次式となり、 $P_{A,B,C}+\Delta H_{A,B,C}=P_{CV}+\Delta P_{A,B,C}$ 変形すると、次式となる。 $P_{A,B,C}-P_{CV}=\Delta P_{A,B,C}-\Delta H_{A,B,C}$ この式から、スプレイ駆動圧（$P_{A,B,C}-P_{CV}$）は、破断点までの配管抵抗による損失水頭と、各スプレイリングと破断点との静水頭差との差（$\Delta P_{A,B,C}-\Delta H_{A,B,C}$）で表される。 立上り配管で破断想定位置を変化させた場合、破断点までの配管抵抗による損失水頭の変化分（静水頭で数ｍオーダ）と破断点の違いによる各リングと破断点との静水頭差の変化分（数十ｍオーダ）を比べると、破断点との静水頭差の変化分の方が大きいため、スプレイ駆動圧が最も小さくなる場合は、破断位置を立上り配管の最も低い位置とし、各スプレイリングと破断		散水されるスプレイ流量が減少する。 ・破断側系統の格納容器スプレイポンプは，破断口が開放端となるため，背圧（系の総抵抗）が大幅に減少し，ポンプ運転流量が増加する。結果として，ポンプの許容最大運転流量を超過して，ランアウトする。（ポンプが，モータトリップにより停止する。） ・健全側系統の格納容器スプレイポンプからスプレイヘッダへスプレイ水は給水されるが，一系統化されているリングヘッダから，破断側系統への回り込みが発生し，破断口からの流出が生じる。 ただし，Ｄスプレイリングについては，逆止弁を設置するため，破断側系統への回り込みは発生せず，スプレイ水としてスプレイされる。 ・破断口が開放端となるため，スプレイリングヘッダの配管内圧が低下しスプレイ駆動圧となるスプレイリングヘッダの配管内圧と原子炉格納容器内圧の差が小さくなり，各スプレイノズルからのスプレイ流量が減少する。 (2) 破断想定位置 格納容器スプレイ配管立上り部で全周破断を想定した場合，最もスプレイ流量が減少すると考えられる想定位置は，スプレイ駆動圧となる各スプレイリングヘッダの配管内圧と原子炉格納容器内圧の差が最も小さくなる場合である。 ここで，スプレイリングヘッダ内の配管内圧（$P_{A,B,C}$），原子炉格納容器内圧（P_{CV}），各スプレイリングと破断点との静水頭差（$\Delta H_{A,B,C}$）及び破断点までの配管抵抗による損失水頭（$\Delta P_{A,B,C}$）の関係は次式となり， $P_{A,B,C}+\Delta H_{A,B,C}=P_{CV}+\Delta P_{A,B,C}$ 変形すると，次式となる。 $P_{A,B,C}-P_{CV}=\Delta P_{A,B,C}-\Delta H_{A,B,C}$ この式から，スプレイ駆動圧（$P_{A,B,C}-P_{CV}$）は，破断点までの配管抵抗による損失水頭と，各スプレイリングと破断点との静水頭差との差（$\Delta P_{A,B,C}-\Delta H_{A,B,C}$）で表される。 格納容器スプレイ配管立上り部で破断想定位置を変化させた場合，破断点までの配管抵抗による損失水頭の変化分（静水頭で数ｍオーダ）と破断点の違いによる各リングと破断点との静水頭差の変化分（数十ｍオーダ）を比べると，破断点との静水頭差の変化分の方が大きいため，スプレイ駆動圧が最も小さくなる場合は，破断位置を格納容器スプレイ配管立上り部の最も	（以下同様） 【大飯】施設名称の相違 （以下同様）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
点との静水頭差が最も大きくなる場合である。 よって、破断想定位置は、立上り配管の最も低い位置（EL.22.7m）とする。 （３）スプレイ流量の評価 （２）で定めた破断想定位置に、全周破断を想定した場合のスプレイ流量を求める。図３．２－１に流量評価モデル、表３．２－１～３．２－４に記号の説明及び値を示す。  図３．２－１　流量評価モデル		低い位置とし，各スプレイリングと破断点との静水頭差が最も大きくなる場合である。 よって，破断想定位置は，格納容器スプレイ配管立上り部の最も低い位置（T.P.33.9m）とする。 (3) スプレイ流量の評価 (2) で定めた破断想定位置に，全周破断を想定した場合のスプレイ流量を求める。図1に流量評価モデル，表1～4 に記号の説明及び値を示す。なお，計算式の評価モデル，及び以下の数値評価結果に示す記号は（a）を健全側，(b)を破断側として示す。  図１　流量評価モデル	【大飯】設備の相違 ・破断想定位置の高さはプラントにより相違 【大飯】記載表現の相違 ・図表番号の相違（以下記載省略） 【大飯】 ・記載箇所の相違（図１，表 1,2 に係る説明のため本文側に記載） 【大飯】設備の相違 ・破断箇所の相違 ・記載の適正化（ΔH_0 は評価に使用せず）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．２－１　各流路における配管等の抵抗係数

記号	項目	抵抗係数 [m/(m³/h)²]
$K_{A(a)}$	Ａリングヘッダ（健全側）	2.519E-3
$K_{A(b)}$	Ａリングヘッダ（破断側）	2.427E-3
$K_{B(a)}$	Ｂリングヘッダ（健全側）	5.621E-4
$K_{B(b)}$	Ｂリングヘッダ（破断側）	5.437E-4
$K_{C(a)}$	Ｃリングヘッダ（健全側）	1.749E-4
$K_{C(b)}$	Ｃリングヘッダ（破断側）	1.647E-4
$K_{D(a)}$	Ｄリングヘッダ（健全側）	3.008E-4
$K_{D(b)}$	Ｄリングヘッダ（破断側）	2.939E-4
$K_{0(a)}$	格納容器スプレイポンプ（健全側）～Ｄリングヘッダ分岐点	9.237E-6
$K_{0(b)}$	Ｄリングヘッダ合流点～破断位置	1.688E-6
$K_{1(a)}$	Ｄ～Ｃリングヘッダ間立ち上がり配管（健全側）	5.666E-6
$K_{1(b)}$	Ｄ～Ｃリングヘッダ間立ち上がり配管（破断側）	4.704E-6
$K_{2(a)}$	Ｃ～Ｂリングヘッダ間立ち上がり配管（健全側）	5.557E-6
$K_{2(b)}$	Ｃ～Ｂリングヘッダ間立ち上がり配管（破断側）	5.557E-6
$K_{M(a)}$	循環ライン	1.094E-1

表３．２－２　各スプレイリングヘッダのスプレイノズルの抵抗係数

記号	項目	抵抗係数 [m/(m³/h)²]
$K_{A(n)}$	Ａリングヘッダ	[redacted]
$K_{B(n)}$	Ｂリングヘッダ	
$K_{C(n)}$	Ｃリングヘッダ	
$K_{D(n)}$	Ｄリングヘッダ	

表３．２－３　破断想定位置と設置位置とのエレベーションの差

記号	項目	エレベーションの差 [m]
ΔH_A	Ａリングヘッダ	57.74
ΔH_B	Ｂリングヘッダ	55.64
ΔH_C	Ｃリングヘッダ	52.04
ΔH_D	Ｄリングヘッダ	30.69
ΔH_M	循環ライン分岐管台	15.36

表３．２－４　格納容器内圧力

記号	項目	圧力（水頭）[m]
P_{CV}	格納容器内圧	40.0

図３．２－１の流量評価モデルにおいて、圧力収支及び流量収支から、以下の関係式が成り立つ。

ａ．各スプレイリングヘッダの配管内圧

各スプレイリングヘッダの配管内圧は、各スプレイリングヘッダから破断口に向けて流出する流路の配管等圧損、開放端（破断口）圧力（＝格納容器内圧）、及び破断想定

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表１　各流路における配管等の抵抗係数

記号	項目	抵抗係数 [m/(m³/h)²]
$K_{A(a)}$	Ａリングヘッダ（健全側）	1.491E-3
$K_{A(b)}$	Ａリングヘッダ（破断側）	1.249E-3
$K_{B(a)}$	Ｂリングヘッダ（健全側）	3.493E-4
$K_{B(b)}$	Ｂリングヘッダ（破断側）	2.756E-4
$K_{C(a)}$	Ｃリングヘッダ（健全側）	2.089E-4
$K_{C(b)}$	Ｃリングヘッダ（破断側）	1.858E-4
$K_{D(a)}$	Ｄリングヘッダ（健全側）	3.289E-4
$K_{D(b)}$	Ｄリングヘッダ（破断側）	2.983E-4
$K_{0(a)}$	格納容器スプレイポンプ（健全側）～Ｄリングヘッダ分岐点	3.490E-5
$K_{0(b)}$	Ｄリングヘッダ合流点～破断位置	5.376E-6
$K_{1(a)}$	Ｄ～Ｃリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（健全側）	1.428E-5
$K_{1(b)}$	Ｄ～Ｃリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（破断側）	1.357E-5
$K_{2(a)}$	Ｃ～Ｂリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（健全側）	3.991E-6
$K_{2(b)}$	Ｃ～Ｂリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（破断側）	3.991E-6
$K_{M(a)}$	循環ライン	1.660E-1

表２　各スプレイリングヘッダのスプレイノズルの抵抗係数

記号	項目	抵抗係数 [m/(m³/h)²]
$K_{A(n)}$	Ａリングヘッダ	[redacted]
$K_{B(n)}$	Ｂリングヘッダ	
$K_{C(n)}$	Ｃリングヘッダ	
$K_{D(n)}$	Ｄリングヘッダ	

表３　破断想定位置とのT.P.差

記号	項目	T.P.差 [m]
ΔH_A	Ａリングヘッダ	45.7
ΔH_B	Ｂリングヘッダ	43.5
ΔH_C	Ｃリングヘッダ	39.5
ΔH_D	Ｄリングヘッダ	18.9
ΔH_I	循環ライン戻り部	33.02

表４　原子炉格納容器内圧力

記号	項目	圧力（水頭）[m]
P_{CV}	原子炉格納容器内圧	28.9

図1の流量評価モデルにおいて，圧力収支及び流量収支から，以下の関係式が成り立つ。

ａ．各スプレイリングヘッダの配管内圧

各スプレイリングヘッダの配管内圧は，各スプレイリングヘッダから破断口に向けて流出する流路の配管等圧損，開放端（破断口）圧力（＝原子炉格納容器内圧），及び破

相違理由

【大飯】設備の相違・設備仕様の相違による各部位の抵抗係数の相違，破断想定位置の差異とプラント固有のリングヘッダ位置の差異による高さの相違及び原子炉格納容器内圧の相違。

[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
位置と各スプレイリングヘッダ設置位置とのエレベーションの差によって定まり、以下の式が成り立つ。 $P_A = K_{A(b)} Q_{A(b)}^2 + K_{2(b)} Q_{2(b)}^2 + K_{1(b)} Q_{1(b)}^2 + K_{0(b)} Q_{0(b)}^2 + P_{CV} - \Delta H_A$ …… ① $P_B = K_{B(b)} Q_{B(b)}^2 + K_{2(b)} Q_{2(b)}^2 + K_{1(b)} Q_{1(b)}^2 + K_{0(b)} Q_{0(b)}^2 + P_{CV} - \Delta H_B$ …… ② $P_C = K_{C(b)} Q_{C(b)}^2 + K_{1(b)} Q_{1(b)}^2 + K_{0(b)} Q_{0(b)}^2 + P_{CV} - \Delta H_C$ …… ③ ここで、Ｄスプレイリングについては、逆止弁を設置するため、Ｄスプレイリングヘッダから破断口に向けて流出する流路がなく（$Q_{D(b)} = 0$）、上述の関係式が成り立たない。 そこで、Ｄスプレイリングヘッダの配管内圧を次式で求める。次式は、健全側系統の各スプレイリングヘッダへの分岐点（入口）を基準とし、分岐点の圧力を、それぞれＣスプレイリングヘッダの配管内圧を用いて表したもの（左辺）とＤスプレイリングヘッダの配管内圧を用いて表したもの（右辺）である。 $P_C + (\Delta H_C - \Delta H_D) + K_{1(a)} Q_{1(a)}^2 + K_{C(a)} Q_{C(a)}^2 = P_D + K_{D(a)} Q_{D(a)}^2$ …… ④ b．各スプレイリングヘッダからのスプレイ流量 各スプレイリングヘッダからスプレイされる流量は、スプレイ駆動圧となる各スプレイリングヘッダの配管内圧と格納容器内圧の差と、スプレイノズルの抵抗係数から、以下の様に求められる。 $Q_{A(n)} = [(P_A - P_{CV}) / K_{A(n)}]^{1/2}$ …… ⑤ $Q_{B(n)} = [(P_B - P_{CV}) / K_{B(n)}]^{1/2}$ …… ⑥ $Q_{C(n)} = [(P_C - P_{CV}) / K_{C(n)}]^{1/2}$ …… ⑦ $Q_{D(n)} = [(P_D - P_{CV}) / K_{D(n)}]^{1/2}$ …… ⑧ c．各スプレイリングヘッダに供給される流量 各スプレイリングヘッダに供給される流量は、各スプレイリングヘッダからスプレイされる流量と各スプレイリングヘッダから破断口に向けて流出する流量の合計であるため、以下の式が成り立つ。 $Q_{A(a)} = Q_{A(n)} + Q_{A(b)}$ …… ⑨ $Q_{B(a)} = Q_{B(n)} + Q_{B(b)}$ …… ⑩ $Q_{C(a)} = Q_{C(n)} + Q_{C(b)}$ …… ⑪ $Q_{D(a)} = Q_{D(n)} + Q_{D(b)}$ …… ⑫ d．格納容器内立上り配管の流量 格納容器内立上り配管における流量は、各スプレイリン		断想定位置と各スプレイリングヘッダ設置位置とのエレベーションの差によって定まり，以下の式が成り立つ。 $P_A = K_{A(b)} Q_{A(b)}^2 + K_{2(b)} Q_{2(b)}^2 + K_{1(b)} Q_{1(b)}^2 + K_{0(b)} Q_{0(b)}^2 + P_{CV} - \Delta H_A$ …… ① $P_B = K_{B(b)} Q_{B(b)}^2 + K_{2(b)} Q_{2(b)}^2 + K_{1(b)} Q_{1(b)}^2 + K_{0(b)} Q_{0(b)}^2 + P_{CV} - \Delta H_B$ …… ② $P_C = K_{C(b)} Q_{C(b)}^2 + K_{1(b)} Q_{1(b)}^2 + K_{0(b)} Q_{0(b)}^2 + P_{CV} - \Delta H_C$ …… ③ ここで，Ｄスプレイリングについては，逆止弁を設置するため，Ｄスプレイリングヘッダから破断口に向けて流出する流路がなく（$Q_{D(b)} = 0$），上述の関係式が成り立たない。 そこで，Ｄスプレイリングヘッダの配管内圧を次式で求める。次式は，健全側系統の各スプレイリングヘッダへの分岐点（入口）を基準とし，分岐点の圧力をそれぞれＣスプレイリングヘッダの配管内圧を用いて表したもの（左辺）とＤスプレイリングヘッダの配管内圧を用いて表したもの（右辺）である。 $P_C + (\Delta H_C - \Delta H_D) + K_{1(a)} Q_{1(a)}^2 + K_{C(a)} Q_{C(a)}^2 = P_D + K_{D(a)} Q_{D(a)}^2$ …… ④ b．各スプレイリングヘッダからのスプレイ流量 各スプレイリングヘッダからスプレイされる流量は，スプレイ駆動圧となる各スプレイリングヘッダの配管内圧と原子炉格納容器内圧の差と，スプレイノズルの抵抗係数から，以下の様に求められる。 $Q_{A(n)} = \sqrt{[(P_A - P_{CV}) / K_{A(n)}]}$ …… ⑤ $Q_{B(n)} = \sqrt{[(P_B - P_{CV}) / K_{B(n)}]}$ …… ⑥ $Q_{C(n)} = \sqrt{[(P_C - P_{CV}) / K_{C(n)}]}$ …… ⑦ $Q_{D(n)} = \sqrt{[(P_D - P_{CV}) / K_{D(n)}]}$ …… ⑧ c．各スプレイリングヘッダに供給される流量 各スプレイリングヘッダに供給される流量は，各スプレイリングヘッダからスプレイされる流量と各スプレイリングヘッダから破断口に向けて流出する流量の合計であるため，以下の式が成り立つ。 $Q_{A(a)} = Q_{A(n)} + Q_{A(b)}$ …… ⑨ $Q_{B(a)} = Q_{B(n)} + Q_{B(b)}$ …… ⑩ $Q_{C(a)} = Q_{C(n)} + Q_{C(b)}$ …… ⑪ $Q_{D(a)} = Q_{D(n)} + Q_{D(b)}$ …… ⑫ d．格納容器スプレイ配管の流量 格納容器スプレイ配管立上り部における流量は，各スプ	【大飯】記載表現の相違（“を”の後の点）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
グヘッダに供給または各スプレイリングヘッダから流出する流量の合計であるため、以下の式が成り立つ。 $Q_{0(a)}=Q_{1(a)}+Q_{D(a)}$ …… ⑬ $Q_{0(b)}=Q_{1(b)}+Q_{D(b)}$ …… ⑭ $Q_{1(a)}=Q_{2(a)}+Q_{C(a)}$ …… ⑮ $Q_{1(b)}=Q_{2(b)}+Q_{C(b)}$ …… ⑯ $Q_{2(a)}=Q_{A(a)}+Q_{B(a)}$ …… ⑰ $Q_{2(b)}=Q_{A(b)}+Q_{B(b)}$ …… ⑱ e．配管圧損 各スプレイリングヘッダの入口から出口まで（Dスプレイリングヘッダへの分岐点から合流点まで）の配管等圧損は等しいため、以下の式が成り立つ。 $K_{A(a)}\ Q_{A(a)}{}^2+K_{2(a)}\ Q_{2(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{A(b)}\ Q_{A(b)}{}^2+K_{2(b)}\ Q_{2(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ $=K_{B(a)}\ Q_{B(a)}{}^2+K_{2(a)}\ Q_{2(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{B(b)}\ Q_{B(b)}{}^2+K_{2(b)}\ Q_{2(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ …… ⑲ $K_{A(a)}\ Q_{A(a)}{}^2+K_{2(a)}\ Q_{2(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{A(b)}\ Q_{A(b)}{}^2+K_{2(b)}\ Q_{2(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ $=K_{C(a)}\ Q_{C(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{C(b)}\ Q_{C(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ …… ⑳ 格納容器スプレイポンプ出口から破断想定位置までの通水ラインの配管等圧損と、破断想定位置と循環ライン戻り部との静水頭差（ΔH_M）の和は、循環ラインにおける配管等圧損と等しい（水源が再循環サンプであり、破断位置及びポンプ入口側配管の背圧はともに格納容器内圧に等しい）ため、以下の式が成り立つ。 $K_{0(a)}\ Q_{0(a)}{}^2+(K_{C(a)}\ Q_{C(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{C(b)}\ Q_{C(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2)+K_{0(b)}\ Q_{0(b)}{}^2$ $+\Delta H_M$ $=K_{M(a)}\ Q_{M(a)}{}^2$ …… ㉑ f．格納容器スプレイポンプから供給される流量 格納容器スプレイポンプからスプレイリングヘッダに通水される流量は、格納容器スプレイポンプ運転流量と循環流量との差であるため、以下の式が成り立つ。 $Q_{0(a)}=Q_{P(a)}-Q_{M(a)}$ …… ㉒ g．格納容器スプレイ系統の合計流量 格納容器スプレイポンプ性能曲線をもとに、再循環サンプから破断口まで通水する時の総揚程と、ポンプ性能曲線がバランスする点から格納容器スプレイポンプの吐出流量を求める。		レイリングヘッダに供給又は各スプレイリングヘッダから流出する流量の合計であるため，以下の式が成り立つ。 $Q_{0(a)}=Q_{1(a)}+Q_{D(a)}$ …… ⑬ $Q_{0(b)}=Q_{1(b)}+Q_{D(b)}$ …… ⑭ $Q_{1(a)}=Q_{2(a)}+Q_{C(a)}$ …… ⑮ $Q_{1(b)}=Q_{2(b)}+Q_{C(b)}$ …… ⑯ $Q_{2(a)}=Q_{A(a)}+Q_{B(a)}$ …… ⑰ $Q_{2(b)}=Q_{A(b)}+Q_{B(b)}$ …… ⑱ e．配管圧損 各スプレイリングヘッダの入口から出口まで（Dスプレイリングヘッダへの分岐点から合流点まで）の配管等圧損は等しいため，以下の式が成り立つ。 $K_{A(a)}\ Q_{A(a)}{}^2+K_{2(a)}\ Q_{2(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{A(b)}\ Q_{A(b)}{}^2+K_{2(b)}\ Q_{2(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ $=K_{B(a)}\ Q_{B(a)}{}^2+K_{2(a)}\ Q_{2(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{B(b)}\ Q_{B(b)}{}^2+K_{2(b)}\ Q_{2(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ ……⑲ $K_{A(a)}\ Q_{A(a)}{}^2+K_{2(a)}\ Q_{2(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{A(b)}\ Q_{A(b)}{}^2+K_{2(b)}\ Q_{2(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ $=K_{C(a)}\ Q_{C(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{C(b)}\ Q_{C(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2$ …… ⑳ 格納容器スプレイポンプ出口から破断想定位置までの通水ラインの配管等圧損と，破断想定位置と循環ライン戻り部との静水頭差（ΔH_M）の和は，循環ラインにおける配管等圧損と等しい（水源が格納容器再循環サンプであり，破断位置及びポンプ入口側配管の背圧はともに原子炉格納容器内圧に等しい）ため，以下の式が成り立つ。 $K_{0(a)}\ Q_{0(a)}{}^2+(K_{C(a)}\ Q_{C(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{C(b)}\ Q_{C(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2)+K_{0(b)}\ Q_{0(b)}{}^2$ $+\Delta H_M$ $=K_{M(a)}\ Q_{M(a)}{}^2$ …… ㉑ f．格納容器スプレイポンプから供給される流量 格納容器スプレイポンプからスプレイリングヘッダに通水される流量は，格納容器スプレイポンプ運転流量と循環流量との差であるため，以下の式が成り立つ。 $Q_{0(a)}=Q_{P(a)}-Q_{M(a)}$ …… ㉒ g．原子炉格納容器スプレイ設備の合計流量 格納容器スプレイポンプ性能曲線をもとに，格納容器再循環サンプから破断口まで通水する時の総揚程と，ポンプ性能曲線がバランスする点から格納容器スプレイポンプの吐出流量を求める。	【大飯】記載表現の相違 【大飯】設備名称の相違（以下同様）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

$Q_{P(a)}=f_{(H)}$※ …… ㉒

※：$f_{(H)}$は、格納容器スプレイポンプの性能曲線を表し、H（総揚程）の関数。
ここで、Hは次の式で表され、今回の評価における総揚程は、約 156m となる。

$H=K_{0(a)}\ Q_{0(a)}{}^2+(K_{C(a)}\ Q_{C(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{C(b)}\ Q_{C(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2)+K_{0(b)}\ Q_{0(b)}{}^2+\Delta Ps+\Delta Hs$

ΔPs：再循環サンプ～格納容器スプレイポンプまでの配管圧損(5.33m)
ΔHs：再循環サンプ水面と破断想定位置とのエレベーションの差(4.16m)

（4）スプレイ流量の評価結果

（3）の関係式（①～㉒）及び表３．２－１～３．２－４の数値を用い、流量を変数として連立方程式の解を求め、スプレイ流量を決定した。評価結果を表３．２－５に示す。表から、スプレイ流量（＝$Q_{A(n)}+Q_{B(n)}+Q_{C(n)}+Q_{D(n)}$）は、約562.6m³/h（現行の安全解析で考慮している流量の約48.5%）となる。この結果をもとに、安全解析条件は定格運転流量の40%とする。

表３．２－５　格納容器スプレイ立ち上がり配管破断時の流量評価結果

記号	項目		評価結果	添十解析条件
$Q_{P(a)}$	格納容器スプレイポンプ運転流量		[redacted]	
$Q_{A(a)}$	スプレイリングヘッダに健全側から供給される流量	Aスプレイリングヘッダ		
$Q_{B(a)}$		Bスプレイリングヘッダ		
$Q_{C(a)}$		Cスプレイリングヘッダ		
$Q_{D(a)}$		Dスプレイリングヘッダ		
$Q_{A(b)}$	スプレイリングヘッダから破断側に流出する流量	Aスプレイリングヘッダ		
$Q_{B(b)}$		Bスプレイリングヘッダ		
$Q_{C(b)}$		Cスプレイリングヘッダ		
$Q_{D(b)}$		Dスプレイリングヘッダ		
$Q_{A(n)}$	スプレイリングヘッダからのスプレイ流量	Aスプレイリングヘッダ		
$Q_{B(n)}$		Bスプレイリングヘッダ		
$Q_{C(n)}$		Cスプレイリングヘッダ		
$Q_{D(n)}$		Dスプレイリングヘッダ		
$Q_{0(a)}$	格納容器スプレイポンプ（健全側）～Dリングヘッダ分岐点			
$Q_{0(b)}$	Dリングヘッダ合流点～破断位置			
$Q_{1(a)}$	A系統側D～Cスプレイリングヘッダ間立ち上がり配管の流量			
$Q_{1(b)}$	B系統側D～Cスプレイリングヘッダ間立ち上がり配管の流量			
$Q_{2(a)}$	A系統側C～Bスプレイリングヘッダ間立ち上がり配管の流量			
$Q_{2(b)}$	B系統側C～Bスプレイリングヘッダ間立ち上がり配管の流量			
$Q_{M(a)}$	循環ライン			
P_A	スプレイリングヘッダ配管内圧	Aスプレイリングヘッダ		
P_B		Bスプレイリングヘッダ		
P_C		Cスプレイリングヘッダ		
P_D		Dスプレイリングヘッダ		

$Q_{P(a)}=f_{(H)}$※ …… ㉓

※：$f_{(H)}$は，格納容器スプレイポンプの性能曲線を表し，H（総揚程）の関数。
ここで，Hは次の式で表され，今回の評価における総揚程は，約 160m となる。

$H=K_{0(a)}\ Q_{0(a)}{}^2+(K_{c(a)}\ Q_{C(a)}{}^2+K_{1(a)}\ Q_{1(a)}{}^2+K_{C(b)}\ Q_{C(b)}{}^2+K_{1(b)}\ Q_{1(b)}{}^2)+K_{0(b)}\ Q_{0(b)}{}^2+\Delta Ps+\Delta Hs$

ΔPs：再循環サンプ～格納容器スプレイポンプまでの配管圧損(6.38m)
ΔHs：再循環サンプ水面と破断想定位置とのエレベーションの差(20.2m)

(4) スプレイ流量の評価結果

(3) の関係式（①～㉓）及び表1～4の数値を用い，流量を変数として連立方程式の解を求め，スプレイ流量を決定した。評価結果を表５に示す。表から，スプレイ流量（＝$Q_{A(n)}+Q_{B(n)}+Q_{C(n)}+Q_{D(n)}$）は，約[redacted]（現行の安全解析で考慮している流量の約40.1%）となる。この結果をもとに，安全解析条件は現行の安全解析で考慮している流量の36%とする。

表５　格納容器スプレイ配管破断時の流量評価結果

記号	項目		評価結果	添十解析条件
$Q_{P(a)}$	格納容器スプレイポンプ運転流量		[redacted]	
$Q_{A(a)}$	スプレイリングヘッダに健全側から供給される流量	Aスプレイリングヘッダ		
$Q_{B(a)}$		Bスプレイリングヘッダ		
$Q_{C(a)}$		Cスプレイリングヘッダ		
$Q_{D(a)}$		Dスプレイリングヘッダ		
$Q_{A(b)}$	スプレイリングヘッダから破断側に流出する流量	Aスプレイリングヘッダ		
$Q_{B(b)}$		Bスプレイリングヘッダ		
$Q_{C(b)}$		Cスプレイリングヘッダ		
$Q_{D(b)}$		Dスプレイリングヘッダ		
$Q_{A(n)}$	スプレイリングヘッダからのスプレイ流量	Aスプレイリングヘッダ		
$Q_{B(n)}$		Bスプレイリングヘッダ		
$Q_{C(n)}$		Cスプレイリングヘッダ		
$Q_{D(n)}$		Dスプレイリングヘッダ		
$Q_{0(a)}$	格納容器スプレイポンプ（健全側）～Dリングヘッダ分岐点			
$Q_{0(b)}$	Dリングヘッダ合流点～破断位置			
$Q_{1(a)}$	D～Cリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（健全側）			
$Q_{1(b)}$	D～Cリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（破断側）			
$Q_{2(a)}$	C～Bリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（健全側）			
$Q_{2(b)}$	C～Bリングヘッダ間格納容器スプレイ配管立上り部（破断側）			
$Q_{M(a)}$	循環ライン			
P_A	スプレイリングヘッダ配管内圧	Aスプレイリングヘッダ		
P_B		Bスプレイリングヘッダ		
P_C		Cスプレイリングヘッダ		
P_D		Dスプレイリングヘッダ		

【大飯】設備の相違
・設備の相違による再循環サンプから破断口までの総揚程，圧損及び位置ヘッドの相違。

【大飯】設備の相違
・プラント固有の評価結果による相違（表５の内訳も同様）

[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（５）スプレイ水の有効性 （４）で評価したスプレイ流量評価結果において、各スプレイリングにおけるスプレイ条件が、表３．２－６に示すように設計条件と異なるため、（４）で定めた安全解析条件に用いるスプレイ流量について、スプレイ水に期待する効果が確実に発揮できることを次の観点から確認する。 ａ．スプレイ差圧の影響 ｂ．格納容器内からの除熱効果 ｃ．放射性物質除去効果		（５）スプレイ水の有効性 （４）で評価したスプレイ流量評価結果において，各スプレイリングにおけるスプレイ条件が，表6に示すように設計条件と異なるため，（４）で定めた安全解析条件に用いるスプレイ流量について，スプレイ水に期待する効果が確実に発揮できることを次の観点から確認する。 ａ．スプレイ差圧の影響 ｂ．原子炉格納容器内からの除熱効果 ｃ．放射性物質除去効果	
表３．２－６　流量評価結果と設計時の比較 流量評価結果：流量（m³/h）／差圧（m） 設計：流量（m³/h）／差圧（m） Ａスプレイリング Ｂスプレイリング Ｃスプレイリング Ｄスプレイリング		表６　流量評価結果と設計時の比較 流量評価結果：流量（m³/h）／差圧（m） 設計：流量（m³/h）／差圧（m） Ａスプレイリング Ｂスプレイリング Ｃスプレイリング Ｄスプレイリング	【大飯】設備の相違 ・プラント固有の評価結果による相違
ここで，格納容器内は，今回想定している静的機器の単一故障が，原子炉冷却材喪失事故が発生した後，再循環切替え操作以降（事故後約20 分）でスプレイ配管立上り部（EL．22．66m）が全周破断する想定であるため，原子炉冷却材喪失事故発生後約20 分間は格納容器スプレイ系統が，２系統とも健全に動作している状態である。		ここで，原子炉格納容器内は，今回想定している静的機器の単一故障が，原子炉冷却材喪失事故が発生した後，再循環切替操作以降（事故□分後）で格納容器スプレイ配管立上り部（T．P．33．9m）が全周破断する想定であるため，原子炉冷却材喪失事故発生後□分間は原子炉格納容器スプレイ設備が，２系統とも健全に動作している状態である。	【大飯】操作名称の相違 【大飯】設備の相違 ・プラント固有の機器配置による高さの相違 ・プラント固有の切替操作時間の相違（以下同様）
ａ．スプレイ差圧の影響 スプレイノズルの構造上、スプレイ差圧が変わると、スプレイ水の流量の他に液滴径への影響が生じる。 今回の評価結果から、最大流量を有するＤスプレイリングの差圧は約□であり、設計差圧を確保できている。一方、Ｄスプレイリングに次いで流量の大きいＣスプレイリングの差圧は約□と設計差圧は確保できていない。		ａ．スプレイ差圧の影響 スプレイノズルの構造上，スプレイ差圧が変わると，スプレイ水の流量の他に液滴径への影響が生じる。 今回の評価結果から，Ｄスプレイリングの差圧は約□であり，設計差圧は確保できていない。	【大飯】設備の相違 ・プラント固有の評価結果による相違（大飯はＤスプレイリングは設計差圧を確保できているが泊はすべてのリングで確保できない。）
しかし、電力共同研究※において、スプレイの設計差圧が確保できない場合のスプレイ噴霧試験を実施しており、差圧が□となった場合でも、約□程度とミリオーダの液滴径で噴霧可能なことを確認（図３．２－２参照）している。		しかし，電力共同研究*において，スプレイの設計差圧が確保できない場合のスプレイ噴霧試験を実施しており，差圧が□となった場合でも，□程度とミリオーダの液滴径で噴霧可能なことを確認（図2参照）している。	【大飯】設備の相違 ・評価結果による文献参照箇所の相違

□枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，伊方３号のまとめ資料から抜粋】 (12 条－添 1－9 ページ) なお、設計差圧で噴霧した場合の平均液滴径は［　　］であり、差圧が［　　］以上では、スプレイ液滴径に大きな差異は生じていない。 したがって、Ｃスプレイリング及びＤスプレイリングによる噴霧のみで定格流量の約［　］を確実に確保できており、Ａ・Ｂスプレイリングからの噴霧は、液滴径が大きいことによる除熱能力の低下を勘案しても、影響評価の入力値（定格流量の 40%）以上のスプレイ効果は得られると考えられる。 ※電力共同研究「アクシデントマネージメント要素技術の実証に関する研究」 ［　　］ 図3．2－2　スプレイ差圧とスプレイ水の平均粒径の関係 ｂ．格納容器内からの除熱効果 スプレイ水には、格納容器内から熱を除去することで、温度・圧力を低減させる効果がある。具体的には、格納容器内にスプレイされる水の熱容量分の熱量が格納容器雰囲気（気相）からスプレイ水（液相）に移動することにより格納容器内の除熱が達成される。なお、液相に移動した熱量は、再循環運転により、最終的に余熱除去冷却器及び格納容器スプレイ冷却器で熱交換され、最終的な熱の逃がし場に移送される。		なお，設計差圧で噴霧した場合の平均液滴径は［　　］であり，差圧が［　　］では，スプレイ液滴径に大きな差異は生じていない。 したがって，今回のＤスプレイリングの差圧は，［　］を大きく上回っていることから，スプレイ水の液滴径は設計差圧で噴霧した時とほぼ同等であると考えられる。 ＊電力共同研究「アクシデントマネージメント要素技術の実証に関する研究」 ［　　］ 図２　スプレイ差圧とスプレイ水の平均粒径の関係 ｂ．原子炉格納容器内からの除熱効果 スプレイ水には，原子炉格納容器内から熱を除去することで，温度・圧力を低減させる効果がある。具体的には，原子炉格納容器内にスプレイされる水の熱容量分の熱量が原子炉格納容器雰囲気（気相）からスプレイ水（液相）に移動することにより原子炉格納容器内の除熱が達成される。なお，液相に移動した熱量は，再循環運転により，最終的に余熱除去冷却器及び格納容器スプレイ冷却器で熱交換され，最終的な熱の逃がし場	【大飯】設備の相違・噴霧によるスプレイ効果の相違（大飯と異なり泊ではすべてのスプレイリングで設計差圧を確保できていないものの，設計差圧が確保できない場合の実証試験の結果と設計差圧で噴霧した場合の平均液滴径を示すことで，液滴によるスプレイ効果が同等に得られることを説明）。伊方３号炉とは同様であるため参照。

［　　］枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
格納容器内の圧力、温度を評価している安全解析では、スプレイリングから噴霧される流量、及び水温を入力条件として、スプレイ水が格納容器内雰囲気と熱平衡状態に達するまでの温度変化に伴う熱容量分の除熱効果を考慮している。 ここで、スプレイ水が格納容器内雰囲気と熱平衡状態に達するか否かは、主に格納容器内に噴霧される液滴一つあたりの熱容量（質量）及び熱移動に寄与する時間（落下速度、及び距離）に左右される。このうち、液滴の熱容量、及び落下速度は噴霧される液滴径によって決まり、落下距離は各スプレイリング設置位置と床面とのエレベーションの差に代表される。 今回の様に、スプレイ流量が少なくなる場合でも、ａ．で述べたように、最大流量を有するＤスプレイリングは設計差圧を確保し、また設計差圧に満たないＣスプレイリングのスプレイ水であっても設計差圧で噴霧した時と比べて液滴径は数倍程度にしかならず、かつ、十分な高さを有するスプレイリングから格納容器内に噴霧されるため、これらのスプレイリングから噴霧されるスプレイ条件については、除熱効果に対して従来の設計条件と有意に相違するものではない。 従って、床面に落下するまでの間に格納容器内雰囲気からスプレイ水への十分な熱移動が可能であり、スプレイリングから格納容器内に噴霧されたスプレイ水は飽和状態（格納容器内雰囲気と熱平衡状態）に達するため、格納容器内の除熱は達成されると考える。 また、格納容器気相部は閉鎖系であり、かつ内部で空間が遮断されているわけではないので、格納容器全体から見ればスプレイ水の熱容量分が連続的に除熱される。 さらに、上述した様に、今回の事象において、１系統からスプレイ水が噴霧される状況になるまでは、約20 分の間、格納容器スプレイ系統は、２系統健全に動作しているため、格納容器内の温度は均一になっている。約20 分後にほぼＣ・Ｄスプレイリングのみになった場合でも、原子炉冷却材喪失事故の熱源は、Ｃ・Ｄスプレイリングより十分下にあり、また、Ｃ・Ｄスプレイリングより上には熱源がないことから、Ｃ・Ｄスプレイリングからのスプレイ噴霧による下降流と熱による対流により格納容器内の温度は十分に均一化される。		に移送される。 原子炉格納容器内の圧力，温度を評価している安全解析では，スプレイリングから噴霧される流量，及び水温を入力条件として，スプレイ水が原子炉格納容器内雰囲気と熱平衡状態に達するまでの温度変化に伴う熱容量分の除熱効果を考慮している。 ここで，スプレイ水が原子炉格納容器内雰囲気と熱平衡状態に達するか否かは，主に原子炉格納容器内に噴霧される液滴一つあたりの熱容量（質量）及び熱移動に寄与する時間（落下速度，及び距離）に左右される。このうち，液滴の熱容量，及び落下速度は噴霧される液滴径によって決まり，落下距離は各スプレイリング設置位置と床面とのエレベーションの差に代表される。 今回の様に，スプレイ流量が少なくなる場合でも，ａ．で述べたように設計差圧で噴霧した時とほぼ同等の大きさの液滴で，かつ，既存のＤスプレイリングから原子炉格納容器内に噴霧されるため，Ｄスプレイリングから噴霧されるスプレイ条件については，除熱効果に対して従来の設計条件と有意に相違するものではない。 したがって，床面に落下するまでの間に原子炉格納容器内雰囲気からスプレイ水への十分な熱移動が可能であり，スプレイリングから原子炉格納容器内に噴霧されたスプレイ水は飽和状態（原子炉格納容器内雰囲気と熱平衡状態）に達するため，格納容器内の除熱は達成されると考える。 また，原子炉格納容器気相部は閉鎖系であり，かつ内部で空間が遮断されているわけではないので，原子炉格納容器全体から見ればスプレイ水の熱容量分が連続的に除熱される。 さらに，上述した様に，今回の事象において，ほぼＤスプレイリングからのみスプレイ水が噴霧される状況になるまでは，□分の間，原子炉格納容器スプレイ設備は，２系統健全に動作しているため，原子炉格納容器内の温度は均一になっている。□分後にほぼＤスプレイリングのみになった場合でも，原子炉冷却材喪失事故の熱源は，Ｄスプレイリングより十分下にあり，また，Ｄスプレイリングより上には熱源がないことから，Ｄスプレイリングからのスプレイ噴霧による下降流と熱による対流により原子炉格納容器内の温度は十分に均一化される。	【大飯】設備の相違 ・前述の大飯，泊の噴霧状況の相違。結果的にはどちらも原子炉格納容器の除熱機能が得られる。 【大飯】記載表現の相違（以下同様） 【大飯】設備の相違 ・前述からの結果のとおり，泊はＤスプレイリングからスプレイ水が噴霧。

□枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
従って、約20 分以降において、ほぼC・Dスプレイリングからのみのスプレイとなる場合でも、C・Dスプレイリング上部空間だけが、下部空間に比べて過度に温度上昇することはなく、格納容器内は概ね均一に温度、圧力が変動することになる。 以上より、C・Dスプレイリングからのスプレイのみであっても、格納容器スプレイの安全機能である除熱機能に対して問題が生じるものではない。 なお、スプレイ流量低下の水素評価への影響については、（財）原子力発電技術機構による平成11 年「格納容器内水素挙動解析評価に関する報告書」において、水素成層化時におけるスプレイでの撹拌効果についての検討がなされている。そこでは、低流量の最下段リングでのスプレイであっても、数分間のスプレイ運転で十分な均一化が期待できると結論付けられており、温度についても同様の挙動となると考えられる。 ｃ．放射性物質除去効果 スプレイ水には、格納容器内雰囲気中の放射性物質を除去する効果があるため、被ばく評価の条件として考慮している。具体的には、放射性物質濃度の低減効果を期待している期間は、よう素除去に必要な薬品注入までの遅れを考慮した事故後6 分から、格納容器内よう素濃度が初期値の1/100 になる時間である約11.5 分までとしている。 一方、静的機器の単一故障として立上り配管の全周破断を想定する時刻は、再循環切替え時刻である事故後約20 分（解析に基づく再循環開始時間は23.5 分だが、被ばく評価上の再循環切替えは、保守的に20 分としている。）であり、それ以降、ほぼC・Dスプレイリングからのスプレイとなる。 従って、被ばく評価上、低減効果を期待している期間は設計通りのスプレイ流量が確保されており、放射性物質除去効果に影響はない。 以上から、Dスプレイリングからのスプレイ水については確実にスプレイ水に期待する効果を発揮できるため、安全解析条件として定めたスプレイ流量（定格運転流量の40%：464m³/h）は妥当である。		したがって，□分以降において，ほぼDスプレイリングからのみのスプレイとなる場合でも，Dスプレイリング上部空間だけが，下部空間に比べて過度に温度上昇することはなく，原子炉格納容器内は概ね均一に温度，圧力が変動することになる。 以上より，Dスプレイリングからのスプレイのみであっても，原子炉格納容器スプレイ設備の安全機能である除熱機能に対して問題が生じるものではない。 なお，スプレイ流量低下の水素評価への影響については，（財）原子力発電技術機構による平成11 年「格納容器内水素挙動解析評価に関する報告書」において，水素成層化時におけるスプレイでの撹拌効果についての検討がなされている。そこでは，低流量の最下段リングでのスプレイであっても，数分間のスプレイ運転で十分な均一化が期待できると結論付けられており，温度についても同様の挙動となると考えられる。 ｃ．放射性物質除去効果 スプレイ水には，原子炉格納容器内雰囲気中の放射性物質を除去する効果があるため，被ばく評価の条件として考慮している。具体的には，放射性物質濃度の低減効果を期待している期間は，よう素除去に必要な薬品注入までの遅れを考慮した事故5 分後から，原子炉格納容器内よう素濃度が初期値の1/100 になる時間である約10.5 分までとしている。 一方，静的機器の単一故障として格納容器スプレイ配管立上り部の全周破断を想定する時刻は，再循環切替時刻である事故□分後（解析に基づく再循環開始時間は□分だが，被ばく評価上の再循環切替は，保守的に20 分としている。）であり，それ以降，Dスプレイリングからのスプレイとなる。 したがって，被ばく評価上，低減効果を期待している期間は設計どおりのスプレイ流量が確保されており，放射性物質除去効果に影響はない。 以上から，Dスプレイリングからのスプレイ水については確実にスプレイ水に期待する効果を発揮できるため，安全解析条件として定めたスプレイ流量（定格運転流量の36%：□）は妥当である。	【大飯】設備の相違 ・プラント固有の被ばく評価条件による相違。（以下同様） 【大飯】記載表現の相違（以下同様） 【大飯】記載表現の相違 【大飯】設備の相違 ・プラント固有の評価結果による相違

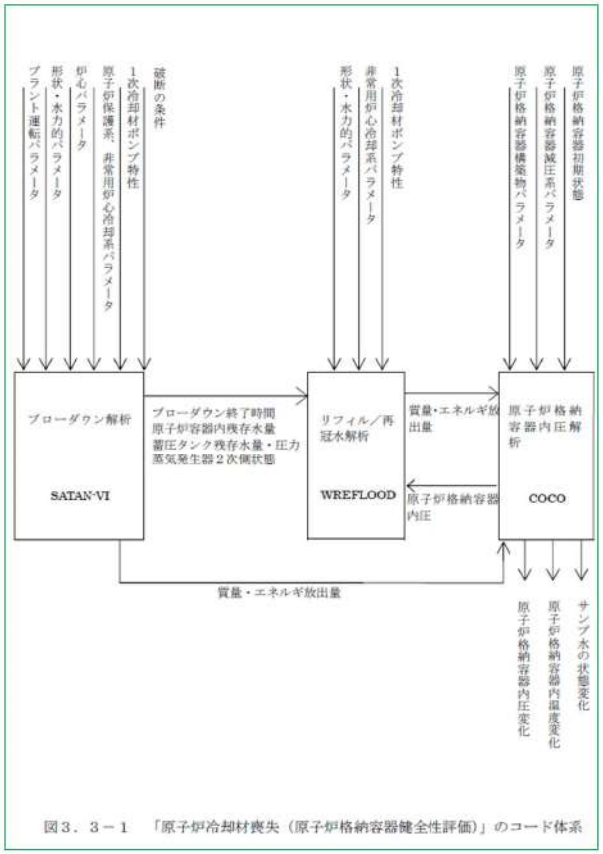
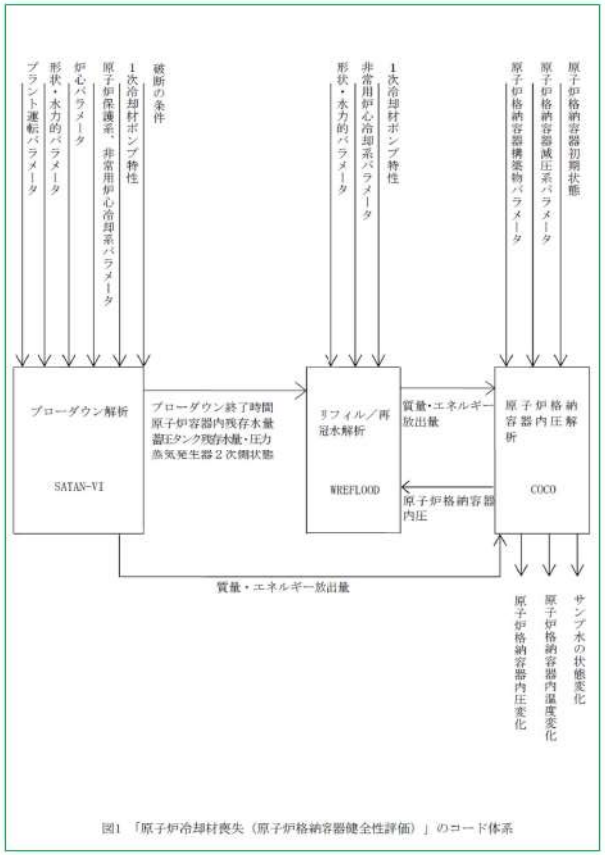
□枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

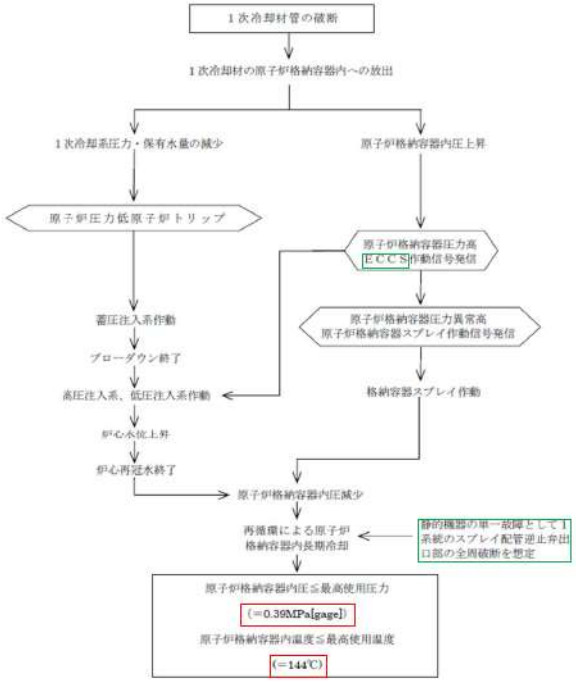
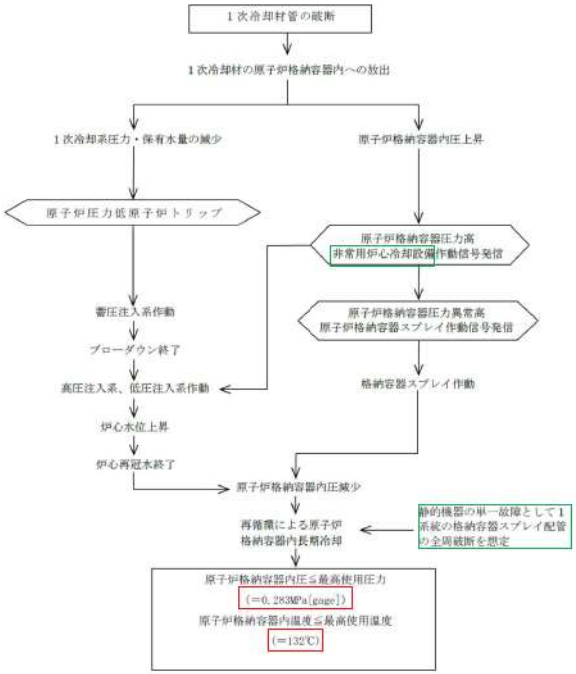
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		別紙１－12	【大飯】記載箇所の相違 【女川】設計方針の相違 ・女川では，スプレイ系についてモードの切替により原子炉格納容器の冷却機能を代替しているが，泊では，配管の多重化及び逆止弁設置により，原子炉格納容器の冷却機能を達成できる設計としているため，原子炉格納容器スプレイ設備を単一故障対象設備として評価している。
３．３　格納容器スプレイ系統の全周破断を想定した場合における添付書類十の評価に与える影響		原子炉格納容器スプレイ設備の全周破断を想定した場合における添付書類十の評価に与える影響	【大飯】設備名称の相違（以下同様）
（１）はじめに 格納容器スプレイ系統に対し、静的機器の単一故障として格納容器内立上り配管の全周破断を想定した場合に影響を受ける以下の添付書類十の３つの評価について、影響を確認した。 ・格納容器内圧評価（健全性評価） ・可燃性ガスの発生に関する評価 ・環境への放射性物質の異常な放出（原子炉冷却材喪失）に関する評価		（１）はじめに 原子炉格納容器スプレイ設備に対し，静的機器の単一故障として格納容器スプレイ配管の全周破断を想定した場合に影響を受ける以下の添付書類十の３つの評価について，影響を確認した。 ・原子炉格納容器内圧評価（健全性評価） ・可燃性ガスの発生に関する評価 ・環境への放射性物質の異常な放出（原子炉冷却材喪失）に関する評価	【大飯】設備名称の相違（以下同様） 【大飯】設備名称の相違（以下同様）
（２）格納容器内圧評価（健全性評価） ａ．事故の原因 この事故は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により、１次冷却材が系外に流出し、原子炉格納容器内の温度、圧力が異常に上昇する事象を想定するものである。		（２）原子炉格納容器内圧評価（健全性評価） ａ．事故の原因 この事故は，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により，１次冷却材が系外に流出し，原子炉格納容器内の温度，圧力が異常に上昇する事象を想定するものである。	
ｂ．解析方法 原子炉格納容器の内圧解析は破断箇所からの放出質量、エネルギの算出及びその放出質量、エネルギに基づいた原子炉格納容器の内圧、温度解析とからなる。 放出質量、エネルギの計算は、ブローダウン解析コードＳ		ｂ．解析方法 原子炉格納容器の内圧解析は破断箇所からの放出質量，エネルギーの算出及びその放出質量，エネルギーに基づいた原子炉格納容器の内圧，温度解析とからなる。 放出質量，エネルギーの計算は，ブローダウン解析コード	【大飯】 記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ＡＴＡＮ－Ⅵ及びリフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤにより、ブローダウン、リフィル及び再冠水の各段階に分けて行う。原子炉格納容器内圧、温度の計算は、原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯにより、リフィル、再冠水及び再冠水後の放出質量、エネルギの計算と同時に行う。 コード体系を図３．３－１に示す。 ｃ．解析条件及び解析結果 事象の過程を図３．３－２に示す。 主要事象クロノロジを表３．３－１に示す。 解析条件及び解析結果を表３．３－２及び図３．３－３に示す。 なお、影響評価として、現行の安全解析から単一故障の想定を変更した。 ｄ．影響評価結果 格納容器スプレイ開始後、再冠水終了により破断流が急減し、圧力低下に転じる。現行の安全解析に対して、再循環切替までは格納容器スプレイポンプが２台運転されているため内圧の低下は早くなっている。その後、再循環運転開始と同時に格納容器内立上り配管の全周破断を想定することにより、スプレイ流量の低下から内圧が上昇に転じるが、格納容器内のスプレイ及びヒートシンクによる除熱効果が破断エネルギ量を上まわり次第に下降してゆく。評価の結果、再循環切替以降、圧力は高めに推移するものの、現行の安全解析における最高圧力約0.308MPa[gage]を上回らないことを確認した。		ＳＡＴＡＮ－Ⅵ及びリフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤにより，ブローダウン，リフィル及び再冠水の各段階に分けて行う。原子炉格納容器内圧，温度の計算は，原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯにより，リフィル，再冠水及び再冠水後の放出質量，エネルギーの計算と同時に行う。 コード体系を図1に示す。 ｃ．解析条件及び解析結果 事象の過程を図2に示す。 主要事象クロノロジを表1に示す。 解析条件及び解析結果を表2及び図3～図4に示す。 なお，影響評価として，現行の安全解析から単一故障の想定を変更した。 ｄ．影響評価結果 格納容器スプレイ開始後，再冠水終了により破断流が急減し，圧力低下に転じる。現行の安全解析に対して，再循環切替までは格納容器スプレイポンプが２台運転されているため内圧の低下は早くなっている。その後，再循環運転開始と同時に格納容器スプレイ配管の全周破断を想定することにより，スプレイ流量の低下から内圧が上昇に転じるが，原子炉格納容器内のスプレイ及びヒートシンクによる除熱効果が原子炉格納容器への放出エネルギー量を上まわり次第に下降してゆく。評価の結果，再循環切替以降，圧力は高めに推移するものの，現行の安全解析における最高圧力約0.241MPa[gage]を上回らないことを確認した。	【大飯】記載表現の相違 ・図表番号の相違（以下記載省略） 【大飯】設備の相違 ・解析過程は同様であるが解析結果である事象進展の相違。 【大飯】設備の相違 ・解析結果の違い

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３．３－１　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」のコード体系		 図1　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」のコード体系	【大飯】 記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３．３－２　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の事象過程		 図２　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の事象過程	【大飯】設備名称の相違 （以下同様） 【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析結果の相違

大飯発電所３／４号炉

表３．３－１　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の主要事象クロノロジ
（影響評価解析のケース）

時刻（秒）	事　象
0	蒸気発生器出口側配管両端破断発生
約９	「原子炉格納容器圧力異常高」格納容器スプレイ作動限界値到達
約17	第１ピーク圧力
約22	炉心再冠水開始
約142	炉心再冠水終了
約142	原子炉格納容器圧力最大
約154	格納容器スプレイ開始
約[redacted]	再循環運転開始
100.000	（スプレイ配管逆止弁出口部全周破断発生） 計算終了

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表1　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の主要事象クロノロジ
（影響評価解析のケース）

時刻（秒）	事　象
０	蒸気発生器出口側配管両端破断発生
約１	「原子炉圧力低」原子炉トリップ限界値到達
約１	「原子炉格納容器圧力高」非常用炉心冷却設備作動限界値到達
約６	「原子炉格納容器圧力異常高」原子炉格納容器スプレイ作動限界値到達
約１７	ブローダウンエネルギーによって形成される第１ピーク圧力
約２２	炉心再冠水開始
約１５１	原子炉格納容器スプレイ開始
約２０３	第２ピーク圧力 原子炉格納容器圧力，温度最大
約[redacted]	再循環開始 格納容器スプレイ配管両端破断
約１０，０００	格納容器スプレイ配管両端破断に伴う除熱能力低下による第３ピーク圧力
１００，０００	計算終了

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析結果の相違

[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．３－２　「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の解析条件及び解析結果（１／２）

項目 ＼ 解析件名			原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
			現行安全解析使用値等	影響評価解析使用値等	選　定　理　由
解析条件	事故条件		１次冷却材ポンプ吸込側（蒸気発生器出口側）配管の両端破断 流出係数＝1.0	同　左	原子炉格納容器内圧上昇の観点から最も厳しい
	原子炉出力（%）		102	同　左	定常誤差を考慮した上限値
	単一故障	動的機器	格納容器スプレイ設備１系列	短期※1： 考慮しない（スプレイポンプ２台運転） 長期※1： 考慮しない（１台はランアウト※2）	＜現行安全解析＞ 原子炉格納容器内圧上昇の観点から最も厳しい ＜影響評価解析＞ 静的機器の単一故障として、１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を想定
		静的機器	考慮しない	短期※1： 考慮しない 長期※2： １系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮	

※１　短期：再循環切替まで、長期：再循環切替後

※２　スプレイ配管１本の全周破断が生じることにより、当該系統の格納容器スプレイポンプはランアウト状態に至る。

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表2　「原子炉冷却材喪失(原子炉格納容器健全性評価)」の解析条件及び解析結果

項目 ＼ 解析件名			原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
			現行の安全解析※1	影響評価解析	選　定　理　由
解析条件	事故条件		蒸気発生器出口側配管両端破断 （１次冷却材ポンプ吸込側） 流出係数＝1.0	同　左	原子炉格納容器内圧上昇の観点から最も厳しい
	原子炉出力（%）		102	同　左	定常誤差を考慮した上限値
	単一故障	動的機器	原子炉格納容器スプレイ設備１系列	短期（再循環切替まで）： 考慮しない （格納容器スプレイポンプ２台運転） 長期（再循環切替後）： 考慮しない （１台はランアウト※2）	＜現行安全解析＞ 原子炉格納容器内圧上昇の観点から最も厳しい ＜影響評価解析＞ 静的機器の単一故障として、１系統の格納容器スプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮
		静的機器	考慮しない	短期（再循環切替まで）： 考慮しない （格納容器スプレイポンプ２台運転） 長期（再循環切替後）： １系統の格納容器スプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮	

※１　格納容器スプレイ配管２重化後も動的単一故障の解析結果に影響はない。

※２　格納容器スプレイ配管１本の全周破断が生じることにより，当該系統の格納容器スプレイポンプはランアウト状態に至る。

相違理由

【大飯】設計の相違
・「プラント固有の解析条件及び解析結果の相違」（表２全体）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．３－２「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の解析条件及び解析結果（２／２）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失	
		現行安全解析使用値等	影響評価解析使用値等
解析の条件	崩壊熱	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	同　左
	その他 減速材密度係数（%Δk/k/(g/cm³)）	48	同　左
	その他 外部電源	無	同　左
	その他 格納容器スプレイ開始（秒）	154	同　左
	その他 原子炉格納容器自由体積（m³）	72,900	同　左
	その他 解析コード	SATAN-VI WREFLOOD COCO	同　左
格納容器スプレイ作動信号		原子炉格納容器圧力異常高	
解析結果		現行安全解析結果	影響評価解析結果
解析結果	原子炉格納容器内最高圧力（MPa[gage]）	約 0.308	約 0.308
解析結果	原子炉格納容器内最高温度（℃）	約 132	約 132

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表２「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の解析条件及び解析結果（つづき）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
		現行の安全解析	影響評価解析	選定理由
解析条件	崩壊熱	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ニチドの崩壊熱を考慮した曲線（MOX炉心を考慮）	同　左	MUHI-NES-1010 改３「PWR の安全解析用崩壊熱について」に基づく
その他	蓄圧注入系 保持圧力（MPa[gage]）	4.04	同　左	原子炉格納容器への放出エネルギーが大きくなる最小値
その他	蓄圧注入系 保有水量（m³）	29.0	同　左	
その他	蓄圧注入系注入位置	ダウンカマ部及び下部プレナム	同　左	再冠水開始を早め，破断口からの質量流量及びエネルギー放出量を増大させる。
その他	安全注入開始時刻	フローダウン終了と同時	同　左	再冠水開始を早め，破断口からの質量流量及びエネルギー放出量を増大させる。
その他	１次冷却材ポンプ	ポンプ特性に従って動く	同　左	原子炉格納容器への放出量が大きいほど厳しい
その他	減速材密度係数（%Δk/k/(g/cm³)）	36	同　左	密度低下による負の反応度添加量を最小にする。（左記は，減速材密度 0.3g/cm³ における値）
その他	外部電源	無	同　左	原子炉格納容器スプレイの作動遅れを伴うため厳しい
その他	原子炉格納容器スプレイ開始（秒）	151	同　左	ディーゼル発電機起動時間などを考慮した最大値
その他	原子炉格納容器自由体積（m³）	65,500	同　左	原子炉格納容器内圧上昇の観点から厳しくなる少なめの値
その他	蒸気発生器伝熱管施栓率（%）	0	同　左	施栓率が小さいと，１次冷却材が原子炉格納容器へ多く放出されるため厳しい。

相違理由

【大飯】設計の相違
・「プラント固有の解析条件及び解析結果の相違」（表２全体）

大飯発電所３／４号炉

比較のため前頁再掲

表３．３－２「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の解析条件及び解析結果（２／２）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
		現行安全解析使用値等	影響評価解析使用値等	選定理由
解析その他条件	崩壊熱	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	同左	MHI-NES-1010 改３「PWR の安全解析用崩壊熱について」に基づく
	減速材密度係数（$\%\Delta k/k/(g/cm^3)$）	48	同左	密度低下による負の反応度添加量を最小にする。（左記は，減速材密度 0.3g/cm³ における値）
	外部電源	無	同左	格納容器スプレイの作動遅れを仕うため厳しい
	格納容器スプレイ開始（秒）	154	同左	ディーゼル発電機起動時間などを考慮した最大値
	原子炉格納容器自由体積（m^3）	72,900	同左	原子炉格納容器内圧上昇の観点から厳しくなる少なめの値
解析コード		SATAN-VI WREFLOOD COCO	同左	ブローダウン時熱水力挙動解析 再冠水時熱水力挙動解析 原子炉格納容器内圧解析
格納容器スプレイ作動信号		原子炉格納容器圧力異常高		
解析結果		現行安全解析結果	影響評価解析結果	判定
	原子炉格納容器内最高圧力（MPa[gage]）	約 0.308	約 0.308	≦ 0.39MPa[gage]（最高使用圧力）
	原子炉格納容器内最高温度（℃）	約 132	約 132	≦ 144℃（最高使用温度）

女川原子力発電所２号炉

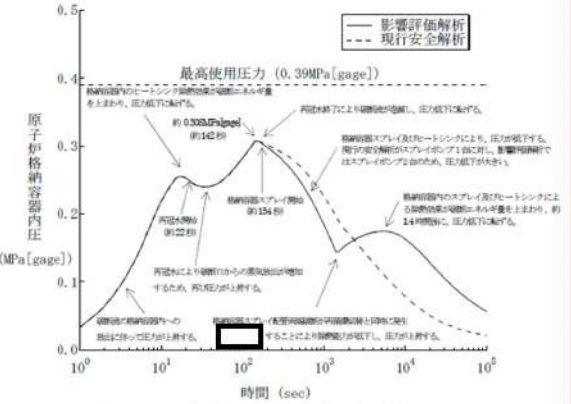
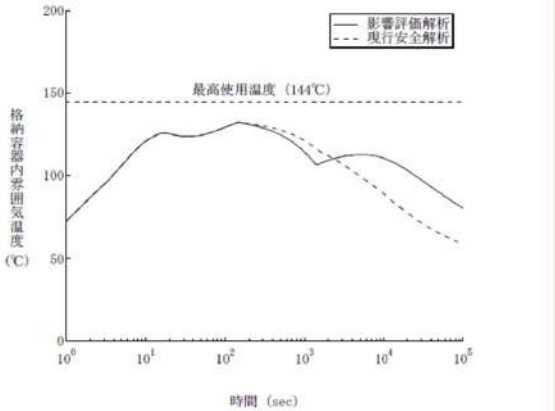
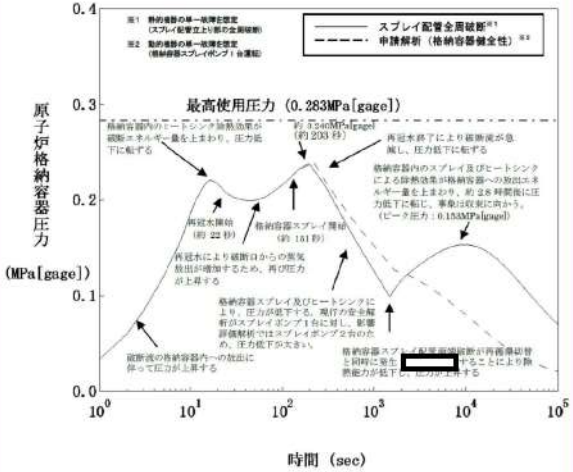
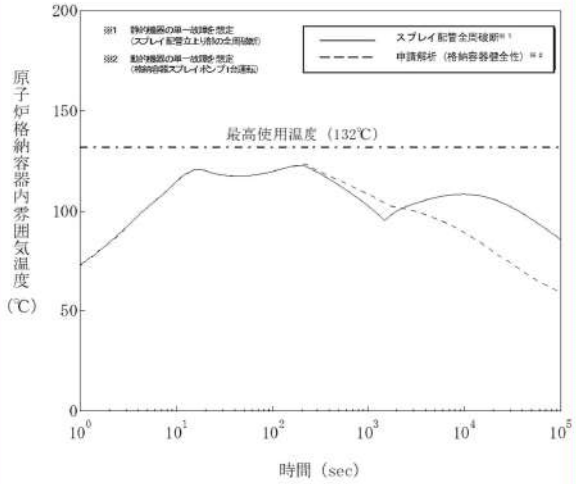
泊発電所３号炉

表2「原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）」の解析条件及び解析結果（つづき）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
		現行の安全解析	影響評価解析	選定理由
解析コード		SATAN-VI WREFLOOD COCO	同左	ブローダウン時熱水力挙動解析 再冠水時熱水力挙動解析 原子炉格納容器内圧解析
原子炉格納容器スプレイ作動信号		原子炉格納容器圧力異常高		
解析結果		現行の安全解析結果	静的機器の単一故障を想定した解析結果	判定
	原子炉格納容器内最高圧力（MPa[gage]）	約 0.241	約 0.240	≦0.283MPa[gage]（最高使用圧力）
	原子炉格納容器内最高温度（℃）	約 124	約 124	≦132℃（最高使用温度）

相違理由

【大飯】設計の相違
・「プラント固有の解析条件及び解析結果の相違」（表２全体）

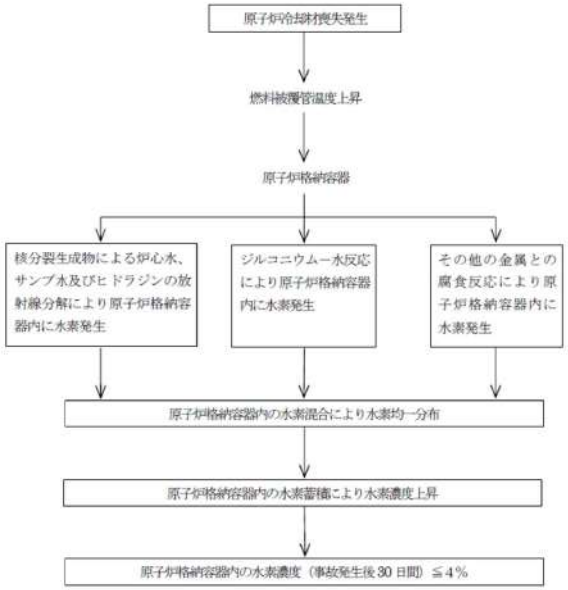
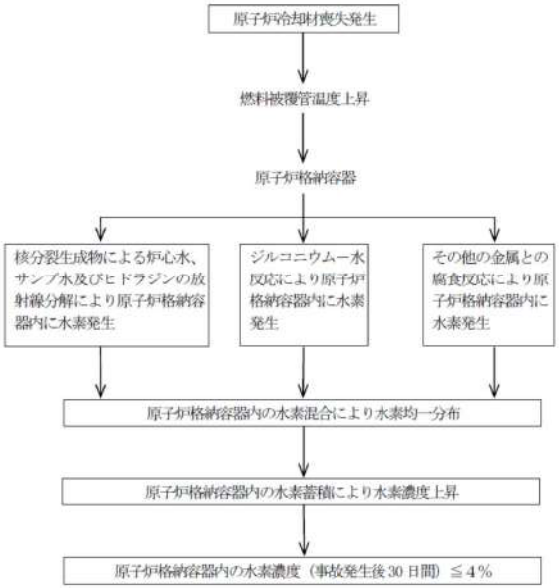
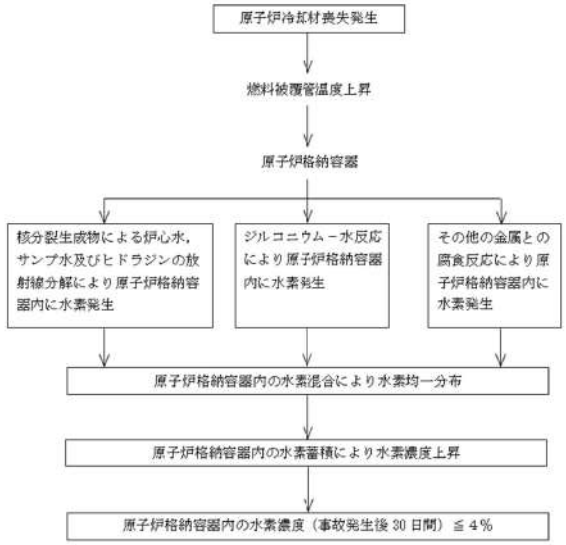
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３．３－３　格納容器健全性評価（格納容器内圧力）  図３．３－４　格納容器健全性評価（格納容器雰囲気温度）		 図3 原子炉格納容器健全性評価 原子炉格納容器内圧力  図4 原子炉格納容器健全性評価 原子炉格納容器雰囲気温度	【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析結果の相違

[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（３）可燃性ガスの発生に関する評価 ａ．事故の原因 この事故は、原子炉冷却材喪失の際に、可燃性ガスが発生する事象を想定する。 ｂ．判断基準 この事故には、以下の判断基準を用いる。 原子炉格納容器内の水素及び酸素の濃度は、事故発生後少なくとも３０日間はいずれかが次の値以下であること。 水 素 ４％ 酸 素 ５％ ｃ．解析方法 事故後、原子炉格納容器内に蓄積される水素の量は、ｄ．の条件により解析し、原子炉格納容器内に均一に分布するものとして、原子炉格納容器内の水素濃度の変化を求める。 ｄ．解析条件及び解析結果 事象の過程を図３．３－５に示す。 主要事象クロノロジを表３．３－３に示す。 解析条件及び解析結果を表３．３－４及び図３．３－６に示す。 なお、影響評価として、現行の安全解析から単一故障の想定を変更したことにより原子炉冷却材喪失事故時の格納容器内温度の履歴が変わるため、解析条件のうち、使用する格納容器内温度を変更した。 ｅ．影響評価結果 影響評価については、原子炉冷却材喪失事故時の原子炉格納容器内温度を考慮して金属腐食の反応割合を求めることから、格納容器内温度の履歴が変わることにより、現行安全解析に対し金属腐食反応による水素発生量が増加する。	【比較のため，伊方３号炉のまとめ資料添付１を抜粋】 ｃ．可燃性ガスの発生に関する評価 （ａ）事故の原因 この事故は、原子炉冷却材喪失の際に、可燃性ガスが発生する事象を想定する。 （ｂ）判断基準 この事故には、以下の判断基準を用いる。 原子炉格納容器内の水素及び酸素の濃度は、事故発生後少なくとも３０日間はいずれかが次の値以下であること。 水　素　　４％ 酸　素　　５％ （ｃ）解析方法 事故後、原子炉格納容器内に蓄積される水素の量は、（ｄ）の条件により解析し、原子炉格納容器内に均一に分布するものとして、原子炉格納容器内の水素濃度の変化を求める。 （ｄ）解析条件及び解析結果 事象の過程を図１５に示す。 主要事象クロノロジを表２９に示す。 解析条件及び解析結果を表３０及び図１６に示す。 なお、影響評価として、現行の安全解析から単一故障の想定を変更したことにより原子炉冷却材喪失事故時の格納容器内温度の履歴が変わるため、解析条件のうち、使用する格納容器内温度を変更した。更に、水の放射線分解において用いている水素生成割合（Ｇ値）として、正味の水素生成割合としての実効Ｇ値を使用した。実効Ｇ値を用いた評価については、現行の安全解析と同じ単一故障の条件についても実施した。 （ｅ）影響評価結果 影響評価については、原子炉冷却材喪失事故時の原子炉格納容器内温度を考慮して金属腐食の反応割合を求めることから、格納容器内温度の履歴が変わることにより、現行安全解析に対し金属腐食反応による水素発生量が増加する。また、実効Ｇ値を用いたことから水素発生量が減少する。	（３）可燃性ガスの発生に関する評価 ａ．事故の原因 この事故は，原子炉冷却材喪失の際に，可燃性ガスが発生する事象を想定する。 ｂ．判断基準 この事故には，以下の判断基準を用いる。 原子炉格納容器内の水素及び酸素の濃度は，事故発生後少なくとも３０日間はいずれかが次の値以下であること。 水 素 ４％ 酸 素 ５％ ｃ．解析方法 事故後，原子炉格納容器内に蓄積される水素の量は，ｄ．の条件により解析し，原子炉格納容器内に均一に分布するものとして，原子炉格納容器内の水素濃度の変化を求める。 ｄ．解析条件及び解析結果 事象の過程を図5に示す。 主要事象クロノロジを表3に示す。 解析条件及び解析結果を表4及び図7に示す。 なお，影響評価として，現行の安全解析から単一故障の想定を変更したことにより原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器内温度の履歴が変わるため，解析条件のうち使用する原子炉格納容器内温度を変更した。さらに，水素発生源である金属の腐食反応のうちアルミニウム使用量をシビアアクシデント対策有効性評価に合わせた条件として見直した。本アルミニウム使用量を用いた評価については，現行の安全解析と同じ単一故障の条件についても実施した。 ｅ．影響評価結果 影響評価については，原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器内温度を考慮して金属腐食の反応割合を求めることから，原子炉格納容器内温度の履歴が変わることにより，現行安全解析に対し金属腐食反応による水素発生量が増加する。また，金属の腐食反応のうちアルミニウム使用量を見直したことから水素発生量が減少する。	【伊方】 記載表現の相違 【大飯，伊方】 名称の相違 ・呼称の相違（以下同様） 【大飯】設計の相違 ・泊は建設時に格納容器内に相当量のアルミ足場を持ち込む想定でアルミ量を設定したが，この条件を川内 1，2 号炉/高浜 3，4 号炉/伊方 3 号炉と同一値に見直した。（以下同様） 【伊方】設計の相違 ・伊方では，Ｇ値の見直

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
解析の結果、格納容器内の水素濃度は、現行の安全解析値の約3.01%に対して約3.02%と同程度となることを確認した。  図3．3－5　「可燃性ガスの発生」の事象過程	解析の結果、格納容器内の水素濃度は、動的機器、静的機器いずれの単一故障を想定した場合においても、現行の安全解析値の約3.4%に対して約2.8%と下回る結果となり、現行安全解析の評価手法の保守性に包含されていることを確認した。  図１５　「可燃性ガスの発生」の事象過程	解析の結果，原子炉格納容器内の水素濃度は，動的機器，静的機器いずれの単一故障を想定した場合においても，現行の安全解析値の約3.3%に対して約3.0%と下回る結果となり，現行安全解析の評価手法の保守性に包含されていることを確認した。  図5　「可燃性ガスの発生」の事象過程	しを実施。 【大飯，伊方】設計の相違 ・プラント固有の解析結果の相違 【伊方】 記載方針の相違 ・伊方では，現行の安全解析に対して，G値の見直しと静的単一故障発生時を考慮した場合における水素濃度を比較している（H27年2月5日の四電審査会合でのコメント回答として，現行の安全解析で用いている条件の一部を精緻化することにより，影響評価解析が現行安全解析の評価手法の保守性に包含されていることを回答）泊では現行の安全解析に対して，アルミ量の見直しと静的単一故障発生時を考慮して比較しており，同様な内容である。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．３－３　「可燃性ガスの発生」の主要事象クロノロジ
（影響評価解析のケース）

時刻（時間）	事　象
0	配管破断発生
720	原子炉格納容器内水素濃度（約3.0%） 計算終了

表３．３－４　「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果（１／２）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価） 現行安全解析使用値等	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価） 影響評価解析使用値等	選定理由
解析条件	原子炉出力%	102	同　左	定常誤差を考慮した上限値
解析条件 単一故障	動的機器	低圧注入系１系列故障	考慮しない	<現行安全解析> ＥＣＣＳ性能評価に同じ <影響評価解析> 静的機器の単一故障として、１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を想定
解析条件 単一故障	静的機器	考慮しない	短期※1：考慮しない 長期※1：１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮	
解析条件 その他	ジルコニウム－水反応量（%）	1.5 （ＥＣＣＳ性能評価の解析結果の5倍）	同　左	指針とおり（燃料被覆管の表面から5.8μmの厚さが反応した場合に相当する量より大きいＥＣＣＳ性能評価の解析結果の５倍を仮定しているもの。）
解析条件 その他	原子炉格納容器内の液相中に存在する核分裂生成物の量（%）	炉心内蓄積量のうち ハロゲン　50 希ガス及びﾊﾛｹﾞﾝを除く他の核分裂生成物　1 （希ガスを除く他の核分裂生成物はすべて炉心部に存在するものとする。）	同　左	指針とおり

※１　短期：再循環切替まで、長期：再循環切替後

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，伊方３号炉のまとめ資料添付１を抜粋】

表２９　「可燃性ガスの発生」の主要事象クロノロジ
（影響評価解析のケース）

時刻（時間）	事　象
0	配管破断発生
７２０	原子炉格納容器内水素濃度（約2.8%） 計算終了

表３０　「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価） 現行安全解析使用値等	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価） 影響評価解析使用値等	選定理由	現行安全解析ベース（G値見直し）使用値等
解析条件	原子炉出力%	102	同　左	定常誤差を考慮した上限値	現行安全解析に同じ
解析条件 単一故障	動的機器	低圧注入系１系列故障	考慮しない	<現行安全解析> ＥＣＣＳ性能評価に同じ <影響評価解析> 静的機器の単一故障として、１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を想定	現行安全解析に同じ
解析条件 単一故障	静的機器	考慮しない	短期※1：考慮しない 長期※1：１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮		
解析条件 その他	ジルコニウム－水反応量（%）	1.5 （ＥＣＣＳ性能評価の解析結果の5倍）	同　左	指針とおり（燃料被覆管の表面から5.8μmの厚さが反応した場合に相当する量より大きいＥＣＣＳ性能評価の解析結果の５倍を仮定しているもの。）	現行安全解析に同じ
解析条件 その他	原子炉格納容器内の液相中に存在する核分裂生成物の量（%）	炉心内蓄積量のうち ハロゲン　50 希ガス及びﾊﾛｹﾞﾝを除く他の核分裂生成物　1 （希ガスを除く他の核分裂生成物はすべて炉心部に存在するものとする。）	同　左	指針とおり	現行安全解析に同じ

※１　短期：再循環切替まで、長期：再循環切替後

泊発電所３号炉

表3「可燃性ガスの発生」の主要事象クロノロジ
（静的機器の単一故障を想定した解析のケース）

時刻（時間）	事象
0	配管破断発生
720	原子炉格納容器内水素濃度（約3.0%） 計算終了

表4「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果

項目	解析件名	可燃性ガスの発生 現行の安全解析※1	可燃性ガスの発生 静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由	現行の安全解析ベース（アルミニウム使用量見直し）
解析条件	原子炉出力（%）	102	同左	定常誤差を考慮した上限値	現行安全解析に同じ
解析条件 単一故障	動的機器	低圧注入系１系列故障	考慮しない	<現行安全解析> ECCS性能評価に同じ <影響評価解析> 静的機器の単一故障として、１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮	現行安全解析に同じ
解析条件 単一故障	静的機器	考慮しない	短期（再循環切替まで）：考慮しない （スプレイポンプ２台運転） 長期（再循環切替後）： １系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮		
解析条件 その他	ジルコニウム－水反応量（%）	1.5 （ECCS性能評価の解析結果の5倍）	同左	指針とおり（燃料被覆管の表面から5.8μmの厚さが反応した場合に相当する量より大きいECCS性能評価の解析結果の５倍を仮定しているもの。）	現行安全解析に同じ
解析条件 その他	原子炉格納容器内の液相中に存在する核分裂生成物の量（%）	炉心内蓄積量のうち ハロゲン：50 希ガス及びハロゲンを除く他の核分裂生成物：1 （希ガスを除く他の核分裂生成物はすべて炉心部に存在するものとする。）	同左	指針とおり	現行安全解析に同じ
	放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）（分子／100eV）	炉心：0.4 サンプ水：0.3 ヒドラジン：0.4	同左	実験結果に基づく値を用いている	現行安全解析に同じ

※１　格納容器スプレイ配管２重化後も動的単一故障の解析結果に影響はない。

相違理由

【大飯，伊方】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び解析結果の相違（表４全体）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．３－４　「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果（２／２）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失 現行安全解析使用値等	原子炉冷却材喪失 影響評価解析使用値等	適定理由
解析の条件 その他	金属腐食反応割合	原子炉格納容器内雰囲気温度に対応した腐食率	同　左 （ただし、格納容器内温度は安全解析と異なる。※1）	指針の考え方どおり
	放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）（分子/100eV）	炉心水　：0.4 サンプ水　：0.3 ヒドラジン：0.4	同　左	実験結果に基づく値に余裕を見込んでいる。
解析の条件 ヨード		—	—	—
原子炉トリップ信号		—	—	—
解析結果	原子炉格納容器内水素濃度（%）	現行安全解析結果	影響評価解析結果	判　定
		約 3.01 （事故発生後 30 日時点）	約 3.02 （事故発生後 30 日時点）	事故発生後少なくとも 30 日間は水素濃度 4%以下

※１　別紙２「可燃性ガスの発生評価において変更した条件」参照

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，伊方３号炉のまとめ資料添付１を抜粋】

表３０　「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果（つづき）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価） 現行安全解析使用値等	影響評価解析使用値等	適定理由	現行安全解析ベース（G値見直し）使用値等
解析の条件 その他	金属腐食反応割合	原子炉格納容器内雰囲気温度に対応した腐食率（MOX炉心を考慮）	同　左 ただし、格納容器内温度は安全解析と異なる。※1	指針の考え方どおり	影響評価解析に同じ
	放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）（分子/100eV）	炉心水　：0.5 サンプ水　：0.5 ヒドラジン：0.4	炉心水　：0.4※1 サンプ水　：0.3※1 ヒドラジン：同　左	実験結果に基づく値に余裕を見込んでいる。	炉心水　：0.4※1 サンプ水　：0.3※1 ヒドラジン：影響評価解析に同じ
解析の条件 ヨード		—	—	—	—
解析の条件 原子炉トリップ信号		—	—	—	—
解析結果	原子炉格納容器内水素濃度（%）	現行安全解析結果	影響評価解析結果	判　定	影響評価解析（感度解析）結果
		約3.40 （事故発生後30日時点）	約2.83 （事故発生後30日時点）	事故発生後少なくとも30日間は水素濃度4%以下	約2.81 （事故発生後30日時点）

※１　添付１－別紙２「可燃性ガスの発生評価において変更した条件」参照。

泊発電所３号炉

比較のため前頁再掲

表4「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果

項目	解析件名	現行の安全解析[※1]	可燃性ガスの発生 静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由	現行の安全解析ベース（アルミニウム使用量見直し）
原子炉出力（%）		102	同左	定格値を考慮した上限値	現行安全解析に同じ
解析条件 単一故障	動的機器	低圧注入系１系列故障	考慮しない		現行安全解析に同じ
	静的機器	考慮しない	短期（再循環切替まで）：考慮しない （スプレイポンプ２台運転） 長期（再循環切替後）：１系統のスプレイ配管破出弁出口部の全周破断を考慮	<現行安全解析> ECCS性能評価に同じ <影響評価解析> 静的機器の単一故障として，１系統のスプレイ配管破出弁出口部の全周破断を考慮	現行安全解析に同じ
その他	ジルコニウム－水反応量（%）	1.5 （ECCS性能評価の解析結果の５倍）	同左	指針どおり（燃料被覆管の表面から5.8μmの深さが反応した場合に相当する量より大きいECCS性能評価の解析結果の５倍を仮定している。）	現行安全解析に同じ
	原子炉格納容器内の液相中に存在する核分裂生成物の量（%）	炉心内蓄積量のうち ハロゲン：50 希ガス及びハロゲンを除く他の核分裂生成物：1 （希ガスを除く他の核分裂生成物はすべて炉心部に存在するものとする。）	同左	指針どおり	現行安全解析に同じ
	放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）（分子/100eV）	炉心水：0.4 サンプ水：0.3 ヒドラジン：0.4	同左	実験結果に基づく値を用いている	現行安全解析に同じ

※１　格納容器スプレイ配管２重化後も動的単一故障の解析結果に影響はない。

相違理由

【大飯，伊方】
設計の相違
・プラント固有の解析条件及び解析結果の相違（表４全体）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

比較のため前頁再掲

表３．３－４　「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果（２／２）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
		現行安全解析使用値等	影響評価解析使用値等	選定理由
解析の条件 その他	金属腐食反応割合	原子炉格納容器内雰囲気温度に対応した腐食率	同　左 （ただし、格納容器内温度は安全解析と異なる。※１）	指針の考え方どおり
	放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）（分子/100eV）	炉心水　：0.4 サンプ水　：0.3 ヒドラジン：0.4	同　左	実験結果に基づく値に余裕を見込んでいる。
解析コード		—	—	—
原子炉トリップ信号		—	—	—
解析結果	原子炉格納容器内水素濃度（%）	現行安全解析結果	影響評価解析結果	判　定
		約 3.01 （事故発生後 30 日時点）	約 3.02 （事故発生後 30 日時点）	事故発生後少なくとも 30 日間は水素濃度 4%以下

※１　別紙２「可燃性ガスの発生評価において変更した条件」参照

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，伊方３号炉のまとめ資料添付１を抜粋】

表３０　「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果（つづき）

項目	解析件名	原子炉冷却材喪失（原子炉格納容器健全性評価）		
		現行安全解析使用値等	影響評価解析使用値等	選定理由	現行安全解析ベース（G値見直し）使用値等
解析の条件 その他	金属腐食反応割合	原子炉格納容器内雰囲気温度に対応した腐食率（MOX炉心を考慮）	同　左 ただし、格納容器内温度は安全解析と異なる。※１	指針の考え方どおり	影響評価解析に同じ
	放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）（分子/100eV）	炉心水　：0.5 サンプ水　：0.5 ヒドラジン：0.4	炉心水　：0.4※１ サンプ水　：0.3※１ ヒドラジン：同　左	実験結果に基づく値に余裕を見込んでいる。	炉心水　：0.4※１ サンプ水　：0.3※１ ヒドラジン：影響評価解析に同じ
解析コード		—	—	—	—
原子炉トリップ信号		—	—	—	—
解析結果	原子炉格納容器内水素濃度（%）	現行安全解析結果	影響評価解析結果	判　定	影響評価解析（感度解析）結果
		約3.40 （事故発生後30日時点）	約2.83 （事故発生後30日時点）	事故発生後少なくとも30日間は水素濃度4%以下	約2.81 （事故発生後30日時点）

※１　添付１－別紙２「可燃性ガスの発生評価において変更した条件」参照。

泊発電所３号炉

表４「可燃性ガスの発生」の解析条件及び解析結果（つづき）

項目	解析件名	可燃性ガスの発生			
		現行の安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析	選　定　理　由	現行の安全解析ベース（アルミニウム使用量見直し）
解析条件 その他	水素発生源金属の腐食反応（原子炉格納容器内アルミニウム表面積）（m²）	1700	140	指針の考え方どおり	140
	金属腐食反応割合	原子炉格納容器内雰囲気温度に対応した腐食率（MOX炉心を考慮）	同左 ただし、原子炉格納容器内温度は現行安全解析と異なる。※１	指針の考え方どおり	現行安全解析に同じ
解析コード		—	—	—	—
原子炉トリップ信号		—	—	—	—
解析結果	原子炉格納容器内水素濃度（%）	現行の安全解析結果	静的機器の単一故障を想定した解析結果	判　定	現行の安全解析を見直した解析結果
		約 3.3 （事故発生後 30 日時点）	約 3.9 （事故発生後 30 日時点）	事故発生後少なくとも 30 日間は水素濃度 4 %以下	約 3.9 （事故発生後 30 日時点）

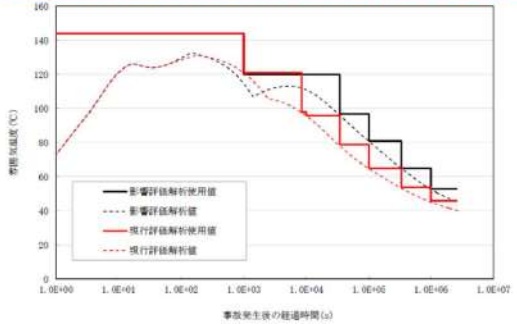
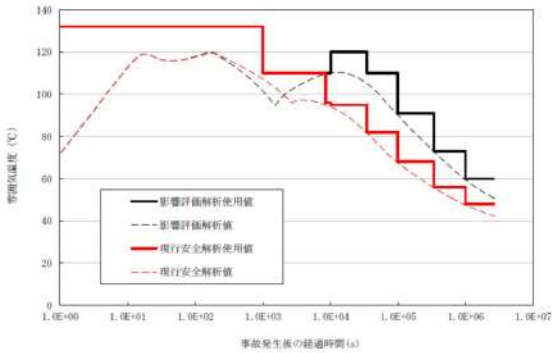
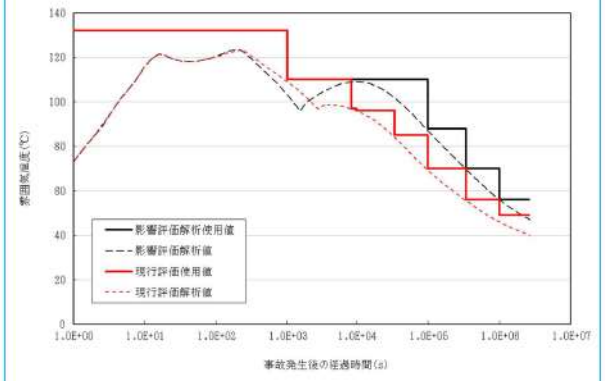
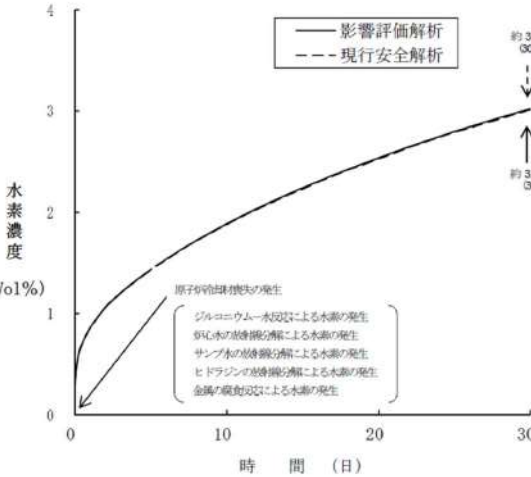
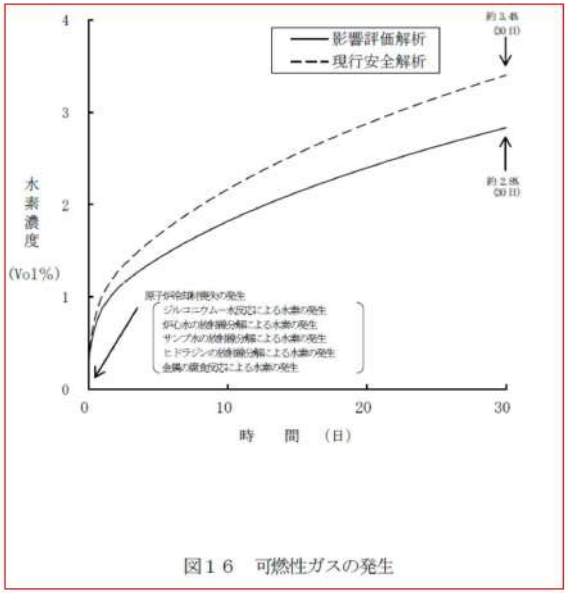
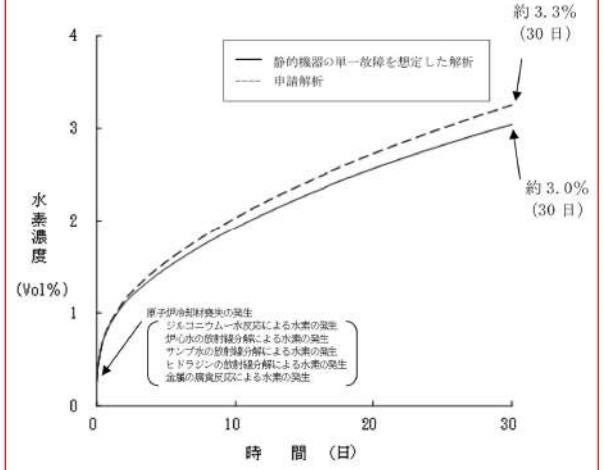
※１　「図６　解析に用いた原子炉格納容器内温度」を参照。

相違理由

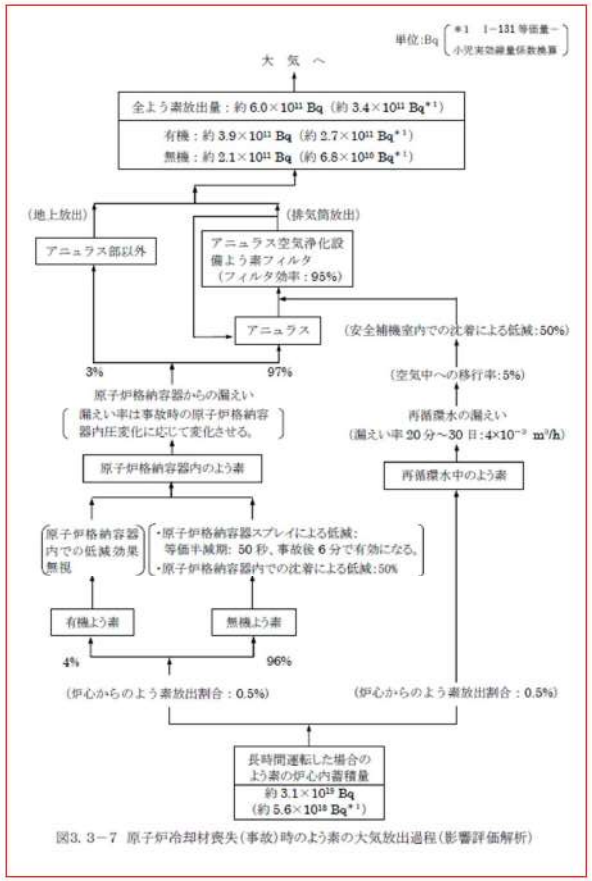
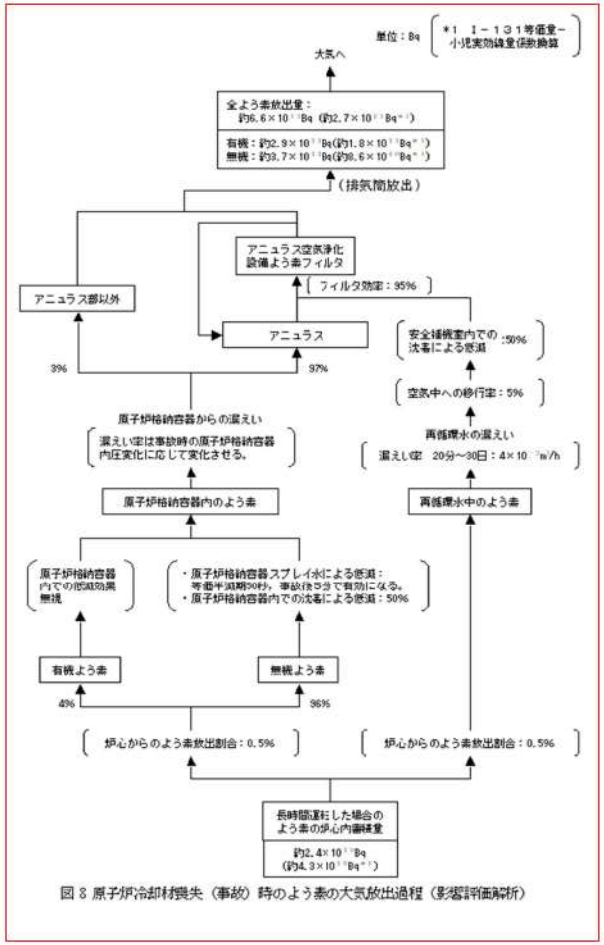
【大飯，伊方】
設計の相違
・プラント固有の解析条件及び解析結果の相違（表４全体）

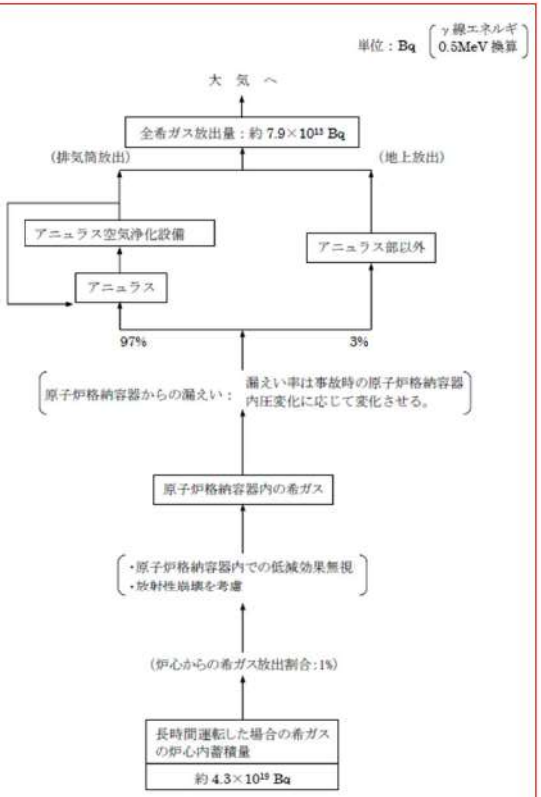
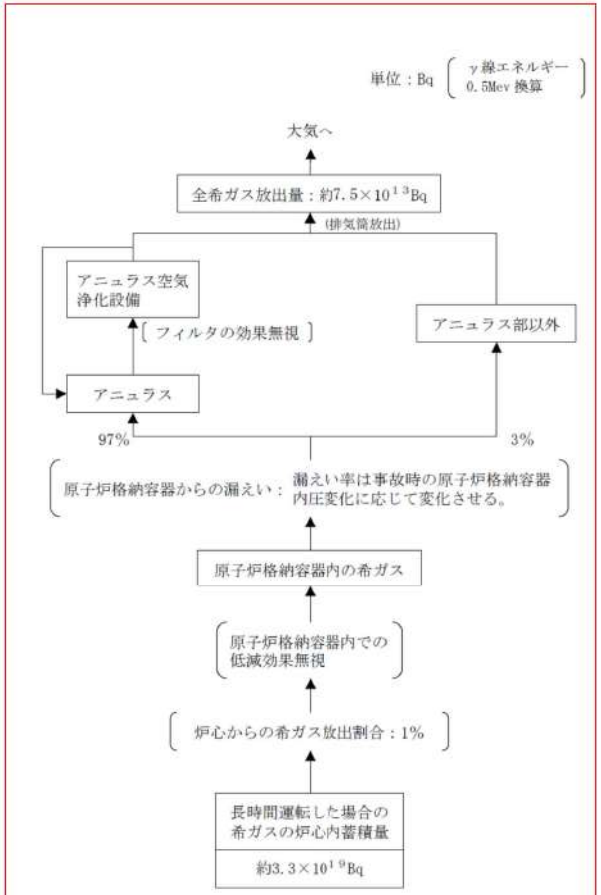
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第１２条　安全施設（別紙１－12）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
大飯は別紙２（別添 1-67 頁）から再掲  図２－１　影響評価解析に用いた格納容器内温度	【比較のため，伊方３号炉のまとめ資料添付１を抜粋】  図 2-1　影響評価解析に用いた格納容器内温度	 図６　解析に用いた原子炉格納容器内温度	【大飯，伊方】 記載内容の相違 ・前頁表４の解析条件で使用するとした，原子炉格納容器内温度変化のグラフを追記（大飯は別紙２（別添 1-67 頁）に記載）
 図３．３－６　可燃性ガスの発生	【比較のため，伊方３号炉のまとめ資料添付１を抜粋】  図１６　可燃性ガスの発生	 図7　可燃性ガスの発生	【大飯，伊方】 設計の相違 ・プラント固有の解析結果の相違

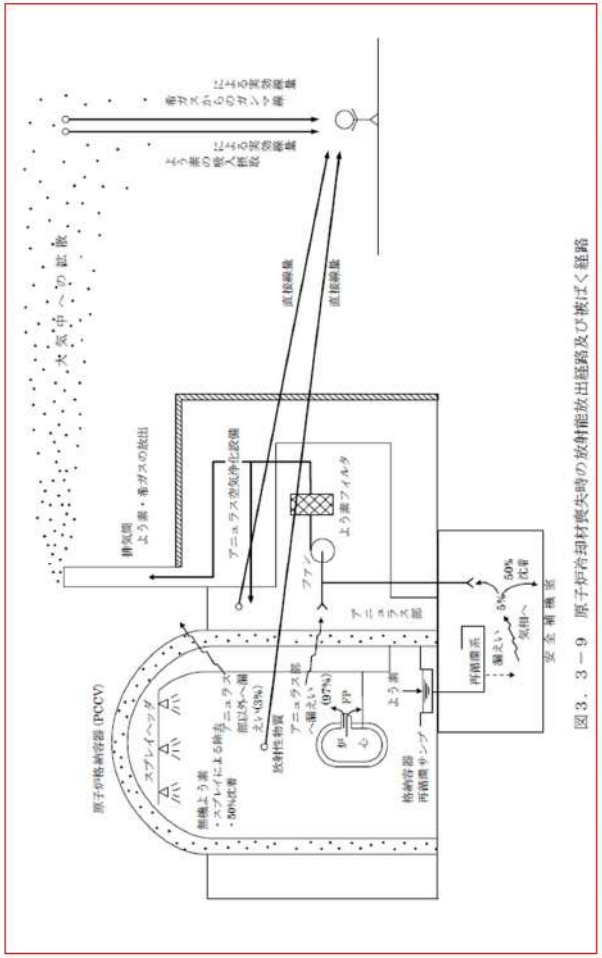
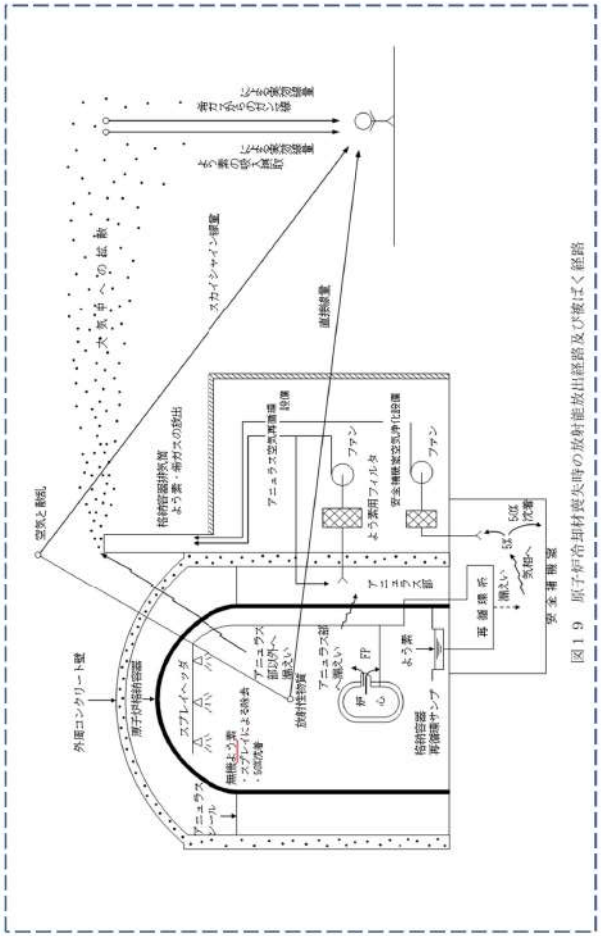
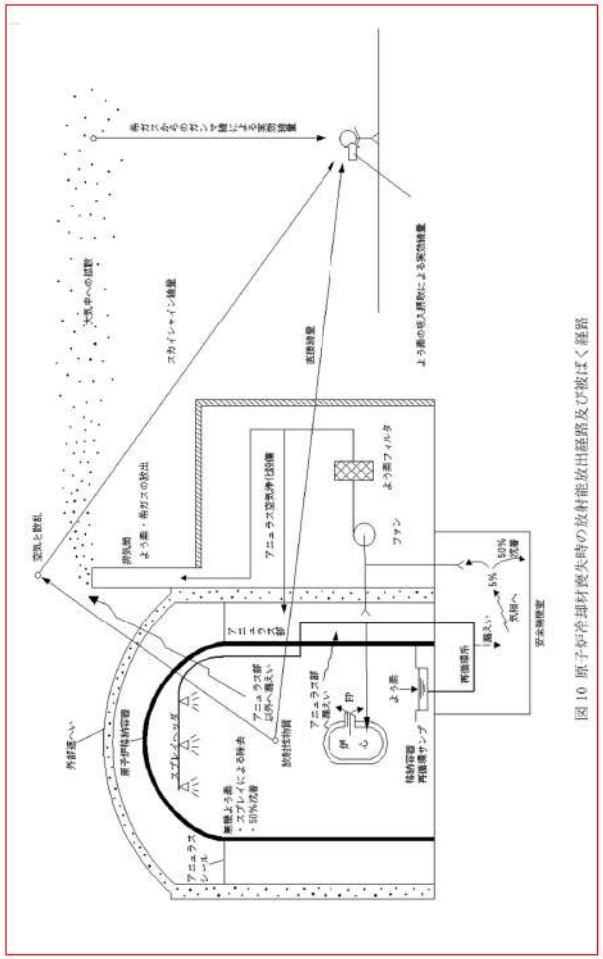
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（４）環境への放射性物質の異常な放出（原子炉冷却材喪失）に関する評価 ａ．事故の原因 この事故は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により、原子炉冷却材喪失が発生した際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。 ｂ．核分裂生成物の放出量及び線量の解析条件及び解析結果 よう素、希ガスの大気放出過程図を図３．３－７、図３．３－８に示す。 放射能放出経路及び被ばく経路図を図３．３－９に示す。 解析条件及び解析結果を表３．３－５に示す。 なお、影響評価として、現行の安全解析から単一故障の想定を変更したことにより原子炉冷却材喪失事故時の格納容器内圧力の履歴が変わるため、解析条件のうち、使用する格納容器からの漏えい率を変更した。 ｃ．影響評価結果 影響評価については、現行の安全解析に対し、格納容器内圧力の履歴が変わることにより長期的に格納容器からの漏えい率が高くなったことから、大気中に放出されるよう素及び希ガスの量は若干上昇する。 解析の結果、実効線量は、現行の安全解析値の約0.051mSvに対して約0.056mSv と同程度となる確認した。		（４）環境への放射性物質の異常な放出（原子炉冷却材喪失）に関する評価 ａ．事故の原因 この事故は，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により，原子炉冷却材喪失が発生した際に，放射性物質が環境に放出される事象を想定する。 ｂ．核分裂生成物の放出量及び線量の解析条件及び解析結果 よう素，希ガスの大気放出過程図を図8，図9 に示す。 放射能放出経路及び被ばく経路図を図10 に示す。 解析条件及び解析結果を表5 に示す。 なお，影響評価として，現行の安全解析から単一故障の想定を変更したことにより原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器内圧力の履歴が変わるため，解析条件のうち，使用する原子炉格納容器からの漏えい率を変更した。 ｃ．影響評価結果 影響評価については，現行の安全解析に対し，原子炉格納容器内圧力の履歴が変わることにより長期的に原子炉格納容器からの漏えい率が高くなったことから，大気中に放出されるよう素及び希ガスの量は若干上昇する。 解析の結果，実効線量は，現行の安全解析値の約0.23mSvに対して約0.23mSvと同程度となることを確認した。	【大飯】設計の相違・プラント固有の解析結果の相違（評価結果の影響程度としては，泊の実効線量・安全解析値ともに約 0.23mSvであり同等） 【大飯】記載の適正化

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図3. 3－7　原子炉冷却材喪失（事故）時のよう素の大気放出過程（影響評価解析）		 図 8 原子炉冷却材喪失（事故）時のよう素の大気放出過程（影響評価解析）	【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析条件及び結果の相違（放出評価過程としては同等）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３．３－８　原子炉冷却材喪失（事故）時の希ガスの大気放出過程（影響評価解析）		 図９ 原子炉冷却材喪失（事故）時の希ガスの大気放出過程（影響評価解析）	【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析条件及び結果の相違（放出評価過程としては同等）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３．３－９　原子炉冷却材喪失時の放射能放出経路及び被ばく経路	【参考：伊方３号炉（12 条－添 1－63p より）】  図１９　原子炉冷却材喪失時の放射能放出経路及び被ばく経路	 図 10 原子炉冷却材喪失時の放射能放出経路及び被ばく経路	【大飯】設計の相違 ・被ばく経路の相違。 泊３号においては，外部遮へいトップドーム部の遮蔽厚が薄いため，スカイシャイン線の影響を別途計算する必要がある。対して大飯３／４号においては，トップドーム部の遮蔽が十分厚いため，スカイシャイン線は直接線のビルドアップに含まれる形で計算される。（伊方３号とは泊３号は同様である）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．３－５　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（１／５）

解析条件		現行安全解析使用値	影響評価解析使用値	選定理由
原子炉熱出力		3,479 MWt	同　左	定格熱出力(3,411 MWt)の 102%
単一故障	動的機器	ディーゼル発電機１系列故障	考慮しない	<現行安全解析> 動的機器の単一故障として、放射性物質の放出の観点から最も厳しい
	静的機器	考慮しない	短期※1： 考慮しない 長期※1： １系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮	<影響評価解析> 静的機器の単一故障として、１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を想定
原子炉運転時間		最高 40,000 時間	同　左	平衡炉心の最高運転時間を下回らない値
事故後、原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量		炉心内蓄積量の内 希ガス　1% よう素　0.5%	同　左	指針の考え方どおり (燃料棒破損率を 100%と仮定)
原子炉格納容器に放出されるよう素の形態		有機よう素　4% 無機よう素　96%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器に放出される核分裂生成物のうち、原子炉格納容器内部に沈着する割合		希ガス　0% 有機よう素　0% 無機よう素　50%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素除去効率		スプレイによるよう素除去に対する等価半減期 無機よう素　50 秒 ただし、有機よう素・希ガスについては考慮しない。	同　左	設計に基づく無機よう素の等価半減期は 50 秒以下である。 指針どおり

※１　短期：再循環切替まで、長期：再循環切替後

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表5「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果

解析条件		現行の安全解析※1	静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由
炉心熱出力		2,705MWt	同　左	定格熱出力（2,652MWt）の 102%
単一故障	動的機器	ディーゼル発電機１台	考慮しない	<現行安全解析> 動的機器の単一故障として、放射性物質の放出の観点から最も厳しい
	静的機器	考慮しない	短期（再循環切替まで）： 考慮しない 長期（再循環切替後）： １系列のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮	<影響評価解析> 静的機器の単一故障として、１系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を想定
原子炉運転時間		最高 10，000 時間	同　左	平衡炉心の最高運転時間を下回らない値
事故後，原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量		炉心内蓄積量の内 希ガス　1% よう素　0.5%	同　左	指針の考え方どおり （燃料棒の破損率を 100%と仮定）
原子炉格納容器に放出されるよう素の形態		有機よう素　4% 無機よう素　96%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物のうち，原子炉格納容器内部に沈着する割合		希ガス　0% 有機よう素　0% 無機よう素　50%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素除去効率		スプレイ水によるよう素除去に対する等価半減期 無機よう素 50 秒 ただし，有機よう素・希ガスについては考慮しない。	同　左	設計に基づく無機よう素の等価半減期は 50 秒以下である。 指針どおり
原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素除去効果が有効になる時間		事故後 5 分	同　左	設計値（約 4.9 分）を上回る値

※1　格納容器スプレイ配管２重化後も動的単一故障の解析結果に影響はない。

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び結果の相違

大飯発電所３／４号炉

表３．３－５　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（２／５）

解析条件	現行安全解析使用値	影響評価解析使用値	選定理由
原子炉格納容器スプレイによる除去効果が有効になる時間	6分	同　左	設計値(約5.8分)を上回る値
原子炉格納容器からの漏えい率	次式により求めた値を下回らない値 $L=\frac{C}{V}\sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$ L：漏えい率 C：定数 V：CV内気相部体積 ΔP：差圧 ρ：CV内気体密度 解析に用いる漏えい率のステップ幅 0.01%/d	同　左 ただし，格納容器内圧力が現行安全解析と異なる。※1	指針の考え方どおり，事故後の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。
原子炉格納容器からの漏えい割合	アニュラス部　97% アニュラス部以外　3%	同　左	指針どおり
アニュラス空気再循環設備のよう素用フィルタのよう素除去効率	95%	同　左	設計上は95%以上の効率を期待できる。

※１　別紙３「原子炉格納容器からの漏えい率」を参照

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

比較のため前頁再掲

表5　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果

解析条件		現行の安全解析※1	静的機器の単一故障を想定した解析		選定理由
炉心熱出力		2,705MWt	同　左		定格熱出力（2,652MWt）の102%
単一故障	動的機器	ディーゼル発電機1台	考慮しない		<現行安全解析> 動的機器の単一故障として，放射性物質の放出の観点から最も厳しい
	静的機器	考慮しない	短期（再循環切替まで）： 考慮しない 長期（再循環切替後）： 1系列のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を考慮		<影響評価解析> 静的機器の単一故障として，1系統のスプレイ配管逆止弁出口部の全周破断を想定
原子炉運転時間		最高40，000時間	同　左		平衡炉心の最高運転時間を下回らない値
事故後，原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物のうち，原子炉格納容器内部に沈着する割合	炉心内蓄積量のうち 希ガス　1% よう素　0.5%		同　左		指針の考え方どおり （燃料棒の破損率を100%と仮定）
原子炉格納容器に放出されるよう素の形態		有機よう素　4% 無機よう素　96%	同　左		指針どおり
原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物のうち，原子炉格納容器内部に沈着する割合		希ガス　0% 有機よう素　0% 無機よう素　50%	同　左		指針どおり
原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素除去効果	スプレイ水によるよう素除去に対する等価平減期 無機よう素　50秒 ただし，有機よう素・希ガスについては考慮しない。		同　左		設計に基づく無機よう素の等価平減期は50秒以下である。 指針どおり
原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素除去効果が有効になる時間		事故後5分	同　左		設計値（約4.9分）を上回る値

※１　格納容器スプレイ配管２重化後も，動的単一故障の解析結果に影響はない。

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び結果の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため前頁再掲 表３．３－５　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（２／５） ※１　別紙３「原子炉格納容器からの漏えい率」を参照		表5　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（つづき） ※1　「図9-11　原子炉格納容器からの漏えい率」を参照。	【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析条件及び結果の相違

大飯発電所3／4号炉

表３．３－５ 「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（３／５）

解析条件	現行安全解析使用値	影響評価解析使用値	選定理由
アニュラス部の負圧達成までのよう素用フィルタのよう素除去効率 負圧達成後のアニュラス排気風量	(0～2分) アニュラス空気浄化設備を通じて全量放出(フィルタの効果は考慮しない) (2分～30日) アニュラス空気浄化設備を通じてファン容量の20%放出(フィルタの効果を考慮する)	同左	<現行安全解析> 負圧達成時間は、評価上、設計値(約 1.5 分)を保守的に丸めた値として2分とする。 小容量排気への切換え時間は2分とする。
再循環系から安全補機室内への漏えい率	4×10^{-3} m³/h	同左	設計値は 4×10^{-3}m³/h 以下である。
再循環開始時間	20分	同左	設計に基づく評価では20分以上である。
再循環水中の放射能量	炉心内よう素蓄積量の0.5%	同左	指針どおり 〔格納容器内に放出されたよう素と同量とする。〕
再循環水体積	1,600m³	同左	設計値は1,600m³以上である。
再循環系から安全補機室内に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率	5%	同左	指針どおり

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

比較のため前頁再掲

表5 「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（つづき）

解析条件	現行の安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由
原子炉格納容器からの漏えい率	次式により求めた値を下回らない値 $L=\frac{C}{V}\sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$ 〔L ：漏えい率 C ：定数 V ：原子炉格納容器気相部体積 ΔP：差圧 ρ ：CV内気体密度（MOX炉心を考慮）〕	同左 ただし、原子炉格納容器内圧力が安全解析と異なる。	指針の考え方どおり、事故後の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。※1
原子炉格納容器からの漏えい割合	アニュラス部 97% アニュラス部以外 3%	同左	指針どおり
アニュラス空気浄化設備よう素フィルタのよう素除去効率	95%	同左	設計上は95%以上（温度約100℃，相対湿度約80%）の効率を期待できる。
アニュラス部の負圧達成までのよう素用フィルタのよう素除去効率 負圧達成後のアニュラス排気風量	(0～10分) アニュラス空気浄化設備を通して全量放出（フィルタの効果は考慮しない。） (10分～30分) アニュラス空気浄化設備を通してファン容量で放出（フィルタの効果を考慮する。） (30分～30日) アニュラス空気浄化設備を通してファン容量の35.5%放出（フィルタの効果を考慮する。）	(0～10分) 同左 (10分～30分) 同左 (30分～30日) 同左	負圧達成時間は10分以内であり、評価上は10分とする。 小容量排気への切り替え時間は30分とする。
再循環系から安全補機室内への漏えい率	4×10^{-3}m³/h	同左	設計値は 4×10^{-3}m³/h 以下である。
再循環開始時間	事故後20分	同左	設計に基づく評価では20分以上である。
再循環水中の放射能量	炉心内よう素蓄積量の0.5%	同左	指針の考え方どおり 〔原子炉格納容器内に放出されたよう素と同量とする。〕

※1 「図8-11 原子炉格納容器からの漏えい率」を参照。

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び結果の相違

大飯発電所3／4号炉

表3．3－5　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（3／5）

解　析　条　件	現行安全解析使用値	影響評価解析使用値	選　定　理　由
アニュラス部の負圧達成までのよう素用フィルタのよう素除去効率 負圧達成後の アニュラス排気風量	(0～2分) アニュラス空気浄化設備を通じて全量放出(フィルタの効果は考慮しない) (2分～30日) アニュラス空気浄化設備を通じてファン容量の20%放出(フィルタの効果を考慮する)	同　左	<現行安全解析> 負圧達成時間は、評価上、設計値(約 1.5 分)を保守的に丸めた値として2分とする。 小容量排気への切換え時間は2分とする。
再循環系から安全補機室内への漏えい率	4×10^{-3} m³/h	同　左	設計値は 4×10^{-3}m³/h 以下である。
再循環開始時間	20分	同　左	設計に基づく評価では20分以上である。
再循環水中の放射能量	炉心内よう素蓄積量の0.5%	同　左	指針どおり 格納容器内に放出されたよう素と同量とする。
再循環水体積	1,600m³	同　左	設計値は1,600m³以上である。
再循環系から安全補機室内に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率	5%	同　左	指針どおり

比較のため前頁再掲

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

表5 「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（つづき）

解析条件	現行の安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由
再循環水体積	1,400m³	同　左	設計値は1,400m³以上である
再循環系から安全補機室内に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率	5%	同　左	指針どおり
安全補機室内でのよう素沈着率	50%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器内核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量評価用の線源	原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量の炉心内蓄積量のうち 希ガス　1% ハロゲン　0.5% その他　0.01%	同　左	原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量を下回らない値
事故の評価期間	30日	同　左	指針の考え方どおり 原子炉格納容器内からの漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間
環境への放射性物質の放出	排気筒放出で評価	同左	排気筒から放出される。
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q） χ／Q：約 4.3×10^{-5}s/m³ D／Q：約 3.1×10^{-19}Gy/Bq	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q） χ／Q：約 3.9×10^{-5}s/m³ D／Q：約 3.1×10^{-19}Gy/Bq	指針どおり
評価項目	現行の安全解析結果	静的機器の単一故障を想定した解析結果	判定
環境に放出されるよう素量 （I-131等価量－小児実効線量係数換算）	約 2.7×10^{11}Bq	約 3.1×10^{11}Bq	核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 ≦5mSv
環境に放出される希ガス量 （γ線エネルギー0.5MeV換算）	約 6.1×10^{13}Bq	約 7.5×10^{13}Bq	
実効線量	約0.23mSv※1，※2	約0.23mSv※1，※2	

※1　方位毎のよう素の吸入摂取による実効線量，希ガスからのγ線による実効線量及び直接・スカイシャイン線量の各々の最大値の合算値
※2　実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による直接線及びスカイシャイン線量（約0.086mSv）を含む。

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び結果の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

表３．３－５　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（４／５）

解析条件	現行安全解析使用値	影響評価解析使用値	選定理由
安全補機室内でのよう素性着率	50%	同　左	指針どおり
アニュラス空気浄化設備のよう素用フィルタのよう素除去効率	95%	同　左	設計上は 95%以上の効率を期待できる。
原子炉格納容器内核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量の線源	原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量の炉心内蓄積量に対する割合 希ガス　1% ハロゲン　0.5% その他　0.01%	同　左	原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量を下回らない値
事故の評価期間	30 日	同　左	指針の考え方どおり 〔原子炉格納容器からの漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間〕
環境への放射性物質の放出	アニュラス部への漏えいについては排気筒放出，アニュラス部以外への漏えいについては地上放出で評価	同　左	アニュラス部への漏えいについては格納容器排気筒，アニュラス部以外への漏えいについては地上から放出される。
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ/Q）および相対線量（D/Q）※1 χ/Q 約 6.7×10⁻⁶ s/m³（排気筒） 約 1.6×10⁻⁵ s/m³（地上） D/Q 約 1.3×10⁻¹⁶ Gy/Bq（排気筒） 約 2.9×10⁻¹⁶ Gy/Bq（地上）	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ/Q）および相対線量（D/Q）※1 χ/Q 約 6.2×10⁻⁶ s/m³（排気筒） 約 1.6×10⁻⁵ s/m³（地上） D/Q 約 1.3×10⁻¹⁶ Gy/Bq（排気筒） 約 3.5×10⁻¹⁶ Gy/Bq（地上）	指針どおり

※1　別紙4「大気拡散に使用する気象条件」参照

女川原子力発電所２号炉

1

泊発電所３号炉

比較のため前頁再掲

表5「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（つづき）

解析条件	現行の安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由
再循環水体積	1,400m³	同　左	設計値は 1,400m³以上である
再循環系から安全補機室内に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率	5%	同　左	指針どおり
安全補機室内でのよう素性着率	50%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の炉心内蓄積量に対する割合 希ガス　1% ハロゲン　0.5% その他　0.01%	同　左	同　左	原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量を下回らない値
事故の評価期間	30 日	同　左	指針の考え方どおり 〔原子炉格納容器内からの漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間〕
環境への放射性物質の放出	排気筒から放出される。	同左	排気筒から放出される。
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ/Q）及び相対線量（D/Q） χ/Q：約 4.3×10⁻⁶ s/m³ D/Q：約 3.1×10⁻¹⁶ Gy/Bq	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ/Q）及び相対線量（D/Q） χ/Q：約 3.9×10⁻⁶ s/m³ D/Q：約 3.1×10⁻¹⁶ Gy/Bq	指針どおり
評価項目	現行の安全解析結果	静的機器の単一故障を想定した解析結果	判定
環境に放出されるよう素量（I-131 等価量－小児実効線量係数換算）	約 2.7×10¹¹ Bq	約 3.1×10¹¹ Bq	核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対して著しい放射線量はくのリスクを与えることはない。
環境に放出される希ガス量（γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 6.1×10¹³ Bq	約 7.5×10¹³ Bq	
実効線量	約 0.23mSv※1，※2	約 0.23mSv※1，※2	≦ 5 mSv

※1　方位毎のよう素の吸入摂取による実効線量，希ガスからのγ線による実効線量及び直接線・スカイシャイン線量の各々の最大値の合算値
※2　実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による直接線及びスカイシャイン線量（約0.086mSv）を含む。

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び結果の相違
・大飯の表にある，アニュラス空気浄化設備のよう素用フィルタのよう素除去効率については，泊は本表５の２枚目に記載。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表３．３－５　「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（５／５）

評価項目	現行安全解析結果	影響評価解析結果	判定
環境に放出されるよう素量(I-131 等価量 -小児実効線量係数換算)	約 2.9×10^{11} Bq	約 3.4×10^{11} Bq	核分裂生成物の放出量は少なく、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 ≦ 5 mSv
環境に放出される希ガス量(γ線エネルギ 0.5 MeV 換算)	約 6.0×10^{13} Bq	約 7.9×10^{13} Bq	
実効線量	約 0.051 mSv※1,※2	約 0.056 mSv※1,※2	

※1　方位毎にとう素の吸入摂取による実効線量，希ガスからのγ線による実効線量及び直接・スカイシャイン線量を合算した値の最大値
※2　実効線量には，格納容器内浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量（現行安全解析：約 0.0098mSv、影響評価：約 0.0083mSv）を含む。

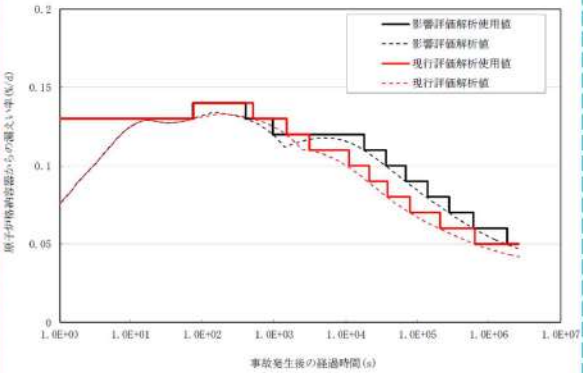
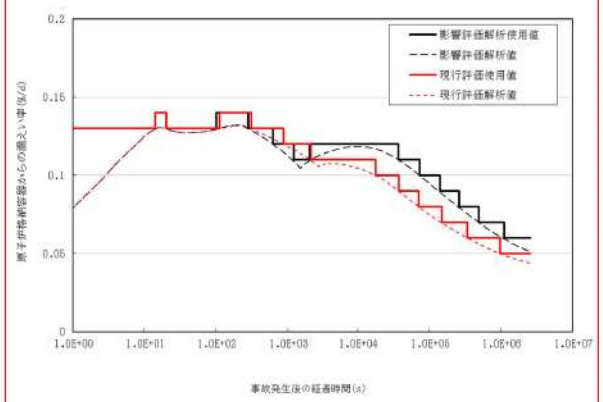
比較のため前頁再掲

表5「原子炉冷却材喪失」の解析条件及び解析結果（つづき）

解析条件	現行の安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析	選定理由
再循環水体積	1,400m^3	同　左	設計値は 1,400m^{3}以上である
再循環系から安全補機室内に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率	5%	同　左	指針どおり
安全補機室内でのよう素沈着率	50%	同　左	指針どおり
原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の炉心内蓄積量のうち 希ガス　1% ハロゲン　5% その他　0.01%		同　左	原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量を下回らない値
事故の評価期間	30 日	同　左	指針の考え方どおり 〔原子炉格納容器内からの漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間〕
環境への放射性物質の放出	排気筒放出で評価	同左	排気筒から放出される。
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q） χ／Q：約 4.3×10^{-5} s/m^3 D／Q：約 3.1×10^{-19}Gy/Bq	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q） χ／Q：約 3.9×10^{-5} s/m^3 D／Q：約 3.1×10^{-19}Gy/Bq	指針どおり
評価項目	現行の安全解析結果	静的機器の単一故障を想定した解析結果	判定
環境に放出されるよう素量 (I-131 等価量－小児実効線量係数換算)	約 2.7×10^{11}Bq	約 3.1×10^{11}Bq	核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 ≦ 5 mSv
環境に放出される希ガス量 (γ線エネルギ－0.5MeV 換算)	約 6.1×10^{13}Bq	約 7.5×10^{13}Bq	
実効線量	約 0.22mSv※1,※2	約 0.23mSv※1,※2	

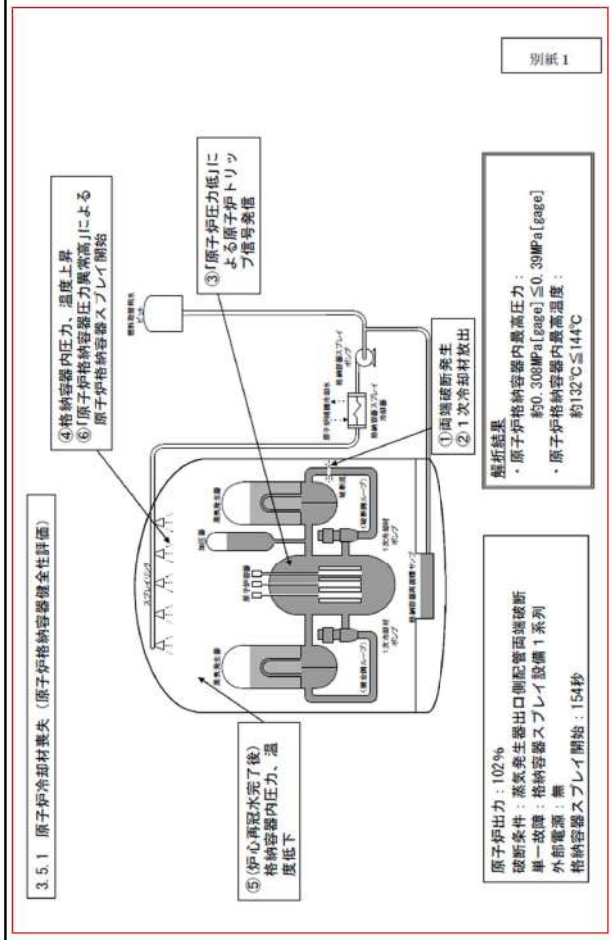
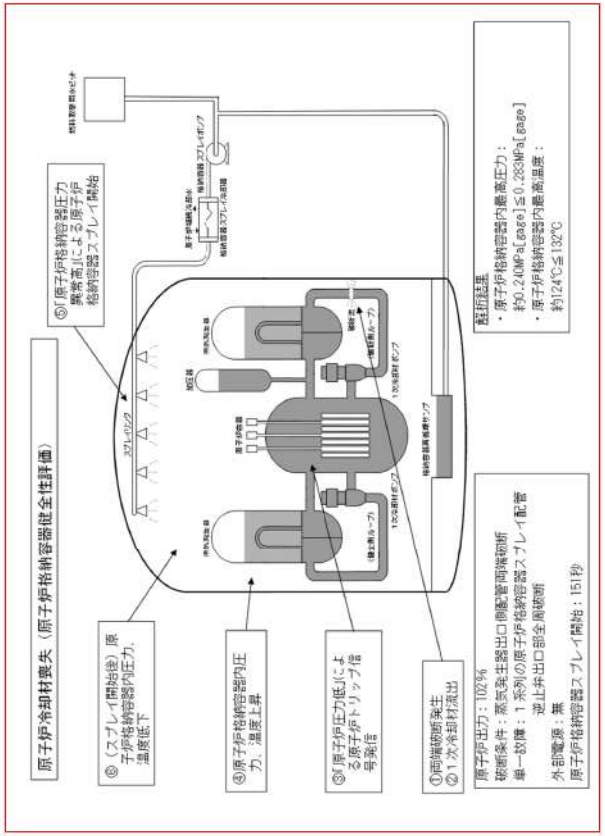
※1　方位毎のよう素の吸入摂取による実効線量，希ガスからのγ線による実効線量及び直接・スカイシャイン線量の各々の最大値の合算値
※2　実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による直接線及びスカイシャイン線量（約0.086mSv）を含む。

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析条件及び結果の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
大飯は別紙３（別添 1-70 頁）から再掲  図３－１原子炉格納容器の漏えい率の時間変化		 図 11　原子炉格納容器からの漏えい率	【大飯】記載箇所の相違 ・表５の２枚目※1で参照するとした，原子炉格納容器漏えい率のグラフを追記．（大飯は別紙３（別添 1-70 頁）に記載） 【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析結果の相違

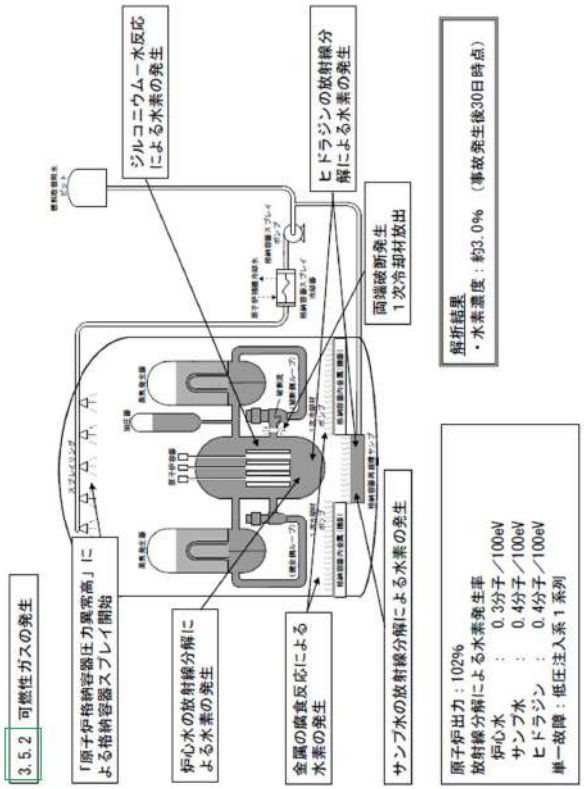
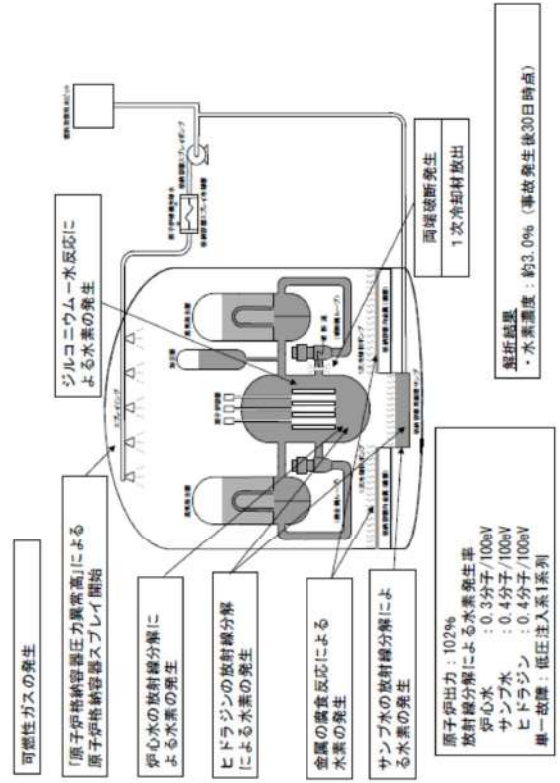
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		別添１ 	【大飯】設計の相違 ・評価内容は同一であり，解析結果の数値がプラント固有のもので相違している。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
別紙２ 可燃性ガスの発生評価において変更した条件 「可燃性ガスの発生」解析は、原子炉冷却材喪失事故時の格納容器の健全性を確認する観点から、水素の発生について評価を行っており、以下の水素発生要因を考慮している。 ・炉心水、格納容器内水の放射線分解 ・ジルコニウム－水反応 ・スプレイに添加されるよう素除去薬品の放射線分解 ・金属腐食反応 このうち、単一故障の想定の変更によって、評価に用いる格納容器内温度の時間変化の影響を受ける「金属腐食反応」について説明する。 （１）金属腐食反応 金属腐食による水素生成源として、アルミニウム及び亜鉛を考慮している。 $Al + 3H_2O \rightarrow Al(OH)_3 + 3/2H_2$ $Zn + 2H_2O \rightarrow Zn(OH)_2 + H_2$ このうち、アルミニウムの腐食による水素濃度は、格納容器内の雰囲気温度に依存する。原子炉冷却材喪失時の格納容器内雰囲気温度の時間変化を図２－１に示す。この雰囲気温度より設定した評価に用いたアルミニウムの腐食率は表２－１となる。	【参照：伊方３号炉（12 条－添１－86p より）】 このうち、現実的な評価条件とした「水の放射線分解」について、以下に説明する。また、単一故障の想定の変更によって、評価に用いる格納容器内温度の時間変化の影響を受ける「金属腐食反応」についてもあわせて説明する。 【参照：伊方３号炉（12 条－添１－86p より）】 水の放射線分解による水素生成割合は、初期の水素生成割合（初期Ｇ値）に比べて、水素の再結合反応により小さくなることが分かっており、ここでは、感度解析として正味の水素生成割合としての実効Ｇ値を使用する。	別添２ 可燃性ガスの発生評価において変更した条件 「可燃性ガスの発生」解析は，原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器の健全性を確認する観点から，水素の発生について評価を行っており，以下の水素発生要因を考慮している。 ・炉心水，原子炉格納容器内水の放射線分解 ・ジルコニウム－水反応 ・スプレイに添加されるよう素除去薬品の放射線分解 ・金属腐食反応 このうち，単一故障の想定の変更によって，評価に用いる原子炉格納容器内温度の時間変化の影響を受ける「金属腐食反応」について説明する。また，現実的な評価条件についてもあわせて説明する。 （１）金属腐食反応 金属腐食による水素生成源として，アルミニウム及び亜鉛を考慮している。 $Al + 3H_2O \rightarrow Al(OH)_3 + 3/2H_2$ $Zn + 2H_2O \rightarrow Zn(OH)_2 + H_2$ このうち原子炉格納容器内のアルミニウム使用量（表面積）として，現行[　]m^2を使用しているが，シビアアクシデント対策有効性評価における水素燃焼の評価条件として採用した現実的な表面積である[　]m^2を使用する。 また，アルミニウムの腐食による水素濃度は，原子炉格納容器内の雰囲気温度に依存する。原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器内雰囲気温度の時間変化を図2-1に示す。この雰囲気温度より設定した評価に用いたアルミニウムの腐食率は表2-1となる。	【大飯】設計の相違 ・泊は原子炉格納容器内のアルミニウム使用量を見直したため追記した。 【伊方】設計の相違 ・評価条件の一つである水素生成割合（Ｇ値）を見直した伊方３号炉の記載を参照した。 【大飯】設計の相違 ・泊は原子炉格納容器内のアルミニウム使用量を見直したための追記。 【伊方】設計の相違 ・評価条件の一つである水素生成割合（Ｇ値）を見直した伊方３号炉の記載を参照した。 【大飯】記載表現の相違（泊は前出のアルミ量変更の文が増えたため）

[　]枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉

表２－１　アルミニウムの腐食率

事故後の時間	現行申請評価	影響評価
0～　86,400 秒		
86,400～　100,000 秒		
100,000～　340,000 秒		
340,000～　1,000,000 秒		
1,000,000 秒以上		

注）86,400 秒まではｐＨ調整前（酸性領域）の値

（２）水素発生要因別の評価結果

水素発生要因別の現行申請評価と影響評価との比較を表 2-2 に示す。

表２－２　評価結果（事故後 30 日時点）

発　生　源	現行申請評価	影響評価
格納容器内水素発生量		
炉心水の分解	約 987 m³	約 987 m³
サンプ水の分解	約 338 m³	約 338m³
ジルコニウム-水反応	約 178 m³	約 178m³
アルミニウムの腐食	約 8.8m³	約 16m³
亜鉛の腐食	約 355m³	約 355 m³
ヒドラジンの分解	約 89m³	約 89 m³
合計発生量	約 1,960 m³	約 1,960m³
格納容器内水素濃度	約 3.01vol％	約 3.02 vol％

注）水素発生量(m³)は、0℃、1atm

※１　格納容器内の雰囲気温度のみを考慮した水素発生量

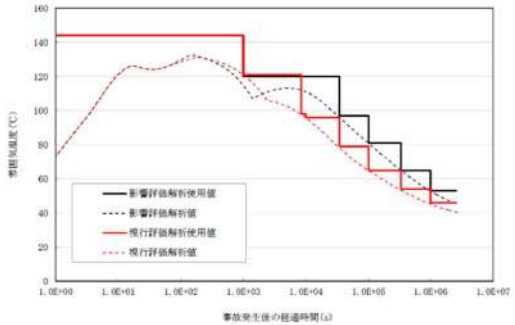


図２－１　影響評価解析に用いた格納容器内温度

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表2-1 アルミニウムの腐食率

事故後の時間	現行安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析
0～　86，400 秒		
86，400～　100，000 秒		
100，000～　340，000 秒		
340，000～　1，000，000 秒		
1，000，000 秒以上		

注）86，400秒まではｐＨ調整前（酸性領域）の値

（２）水素発生要因別の評価結果

水素発生要因別の現行申請評価と影響評価との比較を表 2-2 に示す。

表2-2 評価結果（事故後30日時点）

発生源	現行安全解析	静的機器の単一故障を想定した解析	現行安全解析ベース（アルミニウム使用量見直し）	影響確認
原子炉格納容器内水素発生量				
炉心水の分解	約770m³	約770m³	約770m³	約770m³
サンプ水の分解	約270m³	約270m³	約270m³	約270m³
ジルコニウム－水反応	約150m³	約150m³	約150m³	約150m³
アルミニウムの腐食	約150m³	約24m³	約12m³	約290m³
亜鉛の腐食	約470m³	約470m³	約470m³	約470m³
ヒドラジンの分解	約89m³	約89m³	約89m³	約89m³
合計発生量	約1，900m³	約1，800m³	約1，800m³	約2，000m³
原子炉格納容器内水素濃度	約3．3 vol％	約3．0 vol％	約3．0 vol％	約3．5 vol％

注）水素発生量（m³）は，0℃，1atm

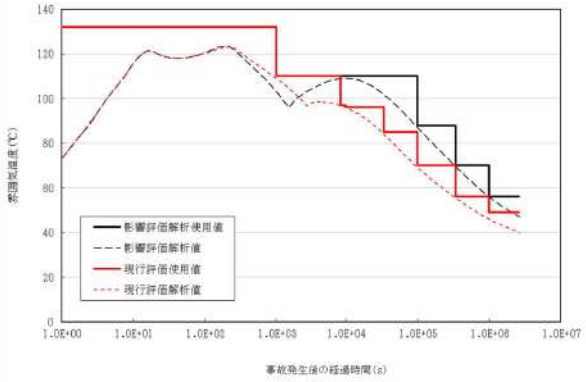


図 2-1 静的機器の単一故障を想定した解析に用いた原子炉格納容器内温度

相違理由

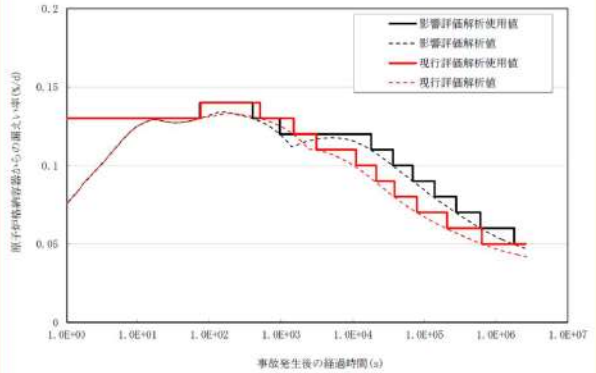
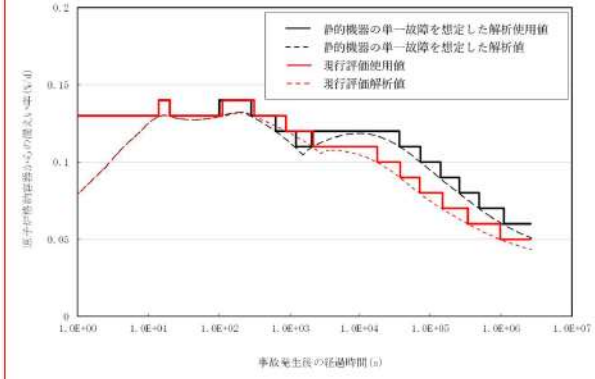
【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析結果の相違

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析結果の相違
・泊は原子炉格納容器内のアルミニウム使用量を見直した評価が増えている。（伊方３号炉においてもＧ値見直しの解析ベースが増えている）

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
別紙３ 原子炉格納容器からの漏えい率 （１）はじめに 原子炉冷却材喪失の評価に使用する原子炉格納容器漏えい率については、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（以下、安全評価指針という。）」（平成2 年8 月30 日原子力安全委員会決定一部改訂平成13 年3 月29 日）に下記の評価条件が示されている。 事故 ；「原子炉格納容器内の圧力に対応した漏えい率」 安全評価に使用した漏えい率は、以下に示す理由により上記安全評価指針の条件を満足しており、十分妥当なものである。 （２）漏えい率の計算方法(1) 原子炉格納容器からの漏えい率は次式で与えられる。 $m = C \cdot \sqrt{\Delta P \cdot \rho}$ $L = \frac{m}{M} = \frac{m}{V \cdot \rho} = C' \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$ ・・・ (1)式 ここで、 m ：原子炉格納容器からの漏えい量（質量流量） ΔP ：原子炉格納容器内外の圧力差 ρ ：原子炉格納容器内気体の平均密度 M ：原子炉格納容器内気体の総質量 V ：原子炉格納容器内の気相部体積 C ：流路面積、流量係数等により決まる定数 C' ：C/V L ：漏えい率(%/d) 設計漏えい率L_dは常温空気，最高使用圧力の0.9倍の圧力において0.1%/dであり、(1)式にこれらの定数を入れると次式で与えられる。 $L_d = C' \sqrt{\frac{\Delta P_d}{\rho_d}}$ ・・・ (2)式 ここでρ_dは設計条件での空気密度であり、空気の状態方程式から次のように求められる。 $P_d = R \cdot \rho_d \cdot T_d$		別添３ 原子炉格納容器からの漏えい率 (1) はじめに 原子炉冷却材喪失の評価に使用する原子炉格納容器漏えい率については，「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（以下，安全評価指針という。）」（平成2 年8 月30 日原子力安全委員会決定一部改訂平成13 年3 月29 日）に下記の評価条件が示されている。 事故 ；「原子炉格納容器内の圧力に対応した漏えい率」 安全評価に使用した漏えい率は，以下に示す理由により上記安全評価指針の条件を満足しており，十分妥当なものである。 (2) 漏えい率の計算方法(1) 原子炉格納容器からの漏えい率は次式で与えられる。 $m = C \cdot \sqrt{\Delta P \cdot \rho}$ $L = \frac{m}{M} = \frac{m}{V \cdot \rho} = C' \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$ ・・・ (1)式 ここで， m ：原子炉格納容器からの漏えい量（質量流量） ΔP ：原子炉格納容器内外の圧力差 ρ ：原子炉格納容器内気体の平均密度 M ：原子炉格納容器内気体の総質量 V ：原子炉格納容器内の気相部体積 C ：流路面積，流量係数等により決まる定数 C' ：$\frac{C}{V}$ L ：漏えい率(%/d) 設計漏えい率L_dは常温空気，最高使用圧力の0.9倍の圧力において0.1%/dであり，(1)式にこれらの定数を入れると次式で与えられる。 $L_d = C' \sqrt{\frac{\Delta P_d}{\rho_d}}$ ・・・ (2)式 ここでρ_dは設計条件での空気密度であり，空気の状態方程式から次のように求められる。 $P_d = R \cdot \rho_d \cdot T_d$	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
$\rho_d = \frac{P_d}{R \cdot T_d}$ ・・・ (3)式 (2)、(3)式により、C'を求めると次式が得られる。 $C' = \frac{L_d}{\sqrt{\Delta P_d / \rho_d}} = L_d \sqrt{\frac{P_d}{R \cdot T_d \cdot \Delta P_d}}$ ・・・ (4)式 事故時の漏えい率は(1)式より、 $L = C' \sqrt{\frac{\Delta P_t}{\rho_t}}$ ・・・ (5)式 となる。ここで、ρ_t、ΔP_tは事故時の原子炉格納容器内雰囲気の密度及び原子炉格納容器内と外気との差圧であり、空気及び水蒸気による成分をａ及びｓで表わすと、 $\rho_t = \rho_a + \rho_s$ $\Delta P_t = P_a + P_s - 0.1013\ (MPa)$ (5)式のC'に(4)式を代入して、漏えい率Lを求める。 $L = L_d \sqrt{\frac{1}{R \cdot T_d} \cdot \frac{\Delta P_t}{\rho_t} \cdot \frac{P_d}{\Delta P_d}}$ ・・・ (6)式 （３）漏えい率の計算結果 原子炉格納容器の圧力は、長期内圧解析（１次冷却材ポンプ吸込側配管完全両端破断、最小安全注入流量）の結果を用いており、漏えい率は、この内圧解析を基に蒸気及び空気の混合雰囲気状態（圧力、温度）を考慮して計算する。 計算結果を図３－１に示す。 （１）「事故時の格納容器漏洩率」 MAPI-1060 改１ 三菱重工業、平成12 年		$\rho_d = \frac{P_d}{R \cdot T_d}$ ・・・ (3)式 (2)，(3)式により，C'を求めると次式が得られる。 $C' = \frac{L_d}{\sqrt{\Delta P_d / \rho_d}} = L_d \sqrt{\frac{P_d}{R \cdot T_d \cdot \Delta P_d}}$ ・・・ (4)式 事故時の漏えい率は(1)式より， $L = C' \sqrt{\frac{\Delta P_t}{\rho_t}}$ ・・・ (5)式 となる。ここで，ρ_t，ΔP_tは事故時の原子炉格納容器内雰囲気の密度及び原子炉格納容器内と外気との差圧であり，空気及び水蒸気による成分をａ及びｓで表わすと， $\rho_t = \rho_a + \rho_s$ $\Delta P_t = P_a + P_s - 0.1013$ (MPa) (5)式のC'に(4)式を代入して，漏えい率Lを求める。 $L = L_d \sqrt{\frac{1}{R \cdot T_d} \cdot \frac{\Delta P_t}{\rho_t} \cdot \frac{P_d}{\Delta P_d}}$ ・・・ (6)式 (3) 漏えい率の計算結果 原子炉格納容器の圧力は，長期内圧解析（１次冷却材ポンプ吸込側配管完全両端破断，最小安全注入流量）の結果を用いており，漏えい率は，この内圧解析を基に蒸気及び空気の混合雰囲気状態（圧力，温度）を考慮して計算する。 計算結果を図3-1 に示す。 (1)「事故時の格納容器漏洩率」 MAPI-1060 改１ 三菱重工業，平成12 年	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３－１原子炉格納容器の漏えい率の時間変化		 図 3-1　原子炉格納容器の漏えい率の時間変化	【大飯】設計の相違 ・プラント固有の解析結果の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
別紙４ 大気拡散に使用する気象条件 （１）相対濃度及び相対線量 事故時に放出される放射性物質が、敷地周辺の公衆に及ぼす影響を評価するに当たって、放射性物質の拡散状態を推定するために必要な気象条件については、現地における出現頻度からみて、これより悪い条件がめったに現れないと言えるものを選ばなければならない。 そこで、線量評価に用いる放射性物質の相対濃度（以下「χ／Ｑ」という。）を、1983年１月から1983 年12 月までの１年間の観測データを使用して求めた。すなわち、(1)式に示すように、風向、風速、大気安定度及び実効放出継続時間を考慮したχ／Ｑを陸側方位について求め、方位別にその値の小さい方から大きい方へ累積度数を求め、年間のデータ数に対する出現頻度（％）で表わすことにする。横軸にχ／Ｑを、縦軸に累積出現頻度をとり、着目方位ごとにχ／Ｑの累積出現頻度分布を描き、この分布から，累積出現頻度が97％に当たるχ／Ｑを方位別に求め、そのうち最大のものを安全解析に使用する相対濃度とする。 ただし、χ／Ｑの計算の着目地点は、各方位とも炉心から最短距離となる敷地等境界外とし、着目地点以遠でχ／Ｑが最大になる場合はそのχ／Ｑを着目地点における当該時刻のχ／Ｑとする。 $\chi/Q = \frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T}(\chi/Q)_i \cdot \delta_i$ ・・・ (1)式 χ/Q ：実効放出継続時間中の相対濃度 (s/m^3) T ：実効放出継続時間 (h) $(\chi/Q)_i$ ：時刻ｉにおける相対濃度 (s/m^3) δ_i ：時刻ｉにおいて風向が当該方位にあるとき $\delta_i = 1$ 時刻ｉにおいて風向が他の方位にあるとき $\delta_i = 0$ ここで、影響評価を行う「原子炉冷却材喪失」での$(\chi/Q)_i$の計算に当たっては、短時間の排気筒放出として、(2)式により行う		別添４ 大気拡散に使用する気象条件 (1) 相対濃度及び相対線量 事故時に放出される放射性物質が，敷地周辺の公衆に及ぼす影響を評価するに当たって，放射性物質の拡散状態を推定するために必要な気象条件については，現地における出現頻度からみて，これより悪い条件がめったに現れないといえるものを選ばなければならない。 そこで，線量評価に用いる放射性物質の相対濃度（以下「χ/Q」という。）を1997年1 月から1997 年12 月までの１年間の観測データを使用して求めた。すなわち，(1)式に示すように，風向，風速，大気安定度及び実効放出継続時間を考慮したχ/Qを陸側方位について求め，方位別にその値の小さい方から大きい方へ累積度数を求め，年間のデータ数に対する出現頻度（％）で表わすことにする。横軸にχ/Qを，縦軸に累積出現頻度をとり，着目方位ごとにχ/Qの累積出現頻度分布を描き，この分布から，累積出現頻度が97％に当たるχ/Qを方位別に求め，そのうち最大のものを安全解析に使用する相対濃度とする。 ただし，χ/Qの計算の着目地点は，各方位とも炉心から最短距離となる敷地境界とし，着目地点以遠でχ/Qが最大になる場合はそのχ/Qを着目地点における当該時刻のχ/Qとする。 $\chi/Q = \frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T}(\chi/Q)_i \cdot \delta_i$ ・・・ (1)式 χ/Q ：実効放出継続時間中の相対濃度 (s/m^3) T ：実効放出継続時間 (h) $(\chi/Q)_i$ ：時刻ｉにおける相対濃度 (s/m^3) δ_i ：時刻ｉにおいて風向が該当方位にあるとき $\delta_i = 1$ 時刻ｉにおいて風向が他の方位にあるとき $\delta_i = 0$ ここで，影響評価を行う「原子炉冷却材喪失」での$(\chi/Q)_i$の計算に当たっては，短時間での排気筒放出として，(2)式により行う。	【大飯】記載表現の相違 【大飯】設計の相違・プラント固有の評価条件の差異 【大飯】設計の相違・評価条件の相違。泊は線量の評価点は敷地境界。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
$(\chi/Q)_i=\frac{2.032}{\sigma_{zi}\cdot U_i\cdot x}\cdot\exp\left(-\frac{H^2}{2\sigma_{zi}^2}\right)$ $2.032=\sqrt{\frac{2}{\pi}}\times\frac{16}{2\pi}$　・・・　(2)式 σ_{zi}　：時刻ｉにおける濃度分布のｚ方向の拡がりのパラメータ　(m) U_i　：時刻ｉにおける風速　(m/s) x　：放出点から着目地点までの距離　(m) H　：放出源の有効高さ　(m) 方位別χ／Ｑの累積出現頻度を求めるとき、静穏の場合には風速を0.5m/s として計算し、その風向は静穏出現前の風向を使用する。 また、放射性雲からのγ線による空気カーマについては、χ／Ｑの代わりに空間濃度分布とγ線による空気カーマ計算モデルを組み合わせた相対線量（以下「Ｄ／Ｑ」という。）を用いて同様に求める。γ線による空気カーマ計算には、以下に示す現行申請添付書類九の(9-7)式を使用する。 $D_\gamma(x',y',0)=K_1\cdot E_\gamma\cdot\mu_a\cdot\int_0^\infty\int_{-\infty}^{\infty}\int_0^\infty\frac{e^{-\mu\cdot r}}{4\pi r^2}\cdot B(\mu\cdot r)\cdot\chi(x,y,z)dxdydz$ $D_\gamma(x',y',0)$　：計算地点$(x',y',0)$におけるγ線による空気カーマ率　$(\mu Gy/h)$ K_1　：空気カーマ率への換算係数　$\left(\frac{dis\cdot m^3\cdot\mu Gy}{MeV\cdot Bq\cdot h}\right)$ E_γ　：γ線の実効エネルギ　(MeV/dis) μ_a　：空気に対するγ線の線エネルギ吸収係数　(m^{-2}) r　：放射性雲中の点(x,y,z)から計算地点$(x',y',0)$までの距離 $r=\sqrt{(x'-x)^2+(y'-y)^2+(0-z)^2}$　(m) μ　：空気に対するγ線の線減衰係数　(m^{-1}) $B(\mu\cdot r)$　：空気に対するγ線の再生係数 $B(\mu\cdot r)=1+\alpha_B\cdot(\mu\cdot r)+\beta_B\cdot(\mu\cdot r)^2+\gamma_B\cdot(\mu\cdot r)^3$ α_B，β_B，γ_Bはγ線のエネルギ別に与えられる。 $\chi(x,y,z)$：放射性雲中の点(x,y,z)における放射性物質の濃度　(Bq/m^3)		$(\chi/Q)_i=\frac{1}{\pi\cdot\sigma_{yi}\cdot\sigma_{zi}\cdot U_i}\cdot\exp\left(-\frac{H^2}{2\sigma_{zi}^2}\right)$　・・・　(2)式 σ_{yi}　：時刻ｉにおける濃度分布のｙ方向の広がりのパラメータ　(m) σ_{zi}　：時刻ｉにおける濃度分布のｚ方向の広がりのパラメータ　(m) U_i　：時刻ｉにおける風速　(m/s) H　：放出源の有効高さ　(m) 方位別χ／Ｑの累積出現頻度を求めるとき，静穏の場合には風速を0.5m/s として計算し，その風向は静穏出現前の風向を使用する。 また，放射性雲からのγ線による空気カーマについては，χ／Ｑの代わりに空間濃度分布とγ線による空気カーマ計算モデルを組み合わせた相対線量（以下「Ｄ／Ｑ」という。）を用いて同様に求める。γ線による空気カーマ計算には，以下に示す現行申請添付書類九の(9-7)式を使用する。 $D_\gamma(x,y,0)=K_1\cdot E_\gamma\cdot\mu_{en}\cdot\int_0^\infty\int_{-\infty}^{\infty}\int_0^\infty\frac{e^{-\mu\cdot r}}{4\pi r^2}\cdot B(\mu\cdot r)\cdot\chi\left(x',y',z'\right)dx'\,dy'\,dz'$ $D_\gamma(x,y,0)$　：計算地点$(x,y,0)$におけるγ線による空気カーマ率　(μGy/h) K_1　：空気カーマ率への換算係数　$\left(\frac{dis\cdot m^3\cdot\mu Gy}{MeV\cdot Bq\cdot h}\right)$ E_γ　：γ線の実効エネルギー　(MeV/dis) μ_{en}　：空気に対するγ線の線エネルギー吸収係数　(m^{-1}) r　：放射性雲中の点$\left(x',y',z'\right)$から計算地点$(x,y,0)$までの距離 $r=\sqrt{\left(x-x'\right)^2+\left(y-y'\right)^2+\left(0-z'\right)^2}$　(m) μ　：空気に対するγ線の線減衰係数　(m^{-1}) $B(\mu\cdot r)$　：空気に対するγ線の再生係数 $B(\mu\cdot r)=1+\alpha\cdot(\mu\cdot r)+\beta\cdot(\mu\cdot r)^2+\gamma\cdot(\mu\cdot r)^3$ $\chi\left(x',y',z'\right)$　：放射性雲中の点$\left(x',y',z'\right)$における放射性物質の濃度　(Bq/m³) ただし，μ_{en}，μ，α，β，γについては，0.5MeV のγ線に対する値を使用。	【大飯】記載表現の相違 ・記載の充実

大飯発電所３／４号炉

実効放出継続時間としては、「（２）実効放出継続時間」で説明するとおり、よう素及び希ガスのそれぞれ事故期間中の全放出量を１時間当たりの最大放出量で除して求めた表4-1に示す値を用いる。

事故時の線量評価に用いるχ/Q及びD/Qは、陸側方位のうち、よう素の吸入摂取による実効線量、希ガスからのγ線による実効線量及び直接・スカイシャイン線量を合算した値の線量が最大となる方位の値を使用する。

表４－１　事故時の方位別χ／Q、D／Q

χ／Q、D／Q	現行安全解析				影響評価解析			
	χ／Q（s／m³）		D／Q（Gy／Bq）		χ／Q（s／m³）		D／Q（Gy／Bq）	
実効放出継続時間	9時間		22時間		10時間		17時間	
放出高さ／着目方位	排気筒放出分	地上放出分	排気筒放出分	地上放出分	排気筒放出分	地上放出分	排気筒放出分	地上放出分
ＳＳＷ	6.7×10^{-6}	1.6×10^{-5}	1.3×10^{-19}	2.9×10^{-19}	6.2×10^{-6}	1.6×10^{-5}	1.3×10^{-19}	3.5×10^{-19}

（２）実効放出継続時間

安全評価における線量評価に使用する実効放出継続時間の定義は、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」において、「実効放出継続時間（Ｔ）は、想定事故の種類によって放出率に変化があるので放出モードを考慮して適切に定めなければならないが、事故期間中の放射性物質の全放出量を１時間当りの最大放出量で除した値を用いることもひとつの方法である。」としており、同様の方法で、実効放出継続時間を求めている。この際、得られた数値については、安全側に端数を切り捨てて１時間単位の値に丸めたものを実効放出継続時間として使用している。

影響評価解析では、添付資料３「原子炉格納容器からの漏えい率」に示すとおり、原子炉格納容器からの漏えい率が変更となることから、線量評価に使用する実効放出継続時間が変更となる。

放出量及び実効放出継続時間の比較を表４－２に示す。

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

実効放出継続時間としては，「(2) 実効放出継続時間」で説明するとおり，よう素及び希ガスのそれぞれ事故期間中の全放出量を1 時間当たりの最大放出量で除して求めた表4-1 に示す値を用いる。

事故時の線量評価に用いるχ/Q及びD/Qは，陸側方位のうち，よう素の吸入摂取による実効線量，希ガスからのγ線による実効線量のそれぞれが最大となる方位の値を使用する。

表 4-1 事故時の方位別χ／Q、D／Q

χ／Q，D／Q	現行安全解析		静的機器の単一故障を想定した解析	
	χ／Q（s／m³）	D／Q（Gy／Bq）	χ／Q（s／m³）	D／Q（Gy／Bq）
実効放出継続時間	3 時間	11 時間	4 時間	11 時間
放出高さ／着目方位	排気筒放出		排気筒放出	
ＳＥ	4.3×10^{-5}	3.1×10^{-19}	3.9×10^{-5}	3.1×10^{-19}

(2) 実効放出継続時間

安全評価における線量評価に使用する実効放出継続時間の定義は，「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」において，「実効放出継続時間（Ｔ）は，想定事故の種類によって放出率に変化があるので放出モードを考慮して適切に定めなければならないが，事故期間中の放射性物質の全放出量を１時間当たりの最大放出量で除した値を用いることもひとつの方法である。」としており，同様の方法で，実効放出継続時間を求めている。この際，得られた数値については，安全側に端数を切り捨てて１時間単位の値に丸めたものを実効放出継続時間として使用している。

影響評価解析では，別添３「原子炉格納容器からの漏えい率」に示すとおり，原子炉格納容器からの漏えい率が変更となることから，線量評価に使用する実効放出継続時間が変更となる。

放出量及び実効放出継続時間の比較を表 4-2 に示す。

相違理由

【大飯】設計の相違・被ばく経路及びプラント固有の解析結果の相違の相違（表 4-1 含む）。泊３号においては，外部遮へいトップドーム部の遮蔽厚が薄いため，スカイシャイン線の影響を別途計算する必要がある。対して大飯３／４号においては，トップドーム部の遮蔽が十分厚いため，スカイシャイン線は直接線のビルドアップに含まれる形で計算される。

大飯発電所３／４号炉

表４－２　放出量及び実効放出継続時間

項目	現行安全解析			影響評価解析		
	全放出量（Ｂｑ）	１時間あたりの最大放出量（Ｂｑ）	実効放出継続時間（ｈ）	全放出量（Ｂｑ）	１時間あたりの最大放出量（Ｂｑ）	実効放出継続時間（ｈ）
よう素（Ｉ－131 等価量－小児実効線量係数換算）	2.95×10^{11}	3.15×10^{10}	9	3.42×10^{11}	3.20×10^{10}	10
希ガス（γ線エネルギ 0.5MeV 換算）	6.00×10^{13}	2.72×10^{12}	22	7.86×10^{13}	4.44×10^{12}	17

注）（実効放出継続時間）＝（全放出量）／（１時間あたりの最大放出量）

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

表 4-2 放出量及び実効放出継続時間

項目	現行安全解析			静的機器の単一故障を想定した解析		
	全放出量（Ｂｑ）	１時間当たりの最大放出量（Ｂｑ）	実効放出継続時間（ｈ）	全放出量（Ｂｑ）	１時間当たりの最大放出量（Ｂｑ）	実効放出継続時間（ｈ）
よう素（Ｉ－131 等価量－小児実効線量係数換算）	約 2.7×10^{11}（2.68×10^{11}）	約 7.1×10^{10}（7.01×10^{10}）	3	約 3.1×10^{11}（3.10×10^{11}）	約 7.1×10^{10}（7.01×10^{10}）	4
希ガス（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）	約 6.1×10^{13}（6.07×10^{13}）	約 5.2×10^{12}（5.16×10^{12}）	11	約 7.5×10^{13}（7.48×10^{13}）	約 6.4×10^{12}（6.38×10^{12}）	11

注）（実効放出継続時間）＝（全放出量）／（１時間当たりの最大放出量）

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の解析結果の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		別紙１－13	【女川】 記載内容の相違 ・記載充実（大飯参照）
４．事故時に１次冷却材をサンプリングする設備について		事故時に１次冷却材をサンプリングする設備について	
事故時に１次冷却材をサンプリングする設備の代替性評価において想定する設計基準事故である原子炉冷却材喪失事故（大破断ＬＯＣＡ）においては、事象発生後に安全注入信号、格納容器（ＣＶ）隔離信号の発信等により、ＣＶ隔離弁は閉止され、ＣＶバウンダリが維持されることにより、ＣＶ内の再循環水（ほう酸水）の希釈源となる純水等がＣＶ外より新たに供給されることはない。したがって、再循環水のほう素濃度が希釈されることはないと考えている。		事故時に１次冷却材をサンプリングする設備の代替性評価において想定する設計基準事故である原子炉冷却材喪失事故（大破断ＬＯＣＡ）においては，事象発生後に非常用炉心冷却設備作動信号，原子炉格納容器隔離信号の発信等により，格納容器隔離弁は閉止され，原子炉格納容器バウンダリが維持されることにより，原子炉格納容器内の再循環水（ほう酸水）の希釈源となる純水等が原子炉格納容器外より新たに供給されることはない。したがって，再循環水のほう素濃度が希釈されることはないと考えている。	【大飯】 記載表現の相違 ・本資料は，大飯では，別添資料１の４に記載の内容であり，泊では，別紙１－13とした。（補足説明に関する部分は，女川と同様に別紙とした） 設備名称の相違（略語記載の適正化。以下同様）
しかしながら、ＣＶ内には純水を内部に保有する配管、タンク等の機器のうち、耐震Ｓクラス設計でないものが複数あり、事故後長期間において地震の重畳を仮定した場合、それらの損壊により内部保有水が流出、再循環水に混入し、ほう素濃度を希釈するおそれがある。		しかしながら，原子炉格納容器内には純水を内部に保有する配管，タンク等の機器のうち，耐震Ｓクラス設計でないものが複数あり，事故後長期間において地震の重畳を仮定した場合，それらの損壊により内部保有水が流出，再循環水に混入し，ほう素濃度を希釈するおそれがある。	
そこで、以下では、事故後長期間に地震が重畳すると仮定し、耐震Ｂ・Ｃクラスの機器が損壊した場合であっても、再循環水のほう素濃度は未臨界維持に必用なほう素濃度以上を確保でき、再循環サンプ水位計を用いた代替性評価に影響のないことを確認する。具体的には、現状評価におけるほう素濃度1,864ppm の再循環水に混入してもよい希釈水の許容量（未臨界ほう素濃度に至るまで）と、地震時損壊を仮定する機器の純水の総保有量を比較し、後者の方が小さいことを確認する。		そこで，以下では，事故後長期間に地震が重畳すると仮定し，耐震Ｂ・Ｃクラスの機器が損壊した場合であっても，再循環水のほう素濃度は未臨界維持に必要なほう素濃度以上を確保でき，格納容器再循環サンプ水位計を用いた代替性評価に影響のないことを確認する。具体的には，現状評価におけるほう素濃度2,363ppm の再循環水に混入してもよい希釈水の許容量（未臨界ほう素濃度に至るまで）と，地震時損壊を仮定する機器の純水の総保有量を比較し，後者の方が小さいことを確認する。	【大飯】 記載表現の相違 【大飯】 設計の相違 ・プラント固有の再循環水のほう素濃度の相違
（１）希釈水の許容量 現状評価のほう素濃度に混入してもよい希釈水（ほう素濃度0ppm）の許容量を図１の考え方で算出すると、表１の通りとなる。なお、ここでは保守的に、希釈水が流入した分だけ燃料取替用水ピット水が減少すると仮定している。		（１）希釈水の許容量 現状評価のほう素濃度に混入してもよい希釈水（ほう素濃度0ppm）の許容量を図１の考え方で算出すると，表１のとおりとなる。なお，ここでは保守的に，希釈水が流入した分だけ燃料取替用水ピット水が減少すると仮定している。	【大飯】 記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉

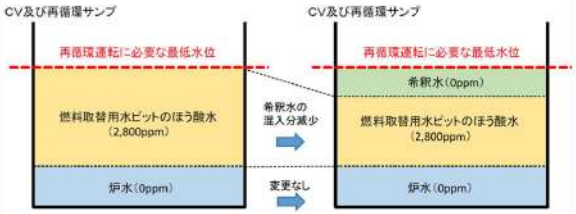


図１　再循環水の希釈水の許容量の考え方

表１　再循環水の希釈水許容量の算出結果

現状評価の再循環水のほう素濃度	未臨界維持に必要なほう素濃度	希釈水許容量
1,864ppm	1,700ppm	[redacted]

（２）希釈源となる機器保有水量

耐震Ｓクラス以外のＣＶ内機器の各保有水量は表２の通りであり、合計 54.6m³ となるため、希釈水許容量の[redacted]を下回る。

表２　希釈源となるＣＶ内機器の保有水量

希釈源となるＣＶ内機器	耐震クラス	保有水量	備考
加圧器逃がしタンク	B	[redacted]	
余剰抽出冷却器（胴側）	C		
ＣＶ冷却材ドレンタンク	B		
ＣＶサンプ	－		
再循環ユニット	C（S）		実力耐震Ｓクラスチェック済より除外
ＣＲＤＭ冷却ユニット	C		
ＲＣＰサーマルバリア	C		
ＣＣＷ配管等	C		
合計（m³）	－		[redacted]

（３）まとめ

上記の通り、耐震Ｓクラス以外の機器が損壊し、その保有水が再循環水へ混入し希釈されたとしても、再循環水のほう素濃度は未臨界ほう素濃度を下回ることはないことから、現状の「ＣＶ再循環サンプ水位が再循環運転に必要な最低水位以上であれば、原子炉が未臨界であることを確認できる」という評価結果に影響はない。

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

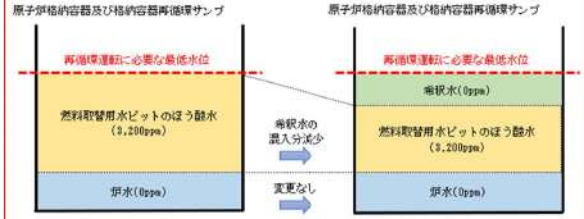


図１　再循環水の希釈水の許容量の考え方

表１　再循環水の希釈水許容量の算出結果

現状評価の再循環水のほう素濃度	未臨界維持に必要なほう素濃度	希釈水許容量
2,363ppm	1,800ppm	[redacted]

（２）希釈源となる機器保有水量

耐震Ｓクラス以外の原子炉格納容器内機器の各保有水量は表２のとおりであり，合計[redacted]となるため，希釈水許容量の[redacted]を下回る。

表２　希釈源となる原子炉格納容器内機器の保有水量

希釈源となる原子炉格納容器内機器	耐震クラス	保有水量	備考
加圧器逃がしタンク	B	[redacted]	
余剰抽出冷却器（胴側）	C		
格納容器冷却材ドレンタンク	B		
１次冷却材パージ水ヘッドタンク	B		
格納容器サンプ	－		
格納容器再循環ユニット	C		C,D格納容器再循環ユニットは実力耐震Ｓクラスチェック済より除外
制御棒駆動装置冷却ユニット	C		
１次冷却材ポンプ冷却器及び機内配管	C		
その他関連配管	C		
合計（m³）	－		[redacted]

（３）まとめ

上記のとおり，耐震Ｓクラス以外の機器が損壊し，その保有水が再循環水へ混入し希釈されたとしても，再循環水のほう素濃度は未臨界ほう素濃度を下回ることはないことから，現状の「格納容器再循環サンプ水位が再循環運転に必要な最低水位以上であれば，原子炉が未臨界であることを確認できる」という評価結果に影響はない。

相違理由

【大飯】設計の相違
・プラント固有の原子炉格納容器内機器保有水量と希釈水量の相違

【大飯】設計の相違
・プラント固有の原子炉格納容器内機器保有水量と希釈水量の相違
・C,D格納容器再循環ユニットのみ重大事故等対処設備のためＳクラスチェックにより除外
【大飯】
記載表現の相違

【大飯】
記載表現の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		本資料は大飯３号炉と女川２号炉には添付されていないため，伊方３号炉と比較する。 （原子炉格納容器スプレイ設備の影響評価解析における設置許可添付書類十への扱いの整理）
	別紙１－１４	【伊方】記載表現の相違 ・記載箇所と設備名称の相違 （以下同様）
（４）格納容器スプレイ系統の単一故障の評価に係る記載	原子炉格納容器スプレイ設備の単一故障の評価に係る記載	
平成２７年２月５日の審査会合において、「格納容器スプレイ系統における単一故障についての影響評価解析において、解析条件を変更していることを踏まえて、設置変更許可申請書添付書類十の評価としての扱いを整理すること。」との指摘事項に対して、	原子炉格納容器スプレイ設備における単一故障についての影響評価解析において，解析条件を変更していることを踏まえて，設置変更許可申請書添付書類十の評価における扱いを整理した。	【伊方】記載表現の相違。
「現行安全解析に対して同程度の結果となった静的機器の単一故障を仮定した影響評価解析については以下の条件とし、設置変更許可申請書の現行安全解析の記載箇所において、必要に応じ併記することとする。	現行安全解析に対して同程度の結果となった静的機器の単一故障を仮定した影響評価解析については以下の条件とし，設置変更許可申請書の現行安全解析の記載箇所において，必要に応じ併記することとする。	【伊方】記載表現の相違。 （以下同様）
➢ 動的機器の単一故障を仮定した現行安全解析と同等の保守性とするため、単一故障想定の違いに伴って変更となる解析条件以外については、現行安全解析条件のとおりとする。	○ 動的機器の単一故障を仮定した現行安全解析と同等の保守性とするため，単一故障想定の違いに伴って変更となる解析条件以外については，現行安全解析条件のとおりとする。	
➢ ただし、「可燃性ガスの発生」については、現行安全解析についても、放射線分解により発生する水素ガスの生成割合（Ｇ値）を重大事故等対策の有効性評価で使用している条件に合わせて見直す。」	○ ただし，「可燃性ガスの発生」については，現行安全解析についても，水素発生源のうち金属の腐食反応（原子炉格納容器内のアルミニウム使用量）の条件を重大事故等対策の有効性評価で使用している条件に合わせて見直す。	【伊方】設計方針の相違 ・可燃性ガス評価において，泊は原子炉格納容器内のアルミニウム量の変更を行い，伊方はＧ値（水素生成割合）の変更を行った。
と回答した。		
評価についての詳細を表３２に示す。	評価について詳細を表１に示す。	【伊方】記載表現の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

表３２　格納容器スプレイ系統の単一故障の評価に係る記載（変更箇所の抜粋）

従来記載（立地評価の削除を除く）・届出	変更案	相違理由
	【記載の方針】 ◆位置、構造及び設備に関する説明 原子炉格納容器スプレイ設備のうちスプレイリングは単一設計であるが、安全機能に最も影響を与える単一故障を仮定しても、安全機能を達成できる設計とする旨を記載する。 ◆設計基準事故の評価及び結果に関する説明 解析条件として、従来の動的機器の単一故障を基本とし、静的機器の単一故障を併記する。 評価結果は、従来の単一故障想定の記載とする。なお、環境への放射性物質の異常な放出については、原子炉冷却材喪失の静的機器の単一故障を仮定した場合の敷地等境界外における実効線量は約 0.50mSv であり、既許可の最大値である蒸気発生器の約 0.50mSv を超えない。 可燃性ガス評価は、従来からの設計基準事故についてもSA有効性評価に合わせG値を変更する。そのため、解析条件及び評価結果の記載を見直す。 ◆安全設計に関する説明： 従来の動的機器の単一故障のほか静的機器の単一故障として配管1箇所の全周破断を仮定すること、また、静的機器の単一故障を仮定した場合でも、動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の安全機能を達成できるよう逆止弁を設置する旨を記載する。 ◆事故の種類，程度，影響等に関する説明： 解析条件として、従来の動的機器の単一故障を基本とし、静的機器の単一故障を併記する。 結論は、静的機器の単一故障の場合の評価結果の数値を併記する。 ◆安全解析に使用する気象条件： 静的機器の単一故障の場合の評価に用いる相対濃度及び相対線量を脚注において補足する。	【伊方】設計方針の相違 ・可燃性ガス評価において，泊は原子炉格納容器内のアルミニウム量の変更を行い，伊方はG値（水素生成割合）の変更を行った。 ・泊の環境への放射性物質の異常な放出については，本資料13pに記載のとおり既許可の実効線量である0.23mSvと同程度である。これは結果であるためここの方針には記載していない。

表１　原子炉格納容器スプレイ設備の単一故障の評価に係る記載（変更箇所の抜粋）

従来記載・届出	変更案	相違理由
	【記載の方針】 ○ 位置，構造及び設備に関する説明 原子炉格納容器スプレイ設備のうちスプレイリングは単一設計とするが，安全機能に最も影響を与える単一故障を仮定しても，安全機能を達成できる設計とする旨を記載する。 ○ 設計基準事故の評価及び結果に関する説明 解析条件として，従来の動的機器の単一故障を基本とし，静的機器の単一故障を併記する。 評価結果は，従来の単一故障想定の記載とする。 可燃性ガス評価は，従来からの設計基準事故についてもSA有効性評価に合わせ水素発生源のうち金属の腐食反応（原子炉格納容器内のアルミニウム量）を変更する。そのため，解析条件及び解析結果の記載を見直す。 ○ 安全設計に関する説明 従来の動的機器の単一故障のほか静的機器の単一故障として配管１箇所の全周破断を仮定すること。また，静的機器の単一故障を仮定した場合でも，動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の安全機能を達成できるよう，逆止弁を設置する旨を記載する。 ○ 事故の種類，程度，影響などに関する説明 解析条件として，従来の動的機器の単一故障を基本とし，静的機器の単一故障を併記する。 結論は，静的機器の単一故障の場合の評価結果の数値を併記する。 ○ 安全解析に使用する気象条件 静的機器の単一故障の場合の評価に用いる相対濃度及び相対線量を脚注において補足する。	

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＋＋＋＋＋＋＋　以下、位置、構造及び設備に関する説明　＋＋＋＋＋＋＋ 五　発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備	以下の赤字部が従来記載からの変更箇所を示す。 ＋＋＋＋＋＋＋＋　以下、位置、構造及び設備に関する説明　＋＋＋＋＋＋＋＋ 五　発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備	
ロ　発電用原子炉施設の一般構造 （３）その他の主要な構造 ――――――――	ロ　発電用原子炉施設の一般構造 （３）その他の主要な構造 （ｉ）本発電用原子炉施設は、（１）耐震構造、（２）耐津波構造に加え、以下の基本的方針のもとに安全設計を行う。 ａ．　設計基準対象施設 （ｇ）安全施設 （ｇ-1）安全施設は、その安全機能の重要度に応じて、十分高い信頼性を確保し、かつ維持し得る設計とする。このうち、安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する系統は、原則、多重性又は多様性及び独立性を備える設計とするとともに、当該系統を構成する機器に短期間では動的機器の単一故障、又は長期間では動的機器の単一故障若しくは想定される静的機器の単一故障のいずれかが生じた場合であって、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能を達成できる設計とする。 ・・・　（略）　・・・ 原子炉格納容器スプレイ設備のうちスプレイリングについては単一設計とするが、安全機能に最も影響を与える単一故障を仮定しても、原子炉格納容器の冷却機能を達成できる設計とする。	

従来記載・届出	変更案	相違理由
＋＋＋＋＋　以下，位置，構造及び設備に関する説明　＋＋＋＋ 五、原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備 ３号炉 ロ．発電用原子炉施設の一般構造 （ﾛ）　その他の主要な構造 (3) 原子炉施設は，その安全機能の重要度に応じて，十分高い信頼性を確保し，かつ維持し得るように設計する。また，このうち，重要度の特に高い系統は，多重性又は多様性及び独立性を備えるように設計するとともに，外部電源が利用できない場合においても，その系統の安全機能が達成できるように設計する。	＋＋＋＋＋　以下，位置，構造及び設備に関する説明　＋＋＋＋ 五、原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備 ３号炉 ロ．発電用原子炉施設の一般構造 (3) その他の主要な構造 （ｉ）本発電用原子炉施設は，(1)耐震構造，(2)耐津波構造に加え，以下の基本的方針のもとに安全設計を行う。 ａ．設計基準対象施設 (g) 安全施設 (g-1)安全施設は，その安全機能の重要度に応じて，十分高い信頼性を確保し，かつ，維持し得る設計とする。このうち，安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する系統は，原則，多重性又は多様性及び独立性を備える設計とするとともに，当該系統を構成する機器に短期間では動的機器の単一故障，長期間では動的機器の単一故障若しくは想定される静的機器の単一故障のいずれかが生じた場合であって，外部電源が利用できない場合においても，その系統の安全機能を達成できる設計とする。 ・・・(略)・・・ 重要度が特に高い安全機能を有する系統において，設計基準事故が発生した場合に長期間にわたって機能が要求される静的機器のうち，単一設計とする以下の機器については，単一故障を仮定した場合においても安全機能を達成できる設計とする。 ・原子炉格納容器スプレイ設備のスプレイリング	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは敢えて比較しない。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
++++++++++　以下、安全設計に関する説明　++++++++++ 1．安全設計 1.2　「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に対する適合 指針８．　系統の単一故障 安全上重要な系統は、本指針に規定された条件のもとで事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても、また、事故後の長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても、所定の安全機能を果たし得るように、原則として独立な２系統を設け、系統相互間は離隔距離をとるか、必要に応じて障壁を設ける等により物理的に分離する設計とする。また、独立な２系統を設けていない設備の場合にも動的機器に多重性を持たせる等によりその安全機能を失うことのない設計とする。	++++++++++　以下、安全設計に関する説明　++++++++++ 1．安全設計 1.12　原子炉設置変更許可申請に係る安全設計の方針 （安全施設） ２ について 安全機能を有する系統のうち、重要度が特に高い安全機能を有する系統については、当該系統を構成する機械又は器具の構造、動作原理、果たすべき安全機能の性質等を考慮し、原則として多重性のある独立した系列又は多様性のある独立した系列を設け、各系列又は各系列相互間は、離隔距離を取るか必要に応じ障壁を設ける等により、物理的に分離するとともに、当該系統を構成する機器に短期間では動的機器の単一故障、又は長期間では動的機器の単一故障若しくは想定される静的機器の単一故障のいずれかが生じた場合であって、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能を達成できる設計とする。 ・・・　（略）　・・・ 単一設計とするスプレイリングを有する原子炉格納容器スプレイ設備については、安全機能に最も影響を与える単一故障を仮定しても、原子炉格納容器の冷却機能を達成できる設計とする。動的機器の単一故障として原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動又はディーゼル発電機１台の不作動を、静的機器の単一故障として配管１箇所の全周破断を仮定し、静的機器の単一故障を仮定した場合でも、動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の原子炉格納容器の冷却機能を達成できるよう、スプレイ流量を確保するための逆止弁を設置する。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは敢えて比較しない。
++++++++++　以下，安全設計に関する説明　++++++++++ 1．　安全設計 1.2「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に対する適合 指針９．　信頼性に関する設計上の考慮 2.について 重要度の特に高い安全機能を有する系統については，その構造，動作原理，果たすべき安全機能の性質等を考慮し，原則として多重性のある独立した又は多様性のある独立した系を設け，各系列又は各系相互間は，隔離距離を取るか必要に応じ障壁を設ける等により，物	++++++++++　以下，安全設計に関する説明　++++++++++ 1．安全設計 1.13 原子炉設置変更許可申請に係る安全設計の方針 1.13.3 原子炉設置変更許可申請（平成25年７月８日申請）に係る安全設計の方針 1.13.3.1　「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則（平成25年７月８日施行）」に対する適合 第十二条　安全施設 ２ について 重要度が特に高い安全機能を有する系統については，その構造，動作原理，果たすべき安全機能の性質等を考慮し，原則として多重性のある独立した系統又は多様性のある独立した系統を設け，想定される動的機器の単一故障又は長期間の使用が想定される静的機器	
従来記載・届出	変更案	
理的に分離し，想定される単一故障を仮定しても所定の安全機能を達成できる設計とする，ただし，静的機器については，その故障が安全上支障のない時間内に除去又は修復できる場合，又はその故障の発生確率が十分低い場合には，必ずしも多重性又は多様性及び独立性を備えた設計としない。	の単一故障を仮定しても所定の安全機能が達成できる設計とする。 ・・・（略）・・・ 重要度が特に高い安全機能を有する系統において，設計基準事故が発生した場合に長期間にわたって機能が要求される静的機器のうち，単一設計とするスプレイリングについては，想定される最も過酷な単一故障の条件として，配管１箇所の全周破断を想定した場合においても，原子炉格納容器の冷却機能を達成できる設計とする。ここで，動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の原子炉格納容器の冷却機能を達成できるよう，スプレイ流量を確保するための逆止弁を設置する。	

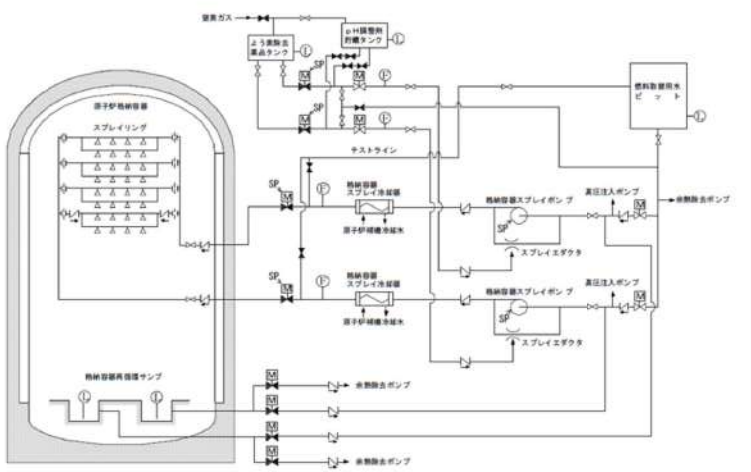
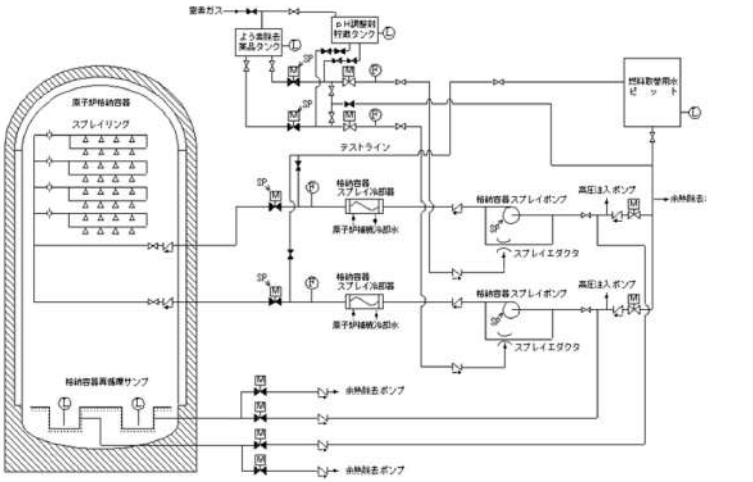
伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5．工学的安全施設 5.4　原子炉格納容器スプレイ設備 5.4.2　設計方針 (3) 単一故障 原子炉格納容器スプレイ設備は、事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても、また、事故後の長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても、当該設備に要求される安全機能を達成できる設計とする。 単一故障に関連していう事故後の短期間とは、原則として事故発生後あるいは原子炉停止後２４時間の運転期間を、また、事故後の長期間とは、その後の運転期間をいうものとするが、１次冷却材喪失事故を想定する場合、原子炉格納容器スプレイ設備については、事故後の短期間は１次冷却材喪失事故発生から注入モード終了までの運転期間、また、事故後の長期間は再循環モード以降の運転期間とする。	9．原子炉格納施設 9.2　原子炉格納容器スプレイ設備 9.2.2　設計方針 (3) 単一故障 原子炉格納容器スプレイ設備は、事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても、又は事故後の長期間では動的機器の単一故障若しくは想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても、当該設備に要求される安全機能が達成できる設計とする。 単一故障に関連していう事故後の短期間とは、原則として事故発生後あるいは原子炉停止後24時間の運転期間とし、また、事故後の長期間とは、その後の運転期間とするが、１次冷却材喪失事故を想定する場合、原子炉格納容器スプレイ設備については、事故後の短期間は１次冷却材喪失事故発生から注入モード終了までの運転期間、また、事故後の長期間は再循環モード以降の運転期間とする。 単一設計とするスプレイリングについては、当該設備に要求される安全機能に最も影響を与えると考えられる静的機器の単一故障を再循環モード切替後に仮定した場合でも、動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の原子炉格納容器の冷却機能が達成できるよう、スプレイ流量を確保するための逆止弁を設置する。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは敢えて比較しない。
5．原子炉格納施設 5．２原子炉格納容器スプレイ設備 5.2.1 概　要 原子炉格納容器スプレイ設備は，格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器，よう素除去薬品タンク，ｐＨ調整剤貯蔵タンク，配管，弁等で構成し，原子炉冷却材喪失時には，ヒドラジンを含むほう酸水を原子炉格納容器内にスプレイする。 原子炉格納容器スプレイ設備系統概要図を第5.2.1図に示す。 原子炉格納容器スプレイ設備は，原子炉冷却材喪失時に以下に示す機能を果たす。 (1)　原子炉格納容器内の圧力ピークを最高使用圧力以下に保ち，再び大気圧程度に減圧する。 (2)　原子炉格納容器内雰囲気中の放射性よう素を除去する。 5.2.2 設計方針 (3) 多重性及び独立性 原子炉格納容器スプレイ設備は２系列で構成し，各系統ごとに独立のディーゼル発電機に接続する等，構成する機器の単一故障の仮定に加え外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できるように，多重性及び独立性を備えた設計とする。 原子炉格納容器スプレイ設備は，事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても，また，事故後の長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても，所定の安全機能を果たし得るように多重性及び独立性を有する設計とする。 単一故障に関連していう事故後の短期間とは，原則として事故発生後あるいは原子炉停止後２４時間の運転時間を，また，事故後の長期間とは，その後の運転期間をいうものとするが，原子炉冷却材喪失を想定する場合，原子炉格納容器スプレイ設備については，事故後の短期間は原子炉冷却材喪失発生から注入モード終了までの運転期間，また，事故後の長期間は再循環モード以降の運転期間とする。	9．原子炉格納施設 9．２原子炉格納容器スプレイ設備 9.2.1 概　要 原子炉格納容器スプレイ設備は，格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器，よう素除去薬品タンク，ｐＨ調整剤貯蔵タンク，配管，弁等で構成し，原子炉冷却材喪失時には，ヒドラジンを含むほう酸水を原子炉格納容器内にスプレイする。 原子炉格納容器スプレイ設備系統概要図を第9.2.1図に示す。 原子炉格納容器スプレイ設備は，原子炉冷却材喪失時に以下に示す機能を果たす。 (1)　原子炉格納容器内の圧力ピークを最高使用圧力以下に保ち，再び大気圧程度に減圧する。 (2)　原子炉格納容器内雰囲気中の放射性よう素を除去する。 9.2.2 設計方針 (3) 多重性及び独立性 原子炉格納容器スプレイ設備は２系統で構成し，各系統ごとに独立のディーゼル発電機に接続する等，構成する機器の単一故障の仮定に加え外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できるように，多重性及び独立性を備えた設計とする。 原子炉格納容器スプレイ設備は，事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても，また，事故後の長期間では動的機器の単一故障又は静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても，所定の安全機能を果たし得るように多重性及び独立性を有する設計とする。 単一故障に関連していう事故後の短期間とは，原則として事故発生後あるいは原子炉停止後24時間の運転期間を，また，事故後の長期間とは，その後の運転期間をいうものとするが，原子炉冷却材喪失を想定する場合，原子炉格納容器スプレイ設備については，事故後の短期間は原子炉冷却材喪失発生から注入モード終了までの運転期間，また，事故後の長期間は再循環モード以降の運転期間とする。	

従来記載・届出	変更箇
	単一設計とする静的機器であるスプレイリングについては，当該設備に要求される格納容器の冷却機能に最も影響を与える単一故障を仮定しても，動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の安全機能を達成できるよう，スプレイ流量を確保するための逆止弁を設置する。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5.4.4.2　主要設備 (5) スプレイリング及びスプレイノズル スプレイリングは，原子炉格納容器内に高さを変えて同心円状に４本設置する。 スプレイノズルは，ホローコーン型で角度を変えてスプレイノズルに取り付ける。 9.2.4　主要設備 (5) スプレイリング及びスプレイノズル スプレイリングは，原子炉格納容器内に高さを変えて同心円状に４本設置する。 最下段のスプレイリング入口の配管に逆止弁を設置する。スプレイノズルは，ホローコーン型で角度を変えてスプレイリングに取り付ける。	9.2.3 主要設備 (5)スプレイリング及びスプレイノズル スプレイリングは，原子炉格納容器内に高さを変えて同心円状に４本設置する。最下段のスプレイリング入口の配管に逆止弁を設置する。スプレイノズルは，ホローコーン型で角度を変えてスプレイリングに取り付ける。 9.2.8 評価 想定される事故に対して，事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても，また，事故後の長期間では動的機器の単一故障又は静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても，所定の安全機能を果たし得る。なお，静的機器であるスプレイリングについては単一設計としているが，当該箇所に要求される格納容器の冷却機能に悪影響を与える単一故障を仮定しても，動的機器の単一故障を仮定した場合と同等の安全機能が達成される。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは改めて比較しない。

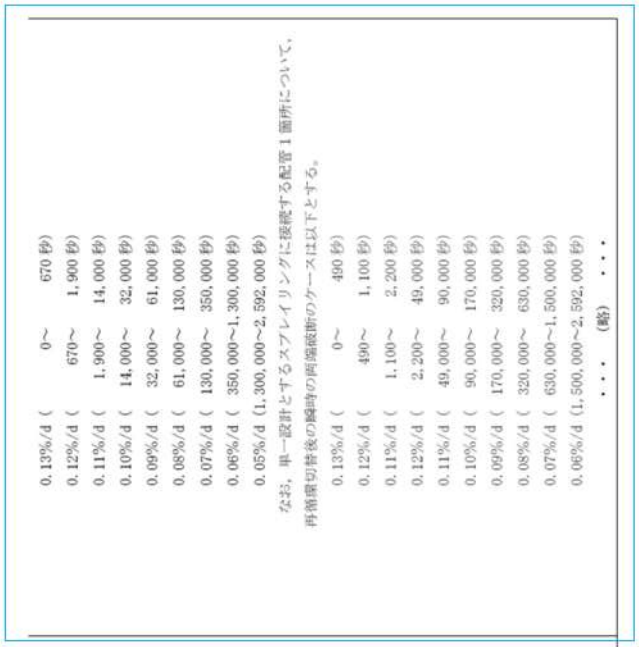
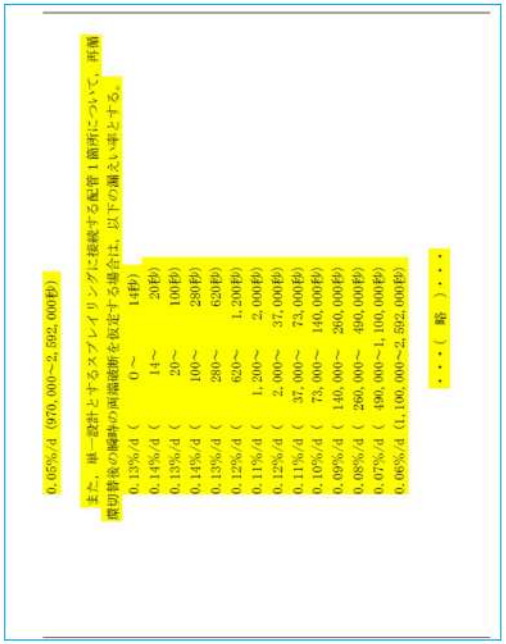
伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	変更後  第 9.2.1図　原子炉格納容器スプレイ設備系統概要図 変更前・削除  第 5.2.1図　原子炉格納容器スプレイ設備系統概要図	【伊方】設計方針の相違 ・泊は格納容器スプレイ配管を多重化したため概要図も変更している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＋＋＋＋＋＋　以下、設計基準事故の評価及び結果に関する説明　＋＋＋＋＋＋ 十　発電用原子炉の炉心の著しい損傷その他の事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する事項 ロ　設計基準事故　事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果 (1) 基本方針 ・・・　(略)　・・・ (2) 解析条件 (iv)環境への放射性物質の異常な放出 d．原子炉冷却材喪失 ・・・　(略)　・・・ (e) 単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 ・・・　(略)　・・・ (g) 原子炉格納容器からの漏えい率は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。	＋＋＋＋＋＋　以下、設計基準事故の評価及び結果に関する説明　＋＋＋＋＋＋ 十　発電用原子炉の炉心の著しい損傷その他の事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する事項 ロ　設計基準事故　事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果 (1) 基本方針 ・・・　(略)　・・・ (2) 解析条件 (iv)環境への放射性物質の異常な放出 d．原子炉冷却材喪失 ・・・　(略)　・・・ (e) 単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障のケースの他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。 ・・・　(略)　・・・ (g) 原子炉格納容器からの漏えい率は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは故めて比較しない。
＋＋＋＋＋　以下，設計基準事故の評価及び結果に関する説明　＋＋＋＋＋＋ 十，発電用原子炉の炉心の著しい損傷その他の事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する事項 ロ．設計基準事故 事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果 C．３号炉 (1) 基本方針 ・・・(　略　)・・・ (2) 解析条件 ・・・(　略　)・・・ (iv) 環境への放射性物質の異常な放出 ・・・(　略　)・・・ d．原子炉冷却材喪失 ・・・(　略　)・・・ (f) 単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 (g) 原子炉格納容器からの漏えい率は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。	＋＋＋＋＋　以下，設計基準事故の評価及び結果に関する説明　＋＋＋＋＋＋ 十，発電用原子炉の炉心の著しい損傷その他の事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する事項 ロ．設計基準事故　事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果 C．３号炉 (1) 基本方針 ・・・(　略　)・・・ (2) 解析条件 ・・・(　略　)・・・ (iv) 環境への放射性物質の異常な放出 ・・・(　略　)・・・ d．原子炉冷却材喪失 ・・・(　略　)・・・ (f) 単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障の場合の他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合も考慮する。 (g) 原子炉格納容器からの漏えい率は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率を下回らない値とし，以下の漏えい率とする。 0.13%/d（　0～　14秒） 0.14%/d（　14～　20秒） 0.13%/d（　20～　110秒） 0.14%/d（　110～　310秒） 0.13%/d（　310～　870秒） 0.12%/d（　870～　2,100秒） 0.11%/d（ 2,100～ 18,000秒） 0.10%/d（18,000～ 38,000秒） 0.09%/d（38,000～ 71,000秒） 0.08%/d（71,000～ 150,000秒） 0.07%/d（150,000～ 340,000秒） 0.06%/d（340,000～ 970,000秒）	

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは改めて比較しない。

伊方発電所３号炉

（ｖ）原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 ａ．原子炉冷却材喪失 ・・・　（略）　・・・ (d) 単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動とする。 また，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 ・・・　（略）　・・・ ｂ．可燃性ガスの発生 ・・・　（略）　・・・ (e) 放射線分解により発生する水素ガスの発生割合は，0.5 分子/100eV とする。 (f) 単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。 (3) 評価結果 ・・・　（略）　・・・ ｄ．原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力については，「原子炉冷却材喪失」において約 0.214MPa[gage]であり，最高使用圧力である 0.283MPa[gage]を下回っている。また，可燃性ガスの発生に伴う原子炉格納容器内の水素濃度については，事故発生後，30 日時点で約 3.4%であり，可燃限界である４%を下回っている。	（ｖ）原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 ａ．原子炉冷却材喪失 ・・・　（略）　・・・ (d) 単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。 また，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 また，動的機器の単一故障のケースの他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。 ・・・　（略）　・・・ ｂ．可燃性ガスの発生 ・・・　（略）　・・・ (e) 水素ガスの生成割合は，水の放射線分解では炉心水に対し 0.4 分子/100eV，サンプ水に対し 0.3 分子/100eV，ヒドラジンの放射線分解では 0.4 分子/100eV とする。 (f) 単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障のケースの他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。 (3) 評価結果 ・・・　（略）　・・・ ｄ．原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力については，「原子炉冷却材喪失」において約 0.214MPa[gage]であり，最高使用圧力である 0.283MPa[gage]を下回っている。また，可燃性ガスの発生に伴う原子炉格納容器内の水素濃度については，事故発生後，30 日時点で約 2.8%であり，可燃限界である４%を下回っている。

泊発電所３号炉

従来記載・届出	変更案
（ｖ）原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 ａ．原子炉冷却材喪失 ・・・（　略　）・・・ （d）単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。 また，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 ・・・（　略　）・・・ ｂ．可燃性ガスの発生 ・・・（　略　）・・・ （f）単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。 (3) 評価結果 ・・・（　略　）・・・ ｄ．原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については，「原子炉冷却材喪失」において約 0.241MPa[gage]であり，最高使用圧力である 0.283MPa[gage]を下回っている。このときの原子炉格納容器バウンダリにおける温度は，最高温度となるが，最高使用温度を超えない。また，可燃性ガスの発生に伴う原子炉格納容器内の水素最大濃度については，事故発生後，30 日時点で約 3.3%であり，可燃限界である４%を下回っている。 ｅ．敷地等境界外における実効線量については，これが最も厳しくなる「蒸気発生器伝熱管破損」において，約 0.29mSv であり，周辺の公衆に対し，著しい放射線被ばくのリスクを与えるものではない。	（ｖ）原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 ａ．原子炉冷却材喪失 ・・・（　略　）・・・ （d）単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。 外部電源の喪失により常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 また，動的機器の単一故障を仮定する場合の他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合も考慮する。 ・・・（　略　）・・・ ｂ．可燃性ガスの発生 ・・・（　略　）・・・ （f）単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障を仮定する場合の他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合も考慮する。 (3) 評価結果 ・・・（　略　）・・・ ｄ．原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については，「原子炉冷却材喪失」において約 0.241MPa[gage]であり，最高使用圧力である 0.283MPa[gage]を下回っている。このときの原子炉格納容器バウンダリにおける温度は，最高温度となるが，最高使用温度を超えない。また，可燃性ガスの発生に伴う原子炉格納容器内の水素最大濃度については，事故発生後，30 日時点で約 3.0%であり，可燃限界である４%を下回っている。 ｅ．敷地等境界外における実効線量については，これが最も厳しくなる「蒸気発生器伝熱管破損」において，約 0.29mSv であり，周辺の公衆に対し，著しい放射線被ばくのリスクを与えるものではない。

相違理由

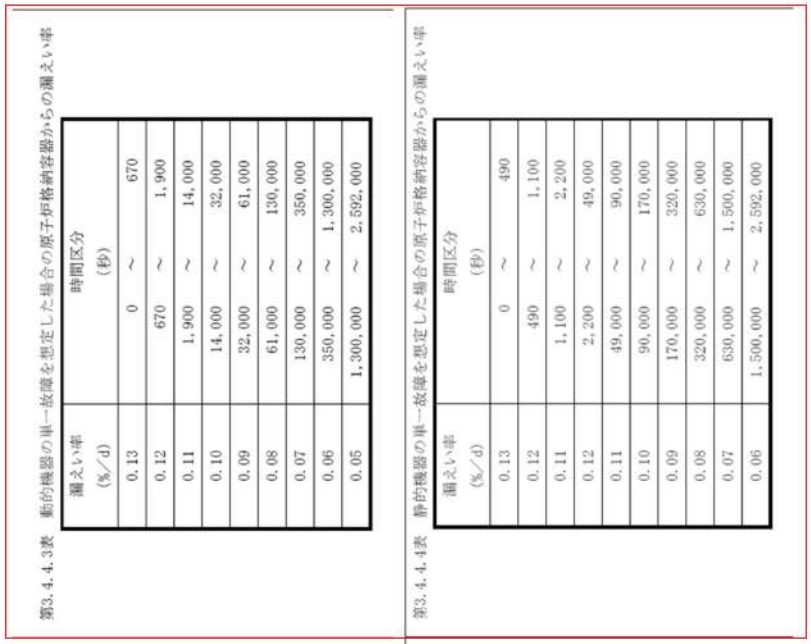
【伊方】設計方針の相違
・伊方のG値の変更の記載。（泊は原子炉格納容器内のアルミニウム量の変更）

【伊方】記載方針の相違
・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは改めて比較しない。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＋＋＋＋＋＋　以下、事故の種類，程度，影響等に関する説明　＋＋＋＋＋＋ ３．設計基準事故の解析 3.4　環境への放射性物質の異常な放出 3.4.4　原子炉冷却材喪失 3.4.4.1　事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・　（略）　・・・ 3.4.4.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価 (1) 評価方法 ・・・　（略）　・・・ (2) 評価条件 ・・・　（略）　・・・ e．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。	＋＋＋＋＋＋　以下、事故の種類，程度，影響等に関する説明　＋＋＋＋＋＋ ３．設計基準事故の解析 3.4　環境への放射性物質の異常な放出 3.4.4　原子炉冷却材喪失 3.4.4.1　事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・　（略）　・・・ 3.4.4.2　核分裂生成物の放出量及び線量の評価 (1) 評価方法 ・・・　（略）　・・・ (2) 評価条件 ・・・　（略）　・・・ e．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障のケースの他，事故後長期間にわたる静的機器の	
・・・　（略）　・・・ g．原子炉格納容器からの漏えい率[15]は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とし，第3.4.4.3表の漏えい率とする。	単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。 ・・・　（略）　・・・ g．原子炉格納容器からの漏えい率[15]は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とし，第3.4.4.3表の漏えい率とする。 また，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について、再循環切替後の瞬時の両端破断のケースは，第3.4.4.4表の漏えい率とする。	

泊発電所３号炉	相違理由
＋＋＋＋＋　以下，事故の種類，程度，影響等に関する説明　＋＋＋＋＋＋ 3．　事故の解析 3.4 環境への放射性物質の異常な放出 3.4.4 原子炉冷却材喪失 3.4.4.1 事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・（　略　）・・・ 3.4.4.2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価 (1)　評価方法 ・・・（　略　）・・・ (2)　評価条件 ・・・（　略　）・・・ f．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 g．原子炉格納容器からの漏えい率[16]は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とし，第3.4.4.1表の漏えい率とする。 ・・・（　略　）・・・	＋＋＋＋＋　以下，事故の種類，程度，影響等に関する説明　＋＋＋＋＋＋ 3．　設計基準事故の解析 3.4 環境への放射性物質の異常な放出 3.4.4 原子炉冷却材喪失 3.4.4.1 事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・（　略　）・・・ 3.4.4.2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価 (1)　評価方法 ・・・（　略　）・・・ (2)　評価条件 ・・・（　略　）・・・ f．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障を仮定する場合の他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合も考慮する。 g．原子炉格納容器からの漏えい率[16]は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とし，第3.4.4.1表の漏えい率とする。 また，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所についての再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合は，第3.4.4.2表の漏洩率とする。 ・・・（　略　）・・・	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは敢えて比較しない。

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	＜泊は本資料20pに記載＞	【伊方】設計方針の相違 ・プラント固有の値。

第3.4.3表　動的機器の単一故障を想定した場合の原子炉格納容器からの漏えい率

漏えい率（%／d）	時間区分（秒）		
0.13	0	～	670
0.12	670	～	1,900
0.11	1,900	～	14,000
0.10	14,000	～	32,000
0.09	32,000	～	61,000
0.08	61,000	～	130,000
0.07	130,000	～	350,000
0.06	350,000	～	1,300,000
0.05	1,300,000	～	2,592,000

第3.4.4表　静的機器の単一故障を想定した場合の原子炉格納容器からの漏えい率

漏えい率（%／d）	時間区分（秒）		
0.13	0	～	490
0.12	490	～	1,100
0.11	1,100	～	2,200
0.12	2,200	～	49,000
0.11	49,000	～	90,000
0.10	90,000	～	170,000
0.09	170,000	～	320,000
0.08	320,000	～	630,000
0.07	630,000	～	1,500,000
0.06	1,500,000	～	2,592,000

第3.4.3表　原子炉格納容器からの漏えい率

漏えい率（%／d）	時間区分（秒）		
0.13	0	～	670
0.12	670	～	1,900
0.11	1,900	～	14,000
0.10	14,000	～	32,000
0.09	32,000	～	61,000
0.08	61,000	～	130,000
0.07	130,000	～	350,000
0.06	350,000	～	1,300,000
0.05	1,300,000	～	2,592,000

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を次表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.4.1図及び第3.4.4.2図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素（$I-131$ 等価量－小児実効線量係数換算）	約2.5×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	約5.4×10^{13}Bq
実効線量 *		約 0.49 mSv

＊　実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量（約0.42mSv）を含む。

3.4.4.3 結　論

原子炉冷却材喪失を仮定した場合，核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を次表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.4.1図及び第3.4.4.2図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素（$I-131$ 等価量－小児実効線量係数換算）	約2.5×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	約5.4×10^{13}Bq
実効線量 *		約 0.49 mSv

＊　実効線量には，原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量（約0.42mSv）を含む。

3.4.4.3 結　論

原子炉冷却材喪失を仮定した場合，核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

泊発電所３号炉

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地等境界外における最大の実効線量を次表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.4.1図及び第3.4.4.2図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素（$I-131$ 等価量－小児実効線量係数換算）	約2.7×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	約6.1×10^{13}Bq
実効線量		約0.23mSv

3.4.4.3 結　論

原子炉冷却材喪失を仮定した場合，核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

なお，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定した場合の敷地境界外における最大の実効線量は，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定した場合と同程度の約0.23mSvであり，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地等境界外における最大の実効線量を次表に示す。また，よう素及び希ガスの大気放出過程を第3.4.4.1図及び第3.4.4.2図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素（$I-131$ 等価量－小児実効線量係数換算）	約2.7×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギ0.5MeV換算）	約6.1×10^{13}Bq
実効線量		約0.23mSv

3.4.4.3 結　論

原子炉冷却材喪失を仮定した場合，核分裂生成物の放出量は少なく，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

なお，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定した場合の敷地境界外における最大の実効線量は，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定した場合と同程度の約0.23mSvであり，周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

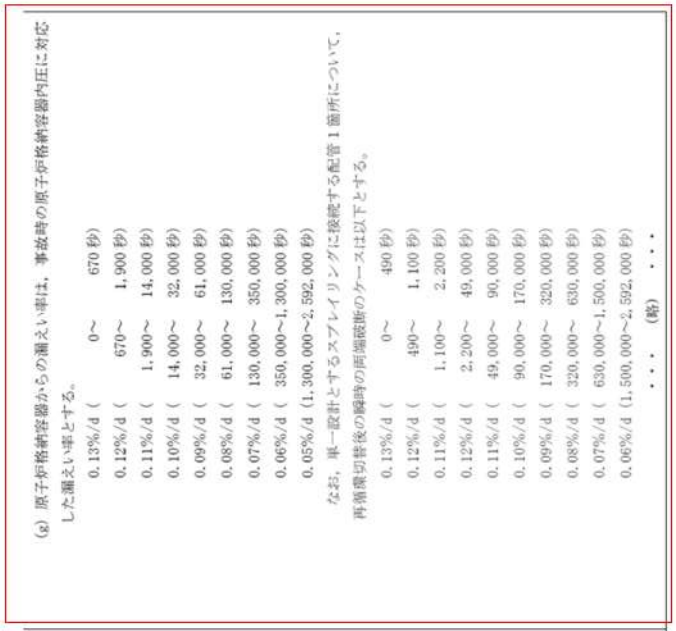
相違理由

【伊方】設計方針の相違
・プラント固有の評価結果の値。大気放出の実効線量の結果としても，伊方の若干上昇と泊の同程度で結論としても同様。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
3.5　原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 3.5.1　原子炉冷却材喪失 3.5.1.1　事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・　（略）　・・・ 3.5.1.2　事故経過の解析 （1）解析方法（17） ・・・　（略）　・・・ （2）解析条件 ・・・　（略）　・・・ （e）単一故障の仮定として，ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。 ・・・　（略）　・・・	変更案 3.5 原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 3.5.1 原子炉冷却材喪失 3.5.1.1 事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・（　略　）・・・ 3.5.1.2 事故経過の解析 （1）解析方法（10） ・・・（　略　）・・・ （2）解析条件 ・・・（　略　）・・・ 従来記載・届出 3.5 原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化 3.5.1 原子炉冷却材喪失 3.5.1.1 事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・（　略　）・・・ 3.5.1.2 事故経過の解析 （1）解析方法（10） ・・・（　略　）・・・ （2）解析条件 ・・・（　略　）・・・	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは改めて比較しない。

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 (g) 原子炉格納容器からの漏えい率は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。 0.13%/d（　0～　670秒） 0.12%/d（　670～　1,900秒） 0.11%/d（　1,900～　14,000秒） 0.10%/d（　14,000～　32,000秒） 0.09%/d（　32,000～　61,000秒） 0.08%/d（　61,000～　130,000秒） 0.07%/d（　130,000～　350,000秒） 0.06%/d（　350,000～1,300,000秒） 0.05%/d（1,300,000～2,592,000秒） なお，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の高温側破断のケースは以下とする。 0.13%/d（　0～　490秒） 0.12%/d（　490～　1,100秒） 0.11%/d（　1,100～　2,200秒） 0.12%/d（　2,200～　49,000秒） 0.11%/d（　49,000～　90,000秒） 0.10%/d（　90,000～　170,000秒） 0.09%/d（　170,000～　320,000秒） 0.08%/d（　320,000～　630,000秒） 0.07%/d（　630,000～1,500,000秒） 0.06%/d（1,500,000～2,592,000秒） ・・・　（略）　・・・ (g) 原子炉格納容器からの漏えい率は，事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。 0.13%/d（　0～　670秒） 0.12%/d（　670～　1,900秒） 0.11%/d（　1,900～　14,000秒） 0.10%/d（　14,000～　32,000秒） 0.09%/d（　32,000～　61,000秒） 0.08%/d（　61,000～　130,000秒） 0.07%/d（　130,000～　350,000秒） 0.06%/d（　350,000～1,300,000秒） 0.05%/d（1,300,000～2,592,000秒） ・・・　（略）　・・・	＜泊は本資料20pに記載＞	【伊方】設計方針の相違 ・プラント固有の値。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・・・　（略）　・・・ d．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。これは，内圧上昇の観点から厳しいものである。 また，解析では，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 ・・・　（略）　・・・ (3) 解析結果 以上により解析した結果を第3.5.1.1図に示す。１次冷却材管の破断後，原子炉格納容器内に冷却材が流出するため，原子炉格納容器内圧は急速に上昇する。しかし，ブローダウンが進むにつれて流出流量が少なくなるとともに，圧力上昇に伴い温度も高くなり，熱吸収体による除熱が大きくなるため，事故後約17秒にブローダウンエネルギによって形成される第１ピーク圧力約0.206MPa［gage］が現れる。その後，熱吸収体の効果により，圧力は漸減していくが，事故後約24秒に再冠水が始まり蒸気発生器を回って原子炉格納容器へ放出されるエネルギの効果により，圧力は再び緩やかに上昇していく。 一方，ブローダウンによる原子炉格納容器内圧上昇により，「原子炉格納容器圧力異常高」信号の原子炉格納容器スプレイ作動限界値に破断発生の約７秒後に達することにより，約151秒で原子炉格納容器スプレイが開始され，これ以降原子炉格納容器スプレイによる除熱も行われる。 事故後約182秒には，再冠水により全炉心がクエンチし，原子炉格納容器へのエネルギ放出が減少することにより，第２ピーク圧力約0.214MPa［gage］，温度約120℃が現れ，これが最高圧力，最高温度となる。これ以降原子炉格納容器へ持ち込まれるエネルギが減少するため，圧力は低下していく。	・・・　（略）　・・・ d．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。これは，内圧上昇の観点から厳しいものである。 また，解析では，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 また，動的機器の単一故障のケースの他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。 ・・・　（略）　・・・ (3) 解析結果 以上により解析した結果を第3.5.1.1図に示す。１次冷却材管の破断後，原子炉格納容器内に冷却材が流出するため，原子炉格納容器内圧は急速に上昇する。しかし，ブローダウンが進むにつれて流出流量が少なくなるとともに，圧力上昇に伴い温度も高くなり，熱吸収体による除熱が大きくなるため，事故後約17秒にブローダウンエネルギによって形成される第１ピーク圧力約0.206MPa［gage］が現れる。その後，熱吸収体の効果により，圧力は漸減していくが，事故後約24秒に再冠水が始まり蒸気発生器を回って原子炉格納容器へ放出されるエネルギの効果により，圧力は再び緩やかに上昇していく。 一方，ブローダウンによる原子炉格納容器内圧上昇により，「原子炉格納容器圧力異常高」信号の原子炉格納容器スプレイ作動限界値に破断発生の約７秒後に達することにより，約151秒で原子炉格納容器スプレイが開始され，これ以降原子炉格納容器スプレイによる除熱も行われる。 事故後約182秒には，再冠水により全炉心がクエンチし，原子炉格納容器へのエネルギ放出が減少することにより，第２ピーク圧力約0.214MPa［gage］，温度120℃が現れ，これが最高圧力，最高温度となる。これ以降原子炉格納容器へ持ち込まれるエネルギが減少するため，圧力は低下していく。	
d．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。これは，内圧上昇の観点から厳しいものである。 また，解析では，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 ・・・（　略　）・・・ (3)　解析結果 以上により解析した結果を第3.5.1.1図に示す。１次冷却材管の破断後，原子炉格納容器内に１次冷却材が流出するため，原子炉格納容器内圧は急速に上昇する。しかし，ブローダウンが進むにつれて流出流量が少なくなるとともに，圧力上昇に伴い温度も高くなり，熱吸収体による除熱が大きくなり，約17秒後にブローダウンエネルギによって形成される第１ピーク圧力約0.220MPa[gage]が現れる。その後，熱吸収体の効果により，圧力は漸減していくが，約22秒後に再冠水が始まり蒸気発生器を経て原子炉格納容器へ放出されるエネルギの効果により，圧力は再び緩やかに上昇していく。 一方，ブローダウンによる原子炉格納容器内圧上昇により，「原子炉格納容器圧力異常高」信号の原子炉格納容器スプレイ作動限界値に事故後約６秒で達することにより，約151秒後から原子炉格納容器スプレイ設備によるスプレイが開始され，これ以降スプレイによる除熱も行われる。 事故後約219秒には，再冠水により全炉心がクエンチし，原子炉格納容器へのエネルギ放出が減少することにより，第２ピーク圧力約0.241MPa[gage]，温度約124℃が現れ，これが最高圧力及び最高温度となり，これ以降圧力及び温度は低下していく。	d．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定する。これは，内圧上昇の観点から厳しいものである。 また，解析では，常用電源はすべて喪失するものとし，非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。 また，動的機器の単一故障を仮定する場合の他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合も考慮する。 ・・・（　略　）・・・ (3)　解析結果 以上により解析した結果を第3.5.1.1図に示す。１次冷却材管の破断後，原子炉格納容器内に１次冷却材が流出するため，原子炉格納容器内圧は急速に上昇する。しかし，ブローダウンが進むにつれて流出流量が少なくなるとともに，圧力上昇に伴い温度も高くなり，熱吸収体による除熱が大きくなり，約17秒後にブローダウンエネルギーによって形成される第１ピーク圧力約0.220MPa[gage]が現れる。その後，熱吸収体の効果により，圧力は漸減していくが，約2 2秒後に再冠水が始まり蒸気発生器を経て原子炉格納容器へ放出されるエネルギーの効果により，圧力は再び緩やかに上昇していく。 一方，ブローダウンによる原子炉格納容器内圧上昇により，「原子炉格納容器圧力異常高」信号の原子炉格納容器スプレイ作動限界値に事故後約６秒で達することにより，約151秒後から原子炉格納容器スプレイ設備によるスプレイが開始され，これ以降スプレイによる除熱も行われる。 事故後約219秒には，再冠水により全炉心がクエンチし，原子炉格納容器へのエネルギー放出が減少することにより，第２ピーク圧力約0.241MPa[gage]，温度約124℃が現れ，これが最高圧力及び最高温度となり，これ以降圧力及び温度は低下していく。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは敢えて比較しない。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
3.5.1.3 結　論 原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器圧力の最高値は，約0.214MPa［gage］であり，最高使用圧力0.283MPa［gage］を下回っており，原子炉格納容器の健全性は確保できる。	3.5.1.3 結　論 原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器圧力の最高値は，約0.214MPa［gage］であり，最高使用圧力0.283MPa［gage］を下回っており，原子炉格納容器の健全性は確保できる。なお，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を考慮した場合の原子炉格納容器圧力の最高値は，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定した場合を下回る約0.213MPa[gage]であり，問題となることはない。	
3.5.2　可燃性ガスの発生 3.5.2.1　事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・　（略）　・・・ 3.5.2.2　事故経過の解析 （1）解析方法 ・・・　（略）　・・・ （2）解析条件 ・・・　（略）　・・・ e．放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）は0.5分子／100eVとする。 f．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。	3.5.2　可燃性ガスの発生 3.5.2.1　事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・　（略）　・・・ 3.5.2.2　事故経過の解析 （1）解析方法 ・・・　（略）　・・・ （2）解析条件 ・・・　（略）　・・・ e．水素ガスの生成割合（G値）[18]は，水の放射線分解では炉心水に対し0.4分子/100eV，サンプ水に対し0.3分子/100eV，ヒドラジンの放射線分解では0.4分子/100eVとする。 f．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障のケースの他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。	
3.5.1.3 結　論 原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器圧力の最高値は，約0.241MPa[gage]であり，最高使用圧力0.283MPa[gage]を下回っており，原子炉格納容器の健全性は確保できる。	3.5.1.3 結　論 原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器圧力の最高値は，約0.241MPa[gage]であり，最高使用圧力0.283MPa[gage]を下回っており，原子炉格納容器の健全性は確保できる。 なお，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を考慮した場合の原子炉格納容器圧力の最高値は，原子炉格納容器スプレイ設備１系列の不作動を仮定した場合を下回る約0.240MPa[gage]であり，問題となることはない。	
3.5.2 可燃性ガスの発生 3.5.2.1 事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・（ 略 ）・・・ 3.5.2.2 事故経過の解析 (1) 解析方法 ・・・（ 略 ）・・・ (2) 解析条件 ・・・（ 略 ）・・・ b．水素の発生源としては，炉心水，サンプ水及びヒドラジンの放射線分解，ジルコニウム－水反応並びにその他の金属の腐食反応を考慮する。 f．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。	3.5.2 可燃性ガスの発生 3.5.2.1 事故の原因，防止対策及び拡大防止対策 ・・・（ 略 ）・・・ 3.5.2.2 事故経過の解析 (1) 解析方法 ・・・（ 略 ）・・・ (2) 解析条件 ・・・（ 略 ）・・・ b．水素の発生源としては，炉心水，サンプ水及びヒドラジンの放射線分解，ジルコニウム－水反応並びにその他の金属の腐食反応を考慮する。 f．工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として，低圧注入系１系列の不作動を仮定する。 また，動的機器の単一故障を仮定する場合の他，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を仮定する場合も考慮する。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは敢えて比較しない。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(3) 解析結果 以上により解析した結果，原子炉格納容器内の水素濃度の変化は第3.5.2.1図に示すように，事故発生後30日時点で約3.4%となる。 その後水素濃度の上昇があるが，安全補機室空気浄化設備等を利用して制御を行うので，水素濃度は4%未満に保持される。	(3) 解析結果 以上により解析した結果，原子炉格納容器内の水素濃度の変化は第3.5.2.1図に示すように，事故発生後30日時点で約3.3%となる。 その後水素濃度の上昇があるが，安全補機室空気浄化設備等を利用して制御を行うので，水素濃度は4%未満に保持される。	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは改めて比較しない。
(3) 解析結果 以上により解析した結果，原子炉格納容器内の水素濃度の変化は第3.5.2.1図に示すように，事故発生後30日時点で約2.8%となる。 その後水素濃度の上昇があるが，安全補機室空気浄化設備等を利用して制御を行うので，水素濃度は4%未満に保持される。	(3) 解析結果 以上により解析した結果，原子炉格納容器内の水素濃度の変化は第3.5.2.1図に示すように，事故発生の30日後では約3.0%となる。	

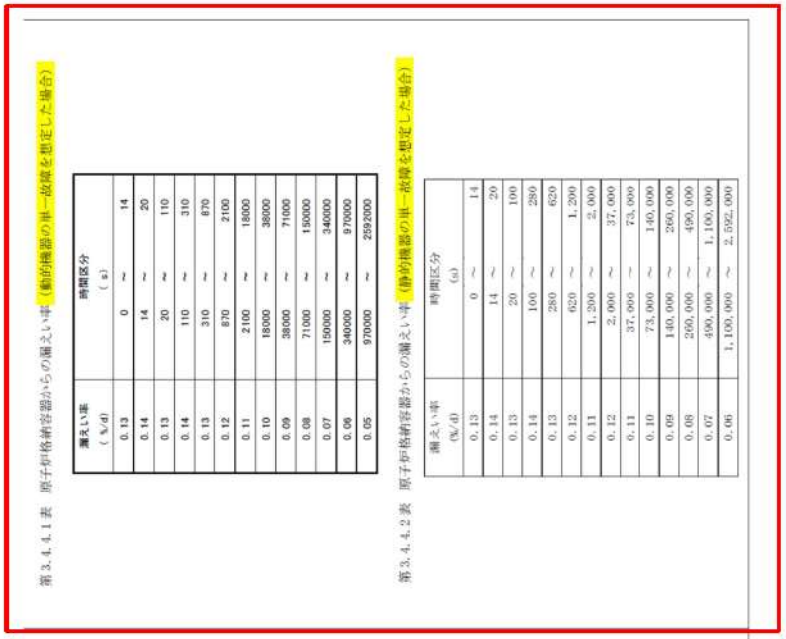
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
3.5.2.3　結　論 原子炉冷却材喪失を仮定した場合，事故発生後少なくとも 30 日間は原子炉格納容器内の水素濃度が４％に達することはない。 第 3.5.2.1 図　可燃性ガスの発生―原子炉格納容器内の水素濃度評価 3.7　参考文献 ・・・（略）・・・	3.5.2.3 結　論 可燃性ガスが発生する事象として，原子炉冷却材喪失を仮定した場合，事故発生後少なくとも 30 日間は原子炉格納容器内の水素濃度が４％に達することはない。 読来記載・届出	【伊方】記載方針の相違 ・本文の基本方針からの転記であるため，記載箇所，記載範囲，記載内容の細かな差異はあるがここでは改めて比較しない。
3.5.2.3　結　論 原子炉冷却材喪失を仮定した場合，事故発生後少なくとも 30 日間は原子炉格納容器内の水素濃度が４％に達することはない。なお，事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として，単一設計とするスプレイリングに接続する配管１箇所について，再循環切替後の瞬時の両端破断を考慮した場合の原子炉格納容器内の水素濃度の変化は，事故発生後 30 日時点で低圧注入系１系列の不作動を仮定した場合と同程度の約 2.8％であり，問題となることはない。 第 3.5.2.1 図　可燃性ガスの発生―原子炉格納容器内の水素濃度評価 3.6　参考文献 ・・・（略）・・・ (18)「ＰＷＲプラントにおけるＬＯＣＡ時の水の放射線分解による水素生成割合」 ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１３ 三菱重工業，平成１１年		

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		【伊方】設計方針の相違 ・プラント固有の解析結果。

第3.4.4.1表　原子炉格納容器からの漏えい率（動的機器の単一故障を想定した場合）

漏えい率（%/d）	時間区分（s）		
0.13	0	～	14
0.14	14	～	20
0.13	20	～	110
0.14	110	～	310
0.13	310	～	870
0.12	870	～	2100
0.11	2100	～	18000
0.10	18000	～	38000
0.09	38000	～	71000
0.08	71000	～	150000
0.07	150000	～	340000
0.06	340000	～	970000
0.05	970000	～	2592000

第3.4.4.2表　原子炉格納容器からの漏えい率（静的機器の単一故障を想定した場合）

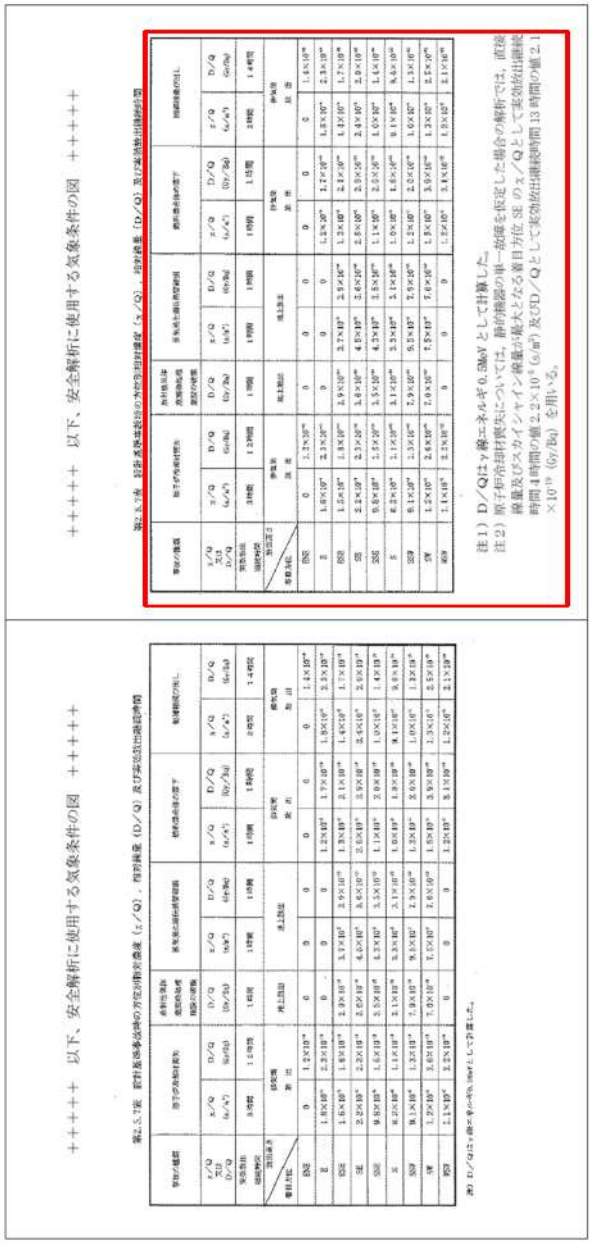
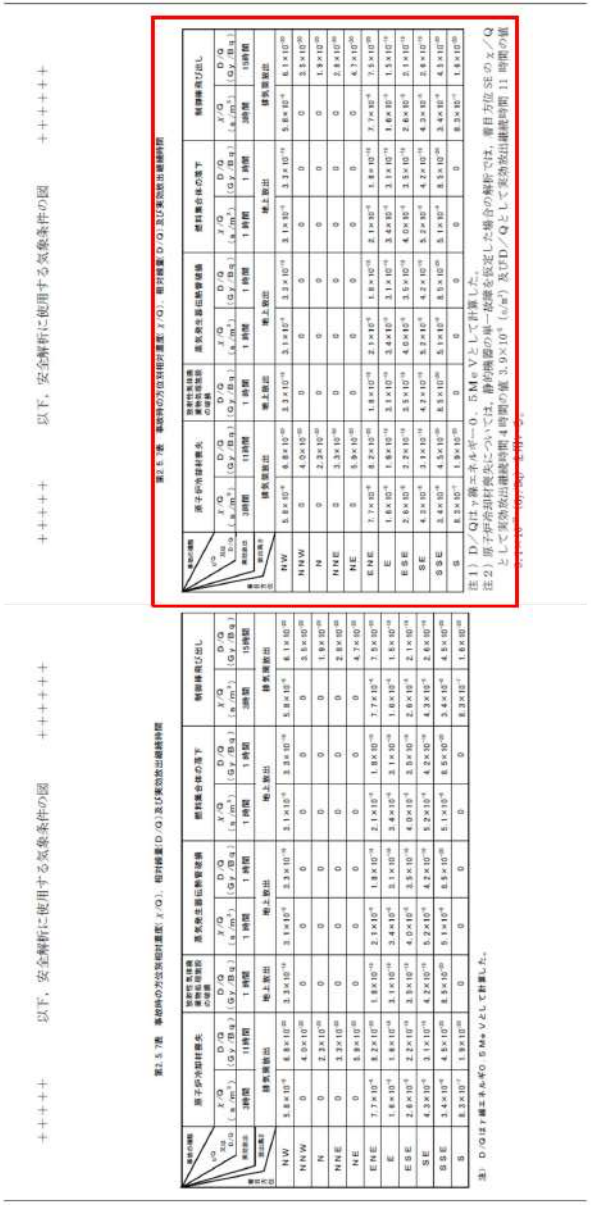
漏えい率（%/d）	時間区分（s）		
0.13	0	～	14
0.14	14	～	20
0.13	20	～	100
0.14	100	～	280
0.13	280	～	620
0.12	620	～	1,200
0.11	1,200	～	2,000
0.12	2,000	～	37,000
0.11	37,000	～	73,000
0.10	73,000	～	140,000
0.09	140,000	～	260,000
0.08	260,000	～	490,000
0.07	490,000	～	1,100,000
0.06	1,100,000	～	2,592,000

第3.4.4.1表　原子炉格納容器からの漏えい率

漏えい率（%/d）	時間区分（s）		
0.13	0	～	14
0.14	14	～	20
0.13	20	～	110
0.14	110	～	310
0.13	310	～	870
0.12	870	～	2100
0.11	2100	～	18000
0.10	18000	～	38000
0.09	38000	～	71000
0.08	71000	～	150000
0.07	150000	～	340000
0.06	340000	～	970000
0.05	970000	～	2592000

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＋＋＋＋＋　以下、安全解析に使用する気象条件の図　＋＋＋＋＋ 	＋＋＋＋＋　以下、安全解析に使用する気象条件の図　＋＋＋＋＋ 	【伊方】設計方針の相違 ・プラント固有の解析結果。

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，12-57 頁から再掲】 （2）静的機器の単一故障が発生した場合の影響度合い 単一設計となっている静的機器の単一故障が発生した場合の影響度合いを確認するため，非常用ガス処理系の静的機器の単一故障を想定し，設計基準事象として非常用ガス処理系の放射性物質の濃度低減機能に期待している原子炉冷却材喪失事故時の線量評価を実施した。また，燃料集合体の落下事故の際にも，環境中へ放出される放射性物質放出の防止機能として，放射性物質の濃度低減機能である非常用ガス処理系に機能を期待していることから，原子炉冷却材喪失事故と同様に燃料集合体の落下事故に対しても，静的機器の単一故障を想定した線量評価を実施した。	別紙１－15 静的機器の単一故障を仮定した場合の影響評価における想定及び結果について 設置許可基準規則第 12 条の解釈に示されている「動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定すべき長期間の安全機能の評価に当たっては、想定される最も過酷な条件下においても、その単一故障が安全上支障のない期間に除去又は修復できることが確実であれば、その単一故障を仮定しなくてよい。」（以下「静的機器の単一故障を仮定しなくてよい条件」という。）に該当することを確認する系統のうち，アニュラス空気浄化設備に関する評価上の想定及び単一故障影響評価結果を以下に示す。 （下表参照） 注１：「燃料集合体の落下（FHA）」については取扱中の燃料集合体が使用済燃料ピットに落下した場合の評価を行っているが，燃料取扱棟内に放出された希ガス及びよう素は直接大気中	本資料は泊３号炉でのみ作成した資料であることから，女川２号炉における静的機器の単一故障を仮定した場合の影響評価に関する記載を第 12 条比較表の該当箇所から再掲し，評価上の想定及び結果等が相違している部分にのみ色付けを行い比較することとする。 【女川】設計方針の相違（炉型・設備の相違及び評価事象の相違） ・事故時の放出低減機能を有する設備の相違（PWR：アニュラス空気浄化設備，BWR：非常用ガス処理系） ・安全評価において設計基準事故時の放出低減機能に期待している事象の相違（PWR は LOCA を対象（「制御棒飛び出し」は注２に記載のとおり実質的には LOCA と同等），BWR は LOCA に加えて「燃料集合体の落下（FHA）」についても対象としている）

項目	泊発電所３号炉における想定・結果等
①設置許可基準規則第 12 条の解釈に示されている「静的機器の単一故障を仮定しなくてよい条件」に該当することを確認する系統（設備）	アニュラス空気浄化設備
②設計基準事故の評価において上記①の緩和機能に期待している事象[注1]	原子炉冷却材喪失（LOCA） （及び制御棒飛び出し[注2]）
③静的機器の単一故障発生の想定	LOCA 発生から 24 時間の時点で アニュラス空気浄化設備の ダクト全周破断を想定
④修復による復旧の想定	単一故障発生時点から修復を開始して 72 時間で復旧
敷地境界における線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	[単一故障影響評価] 修復有：約 0.23mSv（30 日間）
	[参考：添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失] 約 0.23mSv（30 日間）
修復作業における作業員の線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	約 7.4mSv/h（ダクト修復作業時の線量率） 約 60mSv（作業員１人あたり８時間）

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	に放出されるものとしている（アニュラス空気浄化ファンの手動起動及び燃料取扱棟事故時排気ラインへの手動切替によるアニュラス空気浄化設備フィルタユニットのよう素除去機能には評価上期待していない）。 注２：「制御棒飛び出し」は制御棒駆動系あるいは圧力ハウジングの破損等により原子炉格納容器内に核分裂生成物が放出される事象を想定しており実質的には「原子炉冷却材喪失」と同等であることから，線量評価については「原子炉冷却材喪失」と同様な方法によることとしている。事故発生時に原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は「原子炉冷却材喪失」の0.15倍となることから，単一故障影響評価においては「原子炉冷却材喪失」における線量評価で代表できる。	【女川】設計方針の相違 ・「制御棒飛び出し」では，原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量について炉心全体の内蔵量に対する割合として希ガス0.15%，よう素0.075%になる。これに対して「原子炉冷却材喪失」では，希ガス1%，よう素0.5%としている。 ・「制御棒飛び出し」の線量評価方法についてはLOCAと同じであって“小規模なLOCAに相当”であることから単一故障影響評価においてはLOCAで代表できる。

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，12-59 頁から再掲】

a．原子炉冷却材喪失

原子炉冷却材喪失では，事故発生から 24 時間までの間は非常用ガス処理系にて処理し，事故発生 24 時間後から無限時間，非常用ガス処理系の機能が喪失し，原子炉建屋の負圧が維持できず，原子炉格納容器より漏えいした放射性物質の全量が，原子炉建屋より地上放出されるとして敷地境界線量を評価した。原子炉設置変更許可申請書添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失（評価結果：約 8.0×10^{-5}mSv）から変更した評価条件を第 2.1.2-2(1)表に，評価結果を第 2.1.2-2(2)表に示す。

評価の結果，敷地境界における実効線量は約 2.8×10^{-2} mSv である。原子炉設置変更許可申請書添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失における評価（評価結果：約 8.0×10^{-5}mSv）よりも実効線量が増加しているが，これは，希ガスの放出量は増加しないものの，フィルタ装置のよう素除去機能が喪失したことで，環境中に放出されるよう素が増加したためであり，設計基準事故時の判断基準である周辺公衆の実効線量 5mSv を下回ることから，単一故障が発生した場合の影響度合いは小さいと判断した。

【比較のため，12-61 頁から再掲】

第 2.1.2-2(1)表　非常用ガス処理系故障時影響評価条件（LOCA，変更点）

項　目	影響評価	ベースケース
原子炉建屋からの換気率	0～24 時間：0.5[回/day]（非常用ガス処理系） 24 時間以降：0.5[回/day]（建屋漏えい）	0.5[回/day]（非常用ガス処理系）
よう素除去効率	0～24 時間：99%（非常用ガス処理系） 24 時間以降：0%（－）	99%（非常用ガス処理系）
実効放出継続時間	0～24 時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：10 時間 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：10 時間 24 時間以降（地上放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：350 時間 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：200 時間	相対濃度 χ/Q[s/m³]：24 時間 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：24 時間
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件（気象データ※1（2012 年 1 月～2012 年 12 月））	0～24 時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：2.9×10^{-6} 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：1.1×10^{-19} 24 時間以降（地上放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：2.6×10^{-5} 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：5.0×10^{-19}	相対濃度 χ/Q[s/m³]：2.4×10^{-6} 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：9.3×10^{-20}

※1　気象データの妥当性について別紙 1-5 に示す。

泊発電所３号炉

【比較のため，12-別紙 1-15-1 頁から再掲】

項目	泊発電所３号炉における想定・結果等
①設置許可基準規則第 12 条の解釈に示されている「静的機器の単一故障を仮定しなくてよい条件」に該当することを確認する系統（設備）	アニュラス空気浄化設備
②設計基準事故の評価において上記①の緩和機能に期待している事象[注1]	原子炉冷却材喪失（LOCA） （及び制御棒飛び出し[注2]）
③静的機器の単一故障発生の想定	LOCA 発生から 24 時間の時点で アニュラス空気浄化設備の ダクト全周破断を想定
④修復による復旧の想定	単一故障発生時点から修復を開始して 72 時間で復旧
敷地境界における線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	[単一故障影響評価] 修復有：約 0.23mSv（30 日間）
	[参考：添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失] 約 0.23mSv（30 日間）
修復作業における作業員の線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	約 7.4mSv/h（ダクト修復作業時の線量率） 約 60mSv（作業員１人あたり８時間）

相違理由

【女川】設計方針の相違

・解析条件，解析結果はプラントにより異なる

・女川では，①配管の修復を想定せずに LOCA 発生の 24 時間後から無限時間にわたって非常用ガス処理系の機能が喪失するとした評価，②LOCA 発生の 24 時間後（静的機器の単一故障発生時点）から配管の修復を開始して 72 時間で復旧するとした評価（LOCA 発生後４日以降はよう素除去効果が復旧）を実施している（次頁に示すとおり）。

・泊では，LOCA 発生の 24 時間後（静的機器の単一故障発生時点）からダクトの修復を開始して 72 時間で復旧するとした評価（LOCA 発生後４日以降はよう素除去効果が復旧する）のみ実施している（女川の②に相当）。

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，12-84 頁から再掲】

(a) 原子炉冷却材喪失時の作業員線量

修復作業における線量評価においては，配管の全周破断及びフィルタ取替ともに，線量率は最も高いSGTSフィルタユニット室内のフィルタ表面から1mの位置を想定しているため，フィルタ取替よりも修復期間を要する配管の全周破断の修復を対象に，修復期間を３日間として，マスク着用を考慮した被ばく評価を行った。評価条件を第2.1.2-5表に示す。

評価の結果，３日間（72時間）の修復作業における被ばく量は，作業員１人あたりの作業時間を８時間とすると，約9.6mSvとなり，緊急作業時における許容実効線量である100mSvに照らしても，補修可能であることを確認した。評価結果を第2.1.2-6表に示す。

原子炉冷却材喪失における敷地境界線量の評価において，非常用ガス処理系の修復による機能復旧を考慮した場合，第2.1.2-2(2)表の条件で評価した総放出量のうち，希ガス約62%，よう素約81%分の放出量が，非常用ガス処理系によるよう素除去機能及び非常用ガス処理系の排気口放出に期待した評価に変わることとなる。その結果，大気拡散条件を第2.1.2-7表の放出位置ごとの値のとおりとすると，敷地境界外の実効線量は約9.3×10^{-3}mSvとなり，修復作業によって実効線量が約３分の１になることを確認した。

【比較のため，12-88 頁から再掲】

第2.1.2-7表　非常用ガス処理系の修復を考慮した場合の影響評価条件
（LOCA，変更点）

項　目	評価条件
原子炉建屋からの換気率	0～24時間：0.5[回/day]（非常用ガス処理系） 24時間～4日：0.5[回/day]（建屋漏えい） 4日以降：0.5[回/day]（非常用ガス処理系）
よう素除去効率	0～24時間：99%（非常用ガス処理系） 24時間～4日：0%（－） 4日以降：99%（非常用ガス処理系）
実効放出継続時間	0～24時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：10時間 相対線量D/Q[Gy/Bq]：10時間 24時間～4日（地上放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：60時間 相対線量D/Q[Gy/Bq]：50時間 4日以降（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：290時間 相対線量D/Q[Gy/Bq]：200時間
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件（気象データ※1（2012年1月～2012年12月））	0～24時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：2.9×10^{-6} 相対線量D/Q[Gy/Bq]：1.1×10^{-19} 24時間～4日（地上放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：4.6×10^{-8} 相対線量D/Q[Gy/Bq]：8.4×10^{-19} 4日以降（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：1.1×10^{-6} 相対線量D/Q[Gy/Bq]：4.3×10^{-20}

※1　気象データの妥当性について別紙1-5に示す。

泊発電所３号炉

【比較のため，12-別紙1-15-1 頁から再掲】

項目	泊発電所３号炉における想定・結果等
①設置許可基準規則第12条の解釈に示されている「静的機器の単一故障を仮定しなくてよい条件」に該当することを確認する系統（設備）	アニュラス空気浄化設備
②設計基準事故の評価において上記①の緩和機能に期待している事象[注1]	原子炉冷却材喪失（LOCA） （及び制御棒飛び出し[注2]）
③静的機器の単一故障発生の想定	LOCA発生から24時間の時点で アニュラス空気浄化設備の ダクト全周破断を想定
④修復による復旧の想定	単一故障発生時点から修復を開始して 72時間で復旧
敷地境界における線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	[単一故障影響評価] 修復有：約0.23mSv（30日間）
	[参考：添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失] 約0.23mSv（30日間）
修復作業における作業員の線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	約7.4mSv/h（ダクト修復作業時の線量率） 約60mSv（作業員１人あたり８時間）

相違理由

【女川】記載表現の相違
・女川では修復作業における作業員の線量評価を記載する箇所に修復による復旧を想定した公衆の被ばく評価について記載している。
・修復開始のタイミング及び修復時間の想定については同じ条件としている。

【女川】設計方針の相違
・解析条件，解析結果はプラントにより異なる

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第12条　安全施設（別紙１－１５）

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，12-59，60 頁から再掲】

b．燃料集合体の落下

原子炉停止から３日後の原子炉の燃料交換時に発生することを想定している燃料集合体の落下では，事故発生から 24 時間までの間は非常用ガス処理系にて処理し，事故発生 24 時間後から無限時間，非常用ガス処理系の機能が喪失し，原子炉建屋の負圧が維持できず，破損燃料から放出した放射性物質の全量が，原子炉建屋より地上放出されるとして敷地境界線量を評価した。原子炉設置変更許可申請書添付書類十 3.4.3 燃料集合体の落下（評価結果：約 3.9×10^{-2} mSv）から変更した評価条件を第 2.1.2-3(1)表に，評価結果を第 2.1.2-3(2)表に示す。

評価の結果，敷地境界における実効線量は約 1.5mSv である。原子炉設置変更許可申請書添付書類十 3.4.3 燃料集合体の落下における評価（評価結果：約 3.9×10^{-2}mSv）よりも実効線量が増加しているが，これは，希ガスの放出量は増加しないものの，フィルタ装置のよう素除去機能が喪失したことで，環境中に放出されるよう素が増加したためであり，設計基準事故時の判断基準である周辺公衆の実効線量 5mSv を下回ることから，単一故障が発生した場合の影響度合いは小さいと判断した。

【比較のため，12-62 頁から再掲】

第 2.1.2-3(1)表　非常用ガス処理系故障時影響評価条件（FHA，変更点）

項　目	影響評価	ベースケース
燃料取替作業開始	原子炉停止３日後	原子炉停止１日後
原子炉建屋からの換気率	0～24 時間：0.5[回/day]（非常用ガス処理系） 24 時間以降：0.5[回/day]（建屋漏えい）	0.5[回/day]（非常用ガス処理系）
よう素除去効率	0～24 時間：99%（非常用ガス処理系） 24 時間以降：0%（－）	99%（非常用ガス処理系）
実効放出継続時間	0～24 時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：10 時間 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：10 時間 24 時間以降（地上放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：40 時間 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：30 時間	相対濃度 χ/Q[s/m³]：1 時間 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：1 時間
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件（気象データ※1（2012 年１月～2012 年 12 月））	0～24 時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：2.9×10^{-6} 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：1.1×10^{-19} 24 時間以降（地上放出） 相対濃度 χ/Q[s/m³]：4.9×10^{-6} 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：9.5×10^{-19}	相対濃度 χ/Q[s/m³]：5.5×10^{-6} 相対線量 D/Q[Gy/Bq]：1.3×10^{-19}
呼吸率	5.16[m³/day] （事故全体としての実効放出継続時間が 24 時間以上であるため，呼吸率は小児の１日平均の呼吸率を使用）	0.31[m³/h] （小児の活動時の呼吸率）

※1　気象データの妥当性について別紙 1-5 に示す。

泊発電所３号炉

【比較のため，12-別紙 1-15-1 頁から再掲】

項目	泊発電所３号炉における想定・結果等
①設置許可基準規則第 12 条の解釈に示されている「静的機器の単一故障を仮定しなくてよい条件」に該当することを確認する系統（設備）	アニュラス空気浄化設備
②設計基準事故の評価において上記①の緩和機能に期待している事象[注1]	原子炉冷却材喪失（LOCA） （及び制御棒飛び出し[注2]）
③静的機器の単一故障発生の想定	LOCA 発生から 24 時間の時点で アニュラス空気浄化設備の ダクト全周破断を想定
④修復による復旧の想定	単一故障発生時点から修復を開始して 72 時間で復旧
敷地境界における線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	［単一故障影響評価］ 修復有：約 0.23mSv（30 日間）
	［参考：添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失］ 約 0.23mSv（30 日間）
修復作業における作業員の線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	約 7.4mSv/h（ダクト修復作業時の線量率） 約 60mSv（作業員１人あたり８時間）

相違理由

【女川】設計方針の相違

・女川では「燃料集合体の落下（FHA）」についても評価している。

・女川では，①配管の修復を想定せずに FHA 発生の 24 時間後から無限時間にわたって非常用ガス処理系の機能が喪失するとした評価，②FHA 発生の 31 日後（静的機器の単一故障発生から 30 日後の時点）から配管の修復を開始して 72 時間で復旧するとした評価（FHA 発生後 34 日以降はよう素除去効果が復旧）を実施している（次頁に示すとおり）。

女川原子力発電所２号炉

【比較のため，12-85 頁から再掲】

(b) 燃料集合体の落下時の作業員線量

修復作業における線量評価においては，配管の全周破断及びフィルタ取替ともに，線量率は最も高いSGTSフィルタユニット室内のフィルタ表面から1mの位置を想定しているため，フィルタ取替よりも修復期間を要する配管の全周破断の修復を対象に，単一故障発生30日後から修復作業が可能と想定し，修復期間を３日間として，マスク着用を考慮した被ばく評価を行った。評価条件を第2.1.2-8表に示す。

評価の結果，単一故障発生30日後から３日間（72時間）の修復作業における被ばく量は，作業員１人あたりの作業時間を８時間とすると，約64mSvとなり，緊急作業時における許容実効線量である100mSvに照らしても，補修可能であることを確認した。評価結果を第2.1.2-9表に示す。

燃料集合体の落下における敷地境界線量の評価において，非常用ガス処理系の修復による機能復旧を考慮した場合，第2.1.2-3表の条件で評価した総放出量のうち，希ガス約0.00000005%，よう素約0.0000004%分の放出量が，非常用ガス処理系によるよう素除去有り・非常用ガス処理系の排気口放出に期待した評価にに変わることとなる。その結果，大気拡散条件を第2.1.2-10表の放出位置ごとの値のとおりとすると，敷地境界外の実効線量は約1.5mSvとなり，修復作業を行っても実効線量はほぼ変わらないことを確認した。

【比較のため，12-89 頁から再掲】

第2.1.2-10表　非常用ガス処理系の修復を考慮した場合の影響評価条件
(FHA，変更点)

項　目	評価条件
原子炉建屋からの換気率	0～24時間　：0.5[回/day]（非常用ガス処理系） 24時間～34日：0.5[回/day]（建屋漏えい） 34日以降　：0.5[回/day]（非常用ガス処理系）
よう素除去効率	0～24時間：99%（非常用ガス処理系） 24時間～34日：0%（－） 34日以降：99%（非常用ガス処理系）
実効放出継続時間	0～24時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：10時間 相対線量D/Q[Gy/Bq]：10時間 24時間～34日（地上放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：40時間 相対線量D/Q[Gy/Bq]：30時間 34日以降（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：40時間 相対線量D/Q[Gy/Bq]：30時間
環境に放出された放射性物質の大気中の拡散条件 （気象データ※1（2012年1月～2012年12月））	0～24時間（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：2.9×10^{-6} 相対線量D/Q[Gy/Bq]：1.1×10^{-19} 24時間～34日（地上放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：4.9×10^{-6} 相対線量D/Q[Gy/Bq]：9.5×10^{-19} 34日以降（非常用ガス処理系の排気口放出） 相対濃度χ/Q[s/m³]：1.9×10^{-6} 相対線量D/Q[Gy/Bq]：8.7×10^{-29}

※1　気象データの妥当性について別紙1-5に示す。

泊発電所３号炉

【比較のため，12-別紙1-15-1 頁から再掲】

項目	泊発電所３号炉における想定・結果等
①設置許可基準規則第12条の解釈に示されている「静的機器の単一故障を仮定しなくてよい条件」に該当することを確認する系統（設備）	アニュラス空気浄化設備
②設計基準事故の評価において上記①の緩和機能に期待している事象[注1]	原子炉冷却材喪失（LOCA） （及び制御棒飛び出し[注2]）
③静的機器の単一故障発生の想定	LOCA発生から24時間の時点で アニュラス空気浄化設備の ダクト全周破断を想定
④修復による復旧の想定	単一故障発生時点から修復を開始して 72時間で復旧
敷地境界における線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	［単一故障影響評価］ 修復有：約0.23mSv（30日間）
	［参考：添付書類十 3.4.4 原子炉冷却材喪失］ 約0.23mSv（30日間）
修復作業における作業員の線量評価結果 （原子炉冷却材喪失）	約7.4mSv/h（ダクト修復作業時の線量率） 約60mSv（作業員１人あたり８時間）

相違理由

【女川】設計方針の相違

・女川では「燃料集合体の落下（FHA）」についても評価している。

・女川では，①配管の修復を想定せずにFHA発生の24時間後から無限時間にわたって非常用ガス処理系の機能が喪失するとした評価（前頁に示したとおり），②FHA発生の31日後（静的機器の単一故障発生から30日後の時点）から配管の修復を開始して72時間で復旧するとした評価（FHA発生後34日以降はよう素除去効果が復旧）を実施している。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

島根原子力発電所２号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
別紙１－参考３ 島根原子力発電所におけるケーブルの系統分離について １．　はじめに 原子力規制委員会より平成 28 年１月６日に指示文書「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」（原規規発第 1601063 号）（以下，「指示文書」という。）が発出されており，これに従い，当社は平成 28 年３月 31 日に「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応に関する調査結果について（報告）」を提出している。本報告においては，当社の要求事項である「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令（昭和 40 年通商産業省令第 62 号）」（以下，「旧技術基準」という。）に照らし，不適切なケーブル敷設はないことを確認したことを報告している。（参考－１） ここでは，平成 25 年６月に施行された「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下，「新技術基準」という。）に対する適合性について以下に説明する。 ２．　２号炉のケーブルの系統分離に対する要求 ２号炉の安全系は電源が３区分となっており，旧技術基準に基づいて設計されていることから，ケーブルトレイ及び電線管，並びに中央制御室床下（補助盤室含む）にケーブルを敷設するにあたっては，区分Ⅰ，区分Ⅱ及び区分Ⅲに分離して敷設する設計としている。また，常用系電力ケーブルの複数の安全系への跨ぎを行わない設計としている。 ３．　新旧技術基準要求の比較と２号炉の調査結果 旧技術基準と新技術基準のケーブルに関する系統分離（区分分離）の要求事項は第１表のとおりであるが，安全系及び常用系ケーブルいずれについても，要求事項を満足することを確認している。なお，ケーブル処理室内の火災防護対象ケーブルについては，「第８条　別添資料 1-資料 1(2.1.3.1)」のとおり，火災の影響軽減のための分離対策等を実施している。	別紙 1-参考 1 女川原子力発電所におけるケーブルの系統分離について 1. はじめに 原子力規制委員会より平成 28 年 1 月 6 日に指示文書「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」（原規規発第 1601063 号）（以下「指示文書」という。）が発出され，不適切な分離状態となっているケーブルの調査を行った。 本調査により，安全系の分離が正しく行なわれないケーブル敷設状態が確認されたことから，ケーブルの是正・再発防止対策を行なった。 2. 不適切なケーブル敷設に対する対応状況 (1) ケーブルの系統分離に対する要求 女川２号炉の安全系は電源が３区分となっており，「旧技術基準」を踏まえ，より分離性を高める観点から設定した，当社としての設計の考え方に従い敷設している。 ケーブルトレイ及び電線管，並びに中央制御室床下ケーブルピットにケーブルを敷設するにあたっては，安全系区分Ⅰ及び区分Ⅱ，並びに区分Ⅲに分離して敷設する設計としている。また，電力ケーブルの安全系と常用系同士の分離，及び常用系制御・計装ケーブルの複数の安全系への跨ぎを行なわない設計としている。（第１表） (2) 女川２号炉の新旧技術基準要求の比較及び調査結果 旧技術基準と新技術基準における，当社のケーブルに関する系統分離（区分分離）の要求事項を第１表，調査結果を第２表に示す。当社としてのケーブルの分離要求は，新技術基準時でも技術基準としての要求事項は包含されていることから，指示文書対応で不適切と判定しなかったものが，新規制基準では満足しないケースはない。	別紙1-参考1 泊発電所におけるケーブルの系統分離について １．　はじめに 原子力規制委員会より平成 28 年１月６日に指示文書「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」（原規規発第 1601063 号）（以下，「指示文書」という。）が発出されており，これに従い，当社は平成 28 年３月 31 日に「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（報告）」を提出している。本報告においては，当社の要求事項である「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令（昭和 40 年通商産業省令第 62 号）」（以下，「旧技術基準」という。）に照らし，不適切なケーブル敷設はないことを確認したことを報告している。（参考－１） ここでは，平成 25 年６月に施行された「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下，「新技術基準」という。）に対する適合性について以下に説明する。 ２．　３号炉のケーブルの系統分離に対する要求 ３号炉の安全系は電源が２系統となっており，旧技術基準に基づいて設計されていることから，ケーブルトレイ及び電線管，並びに中央制御室及び安全系計装盤室床下のフロアーダクトにケーブルを敷設するにあたっては，Ａトレン及びＢトレンに分離して敷設する設計としている。また，常用系電力ケーブルの複数の安全系への跨ぎを行わない設計としている。 ３．　新旧技術基準要求の比較と３号炉の調査結果 旧技術基準と新技術基準のケーブルに関する系統分離（区分分離）の要求事項は第１表のとおりであるが，安全系及び常用系ケーブルいずれについても，要求事項を満足することを確認している。なお，フロアケーブルダクト内の火災防護対象ケーブルについては，「第８条　別添資料 1-資料 1(2.1.3.1.)」のとおり，火災の影響軽減のための分離対策等を実施している。	平成 28 年１月６日に指示文書「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」（原規規発第 1601063 号）に従い報告書を提出している。泊は不適切なケーブル敷設がないことを確認しているが，女川では安全系の分離が正しく行なわれないケーブル敷設状態が確認されている。 島根は泊同様に不適切なケーブル敷設がないことを確認しているので，女川ではなく島根との比較を行う。 【島根】 記載表現の相違 ・発電所名の相違 ・号炉の相違 ・報告書名の相違 （以下，記載しない。） 【島根】 設計方針の相違 ・ケーブルの系統分離について，島根の安全系は電源が３区分に対し，泊は先行 PWR（大飯）と同様２系統に分離し敷設する設計としている。 ・ケーブル敷設の設計の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

島根原子力発電所２号炉

第１表　新旧技術基準の要求の比較及び２号炉の適合性

敷設状況	旧技術基準 適合性※		新技術基準 適合性※	
	電力ケーブル	制御・計装ケーブル	電力ケーブル	制御・計装ケーブル
① 安全系と常用系全てが分離	○	○	○	○
② 常用系-安全系区分跨ぎ	○	○	○	○
③ 常用系-安全系複数跨ぎ	×	○	×	×
④ 安全系異区分跨ぎ	×	×	×	×

※　○：要求を満足する，×：要求を満足しない

以上

参考－１

２号炉における跨ぎケーブルの調査方法及び調査結果

原子力規制委員会より平成 28 年１月６日に発出された指示文書「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」（原規規発第 1601063 号）に従い，当社は，安全系ケーブルトレイに不適切なケーブル敷設がなされていないことを以下の方法により調査した。

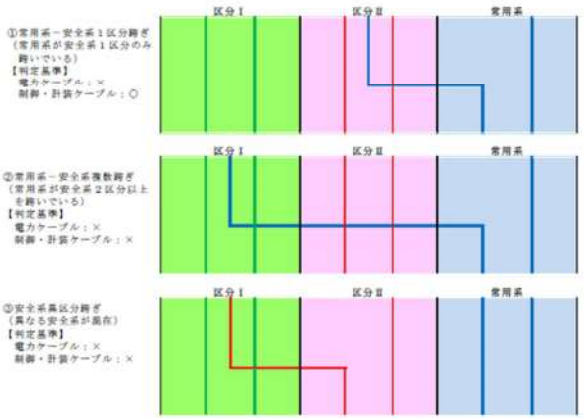
（１）調査方法

島根原子力発電所における安全系ケーブルの敷設は，現場機器～電線管～ケーブルトレイ～中央制御室床下を経て制御盤へと入線する。このうち現場機器～電線管については他と混在することなくケーブルが電線管に入線する設備構成であることから，今回のケーブル敷設状況調査は，電線管～中央制御室床下までの敷設ルートについて実施する。合わせて，中央制御室床下の分離バリアの状態についても調査を実施する。

女川原子力発電所２号炉

第１表　新旧技術基準時の当社要求事項の比較

敷設状況	旧技術基準時の当社の適合性（ ）：旧技術基準要求		新技術基準時の当社の適合性（ ）：新技術基準要求	
	電力ケーブル	制御・計装ケーブル	電力ケーブル	制御・計装ケーブル
①常用系-安全系１区分跨ぎ（常用系が安全系 １ 区分のみ跨ぎ）	×（○）	○（○）	×（○）	○（○）
②常用系-安全系複数跨ぎ（常用系が安全系 ２ 区分以上を跨ぎ）	×（×）	×（○）	×（×）	×（○）
③安全系異区分跨ぎ（異なる安全系が混在）	×（×）	×（×）	×（×）	×（×）



泊発電所３号炉

第１表　新旧技術基準時の当社要求事項の比較

敷設状況	旧技術基準時の当社の適合性（ ）：旧技術基準要求		新技術基準時の当社の適合性（ ）：新技術基準要求	
	電力ケーブル	制御・計装ケーブル	電力ケーブル	制御・計装ケーブル
安全系と常用系の全てが分離	○（○）	○（○）	○（○）	○（○）
常用系の安全系１区分のみとの混在	×（○）	○（○）	×（○）	○（○）
常用系の複数の安全系区分跨ぎ	×（×）	×（○）	×（×）	×（×）
安全系間士の異区分跨ぎ	×（×）	×（×）	×（×）	×（×）

以上

参考－１

３号炉における跨ぎケーブルの調査方法及び調査結果

原子力規制委員会より平成 28 年１月６日に発出された指示文書「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」（原規規発第 1601063 号）に従い，当社は，安全系ケーブルトレイに不適切なケーブル敷設がなされていないことを以下の方法により調査した。

（１）調査方法

泊発電所における安全系のケーブルは，現場機器～電線管～ケーブルトレイ～中央制御室床下を経て制御盤へと入線している。

今回の不適切なケーブル敷設の有無の調査は，ケーブルの区分を踏まえ安全系ケーブルの敷設ルートに対し確認を実施する。

相違理由

【島根】
記載表現の相違
・資料の付番の相違

【島根】
記載方針の相違
・女川の第１表を参考として，新旧技術基準の要求（）に対して，より厳しい当社の要求事項を記載した。

参考－１は平成 28 年３月 31 日に原子力規制委員会に既に報告した内容であり，報告内容は各社で異なるため，記載内容の比較は行わない。

島根原子力発電所２号炉

ａ．中央制御室床下の分離バリアの調査

中央制御室床下は，制御盤フロア下に処理ボックスを設置し，エリア分離し，ケーブルを敷設する構造としていることから，以下の調査を実施する。

①分離バリアの点検

分離バリアの有無及び破損の有無について目視確認を行う。

②ケーブル敷設状況の確認

異区分間を跨ぐ形で敷設されているケーブルの有無を確認する。

③異区分間の渡り施工の有無

異区分間の渡り施工を実施している場合は，金属管にて敷設されていることを確認する。

ｂ．現場ケーブルトレイの調査

電線管～ケーブルトレイ～中央制御室床下（ケーブル処理室）までの敷設ルートについて，安全系異区分ケーブルの混在の有無及び常用系ケーブルの跨ぎの有無を確認する。

また，東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所において，展開接続図と配線表の齟齬により安全系ケーブルが常用系ケーブルトレイに敷設されていた事象があったことから，同様な事例の有無の調査として，展開接続図と配線表を照合し，安全系ケーブルが異なる区分に敷設されていないことを確認する。

（２）調査結果

調査結果を以下に示す。

調査項目	調査結果
ａ．中央制御室床下の分離バリア	不適切なケーブル敷設無し
ｂ．現場ケーブルトレイ	不適切なケーブル敷設無し

女川原子力発電所２号炉

第２表　女川２号炉における不適切なケーブル敷設調査結果

項目	女川２号炉
１．中央制御室ケーブル	
①常用系-安全系１区分跨ぎ（常用系が安全系１区分のみ跨ぎ）	０本
②常用系-安全系複数跨ぎ（常用系が安全系２区分以上を跨ぎ）	11本
③安全系異区分跨ぎ（異なる安全系が混在）	３本
合計	14本
２．現場ケーブル	
不適切な敷設なし	

注1　上記のほか，中央制御室床下ケーブルピットの分離板破損等あり（分離板なし：69枚，分離板破損・欠損等：56枚）

注２　本調査で確認された不適切な状態は，敷設ルートの耐火処理（13本）や，現在使用していないケーブルの撤去（１本），分離板の設置・修理を行い，平成28年10月13日に「「東京電力株式会社柏崎刈羽原子力発電所で確認された不適切なケーブル敷設に係る対応について（指示）」に係る是正結果について（報告）」にて原子力規制庁に提出済。

3．不適切な施工が発生した原因・再発防止対策

本調査で確認された不適切な施工は，発電所の建設時及びその後に実施した改良工事において発生したものである。

(1)直接原因

a. 当社はケーブル敷設を伴う工事について，ケーブルの接続（入出力確認）を管理対象としていたにもかかわらず，敷設ルートについては管理方法を定めていなかった。

b. 当社工事担当個所（電気担当個所以外）は，中央制御室床下ケーブル敷設工事について不慣れだったにもかかわらず，当社電気担当個所に技術的な協力を求めなかった。

c. 当社はケーブル敷設を伴う工事について，ケーブルの接続（入出力確認）を管理対象としていたにもかかわらず，敷設ルートに係る中央制御室床下ケーブルピットの分離板施工は管理対象としていなかった。

(2)根本原因

a. 当社は，ケーブル敷設を伴う工事を行う場合に，調達要求（ケーブルの区分分離，敷設ルートの事前確認等）のプロセス，及び調達結果の検証のプロセスが不十分だった。

b. 当社は，電気担当個所以外が行なうケーブル敷設工事について，技術的にサポートするプロセスを構築していなかった。

泊発電所３号炉

①ケーブルトレイ跨ぎケーブル調査

現場ウォークダウンにより，安全系ケーブルトレイに寄付いている電線管（ケーブル）を確認し，確認された電線管（ケーブル）が適切な安全系区分のケーブルであることを確認することで，安全系の異区分間及び安全系と常用系間のケーブルトレイを跨いで敷設されているケーブルがないことを確認する。

また，電線管（ケーブル）の区分は，現場機器から適切な区分となっているか確認する。

②中央制御室等への盤へのケーブル入線状況調査

中央制御室等（中央制御室・安全系計装盤室・安全補機開閉器室）に設置されている安全系の盤へ入線されるケーブルに安全系間の異区分跨ぎがないことを確認する。

なお，中央制御室，安全系計装盤室の床下はフロアケーブルダクト構造となっている。

③フロアケーブルダクト内ケーブル敷設状況調査

中央制御室及び安全系計装盤室床下のフロアケーブルダクト内にて安全系の異区分間及び安全系と常用系間の区分跨ぎケーブルがないことを目視にて確認する。

また，フロアケーブルダクトにて区分分離を行っているコンクリート構造物に，破損や損傷等がないことを目視にて確認する。

（２）調査結果

調査結果を以下に示す。

調査項目	調査結果
①ケーブルトレイ跨ぎケーブル調査	不適切なケーブル敷設無し
②中央制御室等の盤へのケーブル入線状況調査	不適切なケーブル敷設無し
③フロアケーブルダクト内ケーブル敷設状況調査	不適切なケーブル敷設無し

相違理由

島根原子力発電所２号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	c. 当社は，中央制御室床下ケーブルピットの分離板に関して，承認図書，分離板施工方法，施工記録の管理プロセスが不十分だった。 d. 当社は，工事の計画・設計の段階から，安全機能を有する設備に対し影響を波及させないことについて，工事の計画，設計，調達，検証など一連の業務プロセスについて標準文書で明確化していなかった。 e. 当社は，ケーブル敷設に係る工事において，分離板及びケーブルルートの管理については，供給者に任せても適切に工事が出来るという供給者への依存心があった。 (3) 再発防止対策 直接原因及び根本原因を踏まえ，再発防止対策として次のとおり実施した。 a. ケーブル敷設に対する対策（図１） (a) 共通的な調達要求事項の明確化 中央制御室床下ケーブルピットを含むケーブル敷設に関して，次の内容を標準的な調達仕様書で明確にするとともに，その結果を当社が確認・評価するプロセスに変更した。 ・ケーブル敷設における区分分離の達成 ・ケーブル敷設結果の記録 ・中央制御室床下ケーブルピット分離板の施工記録又は状態記録 (b) メーカー以外の元請会社へのケーブル敷設に関する調達プロセスの構築 ケーブル敷設を伴う工事をメーカー以外の元請会社が実施する場合，中央制御室床下分離板については施工管理方法を指定するとともに，当社電気担当個所管理の下，ケーブル敷設ルートを設定するプロセスを経た上で，ケーブル敷設を実施するプロセスを構築した。（参考資料） (c) 当社電気担当個所以外によるケーブル敷設を伴う工事の調達プロセスの構築 ケーブル敷設を伴う工事を当社電気担当個所以外が調達する場合，ケーブル敷設に対して，当社調達プロセスの要求を満たしていることを当社電気担当個所が確認し，必要に応じ指導するプロセスを構築した。（参考資料）		

島根原子力発電所２号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(d)中央制御室床下ケーブルピットの分離板，ケーブル敷設に関するメーカーへの調達要求 メーカーに対して，次の内容を標準的な調達仕様書にて明確にするとともに，これを当社が承認するプロセスに変更した。 ・中央制御室床下ケーブルピットの分離板の設定に関する図書 ・中央制御室床下ケーブルピット分離板の施工管理方法に関する図書 ・中央制御室床下の配線の区分分離状況に関する図書 b. 全体的な業務プロセスに対する対策（図２） (a)業務プロセスの明確化 当社は，補修，取替え及び改造工事で，安全機能を有する設備に対し影響を波及させないことについて確認・評価することを，計画・設計・調達・検証段階において該当する QMS 文書などに定め，一連の業務プロセスの中で抜けなく達成させるよう変更した。 c. 教育の実施 当社は，不適切なケーブル敷設（本事象）のような事象が発生することを事例として，供給者へ依存することなく適切な管理を行えるよう教育を行うこととした。 教育については，当社保修関係社員を対象に，プロセスの変更内容，及び本事象の原因・調達上の問題を含めた内容について教育した。 今後，教育を継続的に行なうため，当社保修部門の新入社員～中級社員（入社６ 年目程度迄を目安）及び保修部門転入者を対象とした教育プログラムに反映する。 4. 再発防止対策以前のケーブル敷設以外の工事の適切性 指示文書対応において，不適切なケーブル敷設工事と同様に，工事により安全機能を有する設備に対し安全機能に影響を与えるような工事が行われるおそれのある手順等になっていないか，QMS の検証を行った。 その結果，ケーブル敷設工事以外については，安全機能を有する設備に対して，安全機能に影響を与えるような工事を防止する仕組みがあることを確認した。 具体的には，ケーブル敷設工事以外は，工事の最終段階におい		

島根原子力発電所２号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

て，当社が「立会確認」「記録確認」を行なうことを規定・実施しており，工事の最終的な段階における状況を当社が最終的に確認することで，安全機能を有する設備に対して，安全機能に影響を与えるような工事を防止することが可能である。なお，当時のケーブル敷設については，ケーブルルート確認に関する具体的な確認の項目が規定されていなかったため，3.(3)の再発防止対策の中で，当社によるケーブルルート確認を規定した。

また，QMS 導入以降に発生した不適合について，QMS の不備が原因で工事によって既設設備の安全機能に影響を及ぼした事例が無いことを確認した。

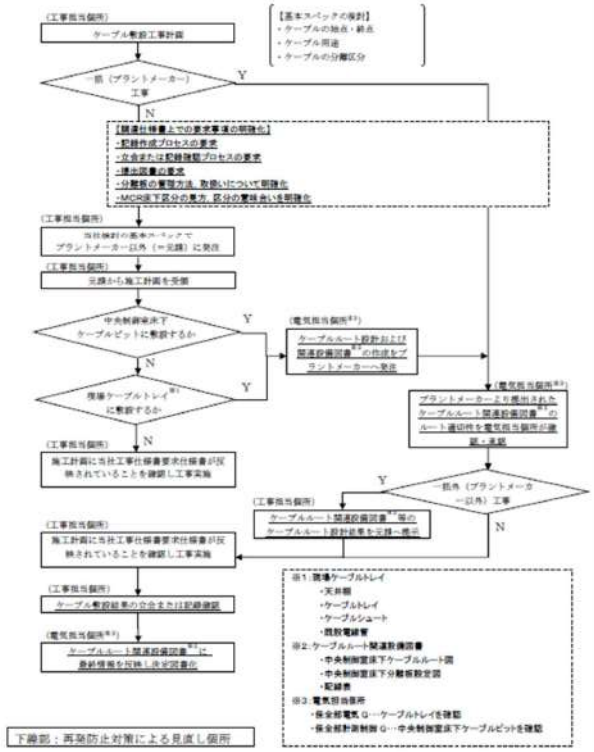
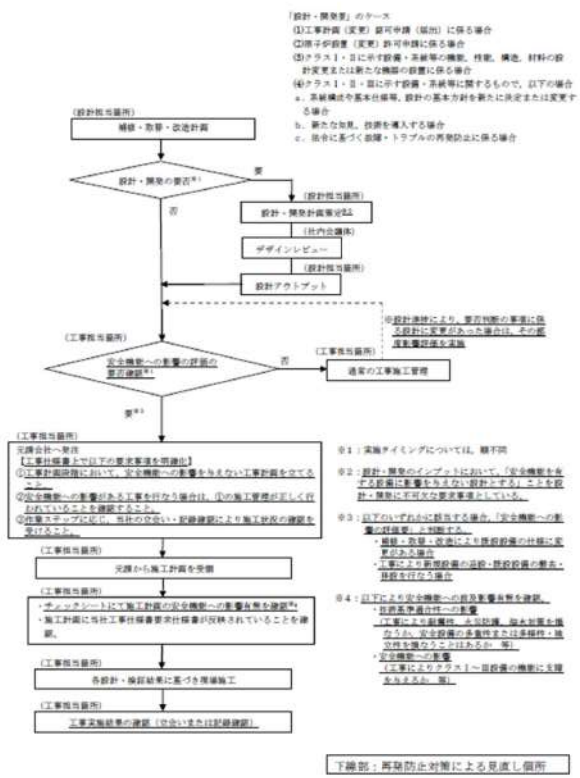


図１　ケーブル敷設工事に係る業務フロー

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

島根原子力発電所２号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 図２　補修，取替え及び改造工事における業務フロー		

島根原子力発電所２号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	【参考資料】ケーブル敷設工事実施時の遵守事項 （電気担当個所以外によるケーブル敷設を伴う工事，メーカー以外の元請会社が実施する工事） 当社電気担当個所以外の工事担当個所（以下，「工事担当個所」という。）によるケーブル敷設を伴う工事，及びメーカー以外の元請会社が実施する工事にあたっては，図１のとおり，ケーブルルート設計段階において，当社電気担当個所及びプラントメーカーによるルートの適切性を確認することとしている。 本確認結果を工事担当個所に回答する際は，実施したルート適切性確認結果と合わせ，ケーブルの分離に影響を与えないよう，以下の施工時の遵守事項を通知することとしている。 (1) ケーブルは，敷設を許可したケーブルルート設計図面に基づいたルートに敷設すること。敷設を許可したケーブルルートからルートを変更して敷設する場合は，再度電気担当個所及びプラントメーカーによるルートの適切性の確認を受けた後，施工すること。 (2) 工事要領書に予めケーブル敷設ルートの確認個所を記載した記録様式を定めること。また，ケーブル敷設時に計画ルートと実際の敷設ルートに相違が無いことを確認した結果を工事報告書へ添付すること。 （ケーブル敷設ルートの確認個所） ・ＰＣＰＳケーブルルート図の始点（From），各屈曲点，終点（To）の各ロケーション ・配線表の始点，ケーブルトレイ・ケーブルシュート・天井棚及び電線管種別変更個所（番号が変わるケーブルトレイ等の乗せ替え個所含む），終点。 (3) ケーブル敷設中に疑義が生じた場合は直ちに作業を中断し，電気担当個所へ確認すること (4) 中央制御室床下ケーブルピット内敷設において，ケーブル敷設後の分離板状態確認が必要な場合は，予め確認個所を記載した記録様式を定めること。 また，ケーブル敷設後の近接分離板の状態確認結果を工事報告書へ添付すること。 (5) 中央制御室床下ケーブルピット内敷設において，ケーブル敷設時に一時的に水平分離板の取外しが必要と想定される場合は，工事要領書に当該水平分離板の管理及び復旧後の状態を確認する記録様式を定め，確認した結果を工事報告書へ添付すること。		

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

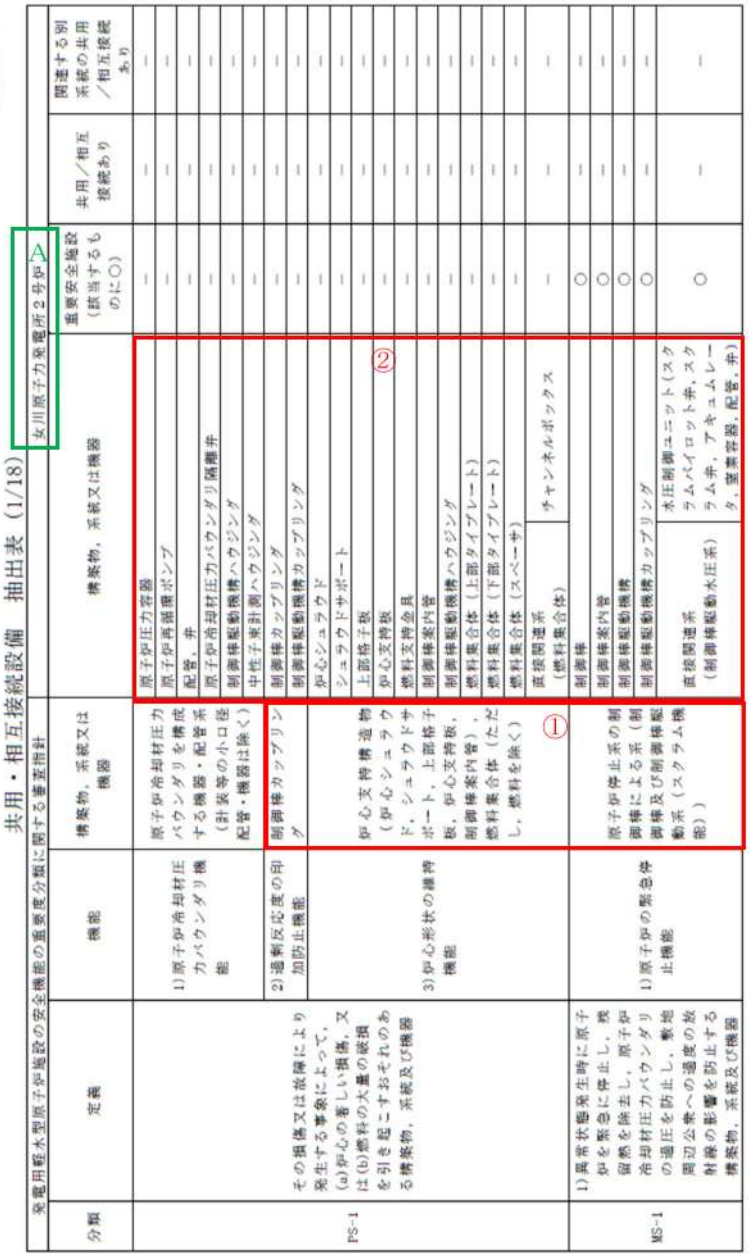
【差異の説明】
- 大飯では，別紙2-1に対応する表はないため，大飯との比較は行わず女川と泊で比較する。
- 重要度分類審査指針において，「構築物，系統又は機器」はＰＷＲとＢＷＲに分けて記載されていることから，重要度分類審査指針の「構築物，系統又は機器」の欄は泊と女川で異なる場合がある（下表①）。
- 泊と女川では，炉型の違い及び類似設備であっても固有の名称があることから，泊３号炉の「構築物，系統又は機器」の欄は女川と異なる場合があることに加え，共用設備又は相互接続設備はプラント設計・運用により異なることから，「共用／相互接続あり」の欄は泊と女川で異なる場合がある（下表②）。
- 上記①及び②に該当する差異は番号のみ記載することとし，それ以外の差異は個別に差異説明を記載する。
- 比較しやすさの観点で，必ずしもページ単位での比較とはせず，機能単位で比較する場合もある。

共用・相互接続設備　抽出表（1/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	① 構築物，系統又は機器	② 構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-1	その損傷又は故障により発生する事象によって，(a)炉心の著しい損傷，又は(b)燃料の大量の破損を引き起こすおそれのある構築物，系統及び機器	1)原子炉冷却材圧力バウンダリ機能	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管系（計装等の小口径配管・機器は除く）	原子炉容器	－	－	－
				蒸気発生器	－	－	－
				１次冷却材ポンプ	－	－	－
				加圧器	－	－	－
				配管，弁	－	－	－
				原子炉冷却材圧力バウンダリ隔離弁	－	－	－
				制御棒駆動装置圧力ハウジング	－	－	－
				炉内計装引出管	－	－	－
		2)過剰反応度の印加防止機能	制御棒駆動装置圧力ハウジング	制御棒駆動装置圧力ハウジング	－	－	－
		3)炉心形状の維持機能	炉心支持構造物（炉心槽，上部炉心支持板，上部炉心支持柱，上部炉心板，下部炉心板，下部炉心支持柱，下部炉心支持板），燃料集合体（ただし，燃料を除く）	炉心槽	－	－	－
				上部炉心支持板	－	－	－
				上部炉心支持柱	－	－	－
				上部炉心板	－	－	－
				下部炉心板	－	－	－
				下部炉心支持柱	－	－	－
				下部炉心支持板	－	－	－
				燃料集合体(燃料は除く)	－	－	－

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		A プラント名の相違（以下同様なので記載省略）

女川原子力発電所2号炉

共用・相互接続設備　抽出表（2/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所2号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
	1）異常状態発生時に原子	2）未臨界維持機能	① 原子炉停止系（制御棒による系，ほう酸水注入系）	制御棒		○	－	－
				制御棒カップリング	②	○	－	－
				直接関連系（制御棒駆動水圧系）	制御棒駆動機構	○	－	－
					制御棒駆動機構ハウジング	○	－	－
				ほう酸水注入系（ポンプ，注入弁，タンク出口弁，貯蔵タンク，ポンプ吸込配管・弁，注入配管・弁）		○	－	－
		3）原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	逃がし安全弁（安全弁としての開機能）	主蒸気逃がし安全弁（安全弁としての開機能）		○	－	－

泊発電所3号炉

共用・相互接続設備　抽出表（2/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所3号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1）異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	2）未臨界維持機能	① 原子炉停止系（制御棒による系，化学体積制御設備及び非常用炉心冷却系のほう酸水注入機能）	制御棒		○	－	－
				直接関連系（制御棒）	制御棒駆動装置	○	－	－
					制御棒駆動装置圧力ハウジング	○	－	－
				化学体積制御設備の内ほう酸水注入系（充てんポンプ，ほう酸ポンプ，ほう酸タンク，ほう酸フィルタ，再生熱交換器，配管及び弁（ほう酸タンクからほう酸ポンプ，充てんポンプ，再生熱交換器を経て1次冷却設備までの範囲））		○	－	－
				直接関連系（化学体積制御設備の内ほう酸水注入系）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
					燃料取替用水ピットから充てんポンプ入口への補給ライン配管，弁	○	－	－
					ほう酸タンクヒータ	○	－	－
				非常用炉心冷却設備の内ほう酸注入系（燃料取替用水ピット，高圧注入ポンプ，ほう酸注入タンク，配管及び弁（燃料取替用水ピットから高圧注入ポンプを経て1次冷却設備低温側までの範囲））		○	－	－
				直接関連系（非常用炉心冷却設備の内ほう酸注入系）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
		3）原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）	加圧器安全弁（安全弁開機能） ②		○	－	－

相違理由

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

MS-1	炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	4)原子炉停止後の除熱機能	① 残留熱を除去する系統（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード），原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（手動逃がし機能），自動減圧系（手動逃がし機能））	残留熱除去系（ポンプ，熱交換器，原子炉停止時冷却モードのルートとなる配管・弁）		○	－	－
				直接関連系（残留熱除去系）	熱交換器バイパス配管，弁	○	－	－
				原子炉隔離時冷却系（ポンプ，サプレッションチェンバ，タービン，サプレッションチェンバから注水先までの配管，弁）		○	－	－
				② 直接関連系（原子炉隔離時冷却系）	タービンへの蒸気供給配管，弁	○	－	－
					ポンプミニマムフローラインの配管，弁	○	－	－
					サプレッションチェンバ内のストレーナ	○	－	－
					復水貯蔵タンク	○	－	－
					ポンプの復水貯蔵タンクからの吸込弁	○	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（3/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1)異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	4)原子炉停止後の除熱機能	① 残留熱を除去する系統（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード），原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（手動逃がし機能），自動減圧系（手動逃がし機能））	直接関連系（原子炉隔離時冷却系）	ポンプの復水貯蔵タンクからの吸込配管，弁	○	－	－
					潤滑油冷却器及びその冷却器までの冷却水供給配管	○	－	－
				高圧炉心スプレイ系（ポンプ，サプレッションチェンバ，サプレッションチェンバからスプレイ先までの配管，弁，スプレイスパージャ）		○	－	－
				② 直接関連系（高圧炉心スプレイ系）	ポンプミニマムフローラインの配管，弁	○	－	－
					サプレッションチェンバ内のストレーナ	○	－	－
					復水貯蔵タンク	○	－	－
					ポンプの復水貯蔵タンクからの吸込弁	○	－	－
					ポンプの復水貯蔵タンクからの吸込配管，弁	○	－	－
				主蒸気逃がし安全弁（手動逃がし機能）		○	－	－
				直接関連系（主蒸気逃がし安全弁（手動逃がし機能））	原子炉圧力容器から主蒸気逃がし安全弁までの主蒸気配管	○	－	－
					駆動用窒素源（アキュムレータ，アキュムレータから主蒸気逃がし安全弁までの配管，弁）	○	－	－
				自動減圧系（手動逃がし機能）		○	－	－
				直接関連系（自動減圧系（手動逃がし機能））	原子炉圧力容器から主蒸気逃がし安全弁までの主蒸気配管	○	－	－
					駆動用窒素源（アキュムレータ，アキュムレータから主蒸気逃がし安全弁までの配管，弁）	○	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（3/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1)異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	4)原子炉停止後の除熱機能	① 残留熱を除去する系統（余熱除去系，補助給水系，蒸気発生器２次側隔離弁までの主蒸気系・給水系，主蒸気安全弁，主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能））	余熱除去設備（余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，配管及び弁（余熱除去運転モードのルートとなる範囲））		○	－	－
				直接関連系（余熱除去設備）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				補助給水設備（電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピット，配管及び弁（補助給水ピットから補助給水ポンプを経て主給水配管との合流部までの範囲））		○	－	－
				② 直接関連系（補助給水設備）	タービンへの蒸気供給配管，弁	○	－	－
					ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				主蒸気設備（蒸気発生器，主蒸気隔離弁，主蒸気安全弁，主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能），配管及び弁（蒸気発生器から主蒸気隔離弁の範囲））		○	－	－
				給水設備（蒸気発生器，主給水隔離弁，配管及び弁（蒸気発生器から主給水隔離弁の範囲））		○	－	－
		5)炉心冷却機能	非常用炉心冷却系（低圧注入系，高圧注入系，蓄圧注入系）	低圧注入系（余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，燃料取替用水ピット，格納容器再循環サンプ，配管及び弁（燃料取替用水ピット及び格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器を経て１次冷却設備までの範囲））		○	－	－
				直接関連系（低圧注入系）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				高圧注入系（燃料取替用水ピット，高圧注入ポンプ，配管及び弁（燃料取替用水ピット及び格納容器再循環サンプから高圧注入ポンプを経て１次冷却設備までの範囲），格納容器再循環サンプ）		○	－	－
				直接関連系（高圧注入系）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				蓄圧注入系（蓄圧タンク，配管及び弁（蓄圧タンクから１次冷却設備低温側配管合流部までの範囲））		○	－	－

【破線の範囲は次頁に再掲して比較】

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

女川原子力発電所２号炉

共用・相互接続設備　抽出表（4/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針						
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1）異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	5）炉心冷却機能	①	残留熱除去系（低圧注水モード）（ポンプ，サプレッションチェンバ，サプレッションチェンバから注水先までの配管，弁（熱交換器バイパスライン含む），注水ヘッダ）	○	－	－
				直接関連系（残留熱除去系（低圧注水モード））	ポンプミニマムフローライインの配管，弁	○	－	－
					サプレッションチェンバ内のストレーナ	○	－	－
				低圧炉心スプレイ系（ポンプ，サプレッションチェンバ，サプレッションプールからスプレイ先までの配管，弁，スプレイスパージャ）	○	－	－
				直接関連系（低圧炉心スプレイ系）	ポンプミニマムフローライインの配管，弁	○	－	－
					サプレッションチェンバ内のストレーナ	○	－	－
				高圧炉心スプレイ系（ポンプ，サプレッションチェンバ，サプレッションチェンバからスプレイ先までの配管，弁，スプレイスパージャ）	○	－	－
				直接関連系（高圧炉心スプレイ系）	ポンプミニマムフローライインの配管，弁	○	－	－
					サプレッションチェンバ内のストレーナ	○	－	－
					復水貯蔵タンク	○	－	－
					ポンプの復水貯蔵タンクからの吸込弁	○	－	－
					ポンプの復水貯蔵タンクからの吸込配管，弁	○	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（5/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針						
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
				自動減圧系（主蒸気逃がし安全弁）	○	－	－
		5）炉心冷却機能	非常用炉心冷却系（低圧炉心スプレイ系，低圧注水系，高圧炉心スプレイ系，自動減圧系）	直接関連系（自動減圧系）	②	原子炉圧力容器から主蒸気逃がし安全弁までの主蒸気配管	○	－	－
					駆動用窒素ボンベ（アキュムレータ，アキュムレータから主蒸気逃がし安全弁までの配管，弁）	○	－	－

泊発電所３号炉

【前頁の再掲】

共用・相互接続設備　抽出表（3/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針							
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1）異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	4）原子炉停止後の除熱機能	残留熱を除去する系統（余熱除去系，補助給水系，蒸気発生器２次側隔離弁までの主蒸気系・給水系，主蒸気安全弁，主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能））	余熱除去設備（余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，配管及び弁（余熱除去運転モードのルートとなる範囲））	○	－	－
				直接関連系（余熱除去設備）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				補助給水設備（電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピットから補助給水ポンプを経て主給水配管との合流部までの範囲）		○	－	－
				直接関連系（補助給水設備）	タービンへの蒸気供給配管，弁	○	－	－
					ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				主蒸気設備（蒸気発生器，主蒸気隔離弁，主蒸気安全弁，主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能），配管及び弁（蒸気発生器から主蒸気隔離弁までの範囲））		○	－	－
				給水設備（蒸気発生器，主給水隔離弁，配管及び弁（蒸気発生器から主給水隔離弁までの範囲））		○	－	－
			①	低圧注入系（余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，燃料取替用水ピット，格納容器再循環サンプ，配管及び弁（燃料取替用水ピット及び格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器を経て１次冷却設備までの範囲））		○	－	－
				直接関連系（低圧注入系）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				高圧注入系（燃料取替用水ピット，高圧注入ポンプ，配管及び弁（燃料取替用水ピット及び格納容器再循環サンプから高圧注入ポンプを経て１次冷却設備までの範囲），格納容器再循環サンプ）		○	－	－
				直接関連系（高圧注入系）	ポンプミニマムフローライン配管，弁	○	－	－
				蓄圧注入系（蓄圧タンク，配管及び弁（蓄圧タンクから１次冷却設備低温側配管合流部までの範囲））		○	－	－

相違理由

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

女川原子力発電所２号炉

共用・相互接続設備　抽出表（6/18）

分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1）異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	6）放射性物質の閉じ込め機能，放射線の遮へい及び放出低減機能	① 原子炉格納容器，原子炉格納容器隔離弁，原子炉格納容器スプレイ冷却系，原子炉建屋，非常用ガス処理系，非常用再循環ガス処理系，可燃性ガス濃度制御系	○	－	共用（液体窒素蒸発装置（MS-3））
			原子炉格納容器（格納容器本体，貫通部，所員用エアロック，機器搬出入用ハッチ）	○	－	共用（液体窒素蒸発装置（MS-3））
			直接関連系（原子炉格納容器）：ベント管	○	－	－
			直接関連系（原子炉格納容器）：スプレイ管	○	－	－
			直接関連系（原子炉格納容器）：真空破壊弁	○	－	－
			直接関連系（原子炉格納容器）：主蒸気逃がし安全弁排気管クエンチャ	○	－	－
			原子炉建屋（原子炉棟）（ブローアウトパネル付き）	○	－	－
			直接関連系（原子炉建屋（原子炉建屋原子炉棟））：原子炉棟給排気隔離弁	○	－	－
			原子炉格納容器隔離弁及び原子炉格納容器バウンダリ配管	○	－	共用（液体窒素蒸発装置（MS-3））
			直接関連系（原子炉格納容器隔離弁及び原子炉格納容器バウンダリ配管）：主蒸気隔離弁駆動用空気又は窒素源（アキュムレータ，アキュムレータから主蒸気隔離弁までの配管，弁）	○	－	－
			主蒸気流量制限器	○	－	－

泊発電所３号炉

共用・相互接続設備　抽出表（4/13）

分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1）異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	6）放射性物質の閉じ込め機能，放射線の遮へい及び放出低減機能	① 原子炉格納容器，アニュラス，原子炉格納容器隔離弁，原子炉格納容器スプレイ冷却系，可燃性ガス濃度制御系	○	－	－
			原子炉格納容器（格納容器本体，貫通部（ベントレーション），エアロック，機器搬入口）	○	－	－
			アニュラス	○	－	－
			原子炉格納容器隔離弁及び格納容器バウンダリ配管	○	－	－
			原子炉格納容器スプレイ設備（燃料取替用水ピット，格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器，よう素除去薬品タンク，スプレイノズル，配管及びダクト，スプレイリング，スプレイノズル，配管及び格納容器再循環サンプから格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器を経てスプレイリングヘッダまでの範囲，よう素除去薬品タンクからスプレイダクトを経て格納容器スプレイ配管までの範囲） アニュラス空気浄化設備（アニュラス空気浄化ファン，ダクト及びダンパ） ②	○	－	－
			直接関連系（アニュラス空気浄化設備）：非気筒	○	－	－
			安全保護系	○	－	－
	2）安全上必須なその他の構築物，系統及び機器	1）工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	［原子炉保護系への作動信号の発生機構］ ・原子炉保護系の安全保護回路	○	－	－
			［工学的安全施設への作動信号の発生機構］ ・非常用炉心冷却設備作動の安全保護回路 ・原子炉格納容器スプレイ作動の安全保護回路 ・主蒸気ライン隔離の安全保護回路 ・原子炉格納容器隔離の安全保護回路	○	－	－

【破線の範囲は次頁に再掲して比較】

相違理由

共用・相互接続設備　抽出表（7/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所2号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
		1）工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系	原子炉保護系への作動信号の発生機構 ・原子炉保護系の安全保護回路 ②	○	－	－
				工学的安全施設への作動信号の発生機構 ・非常用炉心冷却系作動の安全保護回路 ・主蒸気隔離の安全保護回路 ・原子炉格納容器隔離の安全保護回路 ・非常用ガス処理系作動の安全保護回路	○	－	－

女川原子力発電所2号炉

共用・相互接続設備　抽出表（4/13）

【前頁の再掲】

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所3号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	1）異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し，残留熱を除去し，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し，敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物，系統及び機器	6）放射性物質の閉じ込め機能，放射線の遮へい及び放出低減機能	原子炉格納容器，アニュラス，原子炉格納容器隔離弁，原子炉格納容器スプレイ系，アニュラス空気再循環設備，安全補機室空気浄化系，可燃性ガス濃度制御系	原子炉格納容器（格納容器本体，貫通部（ペネトレーション），エアロック，機器搬入口）	○	－	－
				アニュラス	○	－	－
				原子炉格納容器隔離弁及び格納容器バウンダリ配管	○	－	－
				原子炉格納容器スプレイ設備（燃料取替用水ピット，格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器，よう素除去薬品タンク，スプレイエダクタ，スプレイリング，スプレイノズル，配管及び弁（燃料取替用水ピット及び格納容器再循環サンプから格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器を経てスプレイリングヘッダまでの範囲。よう素除去薬品タンクからスプレイエダクタを経て格納容器スプレイ配管までの範囲））	○	－	－
				アニュラス空気浄化設備（アニュラス空気浄化フィルタユニット，アニュラス空気浄化ファン，ダクト及びダンパ）	○	－	－
				直接関連系（アニュラス空気浄化設備） 排気筒	○	－	－
				遮へい設備（外部遮へい壁）	○	－	－
	2）安全上必須なその他の構築物，系統及び機器	1）工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系	［原子炉保護系への作動信号の発生機構］ ・原子炉保護系の安全保護回路 ②	○	－	－
				［工学的安全施設への作動信号の発生機構］ ・非常用炉心冷却設備作動の安全保護回路 ・原子炉格納容器スプレイ作動の安全保護回路 ・主蒸気ライン隔離の安全保護回路 ・原子炉格納容器隔離の安全保護回路	○	－	－

泊発電所3号炉

相違理由

MS-1	2）安全上必須なその他の構築物，系統及び機器	2）安全上特に重要な関連機能	① 非常用所内電源系，制御室及びその遮へい，非常用換気空調系，非常用補機冷却水系，直流電源系（いずれも，MS-1 関連のもの）	非常用交流電源設備（ディーゼル機関，発電機，発電機から非常用負荷までの配電設備及び電路）		○	－	－
				直接関連系（非常用交流電源設備）	燃料系（デイタンクからディーゼル機関まで）	○	－	－
					始動用空気系（空気だめからディーゼル機関まで）	○	－	－
					吸気系	○	－	－
					冷却水系	○	－	－
					潤滑油系	○	－	－
					燃料移送系（軽油タンクからデイタンクまで）	○	－	－
					軽油タンク	○	－	－
				中央制御室及び中央制御室遮蔽 ②		○（中央制御室）	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（8/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	2）安全上必須なその他の構築物，系統及び機器	2）安全上特に重要な関連機能	① 非常用所内電源系，制御室及びその遮へい，非常用換気空調系，非常用補機冷却水系，直流電源系（いずれも，MS-1 関連のもの）	中央制御室換気空調系（放射線防護機能及び有毒ガス防護機能）（再循環送風機，再循環フィルタ装置，空気調和装置，送風機，排風機，ダクト及びダンパ）		○	－	－
				原子炉補機冷却水系（ポンプ，熱交換器，非常用系負荷冷却ライン配管，弁（MS-1 関連））		○	－	－
				直接関連系（原子炉補機冷却水系）	サージタンク	○	－	－
				高圧炉心スプレイ補機冷却水系（ポンプ，熱交換器，配管，弁）		○	－	－
				直接関連系（高圧炉心スプレイ補機冷却水系）	サージタンク ②	○	－	－
				原子炉補機冷却海水系（ポンプ，配管，弁，ストレーナ（MS-1 関連））		○	－	－
				直接関連系（原子炉補機冷却海水系）	ストレーナ（異物除去機能をつかさどる部分）	○	－	－
					取水路（屋外トレンチ含む）	○	－	－
				高圧炉心スプレイ補機冷却海水系（ポンプ，配管，弁，ストレーナ）		○	－	－
				直接関連系（高圧炉心スプレイ補機冷却海水系）	ストレーナ（異物除去機能をつかさどる部分）	○	－	－
					取水路（屋外トレンチ含む）	○	－	－
				非常用直流電源設備（蓄電池，蓄電池から非常用負荷までの配電設備及び電路（MS-1 関連））		○	－	－
				計測制御用電源設備（蓄電池から非常用計測制御装置までの配電設備及び電路（MS-1 関連））		○	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（5/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-1	2）安全上必須なその他の構築物，系統及び機器	2）安全上特に重要な関連機能	① 非常用所内電源系，制御室及びその遮へい・換気空調系，原子炉補機冷却水系，原子炉補機冷却海水系，直流電源系，制御用圧縮空気設備（いずれも，MS-1 関連のもの）	非常用交流電源設備（ディーゼル機関，ディーゼル発電機，ディーゼル発電機から非常用負荷までの配電設備及び電路）		○	－	－
				直接関連系（非常用交流電源設備）	燃料系 ②	○	－	－
					吸気系	○	－	－
					始動用空気系	○	－	－
					冷却水系	○	－	－
					潤滑油系	○	－	－
				中央制御室及び中央制御室遮へい		○	－	－
				中央制御室空調装置（放射線防護機能及び有毒ガス防護機能）（中央制御室非常用循環ファン，中央制御室非常用循環フィルタユニット，中央制御室給気ユニット，中央制御室給気ファン，中央制御室循環ファン，ダクト及びダンパ）		○	－	－
				原子炉補機冷却水設備（原子炉補機冷却水ポンプ，原子炉補機冷却水冷却器，配管及び弁（MS-1 関連補機への冷却水ラインの範囲））		○	－	－
				直接関連系（原子炉補機冷却水設備）	原子炉補機冷却水サージタンク	○	－	－
				原子炉補機冷却海水設備（原子炉補機冷却海水ポンプ，原子炉補機冷却海水ポンプ出口ストレーナ，原子炉補機冷却水冷却器海水入口ストレーナ，原子炉補機冷却水冷却器，配管及び弁（MS-1 関連補機への海水供給ラインの範囲））		○	－	－
				直接関連系（原子炉補機冷却海水設備）	原子炉補機冷却海水ポンプ出口ストレーナ（異物除去機能を司る部分）	○	－	－
					取水路（屋外トレンチ含む）	○	－	－
				非常用直流電源設備（蓄電池，蓄電池から非常用負荷までの配電設備及び電路（MS-1 関連））		○	－	－
				計測制御用電源設備（蓄電池から非常用計測制御装置までの配電設備及び電路（MS-1 関連））		○	－	－
				制御用圧縮空気設備（制御用空気圧縮装置，配管及び弁（MS-1 関連補機への制御用空気供給ラインの範囲））		○	－	－

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

女川原子力発電所２号炉

共用・相互接続設備　抽出表（9/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-2	1）その損傷又は故障により発生する事象によって，炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こすおそれはないが，敷地外への過度の放射性物質の放出のおそれのある構築物，系統及び機器	1）原子炉冷却材を内蔵する機能（ただし，原子炉冷却材圧力バウンダリから除外されている計装等の小口径のもの及びバウンダリに直接接続されていないものは除く）	① 主蒸気系，原子炉冷却材浄化系（いずれも，格納容器隔離弁の外側のみ）	原子炉冷却材浄化系（原子炉冷却材圧力バウンダリ以外の部分） ② 主蒸気系（原子炉冷却材圧力バウンダリ以外の部分）	－	－	－
				原子炉隔離時冷却系（原子炉冷却材圧力バウンダリ以外の部分でタービン止め弁まで）	－	－	－
		2）原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていないものであって，放射性物質を貯蔵する機能	放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの大きいもの），使用済燃料貯蔵ラックを含む）	気体廃棄物処理系（活性炭式希ガスホールドアップ装置）	－	－	－
				使用済燃料プール（使用済燃料貯蔵ラックを含む）	－	共用 共用（燃料プール冷却浄化系（PS-3））	－
		3）燃料を安全に取り扱う機能	燃料取扱設備	新燃料貯蔵庫（臨界を防止する機能）（新燃料貯蔵ラックを含む）	－	共用	－
				燃料交換機	－	共用	－
				原子炉建屋クレーン	－	－	－
				直接関連系（燃料取扱設備）　原子炉ウェル	－	－	－
	2）通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に作動を要求されるものであって，その故障により，炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物，系統及び機器	1）安全弁及び逃がし弁の吹き止まり機能	逃がし安全弁（吹き止まり機能に関連する部分）	主蒸気逃がし安全弁（吹き止まり機能）	－	－	－

【破線の範囲は次頁に再掲して比較】

泊発電所３号炉

共用・相互接続設備　抽出表（6/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-2	1）その損傷又は故障により発生する事象によって，炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こすおそれはないが，敷地外への過度の放射性物質の放出のおそれのある構築物，系統及び機器	1）原子炉冷却材を内蔵する機能（ただし，原子炉冷却材圧力バウンダリから除外されている計装等の小口径のもの及びバウンダリに直接接続されていないものは除く）	① 化学体積制御設備の抽出系・浄化系	化学体積制御設備（再生熱交換器，余熱③出冷却器，非再生冷却器，冷却材混床式脱塩塔，冷却材陽イオン脱塩塔，冷却材脱塩塔入口フィルタ，冷却材フィルタ，体積制御タンク，充てんポンプ，封水注入フィルタ，封水ストレーナ，封水冷却器，配管及び弁）	－	－	－
		2）原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていないものであって，放射性物質を貯蔵する機能	放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの大きいもの），使用済燃料ピット（使用済燃料ラックを含む）	放射性気体廃棄物処理設備（活性炭式希ガスホールドアップ装置，ガスサージタンク）	－	－	－
				使用済燃料ピット（使用済燃料ラックを含む）	－	② 共用（使用済燃料ピット，使用済燃料ラック）	共用（使用済燃料ピットポンプ，使用済燃料ピット冷却器，使用済燃料ピット脱塩塔，使用済燃料フィルタ）（PS-3）
		3）燃料を安全に取り扱う機能	燃料取扱設備	新燃料貯蔵庫（臨界を防止する機能）（新燃料ラック）	－	－	－
				燃料取替クレーン	－	－	－
				燃料移送装置	－	－	－
				使用済燃料ピットクレーン	－	共用（使用済燃料ピットクレーン）	－
				燃料取扱棟クレーン	－	② 共用（燃料取扱棟クレーン）	－
			直接関連系（燃料取扱設備）	燃料取替キャナル	－	－	－
				原子炉キャビティ	－	－	－
				キャスクピット	－	② 共用（キャスクピット）	－
				燃料検査ピット	－	－	－

女川原子力発電所2号炉

【前頁の再掲】

共用・相互接続設備　抽出表（9/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所2号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-2	1)その損傷又は故障により発生する事象によって，炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こすおそれはないが，敷地外への過度の放射性物質の放出のおそれのある構築物，系統及び機器	1)原子炉冷却材を内蔵する機能（ただし，原子炉冷却材圧力バウンダリから除外されている計装等の小口径のもの及びバウンダリに直接接続されていないものは除く）	主蒸気系，原子炉冷却材浄化系（いずれも，格納容器隔離弁の外側のみ）	原子炉冷却材浄化系（原子炉冷却材圧力バウンダリ以外の部分）	－	－	－
				主蒸気系（原子炉冷却材圧力バウンダリ以外の部分）	－	－	－
				原子炉隔離時冷却系（原子炉冷却材圧力バウンダリ以外の部分でタービン止め弁まで）	－	－	－
		2)原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていないものであって，放射性物質を貯蔵する機能	放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの大きいもの），使用済燃料プール（使用済燃料貯蔵ラックを含む）	気体廃棄物処理系（活性炭式希ガスホールドアップ装置）	－	－	－
				使用済燃料プール（使用済燃料貯蔵ラックを含む）	－	共用	共用（燃料プール冷却浄化系（PS-3））
				新燃料貯蔵庫（臨界を防止する機能）（新燃料貯蔵ラック）	－	－	－
		3)燃料を安全に取り扱う機能	燃料取扱設備	燃料交換機	－	共用	－
				原子炉建屋クレーン	－	共用	－
				直接関連系（燃料取扱設備） 原子炉ウェル	－	－	－
	2)通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に作動を要求されるものであって，その故障により，炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物，系統及び機器	1)安全弁及び逃がし弁の吹き止まり機能	① 逃がし安全弁（吹き止まり機能に関連する部分）	② 主蒸気逃がし安全弁（吹き止まり機能）	－	－	－

泊発電所3号炉

共用・相互接続設備　抽出表（7/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所3号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-2	2)通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に作動を要求されるものであって，その故障により，炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物，系統及び機器	1)安全弁及び逃がし弁の吹き止まり機能	① 加圧器安全弁，加圧器逃がし弁（いずれも，吹き止まり機能に関連する部分）	加圧器安全弁（吹き止まり機能）	－	－	－
				② 加圧器逃がし弁（吹き止まり機能）	－	－	－
MS-2	1)PS-2の構築物，系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくするようにする構築物，系統及び機器	1)燃料プール水の補給機能	使用済燃料ピット補給水系	燃料取替用水ピット	－	－	－
				燃料取替用水ポンプ	－	－	－
				配管及び弁（燃料取替用水ピットから燃料取替用水ポンプを経て，使用済燃料ピットまでの範囲）	－	－	－
		2)放射性物質放出の防止機能	放射性気体廃棄物処理系の隔離弁，燃料集合体落下事故時放射能放出を低減する系，排気筒（補助建屋）	放射性気体廃棄物処理設備の隔離弁	－	－	－

相違理由

女川原子力発電所２号炉

共用・相互接続設備　抽出表（10/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-2	1)PS-2 の構築物，系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくするようにする構築物，系統及び機器	1)燃料プール水の補給機能	非常用補給水系 ①	残留熱除去系（ポンプ，サプレッションプール，サプレッションプールから燃料プールまでの配管，弁）		－	－	－
				直接関連系（残留熱除去系）	ポンプミニマムフローラインの配管，弁	－	－	－
					サプレッションプールストレーナ	－	－	－
		2)放射性物質放出の防止機能	放射性気体廃棄物処理系の隔離弁，排気筒（非常用ガス処理系排気管の支持機能以外）	気体廃棄物処理系の隔離弁		－	－	－
				排気筒 ②		－	共用（排気筒の支持構造物）	－
				燃料プール冷却浄化系の燃料プール注入逆止弁		－	共用 ②	－
			燃料集合体落下事故時放射能放出を低減する系	原子炉建屋（原子炉建屋原子炉棟（ブローアウトパネル付き））		－	－	－
				直接関連系（原子炉建屋原子炉棟）	原子炉棟給排気隔離弁	－	－	－
				非常用ガス処理系（乾燥装置，排風機，フィルタ装置，原子炉建屋原子炉棟吸込口から排気筒までの配管，弁）		－	－	－
				直接関連系（非常用ガス処理系）	乾燥装置（乾燥機能部分）	－	－	－

泊発電所３号炉

【前頁の再掲】

共用・相互接続設備　抽出表（7/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-2	2)通常運転時及び運転時の異常な過度変化時に作動を要求されるものであって，その故障により，炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物，系統及び機器	1)安全弁及び逃がし弁の吹き止まり機能	加圧器安全弁，加圧器逃がし弁（いずれも，吹き止まり機能に関連する部分）	加圧器安全弁（吹き止まり機能）	－	－	－
				加圧器逃がし弁（吹き止まり機能）	－	－	－
MS-2	1)PS-2 の構築物，系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくするようにする構築物，系統及び機器	1)燃料プール水の補給機能	使用済燃料ピット補給水系 ①	燃料取替用水ピット	－	－	－
				燃料取替用水ポンプ	－	－	－
				配管及び弁（燃料取替用水ピットから燃料取替用水ポンプを経て，使用済燃料ピットまでの範囲）	－	－	－
		2)放射性物質放出の防止機能	放射性気体廃棄物処理系の隔離弁，燃料集合体落下事故時放射能放出を低減する系，排気筒（補助建屋）	② 放射性気体廃棄物処理設備の隔離弁	－	－	－

【破線の範囲は次頁に再掲して比較】

相違理由

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

	2)異常状態への対応上特に重要な構築物，系統及び機器	1)事故時のプラント状態の把握機能	事故時監視計器の一部	・中性子束（起動領域モニタ） ・原子炉スクラム用電磁接触器の状態 ・制御棒位置 ②	－	－	－
				・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（燃料域） ・原子炉圧力	－	－	－
				・ドライウェル圧力 ・圧力抑制室圧力 ・サプレッションプール水温度 ・格納容器内雰囲気放射線モニタ	－	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（11/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-2	2)異常状態への対応上特に重要な構築物，系統及び機器	1)事故時のプラント状態の把握機能	事故時監視計器の一部	［低温停止への移行］ ・原子炉圧力 ・原子炉水位（広帯域） ②	－	－	－
				［ドライウェルスプレイ］ ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（燃料域） ・ドライウェル圧力 ・圧力抑制室圧力	－	－	－
				［サプレッションチェンバ冷却］ ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（燃料域） ・サプレッションプール水温度	－	－	－
				［可燃性ガス濃度制御系起動］ ・格納容器内雰囲気水素濃度 ・格納容器内雰囲気酸素濃度	－	－	－
		2)異常状態の緩和機能	BWR には対象機能なし ①	（対象外）	－	－	－
		3)制御室外からの安全停止機能	制御室外原子炉停止装置（安全停止に関連するもの）	中央制御室外原子炉停止装置	－	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（8/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-2	2)異常状態への対応上特に重要な構築物，系統及び機器	1)事故時のプラント状態の把握機能	事故時監視計器の一部	・中性子源領域中性子束 ・原子炉トリップ遮断器の状態 ・ほう素濃度（サンプリング分析） ②	－	－	－
				・１次冷却材圧力 ・１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域） ・加圧器水位	－	－	－
				・原子炉格納容器圧力 ・格納容器高レンジエリアモニタ（低レンジ） ・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）	－	－	－
				［低温停止への移行］ ・１次冷却材圧力 ・１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域） ・加圧器水位 ・ほう酸タンク水位	－	－	－
				［蒸気発生器隔離］ ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・補助給水ライン流量	－	－	－
				［蒸気発生器２次側除熱］ ・蒸気発生器水位（広域） ・蒸気発生器水位（狭域） ・補助給水ライン流量 ・主蒸気ライン圧力 ・補助給水ピット水位	－	－	－
				［再循環モードへの切替］ ・燃料取替用水ピット水位 ・格納容器再循環サンプ水位（狭域） ・格納容器再循環サンプ水位（広域）	－	－	－
		2)異常状態の緩和機能	加圧器逃がし弁（手動開閉機能），加圧器ヒータ（後備ヒータ），加圧器逃がし弁元弁 ①	加圧器逃がし弁（手動開閉機能）	－	－	－
				加圧器後備ヒータ	－	－	－
				加圧器逃がし弁元弁（閉機能）	－	－	－
		3)制御室外からの安全停止機能	制御室外原子炉停止装置（安全停止に関連するもの）	中央制御室外原子炉停止装置	－	－	－

PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	1)原子炉冷却材保持機能（PS-1，PS-2 以外のもの）	原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される計装等の小口径配管，弁	計装配管，弁	－	－	－
				試料採取系配管，弁	－	－	－
				ドレン配管，弁	－	－	－
				ベント配管，弁	－	－	－
		2)原子炉冷却材の循環機能	原子炉冷却材再循環系 ①	原子炉再循環ポンプ，配管，弁，ライザー管（炉内），ジェットポンプ（炉内） ②	－	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（12/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	3)放射性物質の貯蔵機能	① サプレッションプール水排水系，復水貯蔵タンク，放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの小さいもの）	復水貯蔵タンク	－	－	－
				液体廃棄物処理系（HCW 収集タンク，HCW 調整タンク，HCW サンプルタンク，LCW 収集槽，LCW サンプル槽）	－	－	－
				固体廃棄物処理系（プラスチック固化式固化装置，浄化系沈降分離槽，使用済樹脂貯蔵槽，濃縮廃液貯蔵タンク，固体廃棄物貯蔵所（ドラム缶），固体廃棄物焼却設備，サイトバンカ設備，雑固体廃棄物保管室） ②	－	共用（プラスチック固化式固化装置，固体廃棄物貯蔵所，固体廃棄物焼却設備，サイトバンカ設備，雑固体廃棄物保管室） ②	－
				新燃料貯蔵庫	－	－	－
				新燃料貯蔵ラック	－	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（9/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1 及び PS-2 以外の構築物，系統及び機器	1)原子炉冷却材保持機能（PS-1，PS-2 以外のもの）	原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される計装等の小口径配管，弁	計装配管，弁	－	－	－
				試料採取系配管，弁	－	－	－
				ドレン配管，弁	－	－	－
				ベント配管，弁	－	－	－
		2)原子炉冷却材の循環機能	１次冷却材ポンプ及びその関連系 ①	１次冷却材ポンプ ②	－	－	－
				化学体積制御設備（封水注入系，１次冷却材ポンプスタンドパイプ，配管，弁）	－	－	－
		3)放射性物質の貯蔵機能	放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの小さいもの）	液体廃棄物処理設備（加圧器逃がしタンク，格納容器サンプ，廃液貯蔵ピット，冷却材貯蔵タンク，格納容器冷却材ドレンタンク，補助建屋サンプタンク，洗浄排水タンク，洗浄排水蒸留水タンク，洗浄排水濃縮廃液タンク，廃液蒸留水タンク，酸液ドレンタンク，濃縮廃液タンク）	－	共用（洗浄排水タンク，洗浄排水蒸留水タンク，洗浄排水濃縮廃液タンク）	共用（洗浄排水蒸発装置，洗浄排水濃縮廃液移送容器）（PS-3） ②
				固体廃棄物処理設備（使用済樹脂貯蔵タンク，固体廃棄物貯蔵庫）	－	共用（固体廃棄物貯蔵庫）	共用（ベイラ，雑固体焼却設備）（PS-3）
				新燃料貯蔵庫	－	－	－
				新燃料ラック	－	－	－
		4)電源供給機能（非常用を除く）	主蒸気系（隔離弁以後），給水系（隔離弁以前），送電線，変圧器，開閉所	発電機及びその励磁装置（発電機，励磁装置）	－	－	－
				直接関連系（発電機及びその励磁装置）：タービン発電機固定子巻線冷却水系	－	－	－
				直接関連系（発電機及びその励磁装置）：タービン発電機ガス系	－	－	－
				直接関連系（発電機及びその励磁装置）：タービン発電機密封油系	－	－	－
				直接関連系（発電機及びその励磁装置）：励磁装置	－	－	－
				蒸気タービン（主タービン，主要弁，配管）	－	－	－
				直接関連系（蒸気タービン）：主蒸気設備（主蒸気，駆動源）	－	－	－
				直接関連系（蒸気タービン）：タービン制御系	－	－	－
				直接関連系（蒸気タービン）：タービン潤滑油系	－	－	－

【破線の範囲は次頁に再掲して比較】

泊発電所３号炉

相違理由

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

		4）電源供給機能（非常用を除く）	タービン，発電機及びその励磁装置，復水系（復水器を含む），給水系，循環水系，送電線，変圧器，開閉所 ①	発電機及びその励磁装置（発電機，励磁機）		－	－	－
				直接関連系（発電機及びその励磁装置）	タービン発電機固定子巻線冷却水系	－	－	－
					タービン発電機ガス系	－	－	－
					タービン発電機密封油系	－	－	－
					励磁装置 ②	－	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（13/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1）異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	4）電源供給機能（非常用を除く）	タービン，発電機及びその励磁装置，復水系（復水器を含む），給水系，循環水系，送電線，変圧器，開閉所 ①	蒸気タービン（主タービン，主要弁，配管）		－	－	－
				直接関連系（蒸気タービン）	主蒸気系（主蒸気／駆動源） ②	－	－	－
					タービン制御系	－	－	－
					タービン潤滑油系	－	－	－
				復水系（復水器，復水ポンプ，配管，弁）		－	－	－
				直接関連系（復水系）	復水器空気抽出系（蒸気式空気抽出系，配管，弁）	－	－	－
				給水系（電動機駆動原子炉給水ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，給水加熱器，配管，弁）		－	－	－
				直接関連系（給水系）	駆動用蒸気	－	－	－
				循環水系（循環水ポンプ，配管，弁）		－	－	－
				直接関連系（循環水系）	取水設備（屋外トレンチを含む）	－	－	－
				常用所内電源系（発電機又は外部電源系から所内負荷までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））		－	共用（予備電源盤）相互接続（共通用高圧母線（1～2号炉間及び2～3号炉間））	－
				直流電源設備（蓄電池，蓄電池から常用負荷までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））		－	－	－
				計測制御用電源設備（電源装置から常用計測制御装置までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））		－	－	－

【破線の範囲は次頁に再掲して比較】

共用・相互接続設備　抽出表（14/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1）異常状態の起因事象となるものであって，	4）電源供給機能（非常用を除く）	タービン，発電機及びその励磁装置，復水系（復水器を含む），給水系，循環水系，送電線，変圧器，開閉所	送電線		－	共用（275kV送電線，66kV送電線）	－
				変圧器（所内変圧器，起動変圧器，電路）		－	共用（66kV開閉所※）※予備変圧器	－
				直接関連系（変圧器）	最劣化防止装置	－	共用（66kV開閉所※）※予備変圧器	－
					冷却装置	－		－
				開閉所（母線，遮断器，断路器，電路）		－	共用（275kV開閉所，66kV開閉所）	－

【前頁の再掲】

共用・相互接続設備　抽出表（9/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1）異常状態の起因事象となるものであって，PS-1 及び PS-2 以外の構築物，系統及び機器	1）原子炉冷却材保持機能（PS-1，PS-2 以外のもの）	原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される計装等の小口径配管，弁	計装配管，弁		－	－	－
				試料採取系配管，弁		－	－	－
				ドレン配管，弁		－	－	－
				ベント配管，弁		－	－	－
		2）原子炉冷却材の循環機能	１次冷却材ポンプ及びその関連系	１次冷却材ポンプ		－	－	－
				化学体積制御設備（封水注入系，１次冷却材ポンプスタンドパイプ，配管，弁）		－	－	－
		3）放射性物質の貯蔵機能	放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの小さいもの）	液体廃棄物処理設備（加圧器逃がしタンク，格納容器サンプ，廃液貯蔵ピット，冷却材貯蔵タンク，格納容器冷却材ドレンタンク，補助建屋サンプタンク，洗浄排水タンク，洗浄排水蒸留水タンク，洗浄排水濃縮廃液タンク，廃液蒸留水タンク，酸液ドレンタンク，濃縮廃液タンク）		－	共用（洗浄排水タンク，洗浄排水蒸留水タンク，洗浄排水濃縮廃液タンク）	共用（洗浄排水蒸発装置，洗浄排水濃縮廃液移送容器）（PS-3）
				固体廃棄物処理設備（使用済樹脂貯蔵タンク，固体廃棄物貯蔵庫）		－	共用（固体廃棄物貯蔵庫）	共用（ベイラ，雑固体焼却設備）（PS-3）
				新燃料貯蔵庫		－	－	－
				新燃料ラック		－	－	－
		4）電源供給機能（非常用を除く）	主蒸気系（隔離弁以後），給水系（隔離弁以前），送電線，変圧器，開閉所 ①	発電機及びその励磁装置（発電機，励磁装置）		－	－	－
				直接関連系（発電機及びその励磁装置）	タービン発電機固定子巻線冷却水系	－	－	－
					タービン発電機ガス系	－	－	－
					タービン発電機密封油系 ②	－	－	－
					励磁装置	－	－	－
				蒸気タービン（主タービン，主要弁，配管）		－	－	－
				直接関連系（蒸気タービン）	主蒸気設備（主蒸気，駆動源）	－	－	－
					タービン制御系	－	－	－
					タービン潤滑油系	－	－	－

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

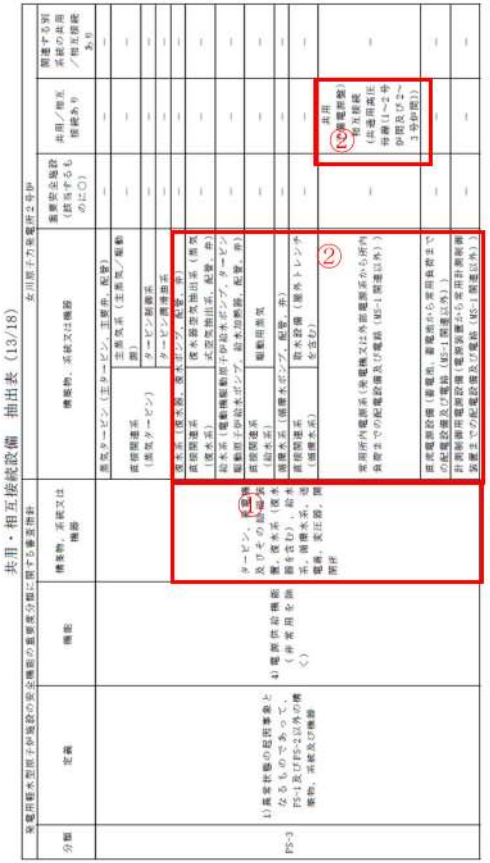
相違理由

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

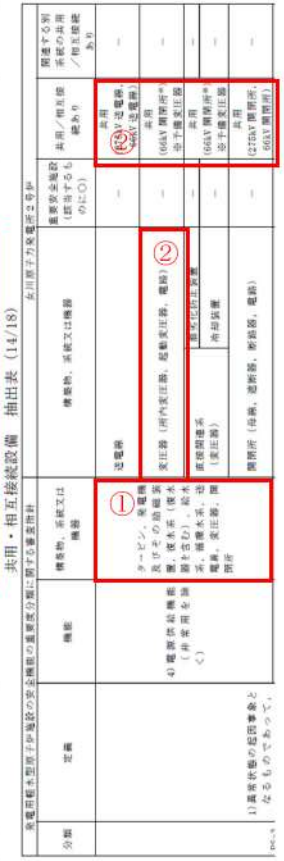
女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

【前頁の再掲】



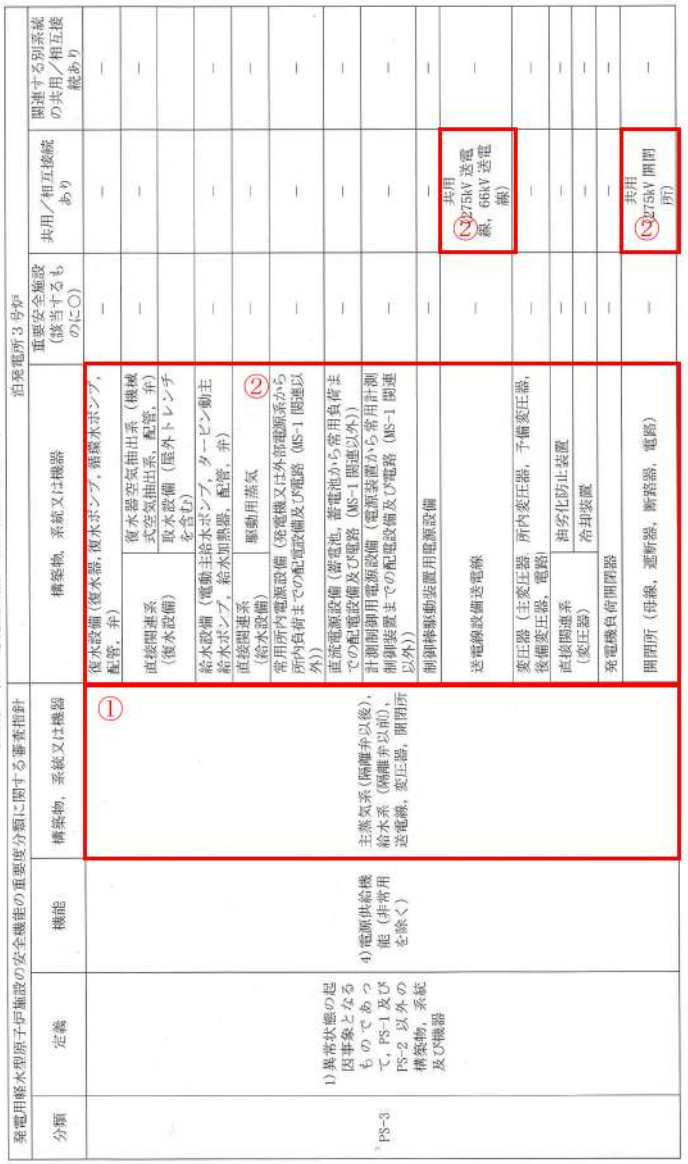
共用・相互接続設備　抽出表（13/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針						
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するもの○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	4)電源供給機能（非常用を除く）	蒸気タービン（主タービン，主要弁，配管）	—	—	—
			主蒸気系（主蒸気／電動弁）	—	—	—
			直接関連系（蒸気タービン）	—	—	—
			タービン潤滑油系	—	—	—
			復水系（復水器，復水ポンプ，配管，弁）	—	—	—
			直接関連系（復水系）	—	—	—
			循環水系（循環水ポンプ，配管，弁）	—	—	—
			直接関連系（循環水系）	—	—	—
			給水系（電動機駆動原子炉給水ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，給水加熱器，配管，弁）	—	—	—
			直接関連系（給水系）	—	—	—
			電動用蒸気	—	—	—
			常用所内電源系（発電機又は外部電源系から所内負荷までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））	—	②（275kV開閉所，66kV送電線） 相互接続（共通用途特機（1～2号の間及び2～3号の間））	—
			直流電源設備（蓄電池，蓄電池から常用負荷までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））	—	—	—
			計測制御用電源設備（電源装置から常用計測制御装置までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））	—	—	—



共用・相互接続設備　抽出表（14/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針						
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するもの○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	4)電源供給機能（非常用を除く）	① タービン，発電機及びその励磁系，復水系（復水器，復水ポンプ及び復水ろ過装置を含む），給水系（電動機駆動原子炉給水ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，給水加熱器，配管，弁），循環水系，送電線，変圧器，開閉所	—	送電線（発電機，66kV送電線）	—
			変圧器（所内変圧器，起動変圧器，電路）	—	② 共用（66kV開閉所*1，非干渉変圧器）	—
			直接関連系（変圧器）	屋外化粧仕上装置	—	—
				布屋装置	—	—
			開閉所（母線，遮断器，断路器，電路）	—	共用（275kV開閉所，66kV開閉所）	—



共用・相互接続設備　抽出表（10/13）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針			泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するもの○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるもので，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	4)電源供給機能（非常用を除く）	① 主蒸気系（隔離弁以後），給水系（隔離弁以前），送電線，変圧器，開閉所			
			復水設備（復水器，復水ポンプ，循環水ポンプ，配管，弁）	—	—	—
			直接関連系（復水設備）	復水器空気抽出系（機械式空気抽出系，配管，弁）	—	—
				取水設備（屋外トレンチを含む）		
			給水設備（電動主給水ポンプ，タービン動主給水ポンプ，給水加熱器，配管，弁）	—	—	—
			直接関連系（給水設備）	駆動用蒸気 ②	—	—
			常用所内電源設備（発電機又は外部電源系から所内負荷までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））	—	—	—
			直流電源設備（蓄電池，蓄電池から常用負荷までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））	—	—	—
			計測制御用電源設備（電源装置から常用計測制御装置までの配電設備及び電路（MS-1関連以外））	—	—	—
			制御棒駆動装置用電源設備	—	—	—
			送電線設備送電線	—	②275kV送電線，66kV送電線）	—
			変圧器（主変圧器，所内変圧器，予備変圧器，後備変圧器，電路）	—	—	—
			直接関連系（変圧器）	油劣化防止装置	—	—
				冷却装置	—	—
			発電機負荷開閉器	—	—	—
			開閉所（母線，遮断器，断路器，電路）	—	②共用（275kV開閉所）	—

PS-3	PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	5)プラント計測・制御機能（安全保護機能を除く）	原子炉制御系	原子炉制御系（制御棒価値ミニマイザを含む）	－	－	－
			運転監視補助装置（制御棒価値ミニマイザ）				
			原子炉核計装の一部，原子炉プラントプロセス計装の一部 ①	・原子炉核計装系の一部 ② ・原子炉プラントプロセス計装系の一部	－	－	－
		6)プラント運転補助機能	所内ボイラ設備，計装用圧縮空気系	補助ボイラー設備（補助ボイラー，給水タンク，給水ポンプ，配管／弁）	－	共用	－
				直接関連系（補助ボイラー設備）／電気設備（変圧器）	－	② 共用	－

共用・相互接続設備　抽出表（15/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	6)プラント運転補助機能	① 所内ボイラ設備，計装用圧縮空気系	② 加熱蒸気系及び復水戻り系（ポンプ，配管，弁）	－	共用（加熱蒸気及び戻り系*）② ※1，2号炉の所内蒸気系及び戻り系配管タイライン	－
				計装用圧縮空気系（空気圧縮機，中間冷却器，配管，弁）	－	－	－
				直接関連系（計装用圧縮空気系）／後部冷却器	－	－	－
				直接関連系（計装用圧縮空気系）／気水分離器	－	－	－
				直接関連系（計装用圧縮空気系）／空気貯槽	－	－	－
				原子炉補機冷却水系（MS-1関連以外）（配管，弁）	－	－	－
				タービン補機冷却水系（タービン補機冷却水ポンプ，熱交換器，配管，弁）	－	－	－
				直接関連系（タービン補機冷却水系）／サージタンク	－	－	－
				タービン補機冷却海水系（タービン補機冷却海水ポンプ，配管，弁，ストレーナ）	－	－	－
				復水補給水系（復水移送ポンプ，配管，弁）	－	－	－
				直接関連系（復水補給水系）／復水貯蔵タンク	－	－	－
	2)原子炉冷却材中放射性物質濃度を通常運転に支障のない程度に低く抑える構築物，系統及び機器	1)核分裂生成物の原子炉冷却材中への放散防止機能	燃料被覆管	燃料被覆管	－	－	－
				上／下部端栓			
				タイロッド ②			

共用・相互接続設備　抽出表（16/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	2)原子炉冷却材中放射性物質濃度を通常運転に支障のない程度に低く抑える構築物，系統及び機器	2)原子炉冷却材の浄化機能	原子炉冷却材浄化系，復水浄化系 ①	原子炉冷却材浄化系（再生熱交換器，非再生熱交換器，ポンプ，ろ過脱塩装置，配管，弁）	－	－	－
				復水浄化系（復水ろ過装置，復水脱塩装置，配管，弁） ②	－	－	－

共用・相互接続設備　抽出表（11/13）

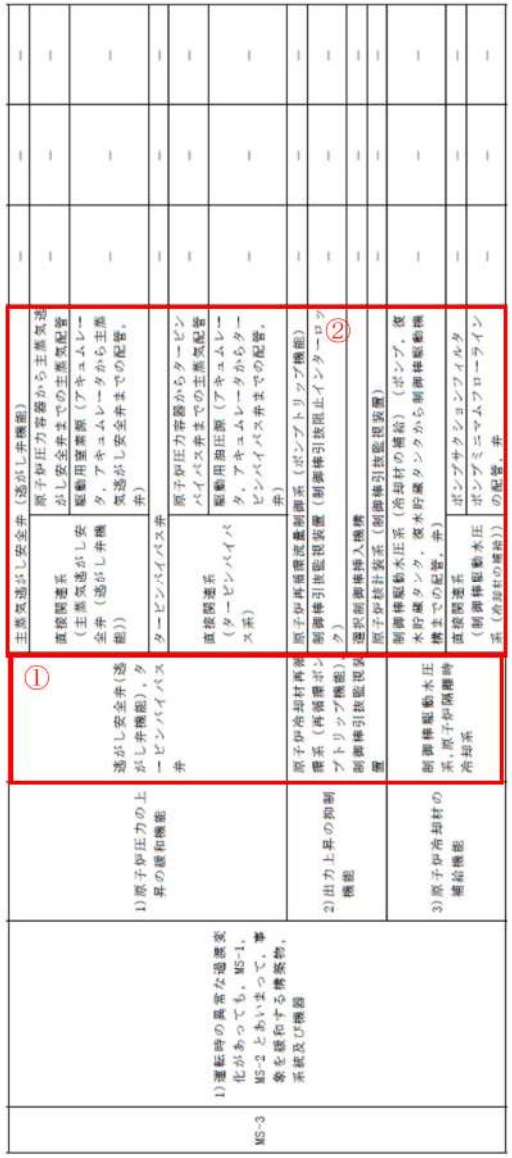
発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉			
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器	重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
PS-3	1)異常状態の起因事象となるものであって，PS-1及びPS-2以外の構築物，系統及び機器	5)プラント計測・制御機能（安全保護機能を除く）	原子炉制御系，原子炉計装，プロセス計装 ①	原子炉制御系の一部 ②	－	－	－
				原子炉計装の一部	－	－	－
				プロセス計装の一部	－	－	－
		6)プラント運転補助機能	補助蒸気系，制御用空気設備（MS-1以外）	補助蒸気設備（蒸気供給系配管，弁含む補助蒸気ドレンタンク，補助蒸気ドレンポンプ，スチームコンバータ，スチームコンバータ給水ポンプ，スチームコンバータ給水タンク）	－	－	－
				直接関連系（補助蒸気設備）／軸受水（スチームコンバータのみ）	－	－	－
				制御用空気設備（MS-1以外）	－	－	－
				原子炉補機冷却水設備（MS-1関連以外）（配管，弁）	－	－	－
				軸受冷却設備（軸受冷却水ポンプ，熱交換器，配管，弁）	－	－	－
				直接関連系（軸受冷却設備）／スタンドパイプ	－	－	－
				給水処理設備（配管，弁）	－	相互接続（給水処理設備連絡ライン）	－
				直接関連系（給水処理設備）／２次系純水タンク	－	共用 ②（２次系純水タンク）	－
	2)原子炉冷却材中放射性物質濃度を通常運転に支障のない程度に低く抑える構築物，系統及び機器	1)核分裂生成物の原子炉冷却材中への放散防止機能	燃料被覆管	燃料被覆管	－	－	－
				上／下部端栓	－	－	－
		2)原子炉冷却材の浄化機能	化学体積制御設備の浄化系（浄化機能） ①	化学体積制御設備（体積制御タンク，再生熱交換器（胴側），非再生冷却器（管側），冷却材混床式脱塩塔，冷却材陽イオン脱塩塔，冷却材脱塩塔入口フィルタ，冷却材フィルタ，抽出設備関連配管，弁） ②	－	－	－

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

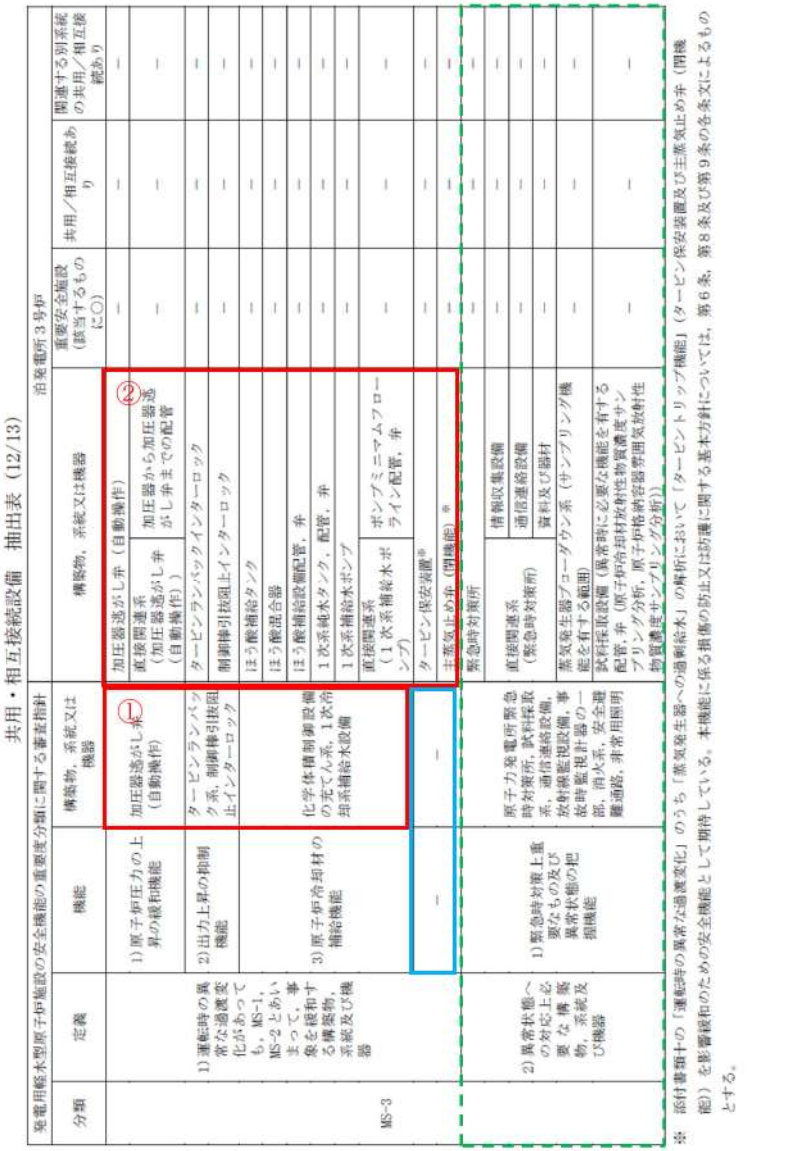
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

女川原子力発電所２号炉



泊発電所３号炉



相違理由

【女川】
記載方針の相違
・別紙 1-1 での整理と同じ（当該機能は重要度分類審査指針で規定するものではないため）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	【前頁の再掲】 共用・相互接続設備　抽出表（12/13） 	－

※　添付書類十の「運転時の異常な過渡変化」のうち「蒸気発生器への過剰給水」の解析において「タービントリップ機能」（タービン保安装置及び主蒸気止め弁（閉機能））を影響緩和のための安全機能として期待している。本機能に係る相俟の防止又は防護に関する基本方針については，第６条，第８条及び第９条の各条文によるものとする。

女川原子力発電所２号炉

共用・相互接続設備　抽出表（18/18）

発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				女川原子力発電所２号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-3	2）異常状態への対応上必要な構築物，系統及び機器	1）緊急時対策上重要なもの及び異常状態の把握機能	原子力発電所緊急時対策所，試料採取系，通信連絡設備，放射線監視設備，事故時監視計器の一部，消火系，安全避難通路，非常用照明	放射線監視設備（上記以外） ②		－	共用 （試料分析関係設備） ② 放射能測定室 （プロセス放射線モニタリング設備 焼却炉建屋排気口モニタ，サイトバンカ建屋排気口モニタ，放射性廃棄物放出水モニタ （エリア放射線モニタリング設備） 焼却炉建屋エリア放射線モニタ，サイトバンカ建屋エリア放射線モニタ （周辺モニタリング設備） 固定モニタリング設備，放射能観測車，気象観測設備	－
				事故時監視計器の一部		－	－	－
				消火系（水消火設備，ガス消火設備）		－	共用	－
				直接関連系（消火系）	消火ポンプ	－	共用	－
					消火水槽，消火水タンク	－	共用 （消火水槽）	－
					火災検出装置（受信機含む）	－	－	－
					防火扉，防火ダンパ，耐火壁，隔壁（消火設備の機能を維持担保するために必要なもの）	－	－	－
				安全避難通路		－	－	－
				直接関連系（安全避難通路）	安全避難用扉	－	－	－
				非常用照明		－	－	－

泊発電所３号炉

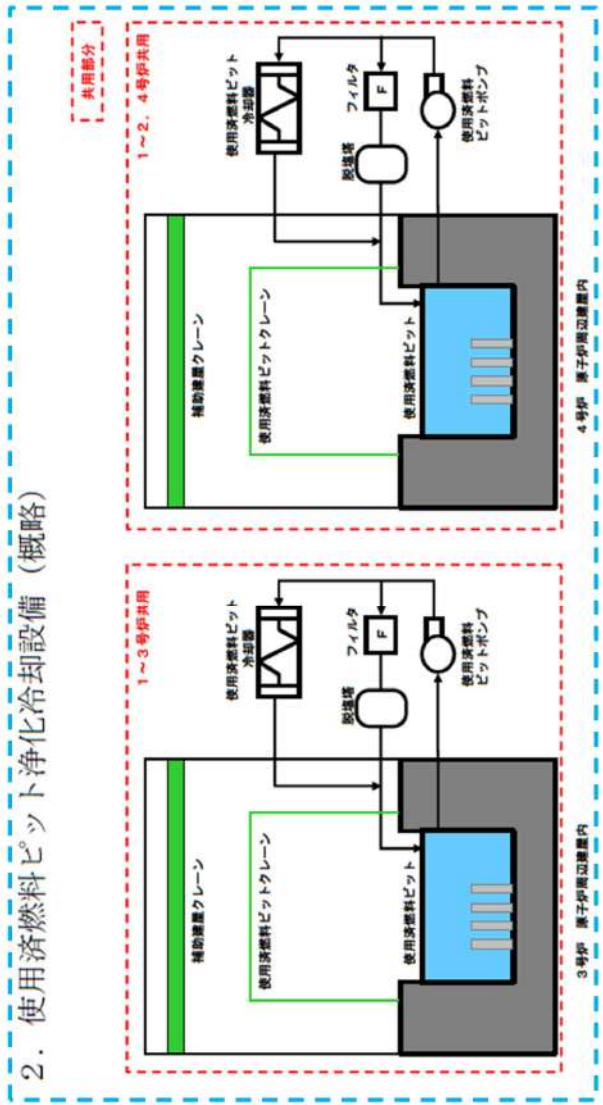
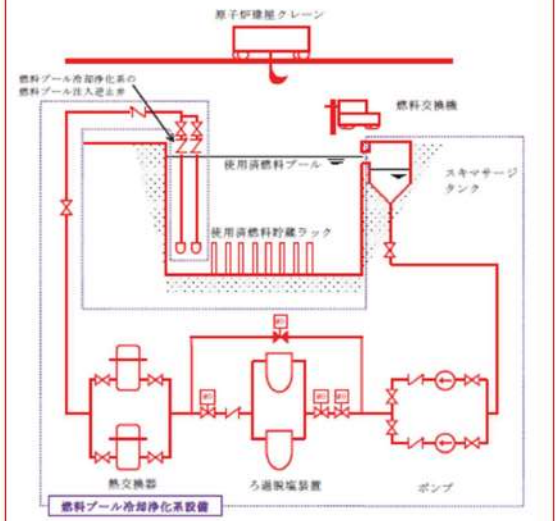
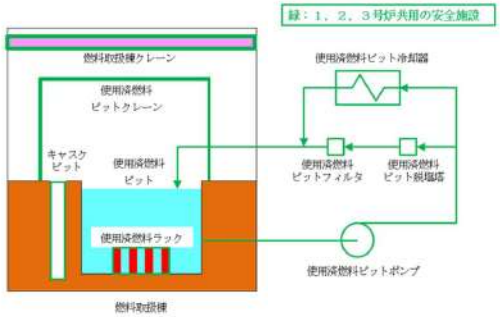
共用・相互接続設備　抽出表（13/13）

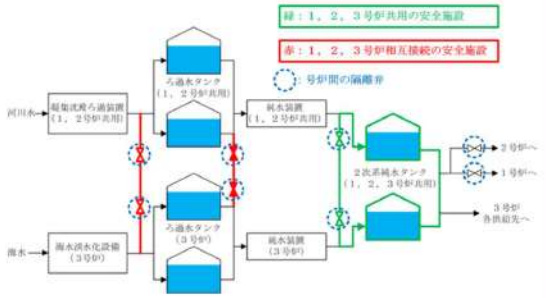
発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針				泊発電所３号炉				
分類	定義	機能	構築物，系統又は機器	構築物，系統又は機器		重要安全施設（該当するものに○）	共用／相互接続あり	関連する別系統の共用／相互接続あり
MS-3	2）異常状態への対応上必要な構築物，系統及び機器	1）緊急時対策上重要なもの及び異常状態の把握機能	原子力発電所緊急時対策所，試料採取系，通信連絡設備，放射線監視設備，事故時監視計器の一部，消火系，安全避難通路，非常用照明	通信連絡設備 （１つの専用回路を含む複数の回路を有する通信連絡設備）		－	共用 （電力保安通信用電話設備，加入電話設備） 相互接続 ② （運転指令設備）	－
				放射線監視設備 ②		－	共用 （固定モニタリング設備，放射能観測車，気象観測設備）	－
				事故時監視計器の一部		－	－	－
				消火設備（水消火設備，泡消火設備，二酸化炭素消火設備）		－	共用 （電動消火ポンプ，エンジン消火ポンプ） 相互接続 （消火設備連絡ライン）	－
				直接関連系（消火設備）	ポンプ冷却水	－	－	－
					ろ過水タンク	－	共用 （ろ過水タンク）	－
					火災検出装置（受信機含む）	－	－	－
					防火扉，防火ダンパ，耐火壁，隔壁（消火設備の機能を維持・担保するために必要なもの）	－	－	－
				安全避難通路		－	－	－
				直接関連系（安全避難通路）	安全避難用扉	－	－	－
				非常用照明		－	－	

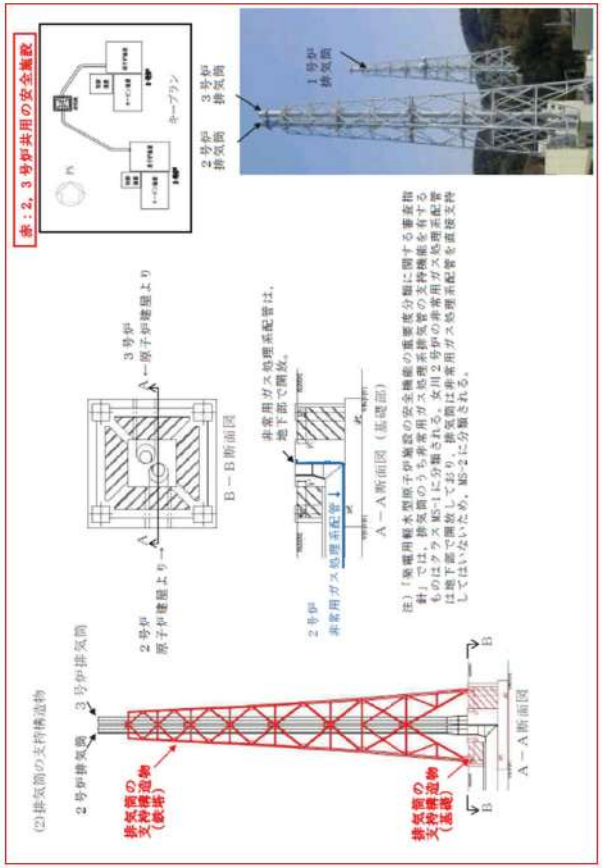
相違理由

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

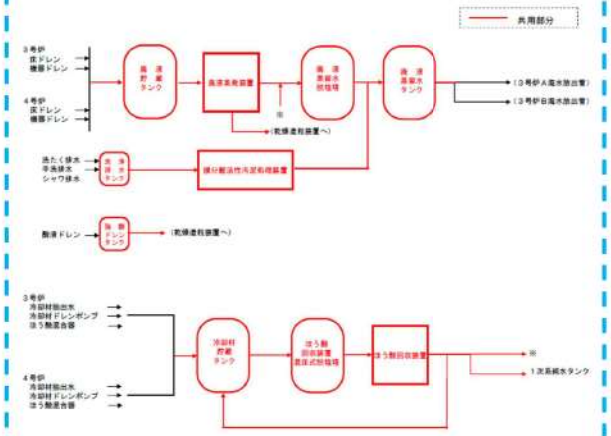
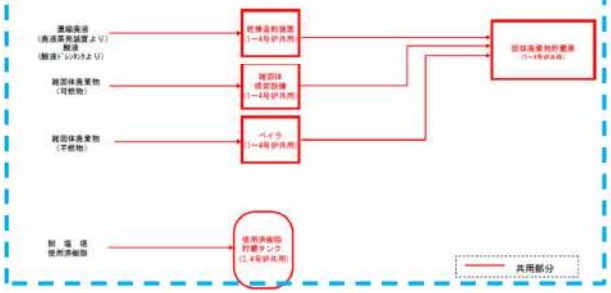
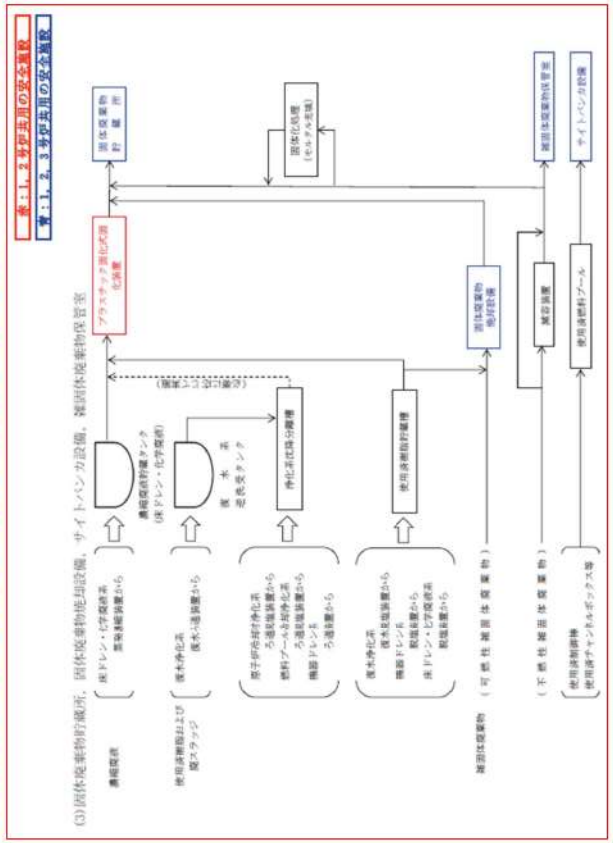
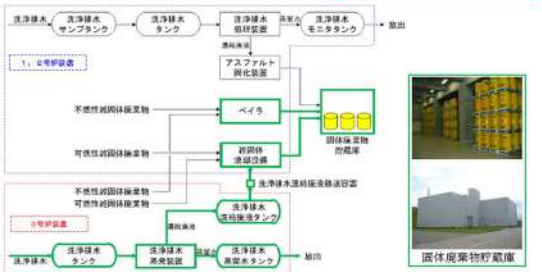
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【12-別紙2-2-11より再掲】  	別紙2-2 (1)使用済燃料プール（使用済燃料貯蔵ラックを含む），燃料プール冷却浄化系設備，燃料交換機，原子炉建屋クレーン，燃料プール冷却浄化系の燃料プール注入逆止弁 赤：1，2号炉共用の安全施設  	別紙2-2 (1) 使用済燃料ピット（使用済燃料ラックを含む），キャスクピット，使用済燃料ピットポンプ，使用済燃料ピット冷却器，使用済燃料ピット脱塩塔，使用済燃料ピットフィルタ，使用済燃料ピットクレーン，燃料取扱棟クレーン 緑：1，2，3号炉共用の安全施設  	【女川】【大飯】 ・系統構成，設備名称の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		(2) 2次系純水タンク，給水処理設備連絡ライン  	【女川】【大飯】 ・共用又は相互接続している設備の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】 ・共用している設備の相違

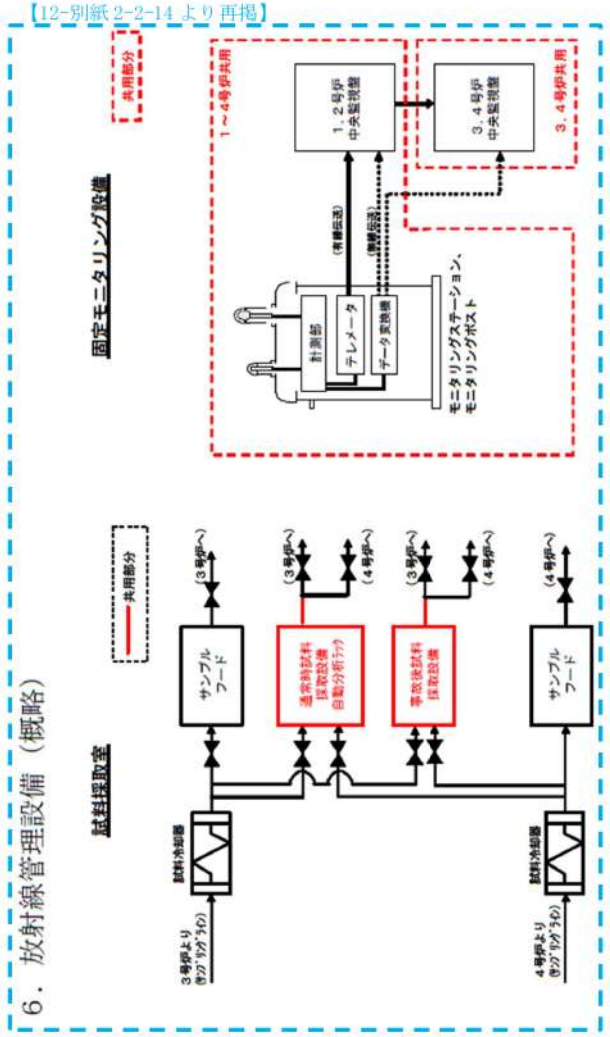
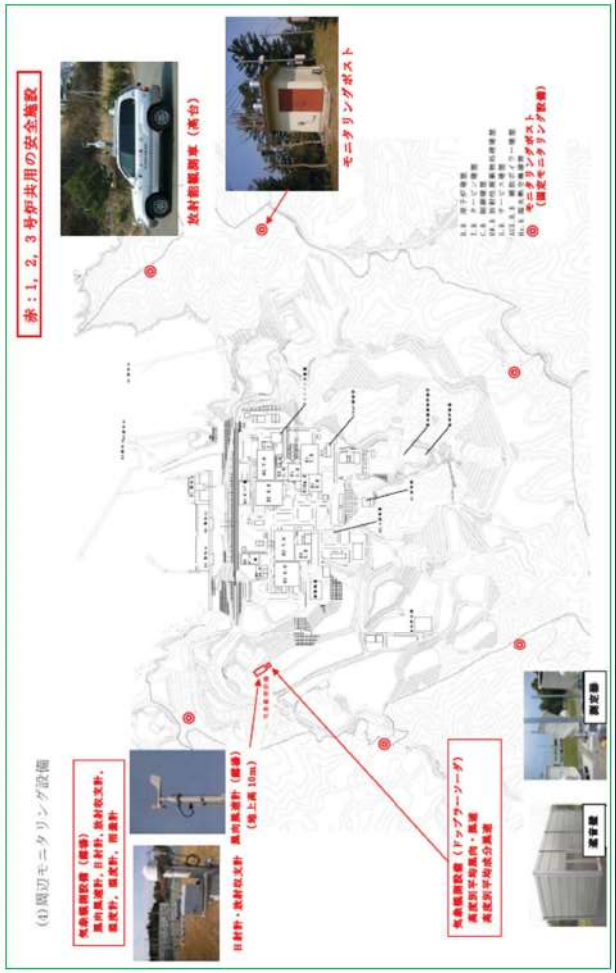
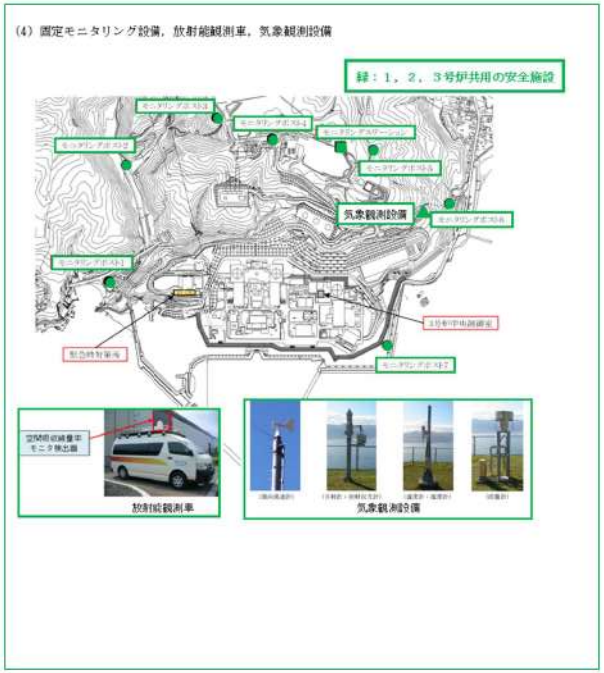
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【12-別紙 2-2-13 より再掲】 4．液体廃棄物処理設備（概略）  5．固体廃棄物処理設備（概略）  	 	(3) 洗浄排水タンク，洗浄排水蒸発装置，洗浄排水濃縮廃液タンク，洗浄排水蒸留水タンク，洗浄排水濃縮廃液移送容器，ペイラ，雑固体焼却設備，固体廃棄物貯蔵庫 緑：1，2，3号炉共用の安全施設  	【女川】【大飯】 ・系統構成，設備名称，共用している設備の相違

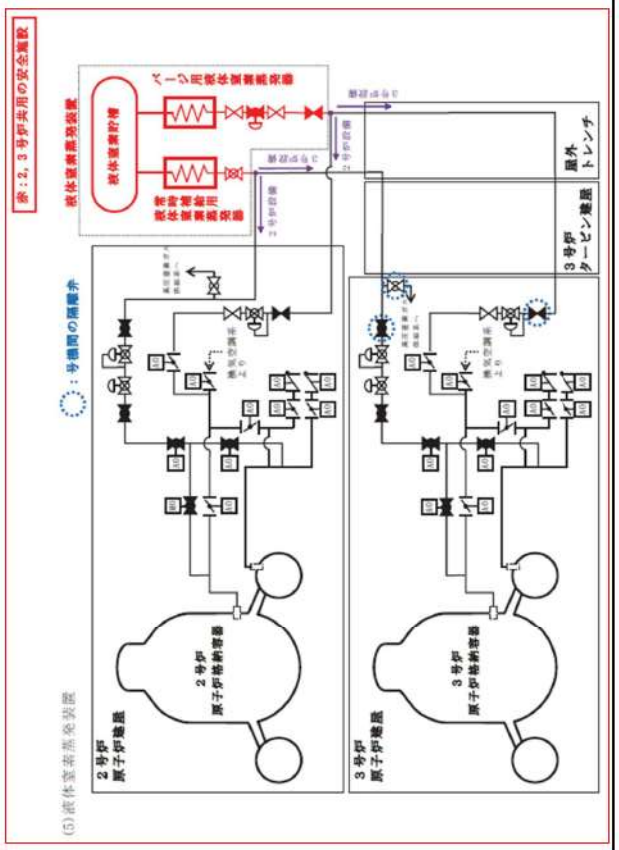
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【12-別紙 2-2-14 より再掲】 			【女川】 ・設置場所，写真の相違 【大飯】 ・共用している設備の相違

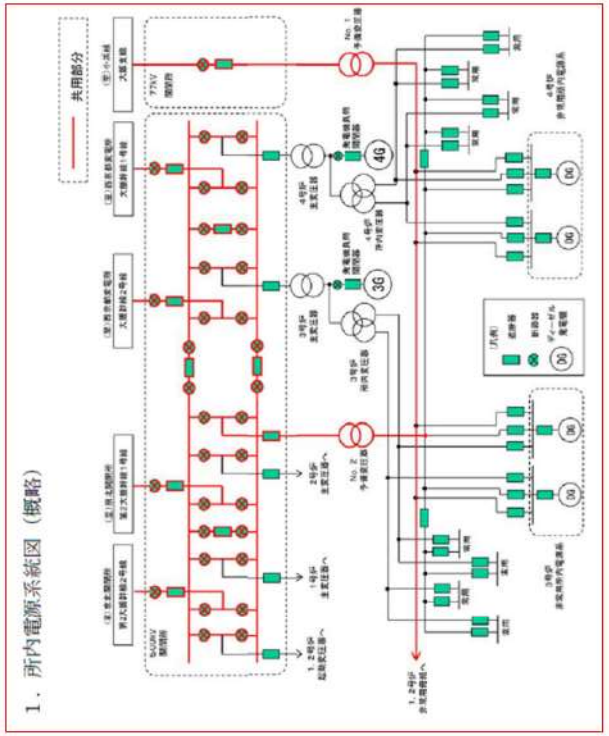
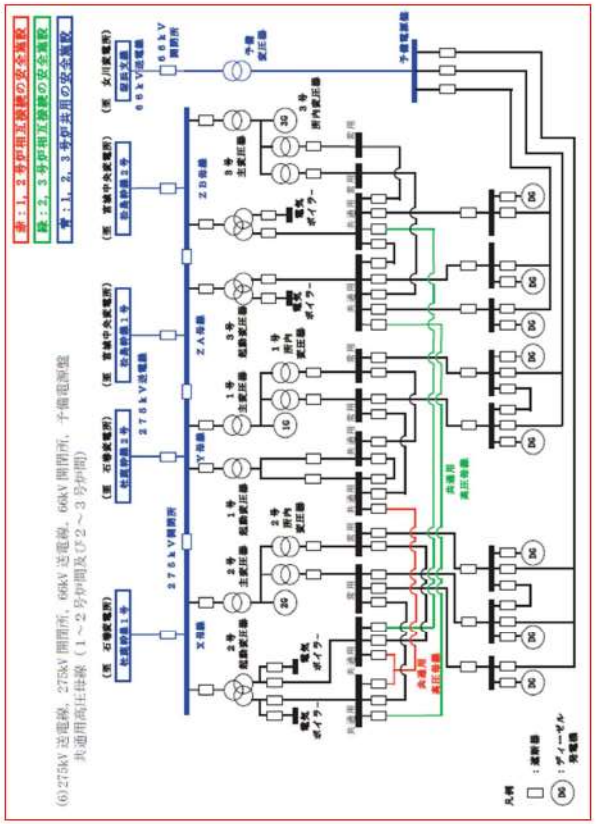
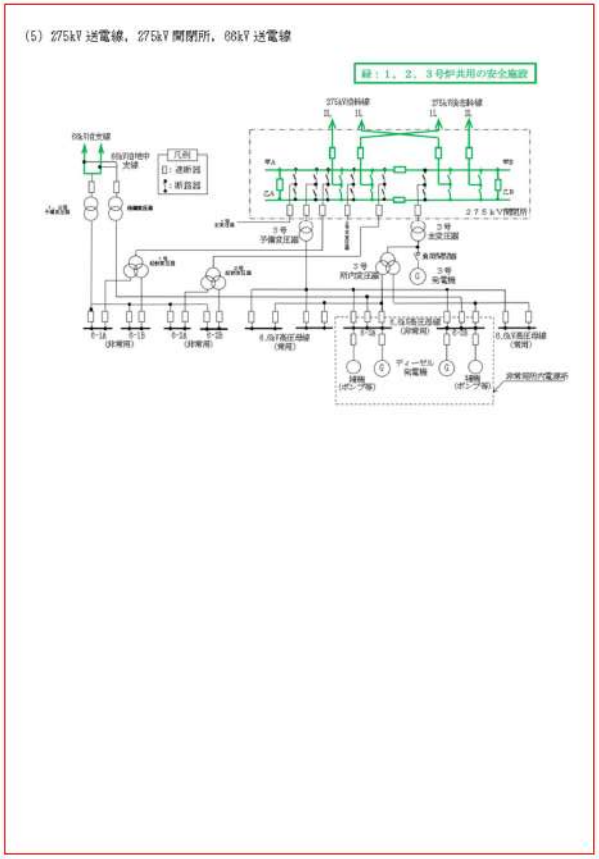
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】 ・共用している設備の相違

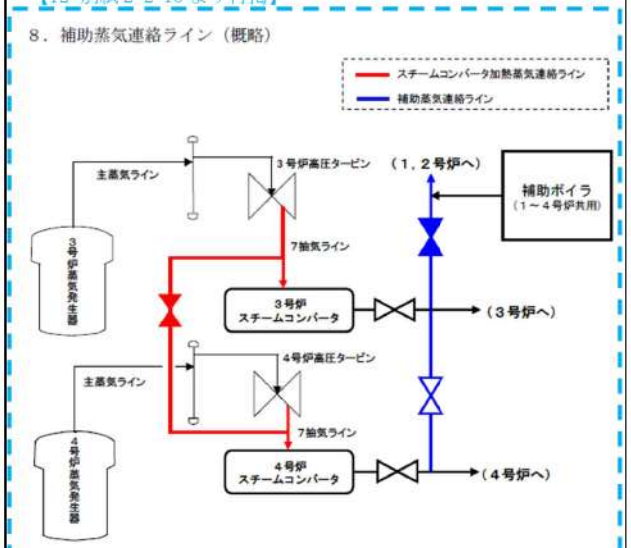
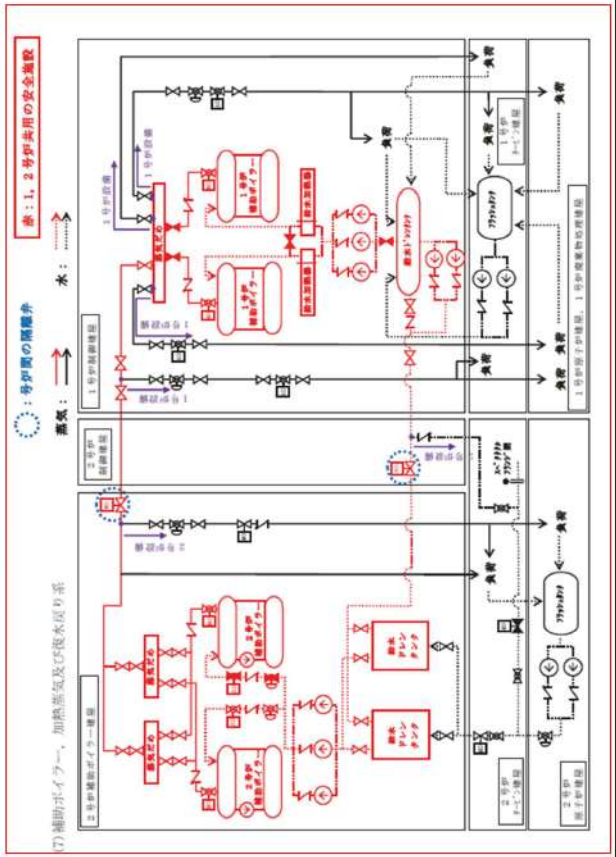
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】【大飯】 ・常用電源設備に関する系統構成の相違

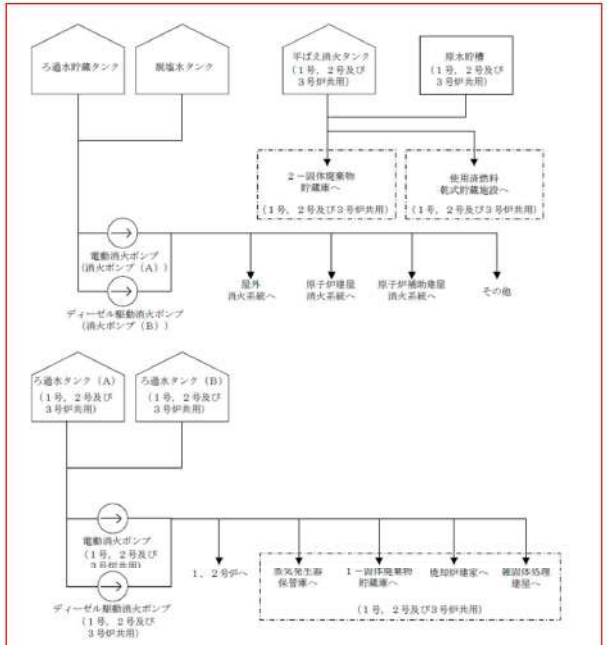
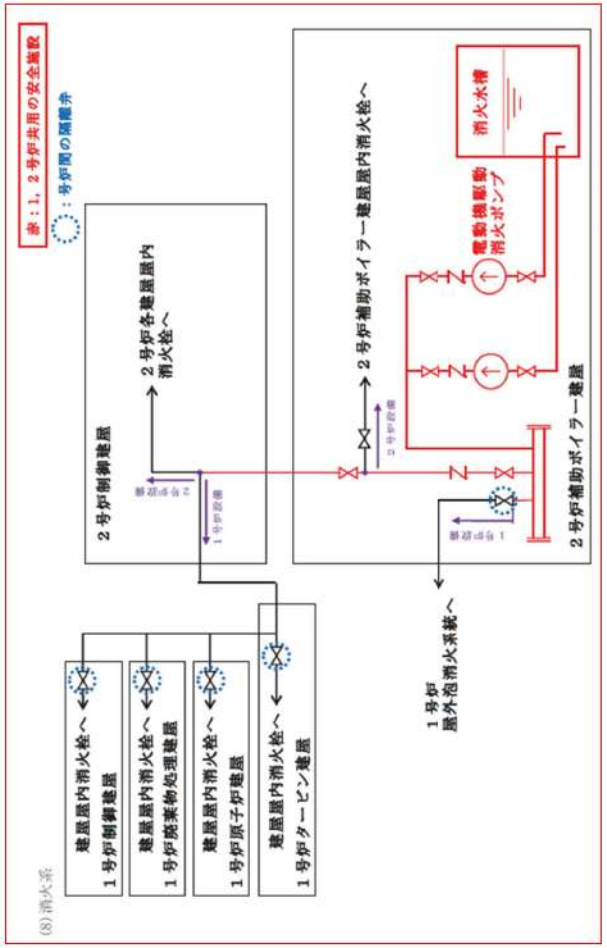
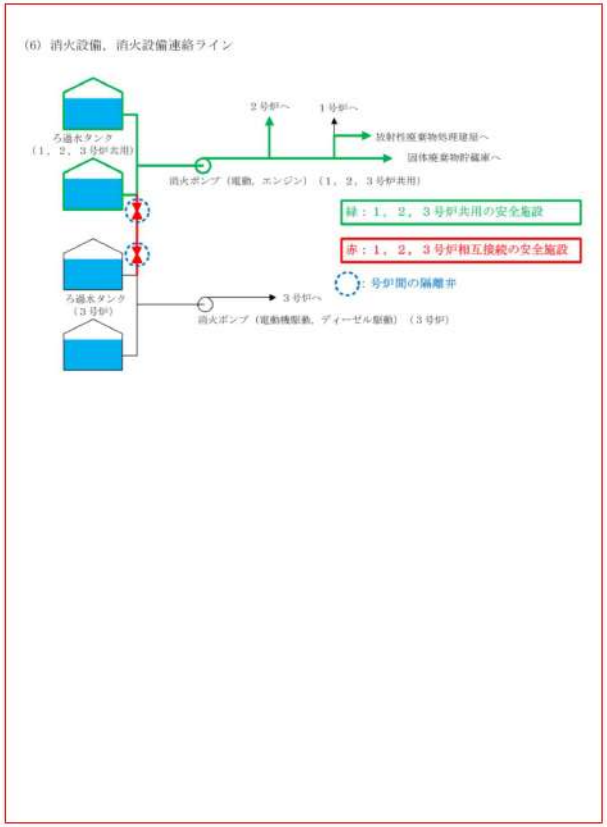
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

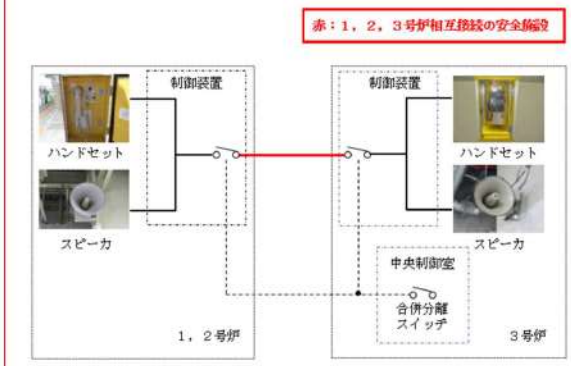
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【12-別紙 2-2-16 より再掲】 ８．補助蒸気連絡ライン（概略）  	 		【女川】【大飯】 ・共用している設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

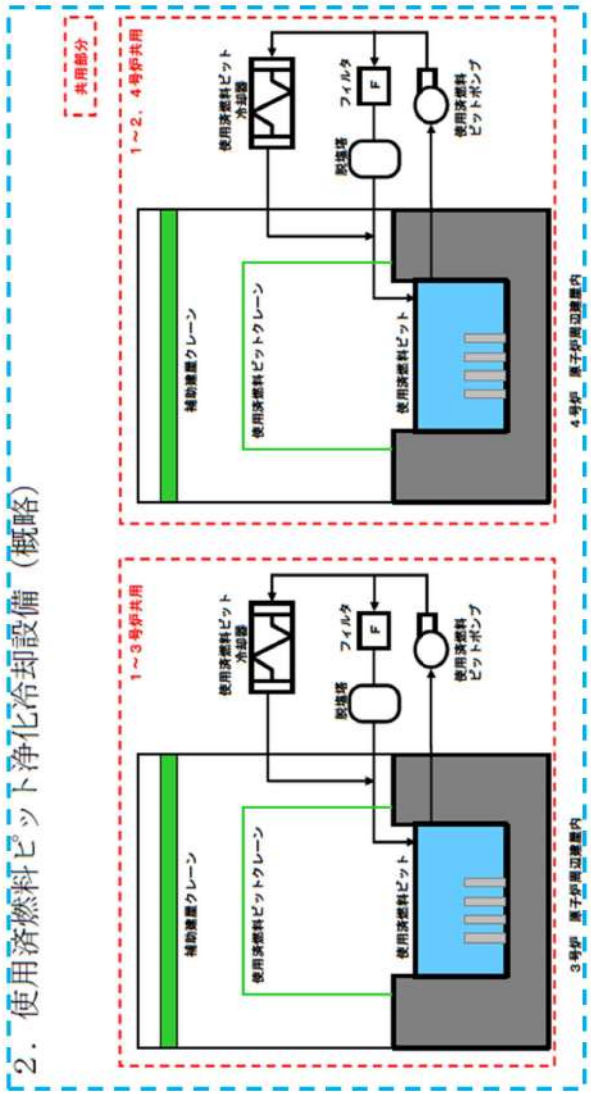
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

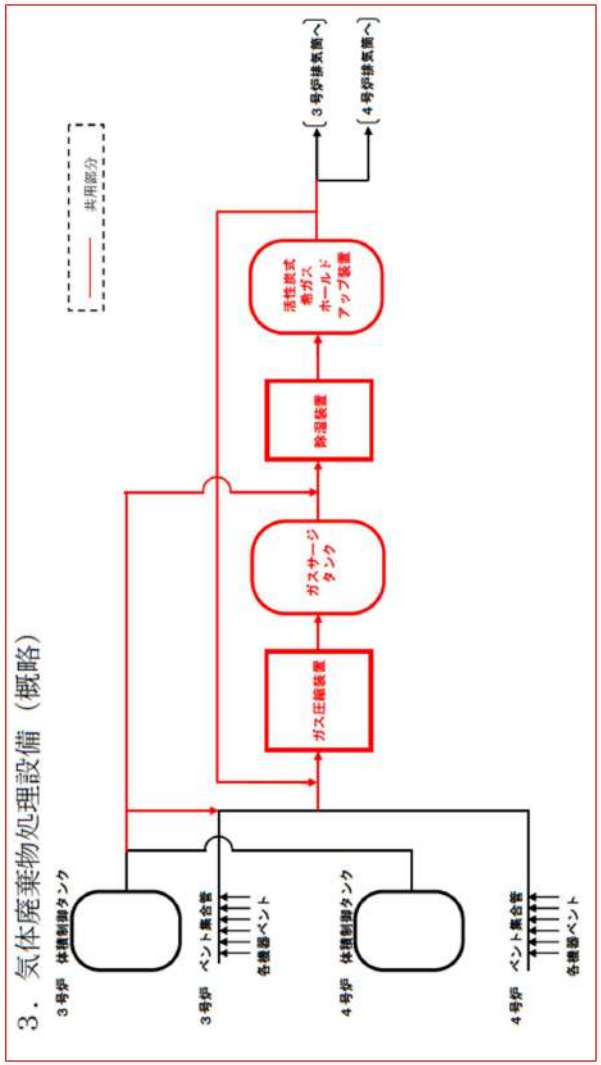
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，伊方３号の設置変更許可から抜粋】  第10.5.1図　消火栓設備系統図	 	 	【女川】【伊方】 ・系統構成，設備名称の相違 【大飯】 ・共用している設備の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		(7) 運転指令設備 	【女川】【大飯】 ・共用又は相互接続している設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

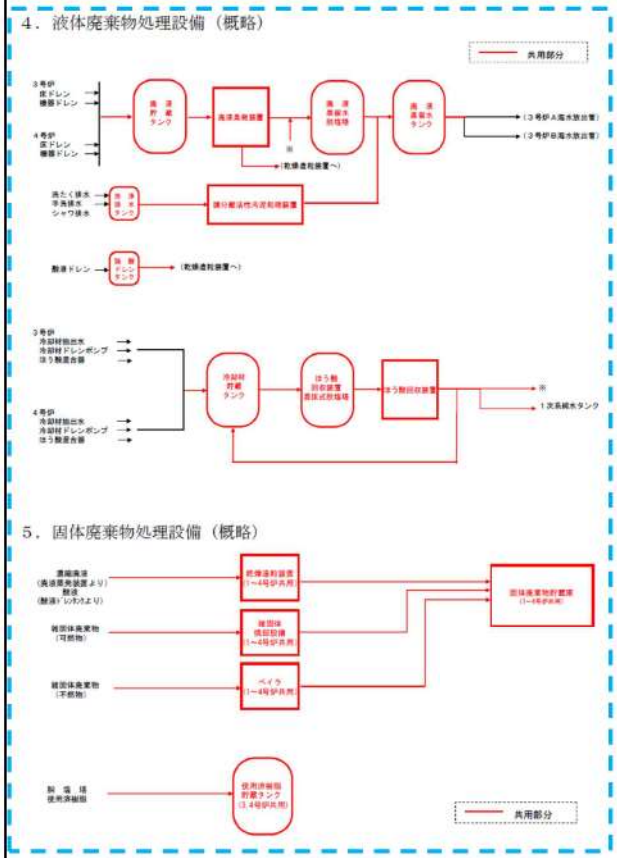
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【大飯】 ・12-別紙2-2-1に再掲して比較

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【大飯】 ・共用している設備の相違

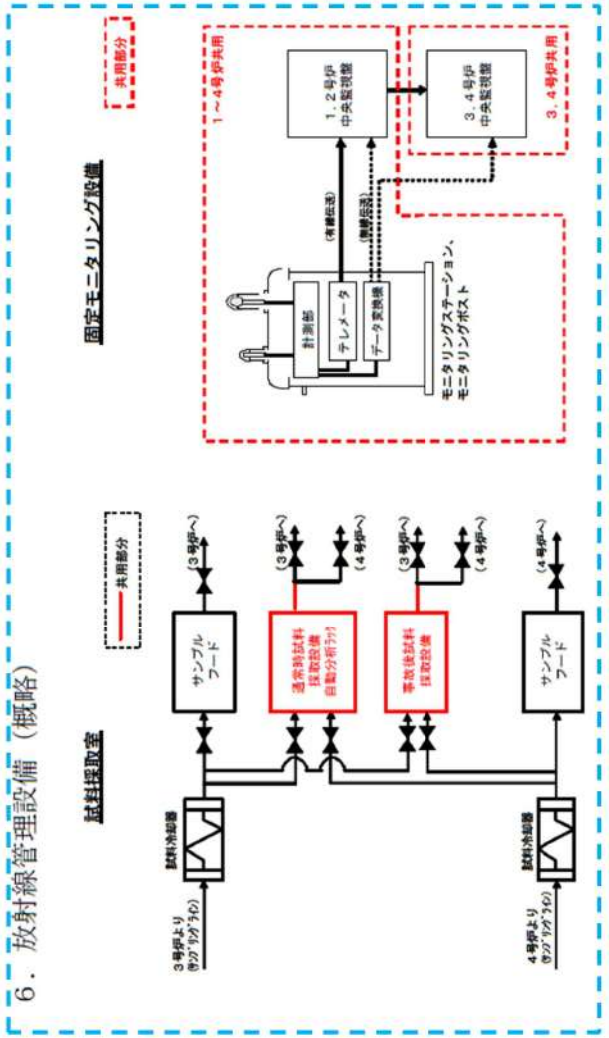
泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

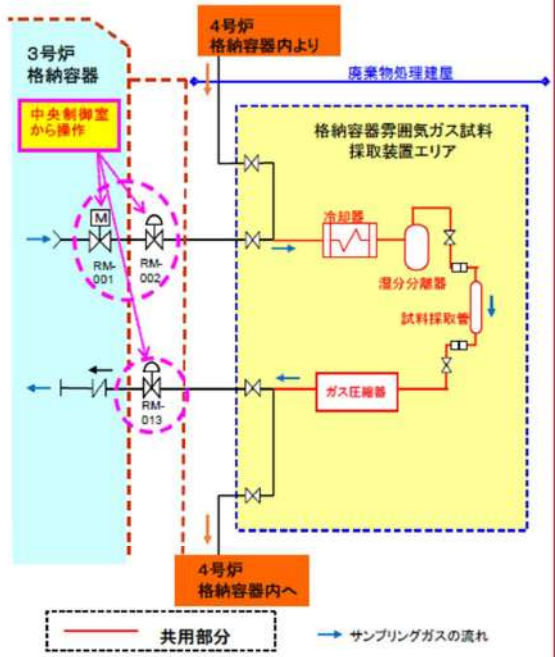
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

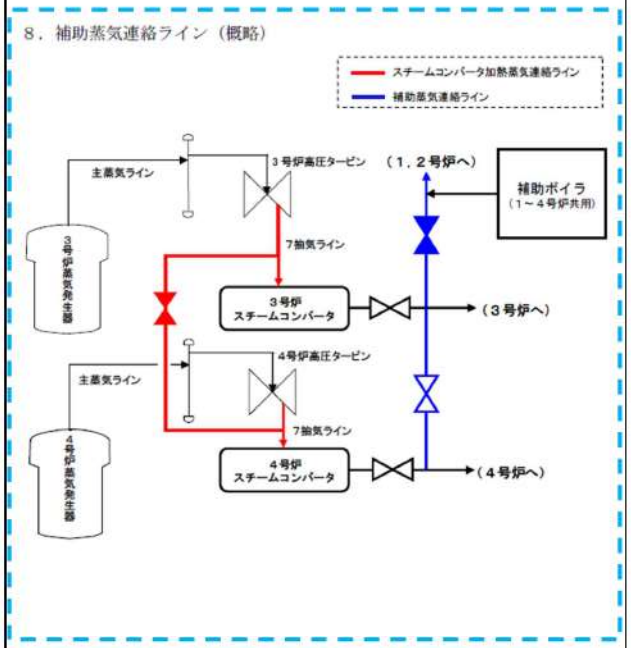
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4．液体廃棄物処理設備（概略）  5．固体廃棄物処理設備（概略） 			【大飯】 ・12-別紙2-2-4に再掲して比較

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【大飯】 ・12-別紙2-2-5に再掲して比較

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
7．格納容器雰囲気ガス試料採取系統（概略）  			【大飯】 ・共用している設備の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【大飯】 ・12-別紙2-2-8に再掲して比較

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

第 12 条　安全施設（別添）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
別添 3 大飯発電所３号炉及び４号炉 技術的能力説明資料 安全施設	別添－１ 女川原子力発電所２号炉 運用，手順説明資料 （安全施設）	別添 泊発電所３号炉 運用，手順説明資料 安全施設	【女川，大飯】 記載表現の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

（第１２条　安全施設）

安全機能を有する系統のうち，安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するものは，当該系統を構成する機械又は器具の単一故障（単一の原因によって一つの機械又は器具が所定の安全機能を失うこと（従属要因による多重故障を含む。）をいう。以下同じ。）が発生した場合であって，外部電源が利用できない場合においても機能できるよう，当該系統を構成する機械又は器具の機能，構造及び動作原理を考慮して，多重性又は多様性を確保し，及び独立性を確保するものでなければならない。

安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する系統を構成する設備のうち，設計基準事故が発生した場合に，長期間にわたって機能が要求される設備

単一故障を仮定した場合に所定の安全機能を達成できる設備

単一故障を仮定した場合に所定の安全機能を達成できない設備

単一設計箇所の故障を安全上支障のない期間に除去又は修復
（対象）
・アニュラス空気浄化設備のダクトの一部

・ダクトの修復

他の系統を用いてその機能を代替
（対象）
・事故時に１次冷却材をサンプリングする設備

・配管，ダクト及びフィルタ装置の修復
・フィルタの取替

（対象）
・原子炉格納容器スプレイ設備のうち格納容器スプレイリング

・当該設備に要求される安全機能に最も影響を与える静的機器の単一故障を仮定した場合でも，動的機器の単一故障を仮定した場合と格納容器の冷却機能が同等となるよう設計

・格納容器再循環サンプ水位の確認

【運用，手順との関係】
保：保安規定（運用，手順に係る事項，下位文書含む）　□：添付六，八に反映

女川原子力発電所２号炉

安全機能を有する系統のうち，安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するものは，当該系統を構成する機械又は器具の単一故障（単一の原因によって一つの機械又は器具が所定の安全機能を失うこと（従属要因による多重故障を含む。）をいう。以下同じ。）が発生した場合であって，外部電源が利用できない場合においても機能できるよう，当該系統を構成する機械又は器具の機能，構造及び動作原理を考慮して，多重性又は多様性を確保し，及び独立性を確保するものでなければならない。

安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する系統を構成する設備のうち静的機器の単一系統（単一設計）であり，設計基準事故が発生した場合に，長期間（24時間以上若しくは運転モード切替以降）にわたって機能が要求される設備

単一故障を仮定した場合に所定の安全機能を達成できない設備

単一故障を仮定した場合に所定の安全機能を達成できる設備

単一設計箇所の故障を安全上支障のない期間に除去又は修復
（対象箇所）
・非常用ガス処理系の配管の一部及びフィルタ装置
・中央制御室換気空調系のダクトの一部及び再循環フィルタ装置

（対象箇所）
・格納容器スプレイ冷却系のドライウェルスプレイ管及びサプレッションチェンバスプレイ管

設計基準事故時に長時間にわたって機能を要求する単一設計の静的機器において単一故障を仮定した場合でも，同等の原子炉格納容器冷却機能を有するよう設計する

・配管，ダクト及びフィルタ装置の修復
・フィルタの取替

【運用，手順との関係】
保：保安規定（運用，手順に係る事項，下位文書含む）　□：添付六，八に反映

泊発電所３号炉

（第１２条　安全施設）

安全機能を有する系統のうち，安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するものは，当該系統を構成する機械又は器具の単一故障（単一の原因によって一つの機械又は器具が所定の安全機能を失うこと（従属要因による多重故障を含む。）をいう。以下同じ。）が発生した場合であって，外部電源が利用できない場合においても機能できるよう，当該系統を構成する機械又は器具の機能，構造及び動作原理を考慮して，多重性又は多様性を確保し，及び独立性を確保するものでなければならない。

安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する系統を構成する設備のうち静的機器の単一系統（単一設計）であり，設計基準事故が発生した場合に，長期間（24時間以上若しくは運転モード切替以降）にわたって機能が要求される設備

単一故障を仮定した場合に所定の安全機能を達成できない設備

単一故障を仮定した場合に所定の安全機能を達成できる設備

単一設計箇所の故障を安全上支障のない期間に除去又は修復
（対象箇所）
・アニュラス空気浄化設備のダクトの一部
・中央制御室外気取入ユニット及び中央制御室非常用循環系ダクトの一部

他の系統を用いて，その機能を代替できる
（対象箇所）
・事故時に１次冷却材をサンプリングする設備

（対象箇所）
・原子炉格納容器スプレイ設備のスプレイリング

・当該設備に要求される安全機能に最も影響を与えると考えられる静的機器の単一故障を仮定した場合でも，動的機器の単一故障を仮定した場合と格納容器の冷却機能が同等となるよう設計

・ダクト及びフィルタユニットの修復
・フィルタの取替

・格納容器再循環サンプ水位の確認

【運用，手順との関係】
保：保安規定（運用，手順に係る事項，下位文書含む）　□：添付六，八に反映

相違理由

【女川】
設計方針の相違
・単一故障を想定する設備及び対応方針の相違

【大飯】
設計方針の相違
・大飯では，中央制御室の空調設備は共用化しているため，単一故障を想定する設備では無い。

【大飯】
記載方針の相違
・女川審査実績の反映

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

技術的能力に係る運用対策等（設計基準）

設置許可基準対象条文	対象項目	区分	運用対策等
第１２条	アニュラス空気浄化設備のダクトの一部	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	日常点検 定期点検 損傷時の補修
		教育・訓練	保守・点検に関する教育
	事故後サンプリング設備	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	—
		教育・訓練	—
	原子炉格納容器スプレイ設備のうち格納容器スプレイリング	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	—
		教育・訓練	—

女川原子力発電所２号炉

技術的能力に係る運用対策等（設計基準）

設置許可基準規則対象条文	対象項目	区分	運用対策等
第12条 安全施設	・非常用ガス処理系の配管の一部及びフィルタ装置 ・中央制御室換気空調系のダクトの一部及び再循環フィルタ装置	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	日常点検 定期点検 損傷時の補修
		教育・訓練	—
	・格納容器スプレイ冷却系のドライウェルスプレイ管及びサプレッションチェンバスプレイ管	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	—
		教育・訓練	—

泊発電所３号炉

表１　運用，手順に係る対策等（設計基準）

設置許可基準対象条文	対象項目	区分	運用対策等
第 12 条	・アニュラス空気浄化設備のダクトの一部 ・中央制御室非常用循環フィルタユニット及び中央制御室非常用循環系統ダクトの一部	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	日常点検 定期点検 損傷時の補修
		教育・訓練	保守・点検に関する教育
	・事故時に１次冷却材をサンプリングする設備	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	—
		教育・訓練	運用・手順に関する教育
	・原子炉格納容器スプレイ設備のスプレイリング	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	—
		教育・訓練	—

相違理由

【女川】
設計方針の相違
・単一故障を想定する設備及び対応方針の相違

【大飯】
設計方針の相違
・大飯では，中央制御室の空調設備は共用化しているため，単一故障を想定する設備では無い。

【女川，大飯】
記載表現の相違
・女川及び泊の他条文との整合（記載統一）

泊発電所３号炉審査資料	
資料番号	DB14-9　r.14.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所３号炉

設置許可基準規則等への適合状況について
（設計基準対象施設等）
比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

令和５年１２月

北海道電力株式会社

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

比較結果等をとりまとめた資料

1．先行審査実績等を踏まえた泊３号炉まとめ資料の変更状況(2017 年３月以降)

1-1）設計方針・運用・体制などを変更し，まとめ資料を修正した箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　　：なし
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果，変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの：なし

1-2）設計方針・運用・体制を変更するものではないが，まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　　：下記３件
・蓄電池容量計算の前提条件となるパラメータを明確にするため記載を追加した（参考資料１）【比較表 p14-67】
・全交流動力電源喪失時時に電源供給が必要となる設備の選定に関する記載を追加した（本文 2.2 項）【比較表 p14-24～49】
・蓄電池からの電力の供給時間について，全交流動力電源喪失時に常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から電力の供給が開始される約 25 分間に対する十分に長い時間として「１時間」としていたが，第 57 条における蓄電池容量計算（１時間後の負荷切離しを考慮）と同様の結果を用いた「８時間」に記載を修正した。なお，その後，技術的能力 1.14 の記載を踏まえ，全交流動力電源喪失時に常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から電力の供給が開始されるまでの時間を約 25 分間から約 55 分間に見直したが，十分に長い時間としての「８時間」には変更はない。（非常用直流電源設備は重大事故等対処設備である常設直流電源設備と兼用しており，設備構成及び運用は実質的に変更なし。）【比較表 p14-6，7，10，11，12，22，27，54～59，65，67～70】
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果，変更したもの　：下記１件
・「可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）からの電源供給を開始する時間について」の資料を島根２号炉審査実績を反映して記載した（別紙７）【比較表 p14-78～79】
d. 当社が自主的に変更したもの：なし

1-3）バックフィット関連事項

なし

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2．大飯３／４号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1）設備の相違

・以下の通り設備の相違はあるが，基準適合性の考え方に相違はない。

項目	大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由等
供給開始時間の相違	空冷式非常用発電装置からの供給開始時間が約30分である。	常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）からの供給開始時間が約15分である。	常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）からの供給開始時間が約55分である。	・女川のガスタービン発電機は外部電源喪失後に自動起動し，全交流動力電源喪失時に受電操作を行い供給を開始する設計である。 ・泊の代替非常用発電機は大飯と同様に全交流動力電源喪失時に手動で起動し，受電操作を行い供給を開始する設計である。 ・泊の供給開始時間は，非常用低圧母線の受電操作及び放射線防護具の着用時間を含んでおり，自動起動防止処置を行う補機の対象数が異なることに加えてＢ系とＡ系の受電準備操作を分けて実施するよう考慮していることから，全交流電源喪失時に代替交流電源から電力の供給が開始されるまでの時間が異なるが，その期間において十分な容量の蓄電池を設ける設計としている点で同様である。
炉型による非常用電源設備構成の相違	PWRプラントであり高圧炉心スプレイ系のない２系統である。	BWRプラントであり高圧炉心スプレイ系を有した３系統である	PWRプラントであり高圧炉心スプレイ系のない２系統である。	・炉型の相違により非常用直流電源設備構成が異なるが，いずれの１系統が故障しても発電用原子炉の安全性は確保できること，また，これらの系統は多重性及び独立性を確保することにより，共通要因により同時に機能が喪失することのない設計としているという点で同等である。

2-2）設備名称の相違

・設備名称の相違として主に以下のようなものがあるが，基準適合性の考え方に相違はない。（以下は比較表で頻出のため相違理由を簡略化する）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由等
蓄電池（安全防護系用）	蓄電池（非常用） 125V 蓄電池 2A 125V 蓄電池 2B	蓄電池（非常用） Ａ蓄電池 Ｂ蓄電池	・設備名称の相違（蓄電池）
	区分Ⅰ 区分Ⅱ	Ａ系 Ｂ系	・設備名称の相違（系統区分）
計装用電源（無停電電源装置）	無停電電源装置	計装用インバータ（無停電電源装置）	・設備名称の相違（無停電電源装置）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
第 14 条　全交流動力電源喪失対策設備 ＜目　次＞ 1. 基本方針 1.1 要求事項の整理 1.2 追加要求事項に対する適合性 (1) 位置、構造及び設備 (2) 安全設計方針 (3) 適合性説明 1.3 気象等 1.4 設備等（手順等含む） 2. 全交流動力電源喪失対策設備 2.1 概要 比較のため、記載順序入替 2.4 必要な直流設備について 2.2 蓄電池（安全防護系用）の配置について 2.3 蓄電池（安全防護系用）の容量について	第14条：全交流動力電源喪失対策設備 〈目　次〉 1. 基本方針 1.1 要求事項の整理 1.2 適合のための基本方針 1.3 追加要求事項に対する適合性 比較のため，目次の項目を追加 (1) 位置，構造及び設備 (2) 安全設計方針 (3) 適合性説明 1.4 気象等 1.5 設備等 2. 追加要求事項に対する適合方針 2.1 重大事故等に対処するために必要な電力の供給開始までに要する時間 2.2 全交流動力電源喪失時に電源供給が必要な直流設備について 2.3 電気容量の設定 2.3.1 蓄電池（非常用）の容量について	第14条：全交流動力電源喪失対策設備 ＜目　次＞ 1．基本方針 1.1 要求事項の整理 1.2 適合のための基本方針 1.3 追加要求事項に対する適合性 (1) 位置，構造及び設備 (2) 安全設計方針 (3) 適合性説明 1.4 気象等 1.5 設備等（手順等含む） 2．追加要求事項に対する適合方針 2.1 重大事故等に対処するために必要な電力の供給開始までに要する時間 2.2 全交流動力電源喪失時に電源供給が必要な直流設備について 2.3 蓄電池（非常用）の配置について 2.4 電気容量の設定 2.4.1 蓄電池（非常用）の容量について	色識別について， ・大飯は泊との差異 ・女川は泊との差異 ・泊は女川との差異 を識別する。 【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 項目番号の相違 （以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。） 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） ・大飯を参照して記載を充実している。（以降は「記載の充実（大飯審査実績を参照）」と記載する） 【大飯】 項目名称の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池） ・大飯：蓄電池（安全防護系用）⇔泊：蓄電池（非常用） （以下，設備名称の相違（蓄電池）と記載） 【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 項目番号の相違 （以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。） 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池）

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	2.3.1.1 蓄電池（非常用）の運用方法について	2.4.1.1 蓄電池（非常用）の運用方法について	
2.3.1 蓄電池（安全防護系用）（大飯３号炉）（トレンA）	2.3.1.2 125V蓄電池2Aの容量	2.4.1.2 A蓄電池の容量	【大飯】 項目名称の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） ・125V 蓄電池 2A⇔A蓄電池 （以下，設備名称の相違（蓄電池）と記載）
2.3.2 蓄電池（安全防護系用）の給電時間評価（大飯３号炉）（トレンA）			【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）
2.3.3 蓄電池（安全防護系用）（大飯３号炉）（トレンB）	2.3.1.3 125V蓄電池2Bの容量	2.4.1.3 B蓄電池の容量	【大飯】 項目名称の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） ・125V 蓄電池 2B⇔B蓄電池 （以下，設備名称の相違（蓄電池）と記載）
2.3.4 蓄電池（安全防護系用）の給電時間評価（大飯３号炉）（トレンB）			【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）
2.3.5 蓄電池（安全防護系用）（大飯４号炉）（トレンA） 2.3.6 蓄電池（安全防護系用）の給電時間評価（大飯４号炉）（トレンA） 2.3.7 蓄電池（安全防護系用）（大飯４号炉）（トレンB） 2.3.8 蓄電池（安全防護系用）の給電時間評価（大飯４号炉）（トレンB）			【大飯】 記載内容の相違 ・大飯３／４号炉はツインプラント、泊３号炉はシングルプラントである。
	2.3.1.4 125V蓄電池2Hの容量		【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 ・女川の非常用直流電源設備は高圧炉心スプレイ系を有した３系統であるのに対して，泊はPWR であり高圧炉心スプレイ系のない２系統である。（以降，「炉型による非常用電源設備構成の相違」と記載する。）
	2.3.1.5 まとめ	2.4.1.4 まとめ	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映）
2.6 蓄電池の保守について		2.5 蓄電池（非常用）の保守について	【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯】 記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（参考資料） １．蓄電池（安全防護系用）の容量計算例（大飯３号炉Ａ蓄電池）	３．別添 別添１　蓄電池の容量算出方法	別紙１　蓄電池の容量算出方法	【女川】 資料名称の相違 【大飯】 項目名称の相違（女川審査実績の反映）
	別添２　蓄電池の容量換算時間Ｋ値一覧 別添３　蓄電池の放電終止電圧	別紙２　蓄電池の容量換算時間Ｋ値一覧 別紙３　蓄電池の放電終止電圧	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映）
４．保守率選定の考え方	別添４　蓄電池容量の保守性の考え方	別紙４　蓄電池容量の保守性の考え方	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
	別添５　蓄電池（非常用）の「その他の負荷」容量内訳		【女川】 記載内容の相違 ・泊は蓄電池の負荷内訳を２．４．１項に全て記載したため，「その他の負荷」として記載するものはない。
比較のため、記載順序入替 ２．５　計測制御用電源設備の構成	別添６　計測制御用電源	別紙５　計測制御用電源	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）
比較のため、記載順序入替 （参考資料） ２．空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電	別添７　常設代替交流電源設備から電源供給を開始する時間	別紙６　常設代替交流電源設備から電源供給を開始する時間	【大飯】 項目名称の相違（女川審査実績の反映）
３．所内常設蓄電式直流電源設備	（参考）島根２号炉の記載 別添８　可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車）から電源供給を開始する時間 別添５　所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備	別紙７　可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）から電源供給を開始する時間 別紙８　所内常設蓄電式直流電源設備	【大飯，女川】 記載の充実（島根２号炉審査実績を参照）
３．技術的能力説明資料 （別添資料）　全交流動力電源喪失対策設備	別添８　女川原子力発電所２号炉　運用，手順説明資料　全交流動力電源喪失対策設備	３．運用，手順説明資料 別添　泊発電所３号炉　運用，手順説明資料　全交流動力電源喪失対策設備	【大飯，女川】 資料名称の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＜概 要＞ １．において、設計基準事故対処設備の設置許可基準規則、技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに、それら要求に対する大飯発電所３号炉及び４号炉における適合性を示す。 ２．において、設計基準事故対処設備について、追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備又は運用等について説明する。 ３．において、追加要求事項に適合するための技術的能力（手順等）を抽出し、必要となる運用対策等を整理する。		＜概　要＞ １．において，設計基準対象施設の設置許可基準規則，技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに，それら要求に対する泊発電所３号炉における適合性を示す。 ２．において，設計基準対象施設について，追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備，運用等について説明する。 ３．において，追加要求事項に適合するための運用，手順等を抽出し，必要となる運用対策を整理する。	【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） ・大飯を参照して記載を充実している。（以降，同様の箇所は「記載の充実（大飯参照）」と記載する。） 【大飯】 記載方針の相違 ・用語定義に基づく記載適正化 大飯：設計基準事故対処設備→泊：設計基準対象施設 【大飯】 名称の相違（申請プラントの相違） 【大飯】 記載表現の相違 ・女川及び泊の他条文との整合（記載統一）

大飯発電所３／４号炉

１．基本方針

1.1 要求事項の整理

全交流動力電源喪失対策設備について、設置許可基準規則第 14 条及び技術基準規則第 16 条において、追加要求事項を明確化する。（表１）

表１　設置許可基準規則第 14 条及び技術基準規則第 16 条　要求事項

設置許可基準規則 第 14 条（全交流動力電源喪失対策設備）	技術基準規則 第 16 条（全交流動力電源喪失対策設備）	備考
発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。	発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等（重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。以下同じ。）又は重大事故をいう。以下同じ。）に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備を施設しなければならない。	追加要求事項

女川原子力発電所２号炉

1.　基本方針

1.1 要求事項の整理

全交流動力電源喪失対策設備について，設置許可基準規則第 14 条及び技術基準規則第 16 条において，追加要求事項を明確化する（第 1.1－1 表）。

第 1.1－1 表　設置許可基準規則第 14 条及び技術基準規則第 16 条　要求事項

設置許可基準規則 第 14 条（全交流動力電源喪失対策設備）	技術基準規則 第 16 条（全交流動力電源喪失対策設備）	備考
発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。	発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等（重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。以下同じ。）又は重大事故をいう。以下同じ。）に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉施設を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備を施設しなければならない。	追加要求事項

泊発電所３号炉

１．　基本方針

1.1 要求事項の整理

全交流動力電源喪失対策設備について，設置許可基準規則第 14 条及び技術基準規則第 16 条において，追加要求事項を明確化する（表１）。

表１　設置許可基準規則第 14 条及び技術基準規則第 16 条　要求事項

設置許可基準規則 第 14 条（全交流動力電源喪失対策設備）	技術基準規則 第 16 条（全交流動力電源喪失対策設備）	備　考
発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。	発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等（重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。以下同じ。）又は重大事故をいう。以下同じ。）に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備を施設しなければならない。	追加要求事項

相違理由

【女川】

図表番号の相違

（以下，図表番号の相違については差異識別を省略する。）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	1.2 適合のための基本方針 蓄電池（非常用）は，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約 15 分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する設計とする。	1.2 適合のための基本方針 蓄電池（非常用）は，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約 55 分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する設計とする。	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 供給開始時間の相違 ・常設代替交流電源設備から電力の供給が開始されるまでの時間に差異があるが、全交流電動力電源喪失時に必要な容量の蓄電池を設けている点において同等である。（以下、同様の差異理由箇所には「供給開始時間の相違」と記載）
1.2 追加要求事項に対する適合性 （１）位置、構造及び設備 (3) その他主要な構造 （ｉ）本発電用原子炉施設は、(1)耐震構造、(2)耐津波構造に加え、以下の基本的方針のもとに安全設計を行う。 a.設計基準対象施設 (i) 全交流動力電源喪失時対策設備 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分に対し、十分長い間、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性の確保のための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。 【説明資料(2.1) (2.3)】	1.3 追加要求事項に対する適合性 (1) 位置，構造及び設備 ロ 発電用原子炉施設の一般構造 (3) その他の主要な構造 （ｉ）本発電用原子炉施設は，(1)耐震構造，(2)耐津波構造に加え，以下の基本的方針のもとに安全設計を行う。 a.設計基準対象施設 (i) 全交流動力電源喪失対策設備 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約15分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料（2.1：P14条－13～15）（2.3.1：P14条－43～50）】	1.3 追加要求事項に対する適合性 （１）位置，構造及び設備 ロ．発電用原子炉施設の一般構造 (3) その他の主要な構造 （ｉ）本発電用原子炉施設は，(1)耐震構造，(2)耐津波構造に加え，以下の基本的方針のもとに安全設計を行う。 a.設計基準対象施設 (i) 全交流動力電源喪失対策設備 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約55分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料(2.1:P14条-16～18)(2.4.1:P14条-47～54)】	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 供給開始時間の相違 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池）
（２）安全設計方針 １．安全設計 1.1 安全設計の方針 1.1.1 安全設計の基本方針 1.1.1.11 全交流動力電源喪失対策設備 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。 【説明資料(2.1) (2.3)】	(2) 安全設計方針 1. 安全設計 1.1 安全設計の方針 1.1.1 安全設計の基本方針 1.1.1.12 全交流動力電源喪失対策設備 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約15分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料（2.1：P14 条－13～15）（2.3.1：P14 条－43～50）】	（２）安全設計方針 1.安全設計 1.1 安全設計の方針 1.1.1 安全設計の基本方針 1.1.1.12 全交流動力電源喪失対策設備 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約55分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料(2.1:P14条-16～18)(2.4.1:P14条-47～54)】	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 供給開始時間の相違 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（３）適合性説明 （全交流動力電源喪失対策設備） 第十四条 発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。	(3) 適合性説明 （全交流動力電源喪失対策設備） 第十四条 発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。	（３）適合性説明 （全交流動力電源喪失対策設備） 第十四条 発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。	
全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約30分間、原子炉停止系の動作により原子炉を安全に停止し、１次冷却系においては１次冷却材の自然循環、２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気安全弁の動作により一定時間冷却を行えるとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための工学的安全施設が動作することができるよう、制御電源の確保等これらの設備に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。 【説明資料（2.1）（2.3）】	適合のための設計方針 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約15分を包絡した約８時間に対し，原子炉停止系の動作により発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料（2.1：P14条－13～15）（2.3.1：P14条－43～50）】	適合のための設計方針 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約55分を包絡した約８時間に対し，原子炉停止系の動作により発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料(2.1:P14条-16～18)(2.4.1:P14条-47～54)】	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 供給開始時間の相違 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池）
1.3 気象等 該当なし	1.4 気象等 該当なし	1.4 気象等 該当なし	

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.4 設備等（手順等含む）	1.5 設備等	1.5 設備等（手順等含む）	
5.11.4.4.7 補助給水ポンプ 補助給水ポンプは、外部電源喪失時等により通常の給水系統の機能が失われた場合に、蒸気発生器に注水する。また、原子炉の起動、停止時には主給水ポンプに代わって蒸気発生器に注水し、１次冷却系の熱除去を行う。 補助給水ポンプは、タービン駆動１台、電動２台を設ける。各ポンプとも水源は、復水ピットを使用するが、後備用としてNo.３淡水タンクも使用することができる。		5.11.1.2 設計方針 (9) 補助給水設備 補助給水設備を設け，主給水管破断時等，通常の給水設備の機能が失われた場合でも，炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱を除去できる設計とする。補助給水ポンプは，電動補助給水ポンプ２台とタービン動補助給水ポンプ１台で構成し電動補助給水ポンプは，それぞれ独立のディーゼル発電機に接続する等，構成する機器の単一故障の仮定に加え外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できるように，多重性又は多様性及び独立性を有する設計とする。なお，タービン動補助給水ポンプは，全交流動力電源喪失時にも主蒸気安全弁の動作とあいまって，重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉停止後の冷却ができる設計とする。	【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯】 記載方針の相違 ・従来の設置許可申請を踏襲しており記載内容に差異があるが、DB14 条の適合性（全交流動力電源喪失時に必要な容量の蓄電池を設ける）に関する実質的な差異はない。
(1) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプは、主蒸気管から分岐した蒸気で駆動する。		5.11.1.3.4 給水設備 (6) 補助給水設備 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は，全交流動力電源喪失時，すなわち，外部電源及び非常用所内交流電源の喪失並びに制御用圧縮空気設備及び原子炉補機冷却水設備の機能が喪失した場合においても，主蒸気管から分岐した蒸気で駆動され，蒸気発生器へ給水できる。また，タービン動補助給水ポンプの運転に必要な弁等は蓄電池（非常用）を電源としており，中央制御盤から操作及び監視を行うことができる。 本発電用原子炉施設の所内動力用電源は，外部電源として電力系統に接続される275kV送電線４回線の他に，非常用所内電源としてディーゼル発電機設備を２系統設けているので，全交流動力電源喪失は極めて少ないと考えられる。仮に，全交流動力電源が喪失した場合には，１次冷却材ポンプ電源電圧低等の信号により，発電用原子炉は自動的に停止する。 また，発電用原子炉停止後の炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱は，重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの間，１次冷却設備においては１次冷却材の自然循環，２次冷却設備においては主蒸気安全弁の動作及びタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水により除去され，発電用原子炉の冷却を確保できる。 なお，安全保護系及びタービン動補助給水ポンプの作動並びに中央制御盤における運転監視に必要な電源は，全交流動力電源喪失時にも蓄電池（非常用）から給電するので，重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの間，枯渇することはない。	
なお、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、このポンプ及び主蒸気安全弁の動作により原子炉停止後の冷却が可能である。 【説明資料（2.1）（2.3）】			

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		以上のことから，重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの間，全交流動力電源の喪失に対して，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，停止後の冷却を確保できる。 タービン動補助給水ポンプは以下の場合に自動起動する。 (a)　３基のうちいずれか２基の蒸気発生器水位低 (b)　常用高圧３母線のいずれか２母線の電圧低 【説明資料(2.1：P14条-16～18)(2.4.1：P14条-47～54)】	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
10.1 非常用電源設備	10. その他発電用原子炉の附属施設 10.1 非常用電源設備	10. その他発電用原子炉の附属施設 10.1 非常用電源設備	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）
10.1.2 設計方針 10.1.2.2 全交流動力電源喪失 原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける。 【説明資料（2.1）（2.3）】	10.1.1 通常運転時等 10.1.1.2 設計方針 10.1.1.2.2 全交流動力電源喪失 発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約15分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料（2.1：P14条－13～15）（2.3.1：P14条－43～50）】	10.1.1 通常運転時等 10.1.1.2 設計方針 10.1.1.2.2 全交流動力電源喪失 発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約55分を包絡した約８時間に対し，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。 【説明資料(2.1:P14条-16～18)(2.4.1:P14条-47～54)】	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 供給開始時間の相違 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池）
	10.1.1.3 主要設備の仕様 主要設備の仕様を第10.1－3表及び第10.1－4表に示す。	10.1.1.3 主要設備の仕様 主要設備の仕様を第10.1.1表から第10.1.5表に示す。	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載方針の相違 ・泊は DB33 条と共通の記載としている。（このうち 14 条に関連する表は第 10.1.4 表及び第 10.1.5 表のみ）
10.1.3 主要設備 10.1.3.4 直流電源設備 直流電源設備は、第 10.1.3 図に示すように、蓄電池（安全防護系用）２組に加え、蓄電池（一般用）１組の合計３組のそれぞれ独立した蓄電池、充電器、直流き電盤等で構成し、蓄電池（安全防護系用）２組のいずれの１組が故障しても残りの系統でプラントの安全性は確保する。 また、これらは、多重性及び独立性を確保することにより、共通要因により同時に機能が喪失することのない設計とする。直流母線は 125V であり、うち蓄電池（安全防護系用）２組の電源の負荷は、工学的安全施設等の開閉器作動電源、タービン動補助給水ポンプ起動盤、電磁弁、計装用電源（無停電電源装置）である。	10.1.1.4 主要設備 10.1.1.4.4 直流電源設備 非常用直流電源設備は，第10.1－3図に示すように，非常用所内電源系として，直流125V ３系統（区分Ⅰ，Ⅱ，Ⅲ）から構成する。 非常用所内電源系の直流125V系統は，非常用低圧母線に接続される充電器５個，蓄電池３組等を設ける。これらの３系統のうち１系統が故障しても発電用原子炉の安全性は確保できる。 また，これらの系統は，多重性及び独立性を確保することにより，共通要因により同時に機能が喪失することのない設計とする。直流母線は125Vであり，非常用直流電源設備３組の電源の負荷は，工学的安全施設等の制御装置，電磁弁，無停電交流母線に給電する非常用の無停電電源装置等である。	10.1.1.4 主要設備 10.1.1.4.4 直流電源設備 非常用直流電源設備は，第10.1.3図に示すように，非常用所内電源系として，直流125V ２系統（Ａ系，Ｂ系）から構成する。 非常用所内電源系の直流125V系統は，非常用低圧母線に接続される充電器２台，蓄電池（非常用）２組，直流コントロールセンタ２台等を設ける。これらの２系統のうち１系統が故障しても発電用原子炉の安全性は確保できる。 また，これらの系統は，多重性及び独立性を確保することにより，共通要因により同時に機能が喪失することのない設計とする。直流母線は125Vであり，非常用直流電源設備２組の電源の負荷は，工学的安全施設等の遮断器操作回路，タービン動補助給水ポンプ起動盤，電磁弁，非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）等である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。 【女川】 記載表現の相違 【女川】 設備の相違（負荷構成の相違） 【大飯】 設備名称の相違 ・開閉器作動電源↔遮断器操作回路 ・計装用電源↔計装用インバータ ・直流き電盤↔直流コントロールセンタ

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	そのため，原子炉水位及び原子炉圧力の監視による発電用原子炉の冷却状態の確認並びに原子炉格納容器内圧力及びサプレッションプール水温度の監視による原子炉格納容器の健全性の確認を可能とする。		【女川】 設備構成の相違 ・女川は発電用原子炉の冷却状態及び原子炉格納容器の健全性の監視に必要な電源を直流電源から給電しているのに対して，泊は計測制御用電源から給電しているが，監視により確認が可能であるという点で同等である。
３組の蓄電池は、据置型蓄電池で独立したものであり、蓄電池（安全防護系用）２組は非常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。 また、蓄電池（安全防護系用）の容量は１組当たり2,400A･h であり、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を一定時間冷却するための設備が動作するとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの動作に必要な容量を有している。	蓄電池（非常用）は125V蓄電池2A（区分Ⅰ），2B（区分Ⅱ）及び2H（区分Ⅲ）の３組で構成し，据置型蓄電池でそれぞれ異なる区画に設置され独立したものであり，非常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。 また，蓄電池（非常用）の容量はそれぞれ約8,000Ah（区分Ⅰ），約6,000Ah（区分Ⅱ）及び約400Ah（区分Ⅲ）であり，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を一定時間冷却するための設備の動作に必要な容量を有している。	蓄電池（非常用）はＡ蓄電池（Ａ系）及びＢ蓄電池（Ｂ系）の２組で構成し，据置型蓄電池でそれぞれ異なる区画に設置され独立したものであり，非常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。 また，蓄電池（非常用）の容量は１組当たり約2,400Ahであり，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を一定時間冷却するための設備が動作するとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの動作に必要な容量を有している。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 設備の相違（蓄電池容量） 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照）
この容量は、例えば、原子炉が停止した際に遮断器の開放動作を行うメタルクラッド開閉装置（約 27A）、原子炉停止後の炉心冷却のためのタービン動補助給水ポンプ起動盤（タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ、タービン動補助給水ポンプ起動弁等）（約 93A）、原子炉の停止、冷却、原子炉格納容器の健全性を確認できる計器に電力供給を行う計装用電源（無停電電源装置）（約 190A）及びその他制御盤の待機電力等（約 240A）の負荷へ電力供給を行った場合においても、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間に対し、１時間以上電力供給が可能な容量である。	この容量は，例えば，発電用原子炉が停止した際に遮断器の開放動作を行うメタルクラッド開閉装置等，発電用原子炉停止後の炉心冷却のための原子炉隔離時冷却系，発電用原子炉の停止，冷却，原子炉格納容器の健全性を確認できる計器に電源供給を行う制御盤及び非常用の無停電電源装置の負荷へ電源供給を行った場合においても，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約15分を包絡した約８時間以上電源供給が可能な容量である。	この容量は，例えば，発電用原子炉が停止した際に遮断器の開放動作を行うメタルクラッド開閉装置，発電用原子炉停止後の炉心冷却のためのタービン動補助給水ポンプ起動盤（タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁等），発電用原子炉の停止，冷却，原子炉格納容器の健全性を確認できる計器に電源供給を行う非常用の計装用インバータ（無停電電源装置），その他制御盤の待機電力等の負荷へ電源供給を行った場合においても，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約55分を包絡した約８時間以上電源供給が可能な容量である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載表現の相違 【女川】 設備の相違（負荷構成の相違） 【大飯，女川】 設備名称の相違 ・大飯：タービン動補助給水ポンプ起動弁↔泊：タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 ・大飯：計装用電源（無停電電源装置）→女川：無停電電源装置↔泊：計装用インバータ（無停電電源装置） （以下，設備名称の相違（無停電電源装置）と記載） 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯，女川】 供給開始時間の相違
直流電源装置の設備仕様の概略を第 10.1.3 表に示す。 【説明資料（2.1）（2.3）（2.4）】	【説明資料（2.1：P14条－13～15）（2.3.1：P14条－43～50）】	【説明資料(2.1：P14条-16～18)(2.3：P14条-46)(2.4.1：P14条-47～54)】	【大飯】 記載箇所の相違 ・泊は女川と同様に設備仕様を 10.1.1.3 項に記載している。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第 14 条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
10.1.3.5 計測制御用電源設備 計測制御用電源設備は、第 10.1.4 図に示すように非常用として計装用母線 8 母線、また、常用として計装用母線 10 母線（内 2 母線は、３号炉及び４号炉共用）及び計装用後備母線 5 母線で構成し、母線電圧は 115V 及び 100V である。 非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する計装用電源（無停電電源装置）で構成する。 計装用電源（無停電電源装置）は、外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの約 30 分間においても、直流電源設備である蓄電池（安全防護系用）から直流電力が供給されることにより、計装用電源（無停電電源装置）内の変換器を介し直流を交流へ変換し、非常用の計装用母線に対し電力供給を確保できる。そのため、炉外核計装の監視による原子炉の安全停止の確認、１次冷却材温度等の監視による原子炉の冷却状態の確認、及び原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度の監視による原子炉格納容器の健全性の確認を可能とする。 原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は、非常用の計装用母線に接続する。多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は、チャンネルごとに分離し、独立性を確保する。 なお、非常用の計装用母線 4 母線は、後備計装用電源（変圧器）からも受電できる。 計測制御用電源設備の設備仕様の概略を第 10.1.4 表に示す。	10.1.1.4.5 計測制御用電源設備 非常用の計測制御用電源設備は，第10.1－4図に示すように，無停電交流母線120V 2 母線及び計測母線120V 2 母線で構成する。 無停電交流母線は，２系統に分離独立させ，それぞれ非常用の無停電電源装置から給電する。 非常用の無停電電源装置は，外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するため，非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）から電力が供給されることにより，非常用の無停電電源装置内の変換器を介し直流を交流へ変換し，無停電交流母線に対し電力供給を確保する。 非常用の無停電電源装置は，核計装の監視による発電用原子炉の安全停止状態及び未臨界の維持状態の確認のため，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約15分間を包絡した約１時間，電源供給が可能である。 なお，これらの電源を保守点検する場合は，必要な電力は非常用低圧母線に接続された無停電電源装置内の変圧器から供給する。	10.1.1.4.5 計測制御用電源設備 非常用の計測制御用電源設備は，第10.1.4図に示すように，計装用交流母線100V ８母線で構成する。 計装用交流母線は，４系統に分離独立させ，それぞれ非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）から給電する。 非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）は，外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するため，非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）から電力が供給されることにより，非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）内の変換器を介し直流を交流へ変換し，計装用交流母線に対し電力供給を確保する。 非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）は，炉外核計装の監視による発電用原子炉の安全停止状態及び未臨界の維持状態の確認，１次冷却材温度等の監視による発電用原子炉の冷却状態の確認並びに原子炉格納容器圧力及び格納容器内温度の監視による原子炉格納容器の健全性の確認のため，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約55分間を包絡した約８時間，電源供給が可能である。 原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は，非常用の計装用交流母線に接続する。多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は，チャンネルごとに分離し，独立性を確保する。 なお，非常用の計装用交流母線のうち４母線は，非常用低圧母線に接続された計装用後備変圧器からも給電できる。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 設備名称の相違 ・大飯：計装用母線↔女川：無停電交流母線↔泊：計装用交流母線 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。 【大飯，女川】 設備名称の相違（無停電電源装置） 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備名称の相違 ・核計装↔炉外核計装 【女川】 設備構成の相違 ・女川は発電用原子炉の冷却状態及び原子炉格納容器の健全性の監視に必要な電源を直流電源から給電しているため無停電電源装置の給電時間を約１時間としているのに対して，泊は計測制御用電源から給電しているため計装用インバータに給電する直流電源と同様に約８時間とした。監視により確認が可能であるという点で同等である。 【女川】 供給開始時間の相違 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯，女川】 設備名称の相違 ・大飯：計装用母線↔泊：計装用交流母線 ・大飯：後備計装用電源（変圧器）↔女川：無停電電源装置内の変圧器↔泊：計装用後備変圧器 【大飯，女川】 記載表現の相違 【大飯】 記載箇所の相違 ・泊は女川と同様に設備仕様を 10.1.1.3 項に記載している。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【説明資料（2.1）（2.4）（2.5）】	また，計測母線は，分離された非常用低圧母線から給電する。 【説明資料（2.1：P14条－13～15）（2.2：P14条－16～42）（2.3.1：P14条－43～50）】	【説明資料(2.1：P14条-16～18)(2.2：P14条-19～45)(2.4.1：P14条-47～54)】	【女川】 設備構成の相違 ・女川は交流母線から給電する計測母線を別途設けているが，泊は無停電電源装置から給電する計装用交流母線のみで構成している。
10.1.5 試験検査 10.1.5.2 蓄電池 蓄電池（安全防護系用）は、定期的に電解液面の検査と補水、電解液の比重とセル電圧の測定及び浮動充電電圧の測定を行い、健全性を確認する。 【説明資料（2.6）】	10.1.1.5 試験検査 10.1.1.5.2 蓄電池（非常用） 蓄電池（非常用）は，定期的に巡視点検を行い，機器の健全性や，浮動充電状態にあること等を確認する。	10.1.1.5 試験検査 10.1.1.5.2 蓄電池（非常用） 蓄電池（非常用）は，定期的に巡視点検，電解液面の検査と補水，電解液の比重とセル電圧の測定及び浮動充電電圧の測定を行い，機器の健全性や，浮動充電状態にあることを確認する。 【説明資料(2.5：P14条-55)】	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【女川】 記載表現の相違
10.1.6 手順等 (9) 電気設備に要求される機能を維持するため、日常点検、定期点検により適切な保守管理を行うとともに、故障時においても補修を行う。 (10) 電気設備に係る保守管理に関する教育を行う。 【説明資料（3）】		10.1.1.6 手順等 非常用電源設備は，以下の内容を含む手順を定め，適切な管理を行う。 (1) 電気設備に要求される機能を維持するため，適切に保守管理を実施するとともに，必要に応じ補修を行う。 (2) 電気設備に係る保守管理に関する教育を実施する。 【別添】	【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） ・DB33 条の女川の常用電源設備の記載に倣った記載を追加している。 【大飯】 記載表現の相違 ・DB33 条の常用電源設備の記載に合わせた。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
第 10.1.3 表 直流電源設備の設備仕様	第10.1－3表 直流電源設備の主要機器仕様	第10.1.4表 直流電源設備の主要仕様	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(1) 蓄 電 池	(1) 蓄電池	(1) 蓄電池	【大飯，女川】 記載表現の相違 ・図表名称の相違 ・大飯：型式⇔女川：種類⇔泊：型式
型　　式　　鉛蓄電池	非常用	非常用	【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違
組　　数　　3	種　類　　鉛蓄電池	型　式　　鉛蓄電池	【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。
	組　数　　3	組　数　　2	
	セル数　A系　60	セル数　A系　60	
	B系　60	B系　60	
	ＨＰＣＳ系　60		
	電　圧　A系　125V	電　圧　A系　約130V	
	B系　125V	B系　約130V	
	ＨＰＣＳ系　125V		
容　　量　　約 2,400A･h×2 組 （安全防護系用）	容　量　A系　約8,000Ah	容　量　A系　約2,400Ah	
	B系　約6,000Ah	B系　約2,400Ah	
	ＨＰＣＳ系　約400Ah		
	常用	常用	
	種　類　　鉛蓄電池	型　式　　鉛蓄電池	
	組　数　　1	組　数　　2	
	セル数　116	セル数　Ｃ１系　59	
		Ｃ２系　59	
	電　圧　250V	電　圧　Ｃ１系　約130V	
		Ｃ２系　約130V	
約 4,800A･h×1 組 （一般用）	容　量　約6,000Ah	容　量　Ｃ１系　約2,000Ah	
		Ｃ２系　約2,000Ah	
電　　圧　　129V（浮動充電時）			

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(2) 充電器 型式：鋼板製垂直自立閉鎖形 自動電圧調整装置付シリコン整流器 個数：4 充電方式：浮動 冷却方式：自冷 交流入力：3相 60Hz 440V 直流出力：129V（浮動充電時） 常用：約300A×2個 及び約700A×1個 後備：約300A×1個	(2) 充電器 非常用（予備充電器は常用） 種類：シリコン整流器 個数：A系 1 B系 1 （予備 1） ＨＰＣＳ系 1（予備1） 充電方式：浮動 冷却方式：自然通風 交流入力：A系 3相 50Hz 440V B系 3相 50Hz 440V ＨＰＣＳ系 3相 50Hz 440V 容量：A系 約118kW B系 約118kW （予備 約118kW） ＨＰＣＳ系 約10kW 直流出力電圧：A系 133.8V B系 133.8V ＨＰＣＳ系 129V 直流出力電流：A系 約700A B系 約700A （予備 約700A） ＨＰＣＳ系 約50A 常用 種類：シリコン整流器 個数：1 （予備 1） 充電方式：浮動 冷却方式：自然通風 交流入力：3相 50Hz 440V 容量：約130kW 直流出力電圧：258.7V 直流出力電流：約400A	(2) 充電器 非常用 型式：サイリスタ整流装置 台数：A系 1 B系 1 充電方式：浮動 冷却方式：自然冷却 交流入力：A系 3相 50Hz 440V B系 3相 50Hz 440V 容量：A系 約131kVA B系 約131kVA 直流出力電圧：A系 129V B系 129V 直流出力電流：A系 約700A B系 約700A 常用 型式：サイリスタ整流装置 台数：Ｃ１系 1 Ｃ２系 1 （予備 1） 充電方式：浮動 冷却方式：自然冷却 交流入力：Ｃ１系 3相 50Hz 440V Ｃ２系 3相 50Hz 440V （予備 3相 50Hz 440V） 容量：Ｃ１系 約108kVA Ｃ２系 約54kVA （予備 約124kVA） 直流出力電圧：Ｃ１系 131.6V Ｃ２系 131.6V （予備 129/131.6V） 直流出力電流：Ｃ１系 600A Ｃ２系 300A （予備 700A）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載表現の相違 【大飯，女川】 記載表現の相違 ・大飯：型式⇔女川：種類⇔泊：型式 ・大飯：個数⇔女川：個数⇔泊：台数 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

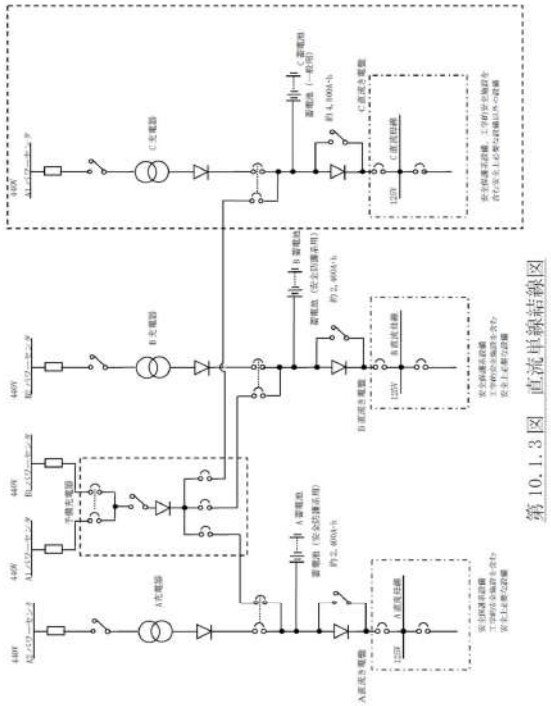
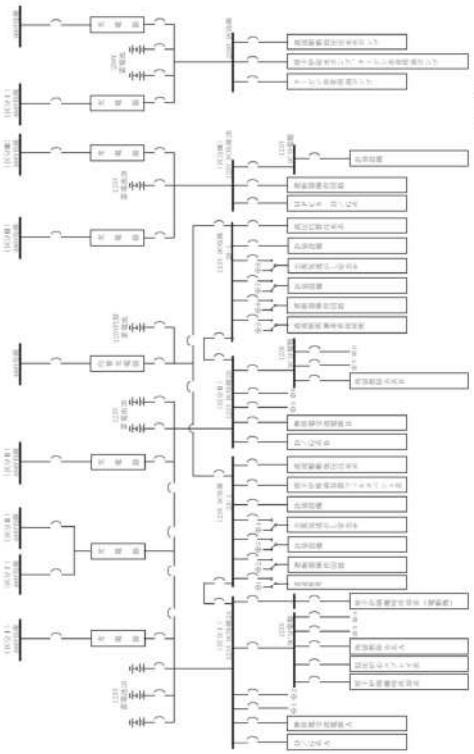
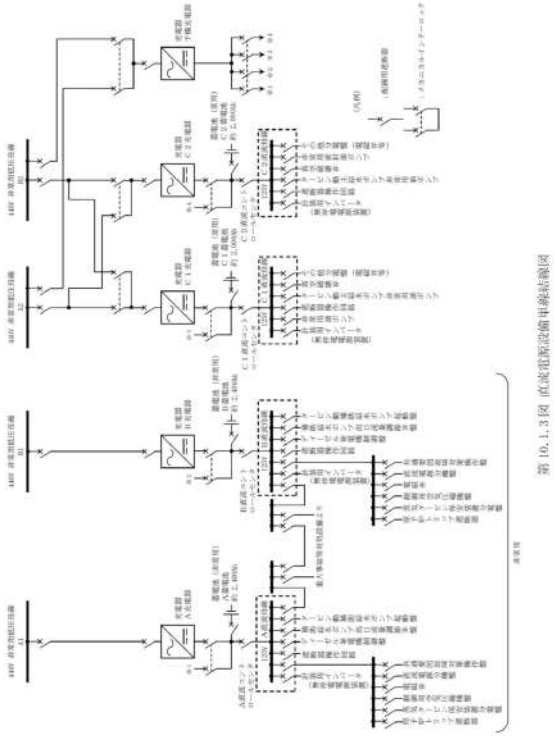
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(3) 直流き電盤 型　式　鋼板製垂直自立閉鎖形配電用遮断器内蔵 個　数　3 母線容量　約 700A×2 個 及び約 3,300A×1 個	(3) 直流母線 非常用 個　数　3 電　圧　A系　125V B系　125V ＨＰＣＳ系　125V 常用 個　数　1 電　圧　250V	(3) 直流コントロールセンタ 非常用 型　式　屋内用鋼板製自立形抽出式 台　数　2 母線容量　Ａ系　約600A Ｂ系　約600A 電　圧　Ａ系　125V Ｂ系　125V 常用 型　式　屋内用鋼板製自立形抽出式 台　数　2 母線容量　Ｃ１系　約800A Ｃ２系　約800A 電　圧　Ｃ１系　125V Ｃ２系　125V	【大飯，女川】 設備名称の相違 ・大飯：直流き電盤⇔女川：直流母線⇔泊：直流コントロールセンタ 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯，女川】 記載表現の相違 ・大飯：個数⇔女川：個数⇔泊：台数 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

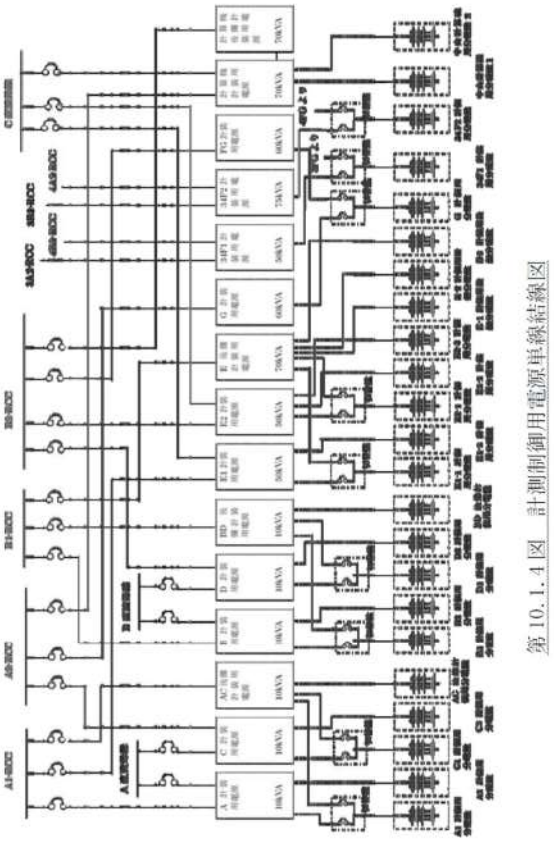
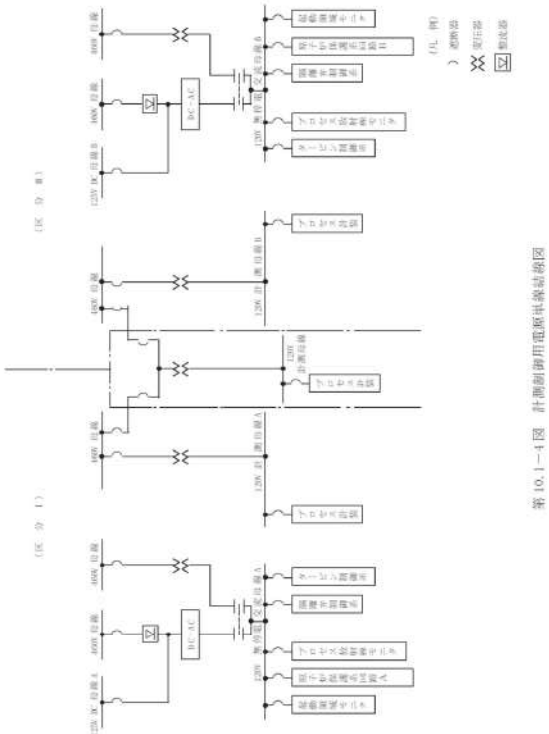
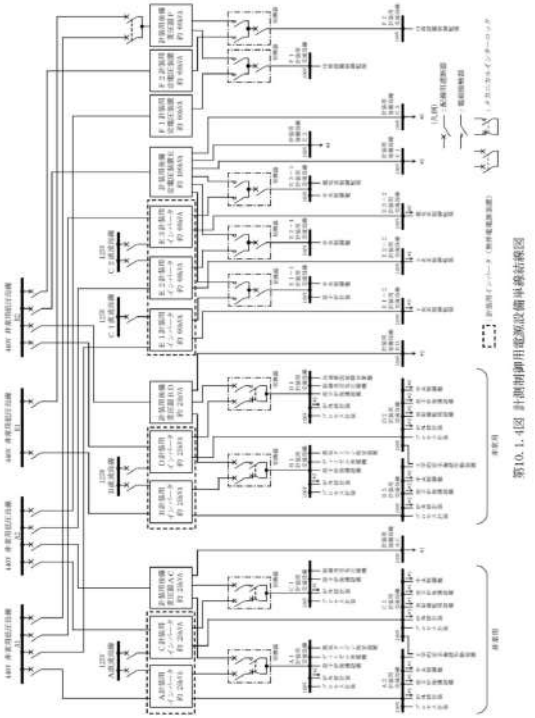
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
第 10.1.4 表 計測制御用電源設備の設備仕様	第10.1－4表 計測制御用電源設備の主要機器仕様	第10.1.5表 計測制御用電源設備の主要仕様	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(1) 非常用 a. 計装用電源（無停電電源装置） 型　式　静止型インバータ 個　数　4 容　量　約 10kVA（1 個当たり） 出 力 電 圧　115V	(1) 非常用 a. 無停電電源装置 種　類　静止型 個　数　2 容　量　約50kVA（１個当たり） 出力電圧　120V b. 無停電交流母線 個　数　2 電　圧　120V c. 計測母線 個　数　2 電　圧　120V	(1) 非常用 a．計装用インバータ（無停電電源装置） 型　式　静止型インバータ 台　数　4 容　量　約25kVA（１台当たり） 出力電圧　100V b．計装用交流母線 台　数　8 電　圧　100V	【大飯，女川】 記載表現の相違 ・図表名称の相違 ・大飯：型式⇔女川：種類⇔泊：型式 ・大飯：個数⇔女川：個数⇔泊：台数 【大飯，女川】 設備名称の相違（無停電電源装置） 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。 【女川】 設備名称の相違 ・無停電交流母線⇔計装用交流母線
(2) 常用 同項目内へ再掲して比較する a. 計装用電源（変圧器） 型　式　乾式 個　数　8 容　量　約 10kVA ×2 個 （後備） 約 70kVA ×2 個 （後備） 約 50kVA ×1 個 （常用） 約 60kVA ×2 個 （常用） 約 75kVA ×1 個 （常用） 出 力 電 圧　115V 又は 100V	(2) 常用	(2) 常用	【大飯】 記載箇所の相違
b. 計装用電源（無停電電源装置） 型　式　静止型インバータ 個　数　3 容　量　約 50kVA ×2 個 約 70kVA ×1 個 出 力 電 圧　115V 又は 100V		a．計装用インバータ（無停電電源装置） 型　式　静止型インバータ 台　数　3 容　量　約60kVA（１台当たり） 出力電圧　100V	【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯】 設備名称の相違（無停電電源装置） 【大飯】 記載表現の相違 ・大飯：個数⇔泊：台数

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため同項目内から再掲 a. 計装用電源（変圧器） 型　式　乾式 個　数　8 容　量　約 10kVA ×2 個 （後備） 約 70kVA ×2 個 （後備） 約 50kVA ×1 個 （常用） 約 60kVA ×2 個 （常用） 約 75kVA ×1 個 （常用） 出力電圧　115V 又は 100V	a. 計測母線 個　数　1 電　圧　120V	b．計装用定電圧装置 型　式　静止型インバータ 台　数　2 容　量　約60kVA（１台当たり） 出力電圧　100V c．計装用後備定電圧装置 型　式　静止型インバータ 台　数　1 容　量　約 180kVA 出力電圧　100V d．計装用後備変圧器 型　式　乾式 台　数　3 容　量　約 25kVA×２台（後備） 約 60kVA×１台（後備） 出力電圧　100V e．計装用交流母線 台　数　8 電　圧　100V f．計装用後備母線 台　数　5 電　圧　100V	【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯】 設備名称の相違 ・計装用電源（変圧器）⇔計装用変圧器 【大飯】 記載表現の相違 ・大飯：個数⇔泊：台数 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 10.1.3 図　直流単線結線図	 第 10.1-3 図　直流電源単線結線図	 第 10.1.3 図　直流電源設備単線結線図	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 記載表現の相違 ・図表名称の相違 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

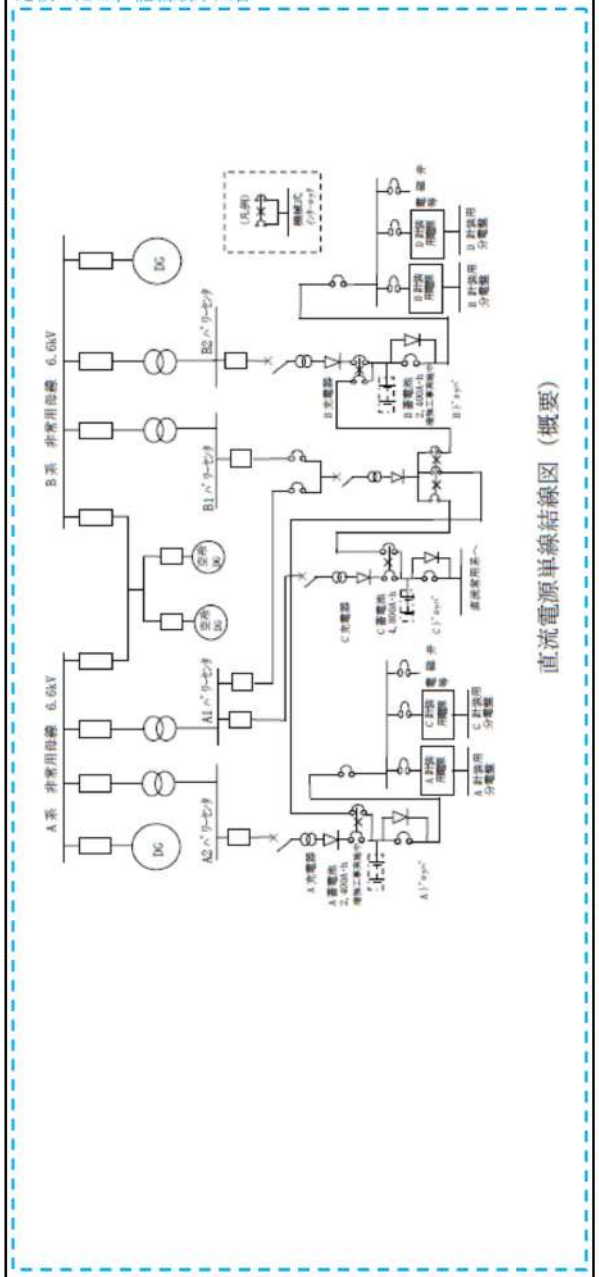
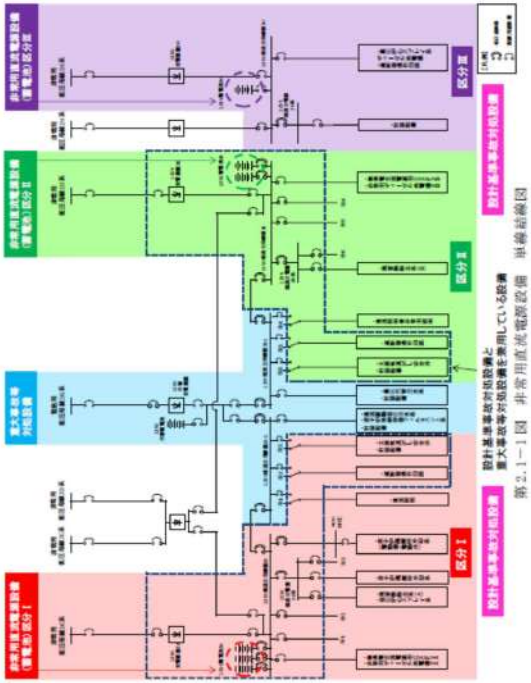
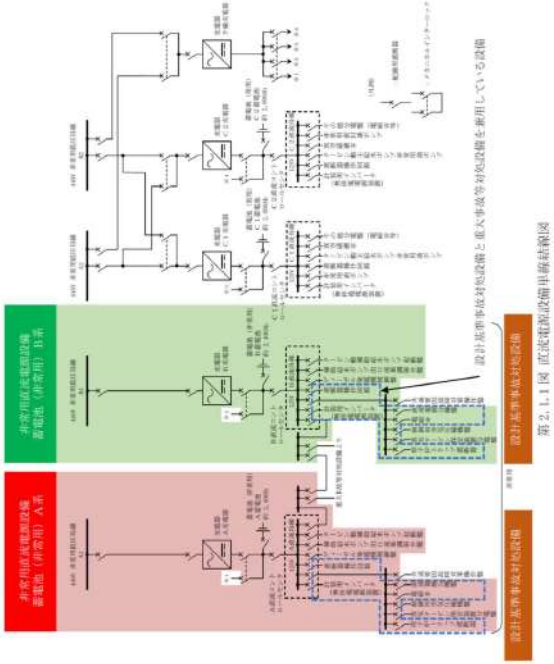
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第10.1.4図　計測制御用電源単線結線図	 第10.1-4図　計測制御用電源単線結線図	 第10.1.4図　計測制御用電源設備単線結線図	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯，女川】 記載表現の相違 ・図表名称の相違 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

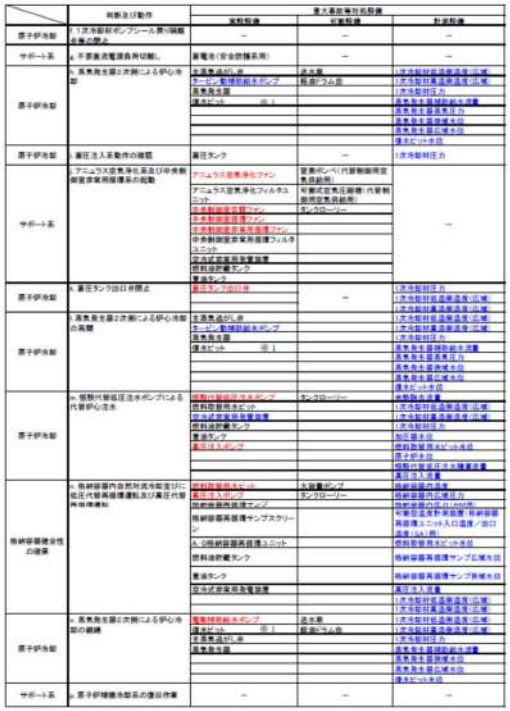
第14条　全交流動力電源喪失対策設備

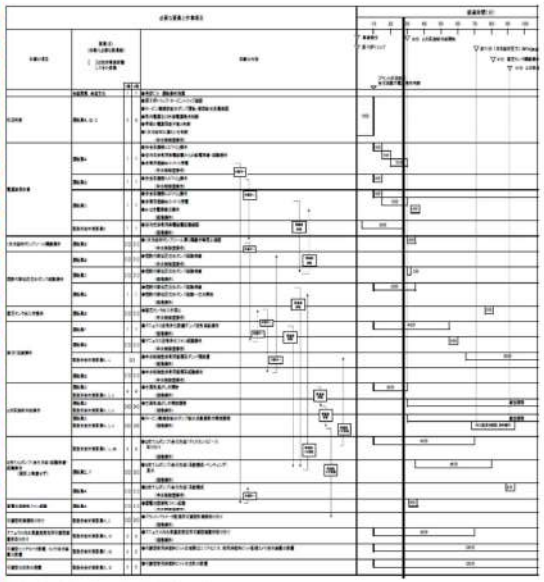
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2. 全交流動力電源喪失対策設備 2.1 概要 直流電源設備は、2系統のそれぞれ独立した蓄電池、充電器、直流き電盤等で構成し、直流母線電圧は125V である。これら2系統の電源の負荷は、工学的安全施設等の継電器、開閉器、電磁弁、無停電電源装置等であり、いずれの１系統が故障しても残りの１系統で原子炉の安全は確保できる。 また、万一、全交流動力電源が喪失した場合でも、安全保護系及び制御棒クラスタによる原子炉停止系の動作により原子炉は安全に停止でき、停止後の原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱も、１次冷却系においては１ 次冷却材の自然循環、２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ並びに主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁により原子炉の冷却が可能であり、原子炉格納容器の健全性を確保できる。 蓄電池（安全防護系用）は鉛蓄電池で、独立したものを２組設置し、非常用低圧母線にそれぞれ接続されたシリコン整流器で浮動充電する。 蓄電池室内の水素蓄積防止のための換気設備等を設置している。	2. 追加要求事項に対する適合方針 2.1 重大事故等に対処するために必要な電力の供給開始までに要する時間 (1) 直流電源設備の概要 非常用直流電源設備は，３系統３組のそれぞれ独立した蓄電池，充電器，分電盤等で構成し，直流母線電圧は125V である。主要な負荷は各ディーゼル発電機初期励磁，非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路，計測制御系統施設，無停電電源装置等であり，設計基準事故時に非常用直流電源設備のいずれの１系統が故障しても残りの２系統で発電用原子炉の安全は確保できる。 また，万一，全交流動力電源が喪失した場合でも，安全保護系及び原子炉停止系の動作により，発電用原子炉を安全に停止でき，停止後の発電用原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱も，原子炉隔離時冷却系により発電用原子炉の冷却が可能であり，原子炉格納容器の健全性を確保できる。 非常用直流電源設備の主要機器仕様を第 2.1－1 表に，単線結線図を第2.1－1図に示す。蓄電池（非常用）は鉛蓄電池で，独立したものを３系統３組（125V 蓄電池 2A，2B 及び 2H）設置し，非常用低圧母線にそれぞれ接続された充電器により浮動充電される。また，125V 蓄電池 2A 及び 2B を所内常設蓄電式直流電源設備として兼用する。（計測制御用電源の単線結線図については，別添６第１図参照）なお，予備の充電器は，通常時は配線用遮断器により各蓄電池から隔離することにより，他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。 なお，蓄電池（非常用）と別に，直流駆動低圧注水系ポンプ，主タービン用の非常用油ポンプ，非常用密封油ポンプ，タービン発電機初期励磁等へ給電する蓄電池（常用）を設けている。蓄電池（常用）は，250V １系統（約 6,000Ah）を設けている。	2. 追加要求事項に対する適合方針 2.1 重大事故等に対処するために必要な電力の供給開始までに要する時間 (1) 直流電源設備の概要 非常用直流電源設備は，２系統２組のそれぞれ独立した蓄電池，充電器，直流コントロールセンタ等で構成し，直流母線電圧は125V である。主要な負荷は各ディーゼル発電機初期励磁，非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路，計装用インバータ（無停電電源装置）等であり，設計基準事故時に非常用直流電源設備のいずれの１系統が故障しても残りの１系統で発電用原子炉の安全は確保できる。 また，万一，全交流動力電源が喪失した場合でも，安全保護系及び原子炉停止系の動作により，発電用原子炉を安全に停止でき，停止後の発電用原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱も，１次冷却系においては１次冷却材の自然循環，２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ並びに主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁により発電用原子炉の冷却が可能であり，原子炉格納容器の健全性を確保できる。 非常用直流電源設備の主要仕様を第 2.1.1 表に，単線結線図を第 2.1.1 図に示す。蓄電池（非常用）は鉛蓄電池で，独立したものを２系統２組（A蓄電池及びB蓄電池）設置し，非常用低圧母線にそれぞれ接続された充電器により浮動充電される。また，A蓄電池及びB蓄電池を所内常設蓄電式直流電源設備として兼用する。（計測制御用電源の単線結線図については，別紙５第１図参照）なお，予備の充電器は，通常時は配線用遮断器により各蓄電池から隔離することにより，他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。 なお，蓄電池（非常用）と別に，タービン動主給水ポンプ非常用油ポンプ，主タービン用の非常用油ポンプ，非常用密封油ポンプ等へ給電する蓄電池（常用）を設けている。蓄電池（常用）は，約 130V ２系統２組（１組当たり約 2,000Ah）を設けている。 蓄電池室内の水素蓄積防止のための換気設備等を設置している。	【大飯】 項目名称の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【大飯，女川】 設備名称・記載表現の相違 ・大飯：直流き電盤⇔女川：分電盤⇔泊：直流コントロールセンタ 【女川】 設備の相違 ・泊の計測制御系統施設は計装用インバータ（無停電電源装置）の負荷である 【大飯，女川】 設備名称の相違 ・大飯：無停電電源装置⇔泊：計装用インバータ（無停電電源装置） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備の相違 ・炉型の違いによる全交流動力電源喪失時に期待する冷却手段の相違 【女川】 記載表現の相違 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 資料名称の相違 【女川】 設備の相違 ・蓄電池（常用）の仕様及び負荷の相違 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
全交流動力電源喪失（外部電源喪失と非常用所内交流動力電源喪失の重畳）に備えて、非常用所内直流電源設備は、原子炉の安全停止、停止後の冷却に必要な電源を一定時間（空冷式非常用発電装置からの給電が開始可能となる約３０分間）以上の給電をまかなう蓄電池容量を確保している。	(2) 蓄電池からの電源供給開始時間 全交流動力電源喪失に備えて，非常用直流電源設備は発電用原子炉の安全停止，停止後の冷却に必要な電源を一定時間給電できる蓄電池容量を確保している。 全交流動力電源喪失後，常設代替交流電源設備であるガスタービン発電機から約 15 分以内（別添 7 第 1 図参照）に給電を行うが，万一，常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）が使用できない場合は，可搬型代替交流電源設備である電源車から約８時間以内に給電を行う。蓄電池（非常用）は，常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）が使用できない場合も考慮し，電源が必要な設備に約８時間供給できる容量とする。 参考：重大事故等対処施設の各条文にて炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために設けている設備への電源供給時間は約 24 時間とする。 第 2.1－1 表　非常用直流電源設備の主要機器仕様 	(2) 蓄電池からの電源供給開始時間 全交流動力電源喪失に備えて，非常用直流電源設備は発電用原子炉の安全停止，停止後の冷却に必要な電源を一定時間給電できる蓄電池容量を確保している。 全交流動力電源喪失後，常設代替交流電源設備である代替非常用発電機から約 55 分以内（別紙６第１図参照）に給電を行うが，万一，常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）が使用できない場合は，可搬型代替交流電源設備である可搬型代替電源車から約８時間以内に給電を行う。蓄電池（非常用）は，常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）が使用できない場合も考慮し，電源が必要な設備に約８時間供給できる容量とする。 参考：重大事故等対処施設の各条文にて炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために設けている設備への電源供給時間は約 24 時間とする。 第 2.1.1 表　非常用直流電源設備の主要仕様 	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備名称の相違 ・ガスタービン発電機⇔代替非常用発電機 【女川】 供給開始時間の相違 【女川】 資料名称の相違 【女川】 設備名称の相違 ・電源車⇔可搬型代替電源車 【女川】 設備名称の相違 ・使用済燃料プール⇔使用済燃料ピット 【女川】 設備の相違 ・炉型による非常用電源設備構成の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため、記載順序入替  	 第 2.1－1 図　非常用直流電源設備　単線結線図	 第 2.1.1 図　直流電源設備単線結線図	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備の相違 ・炉型による非常用電源設備構成の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため、記載順序入替 2.4 必要な直流設備について 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間に最小限必要な重大事故等対処設備は以下のとおり。 (1) 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な設備 （代替電源から給電が開始されるまで） 青字：蓄電池からの直流給電で使用可能 ※１：全交流動力電源喪失後３０分相当以上の水量を復水ピットに確保する。 必要最小限の重大事故等対処設備は、重大事故等対策の有効性評価の第 2.2.1 表「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策についてを参照した。	2.2 全交流動力電源喪失時に電源供給が必要な直流設備について 全交流動力電源喪失時，安全保護系及び原子炉停止系の動作による発電用原子炉の安全停止，原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保に必要な設備（制御電源含む）に電源供給が可能な設計とする。これに加えて，全交流動力電源喪失時に必要のないものの負荷切離しまでは蓄電池に接続されている設備にも電源供給が可能な設計とする。 参考：重大事故等対処設備として兼用する 125V 蓄電池 2A は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が８時間を超えて 24 時間まで使用可能な容量を有する設計とする。なお，原子炉隔離時冷却系は，蓄電池容量以外にもサプレッションチェンバの圧力及び水温の上昇や中央制御室，原子炉隔離時冷却系ポンプ設置場所であるＲＣＩＣタービンポンプ室の温度上昇を考慮しても，起動から 24 時間継続運転を行い発電用原子炉へ注水することが可能である。 全交流動力電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う設備の選定方針及び対象設備については，以下のとおりである。 (1) 選定の対象となる直流設備 a. 設計基準事故対処設備 設置許可基準規則の第３条～第 36 条において，以下のとおり直流電源の供給が必要な設備を対象とする。 (a) 建設段階から直流電源の供給を必要とした設備 (b) 追加要求事項がある設置許可基準規則の第４条，第５条，第６条，第７条，第８条，第９条，第 10 条，第 11 条，第 12 条，第 14 条，第 16 条，第 17 条，第 24 条，第 26 条，第 31 条，第 33 条，第 34 条，第 35 条において，直流電源の供給を必要とする設備 b. 【参考】重大事故等対処設備 設置許可基準規則の第 37 条～第 62 条において，以下のとおり直流電源の供給が必要な設備を対象とする。 (a) 有効性評価のうち全交流動力電源喪失を想定している以下のシナリオに用いる設備（交流動力電源復旧後用いる設備は除く。） 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 2.3 全交流動力電源喪失	2.2 全交流動力電源喪失時に電源供給が必要な直流設備について 全交流動力電源喪失時，安全保護系及び原子炉停止系の動作による発電用原子炉の安全停止，１次冷却系においては１次冷却材の自然循環，２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ並びに主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁による発電用原子炉の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保に必要な設備（制御電源含む）に電源供給が可能な設計とする。これに加えて，全交流動力電源喪失時に必要のないものの負荷切離しまでは蓄電池に接続されている設備にも電源供給が可能な設計とする。 参考：重大事故等対処設備として兼用するＡ蓄電池及びＢ蓄電池並びに重大事故等対処設備である後備蓄電池は，タービン動補助給水ポンプによる発電用原子炉の冷却時に操作する補助給水ポンプ出口流量調節弁が８時間を超えて 24 時間まで使用可能な容量を有する設計とする。なお，タービン動補助給水ポンプは，蓄電池容量以外にも中央制御室，タービン動補助給水ポンプ室の温度上昇を考慮しても，起動から 24 時間継続運転を行い発電用原子炉を冷却することが可能である。 全交流動力電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う設備の選定方針及び対象設備については，以下のとおりである。 (1) 選定の対象となる直流設備 a. 設計基準事故対処設備 設置許可基準規則の第３条～第 36 条において，以下のとおり直流電源の供給が必要な設備を対象とする。 (a) 建設段階から直流電源の供給を必要とした設備 (b) 追加要求事項がある設置許可基準規則の第４条，第５条，第６条，第７条，第８条，第９条，第 10 条，第 11 条，第 12 条，第 14 条，第 16 条，第 17 条，第 24 条，第 26 条，第 31 条，第 33 条，第 34 条，第 35 条において，直流電源の供給を必要とする設備 b. 【参考】重大事故等対処設備 設置許可基準規則の第 37 条～第 62 条において，以下のとおり直流電源の供給が必要な設備を対象とする。 (a) 有効性評価のうち全交流動力電源喪失を想定している以下のシナリオに用いる設備（交流動力電源復旧後用いる設備は除く。） 7.1 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 7.1.2 全交流動力電源喪失	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・全交流動力電源喪失時時に電源供給が必要な設備の選定について女川審査実績を反映して記載した ・本項において大飯との比較は省略する 【女川】 設備の相違 ・炉型の違いによる全交流動力電源喪失時時に期待する冷却手段の相違 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・泊はＢ蓄電池及び後備蓄電池からも給電する ・炉型の違いによる全交流動力電源喪失時時に期待する冷却手段の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため、記載順序入替 （参考）全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な設備 （代替電源から給電が開始された以降）  赤字：交流電源が必要な負荷 青字：蓄電池からの直流給電で使用可能 ※１：全交流動力電源喪失後 30 分相当以上の水量を復水ピットに確保する。 必要最小限の重大事故等対処設備は、重大事故等対策の有効性評価の第 2.2.1 表「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策についてを参照した。	2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ） 2.3.2 全交流動力電源喪失（ＴＢＵ） 2.3.3 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ） 2.3.4 全交流動力電源喪失（ＴＢＰ） 2.4 崩壊熱除去機能喪失 2.4.1 取水機能が喪失した場合 2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失 3. 運転中の原子炉における重大事故 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） 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合 3.4 水素燃焼 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 5.2 全交流動力電源喪失 (b) 設置許可基準規則の第 44 条～第 58 条において，炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要となる設備 (2) 時系列を考慮した直流設備の選定 a. 外部電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う設計基準事故対処設備 (a) 外部電源喪失から１分まで 外部電源喪失時に各ディーゼル発電機の自動起動に必要な設備として，区分Ⅰ～Ⅲの各蓄電池（非常用）から各ディーゼル発電機初期励磁，非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路に電源供給を行う。電源供給時間は各ディーゼル発電機が起動するまでの約１分間給電可能な設計とする。 直流設備：非常用ディーゼル発電機初期励磁，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機初期励磁，非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路（第 2.2－1 表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備）	7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失 7.2 重大事故 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 7.2.1.1 格納容器過圧破損 7.2.1.2 格納容器過温破損 7.4 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 7.4.2 全交流動力電源喪失 (b) 設置許可基準規則の第 44 条～第 58 条において，炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要となる設備 (2) 時系列を考慮した直流設備の選定 a. 外部電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う設計基準事故対処設備 (a) 外部電源喪失から１分まで 外部電源喪失時に各ディーゼル発電機及びタービン動補助給水ポンプの自動起動に必要な設備として，Ａ系，Ｂ系の各蓄電池（非常用）から各ディーゼル発電機初期励磁，非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁に電源供給を行う。電源供給時間は各ディーゼル発電機が起動するまで及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の動作が完了するまでの約１分間給電可能な設計とする。 直流設備：ディーゼル発電機初期励磁，非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路，補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁）（第 2.2.1 表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備） (b) 外部電源喪失から５分まで 外部電源喪失時にタービン動補助給水ポンプの自動起動に必要な設備として，Ａ系，Ｂ系の各蓄電池（非常用）	【女川】 設備の相違 ・炉型の違いによる全交流動力電源喪失を想定する有効性評価シナリオの相違 【女川】 設備名称の相違 ・使用済燃料プール⇔使用済燃料ピット 【女川】設備の相違 ・炉型の違いによる外部電源喪失後１分までに自動起動が完了する設備の相違 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【女川】 設備名称の相違 ・非常用ディーゼル発電機⇔ディーゼル発電機 【女川】設備の相違 ・泊は外部電源喪失から５分後までに自動的に停止する負荷がある

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため、記載順序入替 （参考）全交流動力電源喪失の作業と所要時間 （外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA）  重大事故等対策の有効性評価の第 2.2.5 図を参照した。		からタービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ，タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプに電源供給を行う。電源供給時間はタービン動補助給水ポンプの油圧が確立し，これらのポンプが自動停止するまでの約５分間給電可能な設計とする。 直流設備：補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ，タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ）（第 2.2.1 表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備）	
	b. 全交流動力電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う設計基準事故対処設備	b. 全交流動力電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う設計基準事故対処設備	
	(a) 全交流動力電源喪失から 15 分まで 各ディーゼル発電機から電源供給できない場合（全交流動力電源喪失）を考慮し，蓄電池に接続される全ての負荷に 15 分間電源供給を行う設計とする。 直流設備：蓄電池に接続される全ての負荷 （火災防護対策設備，モニタリングポスト，緊急時対策所電源，可搬型代替モニタリング設備，可搬型モニタリング設備は専用電源から受電するため，蓄電池（非常用）から電源供給を行わない。）	(a) 全交流動力電源喪失から 55 分まで 各ディーゼル発電機から電源供給できない場合（全交流動力電源喪失）を考慮し，蓄電池に接続されるすべての負荷に 55 分間電源供給を行う設計とする。 直流設備：蓄電池に接続されるすべての負荷 （潮位計，火災防護対策設備，無停電運転保安灯，非常灯及び誘導灯，モニタリングポスト／モニタリングステーション，緊急時対策所，通信連絡設備，可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度），可搬型モニタリングポスト，可搬型気象観測設備は専用電源から受電するため，蓄電池（非常用）から電源供給を行わない。）	【女川】 供給開始時間の相違 【女川】 記載表現の相違 【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違 【女川】 名称の相違 ・給電対象設備名称の相違
	(b) 全交流動力電源喪失 15 分後から１時間まで 全交流動力電源喪失から 15 分後には，常設代替交流電源設備であるガスタービン発電機から電源供給を行うため，蓄電池からの電源供給は不要となるが，ガスタービン発電機が起動できない場合を考慮し，蓄電池に接続される全ての負荷に１時間電源供給を行う設計とする。 直流設備：蓄電池に接続される全ての負荷 （火災防護対策設備，モニタリングポスト，緊急時対策所電源，可搬型代替モニタリング設備，可搬型モニタリング設備は専用電源から受電するため，蓄電池（非常用）から電源供給を行わない。）	(b) 全交流動力電源喪失 55 分後から１時間まで 全交流動力電源喪失から 55 分後には，常設代替交流電源設備である代替非常用発電機から電源供給を行うため，蓄電池からの電源供給は不要となるが，代替非常用発電機が起動できない場合を考慮し，蓄電池に接続されるすべての負荷に１時間電源供給を行う設計とする。 直流設備：蓄電池に接続されるすべての負荷 （潮位計，火災防護対策設備，無停電運転保安灯，非常灯及び誘導灯，モニタリングポスト／モニタリングステーション，緊急時対策所，通信連絡設備，可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度），可搬型モニタリングポスト，可搬型気象観測設備は専用電源から受電するため，蓄電池（非常用）から電源供給を行わない。）	【女川】 供給開始時間の相違 【女川】 設備名称の相違 ・ガスタービン発電機↔代替非常用発電機 【女川】 記載表現の相違 【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違 【女川】 名称の相違 ・給電対象設備名称の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(c) 全交流動力電源喪失１時間後から８時間まで 区分Ⅰ及び区分Ⅱの蓄電池は全交流動力電源喪失時に電源が必要な負荷に必要時間電源を供給するため，１時間後にⅰ，ⅱ項に記載の負荷切離し*1を行い，残りの負荷に対して可搬型代替交流電源設備（電源車）から電源供給できる８時間を経過した時点となるまで蓄電池から電源供給が可能な設計とする。区分Ⅲの蓄電池については，負荷の切離しを実施せず，接続される全ての負荷に８時間電源供給を行う。 ⅰ．交流電源が回復するまでは期待しない設備の負荷 （(2) ｄ項に記載の負荷） ⅱ．無停電電源装置の負荷*2（原子炉保護系，平均出力領域モニタ，起動領域モニタ，制御棒位置等） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備） 直流設備：直流照明*3，直流照明兼非常用照明*3，主蒸気逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，原子炉水位（広帯域）（燃料域），原子炉圧力，原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力，原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力，格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W），格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C），原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量，取水ピット水位計*3，無線連絡設備（固定）／（携帯）*3，衛星電話設備（固定）／（携帯）*3，安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）*3（第2.2−1表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備） *1．区分Ⅰ及び区分Ⅱの蓄電池は，設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷	(c) 全交流動力電源喪失１時間後から８時間まで Ａ系及びＢ系の蓄電池は全交流動力電源喪失時に電源が必要な負荷に必要時間電源を供給するため，１時間後にⅰ，ⅱ項に記載の負荷切離し*1を行い，残りの負荷に対して可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）から電源供給できる８時間を経過した時点となるまで蓄電池から電源供給が可能な設計とする。 ⅰ．交流電源が回復するまでは期待しない設備の負荷 （(2) ｄ項に記載の負荷） ⅱ．計装用インバータ（無停電電源装置）の負荷*2（原子炉保護設備等） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備） 直流設備：地下水排水設備*3，津波監視カメラ*3，取水ピット水位計*3，水素検知器*3，循環水ポンプの自動停止インターロック*3，格納容器サンプ水位上昇率測定装置*3，補助給水ポンプ出口流量調節弁，出力領域中性子束，中間領域中性子束，中性子源領域中性子束，加圧器圧力*3，加圧器水位，１次冷却材圧力（広域），１次冷却材温度（広域－高温側），１次冷却材温度（広域－低温側），１次冷却材流量*3，主蒸気ライン圧力，蒸気発生器水位（狭域），蒸気発生器水位（広域），格納容器内温度，原子炉格納容器圧力，補助給水流量，補助給水ピット水位，ほう酸タンク水位，格納容器再循環サンプ水位（広域），格納容器再循環サンプ水位（狭域），原子炉補機冷却水サージタンク水位，燃料取替用水ピット水位，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ），格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）（第2.2.1表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備） *1．Ａ系及びＢ系の蓄電池は，設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防	【女川】 設備名称の相違（系統区分） ・区分Ⅰ，区分Ⅱ⇔Ａ系，Ｂ系（以下，設備名称の相違（系統区分）と記載） 【女川】 設備名称の相違 ・電源車⇔可搬型代替電源車 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【女川】 設備名称の相違 ・原子炉保護系⇔原子炉保護設備 【女川】 設備の相違 ・負荷切離し対象設備の相違 【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違 【女川】 設備名称の相違 ・給電対象設備名称の相違 【女川】 設備名称の相違（系統区分） 【女川】 設備名称の相違 ・使用済燃料プール⇔使用済燃料ピット

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	を防止するために必要な電力を供給するための設備に電源供給を行う設備を兼用していることから，設置許可基準規則第 57 条電源設備 解釈第１項ｂ）を考慮し，中央制御室にて簡易な操作で負荷切離しを行う設計とする。	止するために必要な電力を供給するための設備に電源供給を行う設備を兼用していることから，設置許可基準規則第 57 条電源設備 解釈第１項ｂ）を考慮し，中央制御室及び中央制御室に隣接する安全系計装盤室にて簡易な操作で負荷切離しを行う設計とする。	【女川】 設備の相違 ・負荷切り離し場所の相違
	*2. 原子炉保護系による原子炉停止及び平均出力領域モニタ，起動領域モニタ，制御棒位置の状態による原子炉スクラム確認は全交流動力電源喪失直後に行うので，全交流動力電源喪失後１時間で負荷切離しして問題ない。なお，同様に無停電電源装置の負荷である燃料交換フロア放射線モニタ，燃料取替エリア放射線モニタ，原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ，ドライウェル圧力，サプレッションプール水温度及び圧力抑制室水位は，１時間で負荷切離し後，重大事故等対処設備にて監視可能である。	*2. 原子炉保護設備による発電用原子炉停止は全交流動力電源喪失直後に行うので，全交流動力電源喪失後１時間で負荷切離しして問題ない。また，同様に無停電電源装置の負荷である主蒸気逃がし弁は全交流動力電源喪失時に現場操作を行うため，全交流動力電源喪失後１時間で負荷切離しして問題ない。加圧器逃がし弁は直流電源が喪失している場合は弁操作用バッテリを準備しており，全交流動力電源喪失後１時間で負荷切離しして問題ない。原子炉トリップ遮断器，共通要因故障対策盤及び主蒸気隔離弁はＡＴＷＳ事象発生直後に動作を期待する設備であり，全交流動力電源喪失後１時間で負荷切離しして問題ない。凝縮液量測定装置，格納容器内温度，格納容器再循環サンプ水位（広域），格納容器再循環サンプ水位（狭域），原子炉補機冷却水サージタンク水位，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ），格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）は他系統又は他設備により監視可能であり，全交流動力電源喪失後１時間で負荷切離しして問題ない。	【女川】 設備名称の相違 ・原子炉保護系↔原子炉保護設備 【女川】 記載表現の相違 【女川】 設備の相違 ・負荷切離し対象設備の相違
	*3. 直流照明，直流照明兼非常用照明，取水ピット水位計，無線連絡設備（固定）／（携帯），衛星電話設備（固定）／（携帯）及び安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）はユーティリティー設備として 24 時間電源供給を行う。	*3. 地下水排水設備，津波監視カメラ，取水ピット水位計，水素検知器，循環水ポンプの自動停止インターロック，格納容器サンプ水位上昇率測定装置，加圧器圧力，１次冷却材流量はユーティリティ設備として 24 時間電源供給を行う。	【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違 【女川】 記載表現の相違
	c. 【参考】全交流動力電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う重大事故等対処設備 (a) 全交流動力電源喪失から 24 時間まで 各ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）から電源供給できない場合（全交流動力電源喪失）を考慮し，(1) b 項で選定した設備（第 2.2−2 表，第 2.2−3 表）については，区分Ⅰ及び区分Ⅱの蓄電池から 24 時間電源供給を行う。	c. 【参考】全交流動力電源喪失時に蓄電池から電源供給を行う重大事故等対処設備 (a) 全交流動力電源喪失から 24 時間まで 各ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から電源供給できない場合（全交流動力電源喪失）を考慮し，(1) b 項で選定した設備（第 2.2.2 表，第 2.2.3 表）については，Ａ系及びＢ系の蓄電池並びに後備蓄電池から 24 時間電源供給を行う。	【女川】 設備名称の相違 ・ガスタービン発電機↔代替非常用発電機 設備名称の相違（系統区分） 【女川】設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	直流設備：代替制御棒挿入機能，高圧代替注水系，原子炉隔離時冷却系，主蒸気逃がし安全弁，低圧代替注水系（直流駆動低圧注水系ポンプ），耐圧強化ベント系，原子炉格納容器フィルタベント系，原子炉建屋内水素濃度，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置，使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式），使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量），原子炉圧力容器温度，原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉水位（広帯域）（燃料域），原子炉水位（ＳＡ広帯域）（ＳＡ燃料域），高圧代替注水系ポンプ出口流量，残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量），残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系Ｂ系格納容器冷却ライン洗浄流量），原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量，原子炉格納容器下部注水流量，原子炉格納容器代替スプレイ流量，ドライウェル温度，圧力抑制室内空気温度，サプレッションプール水温度，ドライウェル圧力，圧力抑制室圧力，圧力抑制室水位，原子炉格納容器下部水位，ドライウェル水位，格納容器内水素濃度（D/W），格納容器内水素濃度（S/C），格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W），格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C），フィルタ装置出口放射線モニタ，復水貯蔵タンク水位，高圧代替注水系ポンプ出口圧力，原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力，直流駆動低圧注水系ポンプ出口流量，直流駆動低圧注水系ポンプ出口圧力，原子炉格納容器下部温度，耐圧強化ベント系放射線モニタ，残留熱除去系熱交換器入口温度，残留熱除去系熱交換器出口温度（第2.2−1表）	直流設備：補助給水ポンプ出口流量調節弁，格納容器水素イグナイタ温度監視装置，原子炉格納容器内水素処理装置温度監視装置，使用済燃料ピット水位（AM用），使用済燃料ピット水位（可搬型），使用済燃料ピット温度（AM用），使用済燃料ピット監視カメラ，出力領域中性子束，中間領域中性子束，中性子源領域中性子束，補助給水流量，蒸気発生器水位（狭域），蒸気発生器水位（広域），補助給水ピット水位，１次冷却材温度（広域−高温側），１次冷却材温度（広域−低温側），１次冷却材圧力（広域），加圧器水位，燃料取替用水ピット水位，格納容器再循環サンプ水位（広域），格納容器再循環サンプ水位（狭域），主蒸気ライン圧力，原子炉格納容器圧力，格納容器内温度，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ），格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ），原子炉容器水位，格納容器圧力（AM用），原子炉補機冷却水サージタンク水位，ほう酸タンク水位，格納容器水位，原子炉下部キャビティ水位（第2.2.1表）	【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違 【女川】 設備名称の相違 ・給電対象設備名称の相違
	d. 蓄電池から電源供給を行うその他の設備 タービン系制御等の一部制御系についても，蓄電池（非常用）から電源供給が可能な設計としている。これらの設備は，交流電源が回復するまでは系統として機能しない設備であるため，全交流動力電源喪失後１時間で切離ししても問題ない。 直流設備：タービン系制御（第2.2−1表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備）	d. 蓄電池から電源供給を行うその他の設備 蒸気タービン保安装置等の一部設備についても，蓄電池（非常用）から電源供給が可能な設計としている。これらの設備は，交流電源が回復するまでは系統として機能しない設備であるため，全交流動力電源喪失後１時間で切離ししても問題ない。 直流設備：蒸気タービン保安装置等（第2.2.1表） （下線部：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備）	【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違 【女川】 記載表現の相違 ・泊は制御系だけでなく非常用設備への給電も行うため，「設備」と記載

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

第 2.2－1表　非常用直流電源設備から電源供給する設備

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
3条	設計基準対象施設の地盤	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
4条	地震による損傷の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
5条	津波による損傷の防止	有	5－1	津波監視カメラ	DB	交流電源復旧後に使用						
			5－2	外の状況を監視する設備*1（取水ピット水位計）	DB	－	－	－	8時間	24時間		－
6条	外部からの衝撃による損傷の防止	有	－	第26条（原子炉制御室等）で抽出した設備により監視を行う								
7条	発電用原子炉施設への人の不法な侵入等の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
8条	火災による損傷の防止	有	8－1	水素検知器（41－1と同仁）	DB	交流電源復旧後に使用						
			8－2	火災防護対策設備*2（41－2と同仁）	DB	専用電源から供給						
9条	溢水による損傷の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
10条	誤操作の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
11条	安全避難通路等	有	11－1	直流照明	DB	－	－	－	8時間	24時間	－	－
			11－2	直流照明非常用照明	DB	－	－	－	8時間	－	24時間	－
12条	安全施設	有	－	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）								
13条	運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の拡大の防止	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
14条	全交流動力電源喪失対策設備	有	－	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）								

泊発電所３号炉

第 2.2.1表　非常用直流電源設備から電源供給する設備

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 入荷ｎｈ	11.5ｈ
3条	設計基準対象施設の地盤	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
4条	地震による損傷の防止	有	4－1	地下水排水設備	DB	－	－	－	8時間	24時間	24時間
5条	津波による損傷の防止	有	5－1	外の状況を把握する設備*1（津波監視カメラ）	DB	－	－	－	8時間	24時間	24時間
			5－2	外の状況を把握する設備*1（取水ピット水位計）	DB	－	－	－	8時間	24時間	24時間
			5－3	潮位計	DB	専用電源から供給					
6条	外部からの衝撃による損傷の防止	有	－	第26条（原子炉制御室等）で抽出した設備により監視を行う							
7条	発電用原子炉施設への人の不法な侵入等の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
8条	火災による損傷の防止	有	8－1	水素検知器（41－1と同仁）	DB	－	－	－	8時間	24時間	24時間
			8－2	火災防護対策設備*2（41－2と同仁）	DB	専用電源から供給					
9条	溢水による損傷の防止	有	9－1	循環水ポンプの自動停止インターロック	DB	－	－	－	8時間	24時間	24時間
10条	誤操作の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
11条	安全避難通路等	有	11－1	無停電誘導灯設置	DB	専用電源から供給					
			11－2	非常灯及び誘導灯	DB	専用電源から供給					
12条	安全施設	有	－	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）							
13条	運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の拡大の防止	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
15条	炉心等	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
16条	燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設	有	16-1	使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）（54-3と同じ）	DB／SA	交流電源復旧後に使用						
			16-2	燃料貯蔵プール水位	DB	交流電源復旧後に使用						
			16-3	燃料貯蔵プール水温度	DB	交流電源復旧後に使用						
			16-4	燃料プールライナドレン漏えい	DB	交流電源復旧後に使用						
			16-5	FPCポンプ入口温度	DB	交流電源復旧後に使用						
			16-6	燃料交換フロア放射線モニタ	DB	－	－	－	1時間	1時間	－	－
			16-7	燃料取扱エリア放射線モニタ	DB	－	－	－	1時間	1時間	1時間	－
			16-8	原子炉建屋原子炉頂部放射線モニタ	DB	－	－	－	1時間	1時間	1時間	－
17条	原子炉冷却材圧力バウンダリ	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
18条	蒸気タービン	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
19条	非常用炉心冷却設備	無	19-1	高圧炉心スプレイ系（45-3と同じ）	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
			19-2	低圧炉心スプレイ系（47-3と同じ）	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
			19-3	残留熱除去系（47-2,48-4,49-2と同じ）	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
			19-4	主蒸気逃がし安全弁（46-1と同じ）	DB／SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間	－

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系ss	B系ss
14条	全交流動力電源喪失対策設備	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
15条	炉心等	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
16条	燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設	有	16-1	使用済燃料ピット水位	DB	交流電源復旧後に使用					
			16-2	使用済燃料ピット温度	DB	交流電源復旧後に使用					
			16-3	使用済燃料ピットエリアモニタ	DB	交流電源復旧後に使用					
17条	原子炉冷却材圧力バウンダリ	有	17-1	蒸気発生器狭帯域水位（低精度計装チャンネル（上記計測設備））	DB	－	－	－	8時間	24時間	24時間	－
			17-2	蒸気発生器広帯域水位（起動領域計装チャンネル（上記計測設備））	DB	－	－	－	1時間	1時間	1時間	－
			17-3	1次冷却材圧力（1次系圧力計測チャンネル（44-6,45-5,46-6と同じ））	DB／SA	○	○	－	1時間	1時間	1時間	1時間
18条	蒸気タービン	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
19条	非常用炉心冷却設備	無	19-1	余熱除去ポンプ（45-1,46-1,47-3,49-3と同じ）	DB／SA	交流電源復旧後に使用						
			19-2	余熱除去系統（45-2,46-2,47-2と同じ）	DB／SA	交流電源復旧後に使用						
			19-3	蓄圧注入系（45-8,46-3と同じ）	DB／SA	交流電源復旧後に使用						
20条	一次冷却材の減少を補給する設備	無	20-1	化学体積制御設備（充てんポンプ（47-1と同じ））	DB／SA	交流電源復旧後に使用						
21条	残留熱を除去することができる設備	無	21-1	余熱除去設備（45-2,46-2,47-2と同じ）	DB／SA	交流電源復旧後に使用						
			21-2	補助給水設備（電動補助給水ポンプ（44-3,45-3,46-4,47-4,48-1と同じ））	DB／SA	交流電源復旧後に使用						

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*8	格納*9	燃料*10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
20条	一次冷却材の減少分を補給する設備	無	20-1	原子炉隔離時冷却系 (45-2と同じ)	DB 拡張	○	-	-	24 時間	24時間	-	-
			20-2	制御棒駆動水圧系	DB	交流電源復旧後に使用						
21条	残留熱を除去することができる設備	無	21-1	残留熱除去系 (47-2,48-4,49-2と同じ)	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
22条	最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備	無	22-1	原子炉補機冷却海水系 (48-5と同じ)	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
			22-2	原子炉補機冷却海水系 (48-6と同じ)	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
23条	計測制御系統施設	無	23-1	起動領域モニタ (58-27と同じ)	DB/ SA	○	-	-	1 時間	1時間	-	-
			23-2	平均出力領域モニタ (58-28と同じ)	DB/ SA	○	-	-	1 時間	1時間	-	-
			23-3	制御棒位置	DB	-	-	-	1 時間	1時間	-	-
			23-4	原子炉水位（広帯域）（燃料域）(58-4と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	24時間	-	-
			23-5	原子炉圧力 (58-2と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	24時間	-	-
			23-6	原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 (58-4と同じ)	DB 拡張	○	-	-	24 時間	24時間	-	-
			23-7	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力(58-37と同じ)	DB 拡張	○	-	-	24 時間	24時間	-	-
			23-8	原子炉圧力容器温度	DB	交流電源復旧後に使用						
			23-9	ドライウェル圧力	DB	-	-	-	1 時間	1時間	-	-

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間 A系*95	供給可能時間 B系*96
21条	残留熱を除去することができる設備	無	21-3	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ） (44-4, 45-4, 46-5, 47-5, 48-4と同じ)	DB/ SA	○	-	-	5分	5分	5分
			21-4	主蒸気逃がし弁（自動減圧ラインを含む） (44-7, 45-6, 46-7, 47-6, 48-7と同じ)	DB/ SA	○	-	-	1 時間	1時間	1時間
			21-5	補助給水設備（補助給水ポンプ） 出口流量調節弁 (44-9, 45-7, 46-8, 47-7, 48-4と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24時間	24時間
22条	最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備	無	22-1	原子炉補機冷却水設備 (48-5, 49-1, 50-2と同じ)	DB/ SA	交流電源復旧後に使用						
			22-2	原子炉補機冷却海水設備 (48-6, 49-2, 50-3と同じ)	DB/ SA	交流電源復旧後に使用						
23条	計測制御系統施設	無	23-1	出力領域中性子束 (58-1と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24時間	24時間
			23-2	中間領域中性子束 (58-2と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24時間	24時間
			23-3	中性子束(起動領域) (58-3と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24時間	24時間
			23-4	制御棒位置	DB	交流電源復旧後に使用						
			23-5	原子炉圧力	DB	○	-	-	8 時間	24時間	24時間
			23-6	原子炉水位 (58-11と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24時間	24時間
			23-7	上部冷却材圧力（広域） (58-10と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	24時間	24時間
			23-8	上部冷却材温度（広域） (58-9と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	24時間	24時間

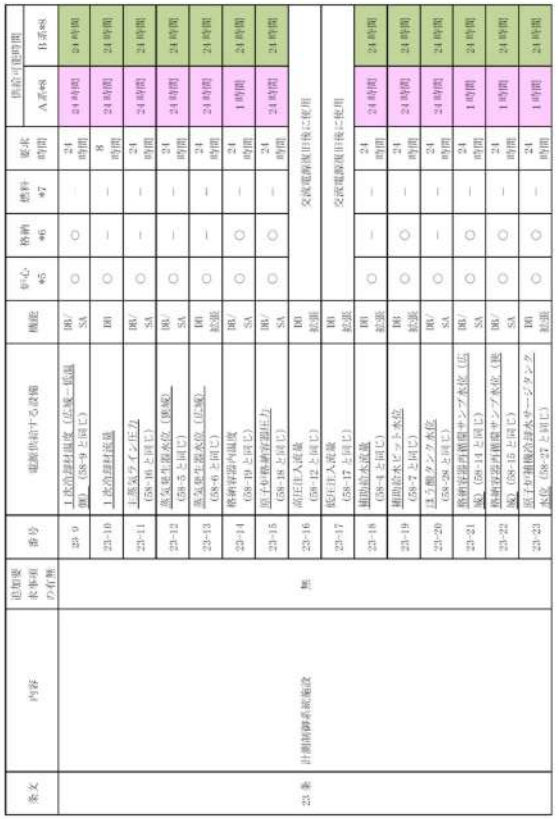
相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違



条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系*8	供給可能時間 B系*8
23 条	計測制御系統施設	無	23-9	上流冷却材温度（広域－低温側）（58-9 と同じ）	DB/SA	○	○	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-10	上流冷却材流量	DB	○	－	－	8 時間	24 時間	24 時間
			23-11	上蒸気ライン圧力（58-16 と同じ）	DB/SA	○	－	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-12	蒸気発生器水位（狭域）（58-5 と同じ）	DB/SA	○	－	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-13	蒸気発生器水位（広域）（58-6 と同じ）	DB 拡張	○	－	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-14	格納容器内温度（58-19 と同じ）	DB/SA	○	○	－	24 時間	1 時間	24 時間
			23-15	原子炉格納容器圧力（58-18 と同じ）	DB/SA	○	○	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-16	高圧注入流量（58-12 と同じ）	DB 拡張	交流電源復旧後に使用					
			23-17	低圧注入流量（58-17 と同じ）	DB 拡張	交流電源復旧後に使用					
			23-18	補助給水流量（58-4 と同じ）	DB 拡張	○	－	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-19	補助給水ピット水位（58-7 と同じ）	DB 拡張	○	○	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-20	ほう酸タンク水位（58-28 と同じ）	DB/SA	○	－	－	24 時間	24 時間	24 時間
			23-21	格納容器内循環サンプ水位（広域）（58-14 と同じ）	DB/SA	○	○	－	24 時間	1 時間	24 時間
			23-22	格納容器内循環サンプ水位（狭域）（58-15 と同じ）	DB/SA	○	○	－	24 時間	1 時間	24 時間
			23-23	原子炉補機冷却水サージタンク水位（58-27 と同じ）	DB 拡張	○	○	－	24 時間	1 時間	24 時間

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
23条	計測制御系統施設	無	23-10	サプレッションプール水温度	DB	-	-	-	1時間	1時間		-
			23-11	格納容器内雰囲気水素濃度（58-38と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用						
			23-12	格納容器内雰囲気酸素濃度（58-39と同じ）	DB/SA	格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)(23-13)，格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)(23-14)により推定が可能である						
			23-13	格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)(58-25と同じ)	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間		-
			23-14	格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C)(58-26と同じ)	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間		-
			23-15	圧力抑制室水位	DB	-	-	-	1時間	-	1時間	-
			23-16	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量(58-9と同じ)	DB拡張	○	-	-	24時間	24時間	-	-
			23-17	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量(58-10と同じ)	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			23-18	低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量(58-11と同じ)	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			23-19	残留熱除去系ポンプ出口流量(58-12と同じ)	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
24条	安全保護回路	有	24-1	原子炉保護系	DB	-	-	-	1時間	1時間		-
25条	反応度制御系統及び原子炉制御系統	無	25-1	ほう酸水注入系（44-3と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用						
26条	原子炉制御室等	有	26-1	外の状況を監視する設備※1	DB	交流電源復旧後に使用						
			26-2	外の状況を把握する設備※1（取水ピット水位計）	DB	-	-	-	8時間	24時間		-
			26-3	中央制御室換気空調系	DB	交流電源復旧後に使用						

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間	
										1,2号機	3,4号機
23条	計測制御系統施設	無	23-21	原子炉格納容器圧力	DB	交流電源復旧後に使用					
			23-25	温度(広域)	DB	交流電源復旧後に使用					
			23-26	燃料取替用水ピット水位（58-13と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間	
			23-27	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）（58-39と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間
			23-28	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）（58-25と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間
24条	安全保護回路	有	24-1	原子炉保護設備	DB	-	-	-	1時間	1時間	
25条	反応度制御系統及び原子炉制御系統	無	25-1	ほう酸水注入系	DB	交流電源復旧後に使用					
26条	原子炉制御室等	有	26-1	外の状況を把握する設備※1	DB	交流電源復旧後に使用					
			26-2	外の状況を把握する設備※1（津波監視カメラ）	DB	-	-	-	8時間	24時間	
			26-3	外の状況を把握する設備※1（取水ピット水位計）	DB	-	-	-	8時間	24時間	
			26-4	中央制御室空調設備（59-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			26-5	酸素濃度・二酸化炭素濃度計（59-4と同じ）	DB/SA	専用電源から供給					
27条	放射性廃棄物の処理施設	無	-	（電源が必要な設備は要求されない）	-	-	-	-	-	-	-
28条	放射性廃棄物の貯蔵施設	無	-	（電源が必要な設備は要求されない）	-	-	-	-	-	-	-

相違理由

【女川】

設備の相違

・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
27条	放射性廃棄物の処理施設	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
28条	放射性廃棄物の貯蔵施設	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
29条	工場等周辺における直接線等からの防護	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
30条	放射線からの放射線業務従事者の防護	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
31条	監視設備	有	31-1	モニタリングポスト	DB	専用電源から供給						
32条	原子炉格納施設	無	32-1	非常用ガス処理系	DB	交流電源復旧後に使用						
			32-2	可燃性ガス濃度制御系	DB	交流電源復旧後に使用						
33条	保安電源設備	有	33-1	M/C, P/C遮断器	DB/SA	－	－	－	1分	1分	－	－
			33-2	M/C, P/C遮断器	DB拡張	－	－	－	1分	－	1分	1分
			33-3	D/G起動盤	DB拡張	－	－	－	1分	1分	1分	1分
34条	緊急時対策所	有	34-1	緊急時対策所電源（61-1と同じ）	DB/SA	専用電源から供給			8時間	24時間		
35条	通信連絡設備	有	35-1	無線連絡設備（固定）／（携帯）（62-1と同じ）	DB/SA	－	－	－	8時間	24時間		－
			35-2	衛星電話設備（固定）／（携帯）（62-2と同じ）	DB/SA	－	－	－	8時間	24時間		－
			35-3	安全パラメータ表示システム（SPDS）（62-3と同じ）	DB/SA	－	－	－	8時間	24時間		－
36条	補助ボイラー	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 入系統	旧系統
29条	工場等周辺における直接線等からの防護	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
30条	放射線からの放射線業務従事者の防護	無	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
31条	監視設備	有	31-1	モニタリングポスト，モニタリングステーション	DB	専用電源から供給					
32条	原子炉格納施設	無	32-1	アニュラス空気浄化設備（59-1，59-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			32-2	原子炉格納容器スプレイ設備（47-2，49-4，50-1，51-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
33条	保安電源設備	有	33-1	メタルクラッド開閉装置	DB/SA	－	－	－	1分	1分	1分	1分
			33-2	パワーコントロールセンタ	DB/SA	－	－	－	1分	1分	1分	1分
			33-3	ディーゼル発電機用開閉装置	DB拡張	－	－	－	1分	1分	1分	1分
34条	緊急時対策所	有	34-1	緊急時対策所（61-1と同じ）	DB/SA	専用電源から供給						
35条	通信連絡設備	有	35-1	通信連絡設備（62-1と同じ）	DB/SA	専用電源から供給						
36条	補助ボイラー	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
37条	重大事故等の拡大の防止等	有	－	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う。）								
38条	重大事故等対処施設の地盤	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
39条	地震による損傷の防止	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第 14 条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
37条	重大事故等の拡大の防止等	有	-	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）								
38条	重大事故等対処設備の地盤	有	-	（電源が必要な設備が要求されない）	-	-	-	-	-	-	-	-
39条	地震による損傷の防止	有	-	（電源が必要な設備が要求されない）	-	-	-	-	-	-	-	-
40条	津波による損傷の防止	有	-	（電源が必要な設備が要求されない）	-	-	-	-	-	-	-	-
41条	火災による損傷の防止	有	41-1	水素爆発防止（8-1と同じ）	DB	交流電源復旧後に使用						
			41-2	火災防護対策設備*2（8-2と同じ）	DB	専用電源から供給						
42条	特定重大事故等対処施設	有	-	（申請対象外）	-	-	-	-	-	-	-	-
43条	重大事故等対処設備	有	-	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）								
44条	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備	有	44-1	代替制御棒挿入機能	SA	○	-	-	24時間	24時間	24時間	-
			44-2	代替原子炉再循環ポントリップ機能	SA	交流電源の喪失事象は考慮不要						
			44-3	ほう酸水注入系（25-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用						
			44-4	自動減圧機能作動阻止機能	SA	交流電源復旧後に使用						
45条	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	有	45-1	高圧代替注水系	SA	○	-	-	24時間	-	24時間	-
			45-2	原子炉隔離時冷却系（20-1と同じ）	DB拡張	○	-	-	24時間	24時間	-	-
			45-3	高圧炉心スプレイ系（19-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系統	B系統
40条	津波による損傷の防止	有	-	（電源が必要な設備が要求されない）	-	-	-	-	-	-	-
41条	火災による損傷の防止	有	41-1	水素爆発防止（8-1と同じ）	DB	-	-	-	8時間	24時間	24時間
			41-2	火災防護対策設備*2（8-2と同じ）	DB	専用電源から供給					
42条	特定重大事故等対処施設	有	-	（申請対象外）	-	-	-	-	-	-	-
43条	重大事故等対処設備	有	-	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）							
44条	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備	有	44-1	化学体積制御設備（充てんポンプ，ほう酸ポンプ，緊急ほう酸注入弁）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			44-2	原子炉トリップ遮断器	DB/SA	○	-	-	1時間	1時間	1時間
			44-3	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（21-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			44-4	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）*3（21-3と同じ）	DB/SA	○	-	-	5分	5分	5分
			44-5	共通要因故障対策盤	SA	○	-	-	1時間	1時間	1時間
			44-6	1次冷却設備（加圧器逃がし弁）（17-3と同じ）	DB/SA	○	-	-	1時間	1時間	1時間
			44-7	主蒸気隔離（主蒸気逃がし弁）（21-4と同じ）	DB/SA	○	-	-	1時間	1時間	1時間
			44-8	主蒸気設備（主蒸気隔離弁）	DB/SA	○	-	-	1時間	1時間	1時間
			44-9	補助給水設備（補助給水ポンプ出口流量調節弁）（21-6と同じ）	DB/SA	○	-	-	24時間	24時間	24時間

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心※5	接続※6	燃料※7	要求時間	供給可能時間	
										A系4時	B系4時
45条	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	有	45-1	高圧注入系（19-1と同じ）	DB/SA		交流電源復旧後に使用				
			45-2	余熱除去設備（19-2,21-1と同じ）	DB/SA		交流電源復旧後に使用				
			45-3	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（21-2と同じ）	DB拡張		交流電源復旧後に使用				
			45-4	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）※3（21-3と同じ）	DB拡張	○	－	－	5分	5分	5分
			45-5	１次冷却設備（加圧器逃がし弁）（17-3と同じ）	DB/SA	○	－	－	1時間	1時間	1時間
			45-6	主蒸気設備（主蒸気逃がし弁）（21-4と同じ）	DB拡張	○	－	－	1時間	1時間	1時間
			45-7	補助給水設備（補助給水ポンプ出口流量調節弁）（21-5と同じ）	DB拡張	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			45-8	都市注入系（19-3と同じ）	DB/SA		交流電源復旧後に使用				
46条	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備	有	46-1	高圧注入系（19-1と同じ）	DB/SA		交流電源復旧後に使用				
			46-2	余熱除去設備（19-2,21-1と同じ）	DB/SA		交流電源復旧後に使用				
			46-3	都市注入系（19-3と同じ）	DB/SA		交流電源復旧後に使用				
			46-4	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（21-2と同じ）	DB拡張		交流電源復旧後に使用				
			46-5	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）※3（21-3と同じ）	DB拡張	○	－	－	5分	5分	5分
			46-6	１次冷却設備（加圧器逃がし弁）（17-3と同じ）	DB/SA	○	○	－	1時間	1時間	1時間

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

第 14 条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
46条	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備	有	46-1	主蒸気逃がし安全弁（19-4と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間	24時間	-
47条	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	有	47-1	低圧代替注水系（復水移送ポンプ）	SA	交流電源復旧後に使用						
			47-2	低圧代替注水系（復水移送ポンプ） 残留熱除去系（19-321-1と同じ）	SA DB拡張	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			47-3	低圧代替注水系（復水移送ポンプ） 残留熱除去系（19-321-1と同じ）	SA DB拡張	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			47-4	低圧炉心スプレイ系（19-2と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
48条	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備	有	48-1	原子炉補機代替冷却系	SA	交流電源復旧後に使用						
			48-2	耐圧強化ベント系	SA	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			48-3	原子炉格納容器フィルタベント系*3,*4	SA	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			48-4	残留熱除去系（19-321-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			48-5	原子炉補機冷却系（22-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			48-6	原子炉補機冷却海水系（22-2と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			48-7	高圧炉心スプレイ補機冷却水系	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			48-8	高圧炉心スプレイ補機冷却海水系	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
49条	原子炉格納容器内の冷却等のための設備	有	49-1	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	SA	交流電源復旧後に使用						
			49-2	残留熱除去系（19-321-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系*8	供給可能時間 B系*8
46条	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備	有	46-7	主蒸気逃がし安全弁（21-4と同じ）	DB/SA	○	－	－	1時間	1時間	1時間
			46-8	補助給水設備（補助給水ポンプ（出口流量調節弁）（21-5と同じ）	DB拡張	○	－	－	24時間	24時間	24時間
47条	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	有	47-1	化学体積制御設備（充てんポンプ）（20-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			47-2	原子炉格納容器スプレイ設備（22-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			47-3	高圧注入系（19-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用					
			47-4	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（21-2と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用					
			47-5	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）*3（21-3と同じ）	DB拡張	○	－	－	5分	5分	5分
			47-6	主蒸気逃がし安全弁（21-4と同じ）	DB拡張	○	－	－	1時間	1時間	1時間
			47-7	補助給水設備（補助給水ポンプ（出口流量調節弁）（21-5と同じ）	DB拡張	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			47-8	代替格納容器スプレイポンプ	SA	交流電源復旧後に使用					
			47-9	余熱除去設備（19-221-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用					
49条	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備	有	49-1	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（22-2と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用					
			49-2	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）*3（21-3と同じ）	DB拡張	○	－	－	5分	5分	5分
			49-3	高圧注入系（19-1と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用					

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
50条	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備	有	50-1	原子炉格納容器フィルタベント系*3*4	SA	○	○	－	24時間	24時間	－	－
			50-2	代替循環冷却系*5	SA	交流電源復旧後に使用						
51条	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備	有	51-1	原子炉格納容器下部注水系	SA	交流電源復旧後に使用						
52条	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備	有	52-1	原子炉格納容器フィルタベント系*3*4	SA	○	○	－	24時間	24時間	－	－
53条	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備	有	53-1	原子炉建屋内水素濃度*6	SA	－	○	－	24時間	－	24時間	－
			53-2	静的触媒式水素再結合器動作監視装置	SA	－	○	－	24時間	24時間	24時間	－
54条	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備	有	54-1	燃料プール冷却浄化系	SA	交流電源復旧後に使用						
			54-2	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）	SA	－	－	○	24時間	－	24時間	－
			54-3	使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）（16-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用						
			54-4	使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）	SA	－	－	○	24時間	24時間	－	－
			54-5	使用済燃料プール監視カメラ	SA	交流電源復旧後に使用						
55条	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
56条	重大事故等の収束に必要となる水の供給設備	有	－	（電源が必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－	－
57条	電源設備	有	－	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の抽出を行う）								

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系*8	B系*8
48 条	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備	有	48-4	補助冷却設備（補助冷却水ポンプ（21-3と同じ））	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			48-5	原子炉補機冷却水設備（22-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			48-6	原子炉補機冷却海水設備（22-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			48-7	主蒸気設備（主蒸気逃がし弁（21-1と同じ）	DB/SA	○	－	－	1時間	1時間	1時間
49 条	原子炉格納容器内の冷却等のための設備	有	49-1	原子炉補機冷却水設備（22-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			49-2	原子炉補機冷却海水設備（22-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			49-3	代替格納容器スプレイポンプ	SA	交流電源復旧後に使用					
			49-4	原子炉格納容器スプレイ設備（52-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
50 条	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備	有	50-1	原子炉格納容器スプレイ設備（52-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			50-2	原子炉補機冷却水設備（22-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			50-3	原子炉補機冷却海水設備（22-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			50-4	代替格納容器スプレイポンプ	SA	交流電源復旧後に使用					
51 条	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備	有	51-1	原子炉格納容器スプレイ設備（52-2と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			51-2	代替格納容器スプレイポンプ	SA	交流電源復旧後に使用					

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
58条	計装設備	有	58-1	原子炉圧力容器温度	SA	○	－	－	24時間	24時間	－	－
			58-2	原子炉圧力（23-5と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間	－
			58-3	原子炉圧力(SA)	SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間	－
			58-4	原子炉水位（広帯域）（燃料域）（23-4と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間	－
			58-5	原子炉水位（SA広帯域）（SA燃料域）	SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間	－
			58-6	高圧代替注水系ポンプ出口流量	SA	○	－	－	24時間	－	24時間	－
			58-7	残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）	SA	○	○	－	24時間	24時間	－	－
			58-8	残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系Ｂ系格納容器冷却ライン洗浄流量）	SA	○	○	－	24時間	－	24時間	－
			58-9	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（23-16と同じ）	DB拡張	○	－	－	24時間	24時間	－	－
			58-10	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量（23-17と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-11	低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量（23-18と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-12	残留熱除去系ポンプ出口流量（23-19と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用						

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系※8	供給可能時間 B系※8
52条	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備	有	52-1	格納容器水素イグナイタ温度(関数)	SA	－	○	－	24時間	24時間	24時間
			52-2	原子炉格納容器内水素濃度計測装置（広帯域・狭帯域）	SA	－	○	－	24時間	24時間	24時間
			52-3	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット（G49-31 と同じ）	SA	交流電源復旧後に使用					
			52-4	格納容器水素イグナイタ	SA	交流電源復旧後に使用					
53条	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備	有	53-1	アニュラス空気浄化設備（G32-1 と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			53-2	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット（G49-332 と同じ）	SA	交流電源復旧後に使用					
54条	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備	有	54-1	使用済燃料ピット水位（AM用）	SA	－	－	○	24時間	24時間	24時間
			54-2	使用済燃料ピット水位（可搬型）	SA	－	－	○	24時間	24時間	24時間
			54-3	使用済燃料ピット温度（AM用）	SA	－	－	○	24時間	24時間	24時間
			54-4	使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ※6	SA	交流電源復旧後に使用					
			54-5	使用済燃料ピット監視カメラ	SA	－	－	○	24時間	24時間	24時間
55条	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備	有	－	（電源の必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
56条	重大事故等の収束に必要となる水の供給設備	有	－	（電源の必要な設備が要求されない）	－	－	－	－	－	－	－
57条	電源設備	有	－	（電源が必要な具体的な設備については，各設備の条文にて設備の独立を行う。）							
58条	計装設備	有	58-1	出力領域中性子束（23-1 と同じ）	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第 14 条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
58条 計装設備		有	58-13	原子炉格納容器下部注水流量	SA	-	○	-	24時間	24時間	-	-
			58-14	原子炉格納容器代替スプレイ流量	SA	○	○	-	24時間	24時間	24時間	-
			58-15	ドライウェル温度	SA	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			58-16	圧力抑制室内空気温度	SA	○	○	-	24時間	-	24時間	-
			58-17	サプレッションプール水温度	SA	-	○	-	24時間	-	24時間	-
			58-18	ドライウェル圧力	SA	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			58-19	圧力抑制室圧力	SA	○	○	-	24時間	24時間	-	-
			58-20	圧力抑制室水位	SA	○	○	-	24時間	24時間		-
			58-21	原子炉格納容器下部水位	SA	-	○	-	24時間	24時間		-
			58-22	ドライウェル水位	SA	-	○	-	24時間	24時間		-
			58-23	格納容器内水素濃度(D/W)	SA	-	○	-	24時間	24時間		-
			58-24	格納容器内水素濃度(S/C)	SA	-	○	-	24時間	24時間		-
			58-25	格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)(23-13と同じ)	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間		-
			58-26	格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C)(23-14と同じ)	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間		-

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求時間	供給可能時間 A系 *11	B系 *11
58条 計装設備		有	58-2	中間領域中性子束（23-2と同じ）	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			58-3	中性子源領域中性子束（23-3と同じ）	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			58-4	補助給水流量	DB拡張	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			58-5	蒸気発生器水位（狭域）（23-12と同じ）	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			58-6	蒸気発生器水位（広域）（23-13と同じ）	DB拡張	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			58-7	補助給水ピット水位（23-19と同じ）	DB拡張	○	○	－	24時間	24時間	24時間
			58-8	1次冷却材温度（広域－高温側）（23-8と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間
			58-9	1次冷却材温度（広域－低温側）（23-9と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間
			58-10	1次冷却材圧力（広域）（23-7と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間
			58-11	加圧器水位（23-6と同じ）	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間
			58-12	高圧注入流量（23-16と同じ）	DB拡張	交流電源喪失時に使用					
			58-13	燃料取替用水ピット水位（23-26と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	24時間	24時間
			58-14	格納容器内循環サンプ水位（広域）（23-24と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	1時間	24時間
			58-15	格納容器内循環サンプ水位（狭域）（23-22と同じ）	DB/SA	○	○	－	24時間	1時間	24時間
			58-16	主蒸気ライン圧力（23-11と同じ）	DB/SA	○	－	－	24時間	24時間	24時間

相違理由

【女川】

設備の相違

・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *10	要求	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
58条 計装設備		有	58-27	起動領域モニタ（23-1と同じ）	DB/SA	○	-	-	1時間	1時間		-
			58-28	平均出力領域モニタ（23-2と同じ）	DB/SA	○	-	-	1時間	1時間		-
			58-29	フィルタ装置出口放射線モニタ	SA	-	○	-	24時間	24時間		-
			58-30	原子炉補機冷却水系統流量	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-31	残留熱除去系熱交換器冷却水入口流量	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-32	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-33	低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-34	残留熱除去系ポンプ出口圧力	DB拡張	交流電源復旧後に使用						
			58-35	復水貯蔵タンク水位	SA	○	○	-	24時間	-		-
			58-36	高圧代替注水系ポンプ出口圧力	SA	○	-	-	24時間	-	24時間	-
			58-37	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力（23-7と同じ）	DB拡張	○	-	-	24時間	24時間		-
			58-38	格納容器内雰囲気水素濃度（23-11と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用						
			58-39	格納容器内雰囲気酸素濃度（23-12と同じ）	DB/SA	格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)(23-13)，格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)(23-14)により推定が可能である						
			58-40	高流量型低圧注水系ポンプ出口流量	SA	○	○	-	24時間	24時間		-
			58-41	高流量型低圧注水系ポンプ出口圧力	SA	○	○	-	24時間	24時間		-

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *8	格納 *9	燃料 *7	要求	供給可能時間 入系*8	日系*8
58条 計装設備		有	58-17	低圧注入流量（23-17と同じ）	DB拡張	交流電源復旧後に使用					
			58-18	原子炉格納容器圧力（23-15と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	24時間	
			58-19	格納容器内温度（23-14と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間
			58-20	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）（23-27と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間
			58-21	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）（23-26と同じ）	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間
			58-22	原子炉容器水位	SA	○	-	-	24時間	24時間	24時間
			58-23	代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量	SA	交流電源復旧後に使用					
			58-24	格納容器圧力（AM用）	SA	○	○	-	24時間	24時間	
			58-25	可搬型温度計測装置（格納容器内雰囲気ユニット入口温度／出口温度）	SA	専用電源から供給					
			58-26	Ｂ－格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）	SA	交流電源復旧後に使用					
			58-27	原子炉補機冷却水サージタンク水位（23-25と同じ）	DB拡張	○	○	-	24時間	1時間	24時間
			58-28	ほう酸タンク水位（23-20と同じ）	DB/SA	○	-	-	24時間	24時間	24時間
			58-29	格納容器水位	SA	-	○	-	24時間	24時間	24時間

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*8	格納*9	燃料*10	要求時間	供給可能時間 区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ
58条	計装設備	有	58-42	原子炉格納容器下部温度	SA	-	○	-	24時間	24時間	24時間	-
			58-43	耐圧強化ベント系放射線モニタ	SA	○	-	-	24時間	24時間	24時間	-
			58-44	残留熱除去系熱交換器入口温度	SA	○	○	-	24時間	24時間	24時間	-
			58-45	残留熱除去系熱交換器出口温度	SA	○	○	-	24時間	24時間	24時間	-
59条	原子炉制御室	有	-	（電源が必要な設備が要求されない）	-	-	-	-	-	-	-	-
60条	監視測定設備	有	60-1	可搬型代替モニタリング設備	SA	専用電源から供給						
			60-2	可搬型モニタリング設備	SA	専用電源から供給						
61条	緊急時対策所	有	61-1	緊急時対策所電源	DB/SA	専用電源から供給						
62条	通信連絡を行うために必要な設備	有	62-1	無線連絡設備（固定）／（携帯）	DB/SA	-	-	-	8時間	24時間	24時間	-
			62-2	衛星電話設備（固定）／（携帯）	DB/SA	-	-	-	8時間	24時間	24時間	-
			62-3	安全パラメータ表示システム（SPDS）（35-3と同じ）	DB/SA	-	-	-	8時間	24時間	24時間	-
-	-	無	0-1	ケーブル系統図	（常用系）	-	-	-	-	1時間	1時間	-

（凡例）
：区分Ⅰの蓄電池（125V 蓄電池 2A）から電源供給
：区分Ⅲの蓄電池（125V 蓄電池 2H）から電源供給
：区分Ⅱの蓄電池（125V 蓄電池 2B）から電源供給
：交流電源が回復するまでは系統として機能しない設備
：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備

泊発電所３号炉

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間 A系統	B系統
58条	計装設備	有	58-30	原子炉圧力容器下部温度	SA	-	○	-	24時間	24時間	24時間
			58-31	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット（62-2と同じ）	SA	交流電源復旧後に使用					
			58-32	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット（62-3と同じ）	SA	交流電源復旧後に使用					
59条	原子炉制御室	有	59-1	中央制御室空調装置（26-4と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			59-2	アニュラス空気浄化設備（62-1と同じ）	DB/SA	交流電源復旧後に使用					
			59-3	可搬型照明（SA）	SA	専用電源から供給。交流電源復旧後に使用					
			59-4	酸素濃度・二酸化炭素濃度計（26-5と同じ）	DB/SA	専用電源から供給					
60条	監視測定設備	有	60-1	可搬型モニタリングポスト	SA	専用電源から供給					
			60-2	可搬型気象観測設備	SA	専用電源から供給					
			60-3	放射能測定装置	SA	専用電源から供給					
			60-4	電離箱サーベイメータ	SA	専用電源から供給					
61条	緊急時対策所	有	61-1	緊急時対策所（34-1と同じ）	DB/SA	専用電源から供給					
62条	通信連絡を行うために必要な設備	有	62-1	通信連絡設備（35-1と同じ）	DB/SA	専用電源から供給					
-	-	無	-	蒸気タービン保安装置等	-	-	-	-	-	1時間	1時間

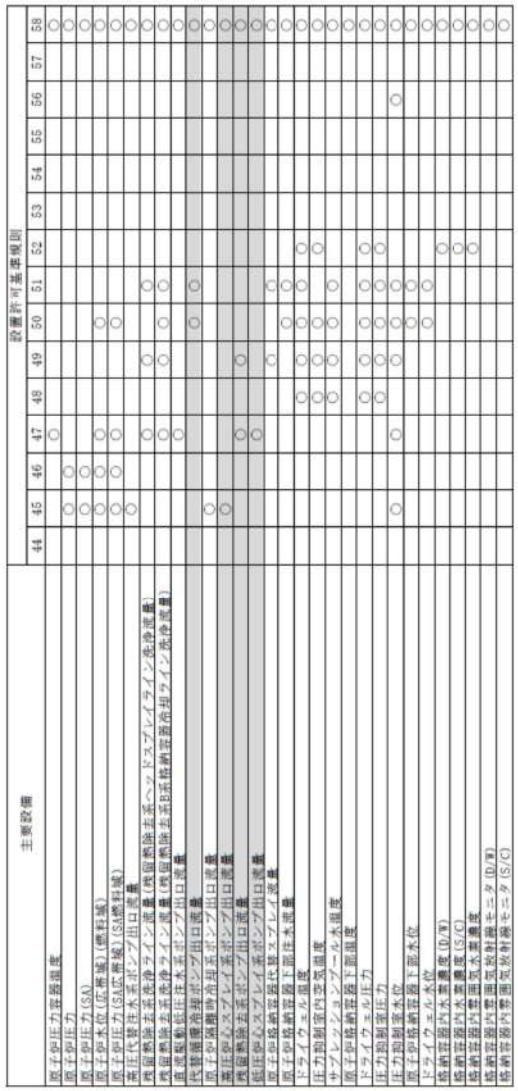
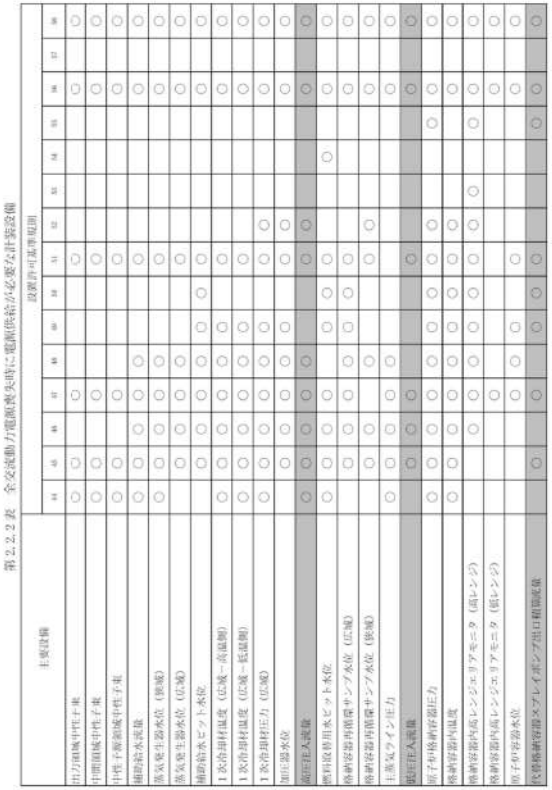
：蓄電池（非常用）（A系）から電源供給
：蓄電池（非常用）（B系）から電源供給
：交流電源が回復するまでは系統として機能しない設備
：建設段階から直流電源の供給を必要とした設備

相違理由

【女川】
設備の相違
・給電対象設備の相違

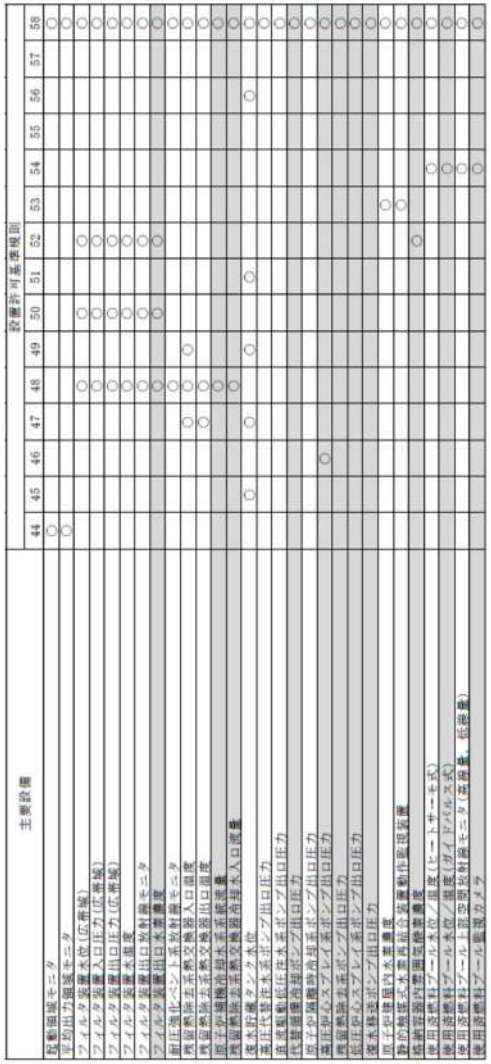
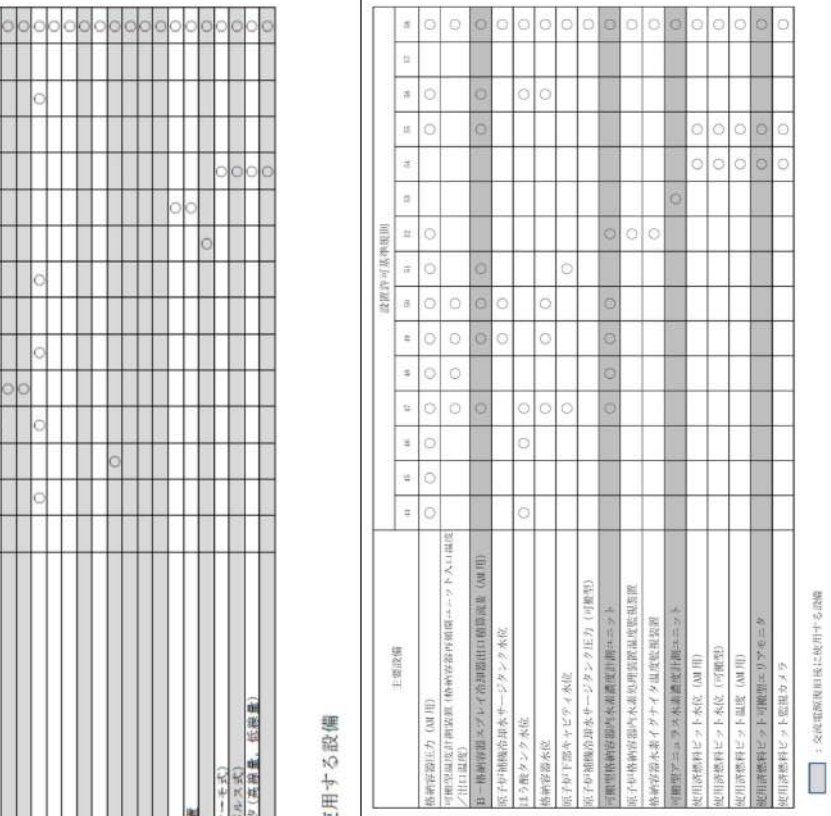
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	（略語） S/P：サプレッションプール D/W：ドライウェル S/C：サプレッションチェンバ		【女川】 記載内容の相違 ・泊は略語を使用していない
	*1：外の状況を監視する設備は，監視カメラ（自然現象監視カメラ，津波監視カメラ），取水ピット水位計，気象情報システム，気象観測設備等があり，このうち取水ピット水位計は24時間監視可能な設計とする。	*1：外の状況を把握する設備は，監視カメラ（構内監視カメラ，津波監視カメラ），潮位計，取水ピット水位計，気象観測設備，公的機関から気象情報を入手できる設備があり，このうち津波監視カメラ及び取水ピット水位計は24時間監視可能な設計とする。	【女川】 記載表現称の相違 【女川】 設備名称の相違 ・自然現象監視カメラ⇔構内監視カメラ ・気象情報システム⇔公的機関から気象情報を入手できる設備 【女川】 設備の相違 ・泊の外の状態を監視する設備には潮位計を含む ・泊の津波監視カメラは全交流動力電源喪失後24時間監視可能な設計とする
	*2：火災防護対策設備で電源が必要な設備は，火災感知設備（火災感知器（アナログ式を含む。）及び受信器）及び消火設備（全域ガス消火設備及び局所ガス消火設備）であるが，全交流動力電源喪失後，常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）から給電されるまでの約15分に余裕を考慮した約70分間は専用電源から給電可能な設計とする。	*2：火災防護対策設備で電源が必要な設備は，火災感知設備（火災感知器（アナログ式を含む。）及び受信機）及び消火設備（全域ガス消火設備）であるが，全交流動力電源喪失後，常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から給電されるまでの約55分に余裕を考慮した約70分間は専用電源から給電可能な設計とする。	【女川】 設備名称の相違 ・受信器⇔受信機 ・ガスタービン発電機⇔代替非常用発電機 【女川】 設備の相違 ・泊は全ての箇所に全域ガス消火設備を使用している 【女川】 供給開始時間の相違
		*3：タービン動補助給水ポンプで電源が必要な設備は，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁，タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプであるが，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁は，外部電源喪失からタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の動作が完了するまでの１分間，タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプは，タービン動補助給水ポンプの油圧が確立し，これらのポンプが自動停止するまでの５分間は給電可能な設計とする。	【女川】 設備の相違 ・女川にはない設備の記載
	*3：原子炉格納容器フィルタベント系には，フィルタ装置入口圧力（広帯域），フィルタ装置出口圧力（広帯域），フィルタ装置水位（広帯域）及びフィルタ装置水温度を含む。		【女川】 設備の相違 ・泊にはない設備の記載

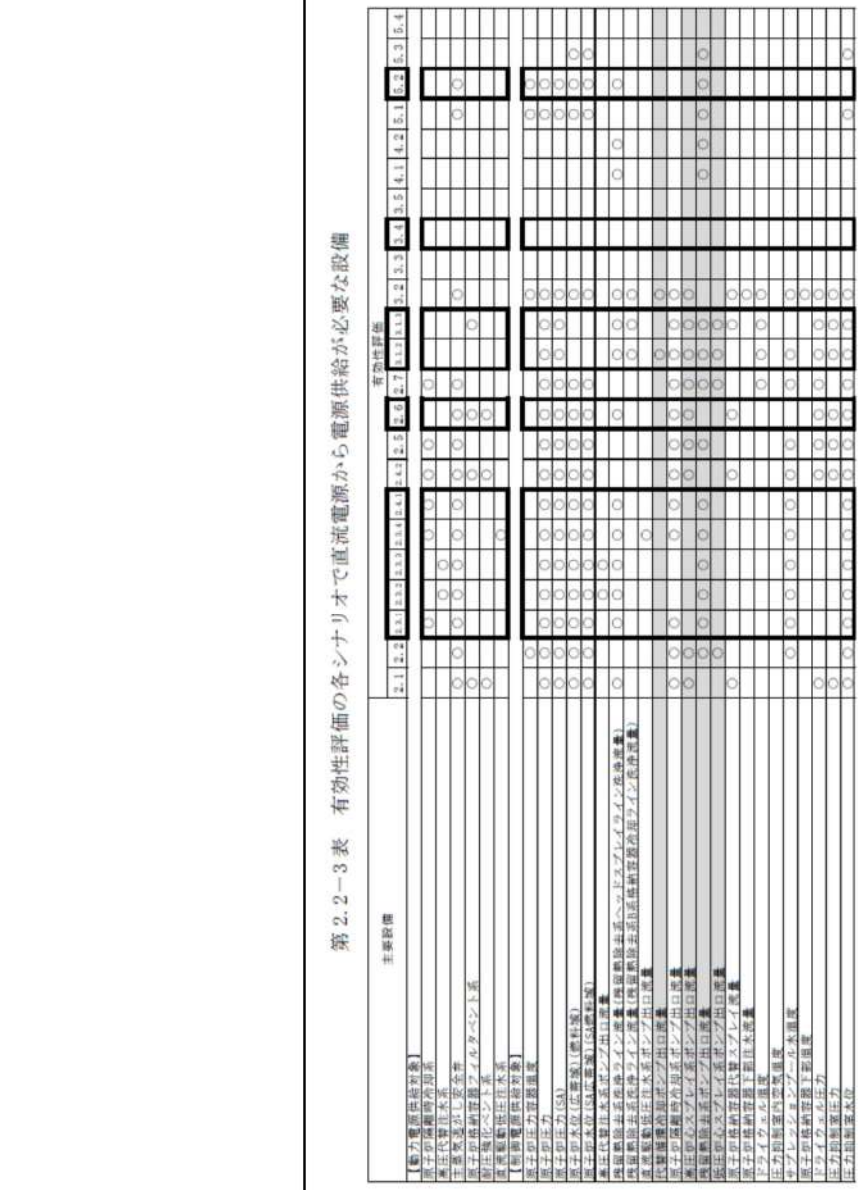
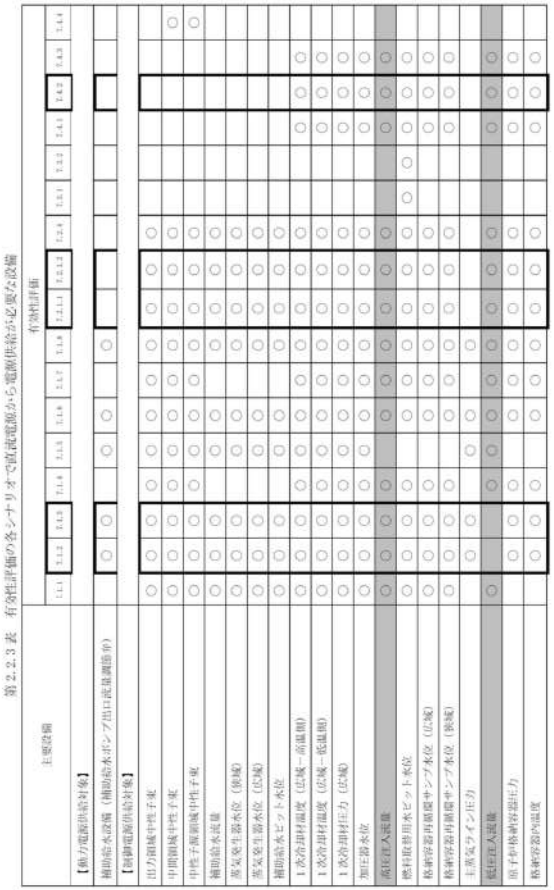
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	*4：フィルタ装置出口水素濃度については交流電源復旧後に使用する。		【女川】 設備の相違 ・泊にはない設備の記載
	*5：代替循環冷却系には，代替循環冷却ポンプ出口流量及び代替循環冷却ポンプ出口圧力を含む。		【女川】 設備の相違 ・泊にはない設備の記載
	*6：一部については交流電源復旧後に使用する。		【女川】 設備の相違 ・泊は水素濃度計測ユニットを「交流電源復旧後に使用」と整理している
	*7：使用済燃料プール監視カメラは使用済燃料プール内燃料体等の著しい損傷を防止するための設備であるが，使用済燃料プール水位/温度及び使用済燃料プール上部空間放射線モニタにて使用済燃料プールの状態を把握できることから，交流電源復旧後に使用する。	*4：使用済燃料ピット可搬型エリアモニタは使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷を防止するための設備であるが，使用済燃料ピット水位（AM 用），使用済燃料ピット水位（可搬型），使用済燃料ピット温度（AM 用）及び使用済燃料ピット監視カメラにて使用済燃料ピットの状態を把握できることから，交流電源復旧後に使用する。	【女川】 設備の相違 ・使用済燃料ピット関連のパラメータについて，交流電源復旧後に使用する設備が異なるが，他のパラメータにより代替監視可能であるという点で同等 【女川】 設備名称の相違 ・使用済燃料プール⇔使用済燃料ピット ・使用済燃料プール水位/温度⇔使用済燃料ピット水位（AM 用），使用済燃料ピット水位（可搬型），使用済燃料ピット温度（AM 用）
	*8：重大事故等が発生した場合において，炉心の著しい損傷防止のために必要な設備。	*5：重大事故等が発生した場合において，炉心の著しい損傷防止のために必要な設備。	
	*9：重大事故等が発生した場合において，原子炉格納容器の破損防止のために必要な設備。	*6：重大事故等が発生した場合において，原子炉格納容器の破損防止のために必要な設備。	
	*10：重大事故等が発生した場合において，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷防止のために必要な設備。	*7：重大事故等が発生した場合において，使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷防止のために必要な設備。 *8：後備蓄電池からの給電も含めた供給可能時間を記載している。	【女川】 設備名称の相違 ・使用済燃料プール⇔使用済燃料ピット 設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

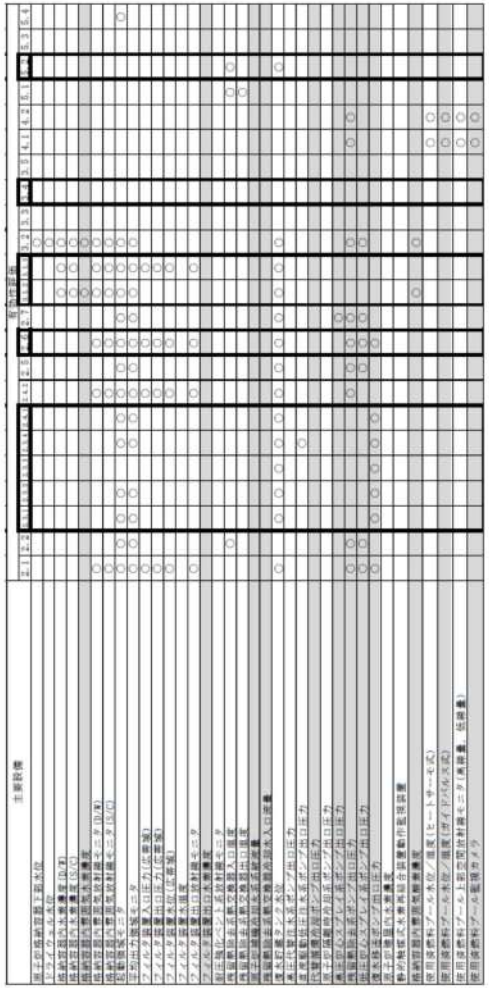
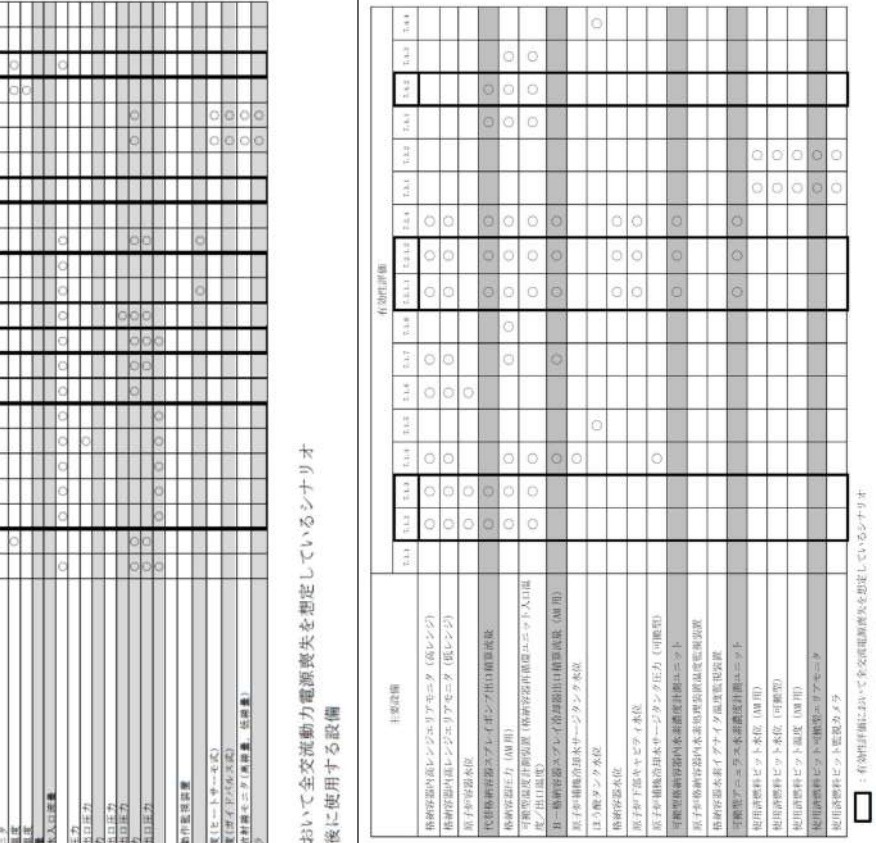
第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違

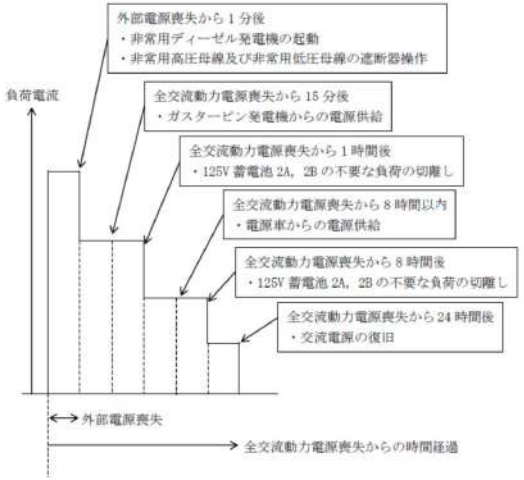
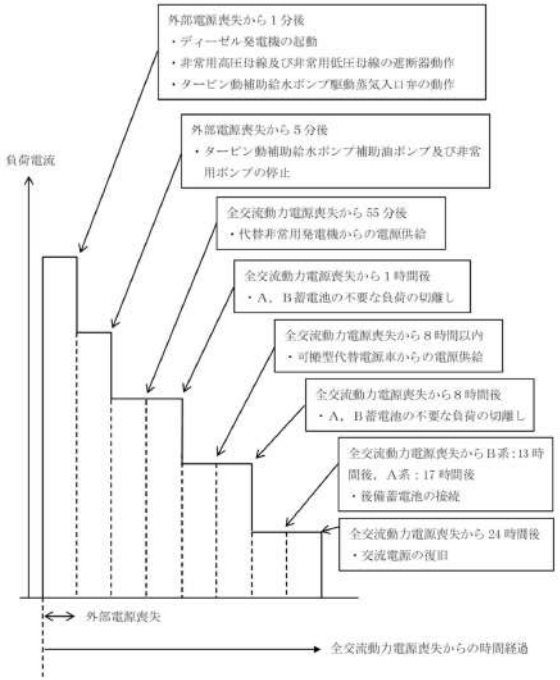
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 □：有効性評価において全交流動力電源喪失を想定しているシナリオ □：交流電源復旧後に使用する設備	 □：有効性評価において全交流電源喪失を想定しているシナリオ □：交流電源復旧後に使用する設備	【女川】 設備の相違 ・給電対象設備の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(3) 【参考】全交流動力電源喪失時の電源供給の方法 125V 蓄電池 2A 及び 2B から 24 時間電源供給が必要な直流電源設備に電源供給を行う場合，各蓄電池の容量を考慮し，以下のとおり負荷切離しを行う運用とする。 【全交流動力電源喪失から１時間後】 ・125V 蓄電池 2A の不要な負荷の切離し ・125V 蓄電池 2B の不要な負荷の切離し *中央制御室での簡易な切離し操作にて可能 【全交流動力電源喪失から８時間後】 ・125V 蓄電池 2A の不要な負荷の切離し ・125V 蓄電池 2B の不要な負荷の切離し 全交流動力電源喪失直後から24時間後までの電源供給方法と，電源供給が必要な直流設備を第 2.2－1 図に示す。	(3) 【参考】全交流動力電源喪失時の電源供給の方法 Ａ蓄電池及びＢ蓄電池から 24 時間電源供給が必要な直流電源設備に電源供給を行う場合，各蓄電池の容量を考慮し，以下のとおり負荷切離し及び後備蓄電池の接続を行う運用とする。 【全交流動力電源喪失から１時間後】 ・Ａ蓄電池の不要な負荷の切離し ・Ｂ蓄電池の不要な負荷の切離し *中央制御室及び中央制御室に隣接する安全系計装盤室での簡易な切離し操作にて可能 【全交流動力電源喪失から８時間後】 ・Ａ蓄電池の不要な負荷の切離し ・Ｂ蓄電池の不要な負荷の切離し 【全交流動力電源喪失から 13 時間後】 ・Ｂ系非常用直流母線への後備蓄電池の接続 【全交流動力電源喪失から 17 時間後】 ・Ａ系非常用直流母線への後備蓄電池の接続 全交流動力電源喪失直後から24時間後までの電源供給方法と，電源供給が必要な直流設備を第 2.2.1 図に示す。	【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・負荷切り離し場所の相違 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第 2.2－1 図　全交流動力電源喪失後の各時間において 発生する設備操作の時系列	 第 2.2.1 図　全交流動力電源喪失後の各時間において 発生する設備操作の時系列	【女川】 設備の相違 ・負荷パターンの相違（泊は５分での負荷減少あり）のため，必要容量の計算式の数が異なる。 ・供給開始時間の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用である。

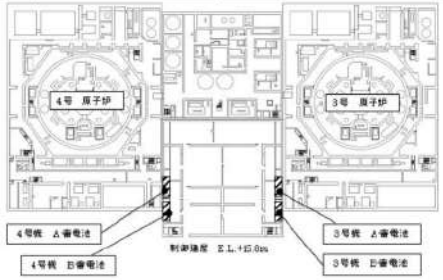
大飯発電所３／４号炉

2.2 蓄電池（安全防護系用）の配置について

蓄電池（安全防護系用）の配置を示す。蓄電池（安全防護系用）及びその附属設備は、非常用２系統を別の場所に設置しており、共通要因により機能喪失しないよう多重性及び独立性を確保することとし、地震、津波、内部火災、溢水の観点から、これら共通要因により機能が喪失しないよう頑健性を有していることを確認している。

これにより、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合にも、機能が確保される設計とする。

共通要因	対応（確認）方針	状況
地震	設計基準地震動に対して、十分な耐震性を有する設計とする。	設計基準地震動に対して、建屋及び安全系の電気設備が機能維持できることを確認している。
津波	設計基準津波に対して、浸水や波力等により機能喪失しない設計とする。	施設の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計としている。また、取水路及び放水路等から施設へ流入させない設計としている。
火災	適切な耐火能力を有する耐火壁（障壁）で分離を行うか、適切な離隔距離で分離した配置設計とする。	電気盤室等は、3時間耐火能力を有する耐火壁（障壁）により分離した設計としている。（厚さ150mm以上のコンクリート壁を満足する、200mm以上を有している。） 外部火災については、外部火災影響評価にて、設備、居住空間に影響を及ぼさないことを確認している。
溢水	想定すべき溢水（没水、蒸気、被水）に対し、影響のないことを確認、もしくは溢水源等に対して溢水影響のないよう設備対策を実施する。	内部溢水に対して多重性を有する系統が同時にその機能を失わないことを内部溢水影響評価で確認している。 なお、安全補機開閉器室、蓄電池、インバータ室には、蒸気源はない。



蓄電池配置図

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

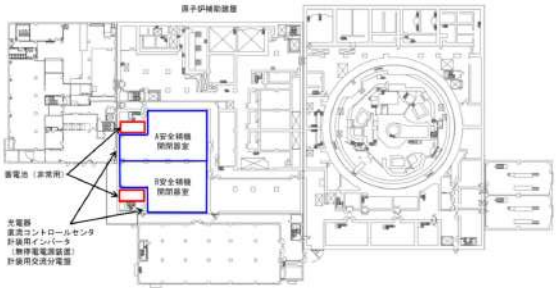
2.3 蓄電池（非常用）の配置について

蓄電池（非常用）の配置を示す。蓄電池（非常用）及びその附属設備は，非常用２系統を別の場所に設置しており，共通要因により機能喪失しないよう多重性及び独立性を確保することとし，地震，津波，内部火災，溢水の観点から，これら共通要因により機能が喪失しないよう頑健性を有していることを確認している。

これにより，その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合にも，機能が確保される設計とする。（設置許可基準第33条（保安電源）まとめ資料 2.3.1.1「多重性又は多様性及び独立性」参照）

第2.3.1表　蓄電池（非常用）の共通要因に対する状況

共通要因	対応（確認）方針	状況
地震	設計基準地震動に対して，十分な耐震性を有する設計とする。	設計基準地震動に対して，建屋及び安全系の電気設備が機能維持できる設計としている。
津波	設計基準津波に対して，浸水や波力等により機能喪失しない設計とする。	施設の設置された敷地において，基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計としている。また，取水路及び放水路から施設へ流入させない設計としている。
火災	適切な耐火能力を有する耐火壁（障壁）で分離を行うか，適切な離隔距離で分離した配置設計とする。	安全補機開閉器室等は，３時間耐火能力を有する耐火壁（障壁）により分離した設計としている。（厚さ150mm以上のコンクリート壁を満足する，200mm以上を有している。） 外部火災については，外部火災影響評価にて，設備，居住空間に影響を及ぼさないことを確認している。
溢水	想定すべき溢水（没水，蒸気，被水）に対し，影響のないことを確認，若しくは溢水源等に対して溢水影響のないよう設備対策を実施する。	配置エリアにおいて，溢水源となる機器，配管等は存在しない。また，消火については，ハロン消火設備による消火を行うことから，配置エリアにおける消火水の放出はない。隣接するエリアにおける内部溢水に対しては，配置エリア外からの溢水流入を防止する対策（止水板）を施すことにより系統機能を失わないことを内部溢水影響評価で確認する。



第2.3.1図 蓄電池（非常用）配置図　T.P.10.3m

相違理由

【女川】
記載充実（大飯審査実績を参照）

【大飯】
設備名称の相違（蓄電池）

【大飯】
記載内容の相違
・泊では参照先の資料を記載している

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3 蓄電池（安全防護系用）の容量について	2.3 電気容量の設定 2.3.1 蓄電池（非常用）の容量について	2.4 電気容量の設定 2.4.1 蓄電池（非常用）の容量について	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 設備名称の相違（蓄電池）
	2.3.1.1 蓄電池（非常用）の運用方法について 蓄電池（非常用）の運用方法は以下のとおり。	2.4.1.1 蓄電池（非常用）の運用方法について 蓄電池（非常用）の運用方法は以下のとおり。	
	（区分Ⅰ） 全交流動力電源喪失から１時間後に直流125V蓄電池2Aの不要な負荷の切離しを中央制御室にて簡易な操作により行う。その後，８時間後に重大事故等の対処に不要な負荷の切離しを行い，全交流動力電源喪失から24時間後まで使用する。	（Ａ系） 全交流動力電源喪失から１時間後にＡ蓄電池の不要な負荷の切離しを中央制御室及び中央制御室に隣接する安全系計装盤室にて簡易な操作により行う。その後，８時間後に重大事故等の対処に不要な負荷の切離しを行い，17時間後に後備蓄電池を接続することにより全交流動力電源喪失から24時間後まで使用する。	【女川】 設備名称の相違（系統区分） 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・負荷切り離し場所の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用
	（区分Ⅱ） 全交流動力電源喪失から１時間後に直流125V蓄電池2Bの不要な負荷の切離しを中央制御室にて簡易な操作により行う。その後，８時間後に重大事故等の対処に不要な負荷の切離しを行い，全交流動力電源喪失から24時間後まで使用する。	（Ｂ系） 全交流動力電源喪失から１時間後にＢ蓄電池の不要な負荷の切離しを中央制御室及び中央制御室に隣接する安全系計装盤室にて簡易な操作により行う。その後，８時間後に重大事故等の対処に不要な負荷の切離しを行い，13時間後に後備蓄電池を接続することにより全交流動力電源喪失から24時間後まで使用する。	【女川】 設備名称の相違（系統区分） 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・負荷切り離し場所の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用
	（区分Ⅲ） 全交流動力電源喪失後から操作を要することなく８時間後まで使用する。		【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違

大飯発電所３／４号炉

2.3.1 安全防護系蓄電池（大飯３号炉）（トレンA）

安全防護系蓄電池から必要な負荷（タービン動補助給水ポンプの起動回路、D/Gの起動回路、計装パラメータ等）への給電時間は、一定の時間（交流電源喪失から空冷式非常用発電装置による給電開始までの時間（約30分））に対して、十分余裕がある。なお、全交流動力電源喪失時に空調が停止するが、蓄電池室には蓄電池以外に熱源がなく、わずかな温度上昇であることから蓄電池容量に悪影響はない。

$C_{9.6hour}$：9.6時間給電時蓄電池容量
L　：　保守率（=0.8）
K_1：容量換算時間（時）580分（=9.90）
K_2：容量換算時間（時）579分（=9.89）
K_3：容量換算時間（時）575分（=9.85）
I_1：各時間軸の負荷電流（A）（10秒）（=543）
I_2：各時間軸の負荷電流（A）（5分）（=247）
I_3：各時間軸の負荷電流（A）（580分）（=217）

$$C_{9.6hour}=\frac{1}{L}\{K_1\times I_1+K_2\times(I_2-I_1)+K_3\times(I_3-I_2)\}$$

$$C_{9.6hour}=\frac{1}{0.8}\{9.90\times543+9.89\times(247-543)+9.85\times(217-247)\}=2,392\text{A}\cdot\text{h}$$

＜　2,400A・h（蓄電池容量）

① 9.6時間給電時蓄電池容量算出

負荷名称	0～10秒	10～60秒	1～5分	5分～580分
3A直流分電盤	31.40	21.40	21.40	21.40
4-3Aメタクラ	26.43	22.43	2.43	2.43
3-3A1パワーセンタ	13.90	13.90	1.40	1.40
3-3A2パワーセンタ	13.76	13.76	1.26	1.26
3A3-ビン動補助給水ポンプ起動盤	92.60	92.60	30.60	1.00
3A計装用電源	93.40	93.40	93.40	93.40
3C計装用電源	93.40	93.40	93.40	93.40
3Aディーゼル発電機励磁機盤	175.10	0.10	0.10	0.10
3Aディーゼル発電機制御盤	2.20	2.20	2.20	2.20
試験用	0.00	0.00	0.00	0.00
3A直流き電盤負荷遮断停止回路制御電源	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
共通電源	0.00	0.00	0.00	0.00
合計(A)	542.2	353.2	246.2	216.6

② 負荷パターン

女川原子力発電所２号炉

2.3.1.2 125V 蓄電池 2A の容量

(1) 125V蓄電池2Aの負荷内訳

125V蓄電池2Aは，以下の第2.3.1-1表に示す負荷に電力を供給する。また，125V蓄電池2Aによる負荷給電パターンを第2.3.1-1図に示す。

なお，24時間の値については参考として示す。

第2.3.1－1表　125V 蓄電池 2A 負荷一覧表

負荷名称	1分	1時間	9.5時間*1	24時間
遮断器操作回路*2				
非常用ディーゼル発電機初期励磁*2				
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ				
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ				
その他の負荷*3				
合計(A)	1,984.7	702.7	287.0	216.5

*1：　事象発生後８時間から負荷切り離し作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では9.5時間まで給電を継続するものとしている。

*2：　非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路は非常用ディーゼル発電機初期励磁と重なって操作されることは無く，各動作時間の合計は１分未満である。電流値の大きい非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路に１分間電源供給するものとして保守的に蓄電池容量を計算する。

*3：　その他の負荷の内訳は「別添５ 蓄電池（非常用）の「その他の負荷」容量内訳」に示す。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

泊発電所３号炉

2.4.1.2 A蓄電池の容量

(1) A蓄電池の負荷内訳

A蓄電池は，以下の第2.4.1.2.1表に示す負荷に電力を供給する。また，A蓄電池による負荷給電パターンを第2.4.1.2.1図に示す。

なお，17時間30分の値については参考として示す。

第2.4.1.2.1表　A蓄電池負荷一覧表

負荷名称	1秒	60秒	5分	60分	8時間30分*1	17時間30分*1
直流分電盤*2	25.6	25.6	25.6	25.6	20.4	20.4
遮断器操作回路*3	44.0	42.0	2.0	2.0	2.0	2.0
タービン動補助給水ポンプ起動盤	59.4	167.5	47.5	2.4	2.4	2.4
A計装用インバータ*4	88.0	88.0	88.0	88.0	75.3	62.9
C計装用インバータ*4	75.2	75.2	75.2	75.2	0.0	0.0
ディーゼル発電機制御盤	3.5	143.5	3.5	3.5	3.5	0.0
補助給水ポンプ出口流量調節弁盤	1.9	1.9	6.9	6.9	6.9	6.9
地下水排水設備	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
合計電流（A）	302.1	548.2	253.2	208.1	115.0	99.1

*1：事象発生後８時間から負荷切離し作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では８時間 30 分まで給電を継続するものとしている。

*2：直流分電盤の負荷は以下の設備
取水ピット水位計，循環水ポンプの自動停止インターロック，原子炉トリップ遮断器，共通要因故障対策盤，格納容器水素イグナイタ温度監視装置，原子炉格納容器内水素処理装置温度監視装置，使用済燃料ピット水位（AM用），使用済燃料ピット水位（可搬型），使用済燃料ピット温度（AM用），原子炉容器水位，格納容器圧力（AM用），格納容器水位，原子炉下部キャビティ水位，蒸気タービン保安装置等

*3：遮断器操作回路の負荷は以下の設備
メタルクラッド開閉装置，パワーコントロールセンタ
遮断器操作回路は外部電源喪失時に必要となる投入・開放動作を約１分以内に完了するが，表示灯，警報監視等のため24時間電源供給を行う。

*4：計装用インバータの負荷は以下の設備
津波監視カメラ，水素検知器，格納容器サンプ水位上昇率測定装置，凝縮液量測定装置，
主蒸気逃がし弁，出力領域中性子束，中間領域中性子束，中性子源領域中性子束，加圧器圧力，加圧器水位，１次冷却材圧力（広域），１次冷却材温度（広域－高温側），１次冷却材温度（広域－低温側），１次冷却材流量，主蒸気ライン圧力，蒸気発生器水位（狭域），蒸気発生器水位（広域），格納容器内温度，原子炉格納容器圧力，補助給水流量，補助給水ピット水位，ほう酸タンク水位，格納容器再循環サンプ水位（広域），格納容器再循環サンプ水位（狭域），原子炉補機冷却水サージタンク水位，燃料取替用水ピット水位，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レン

相違理由

【大飯】
項目名称の相違（女川審査実績の反映）

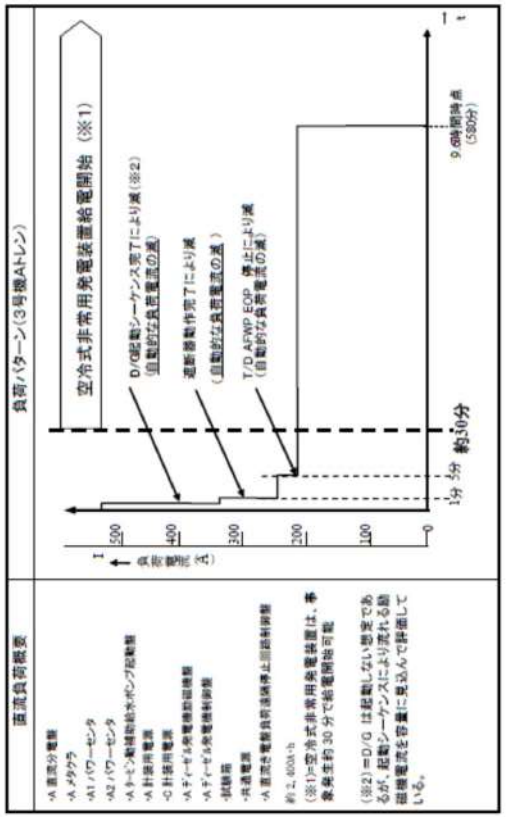
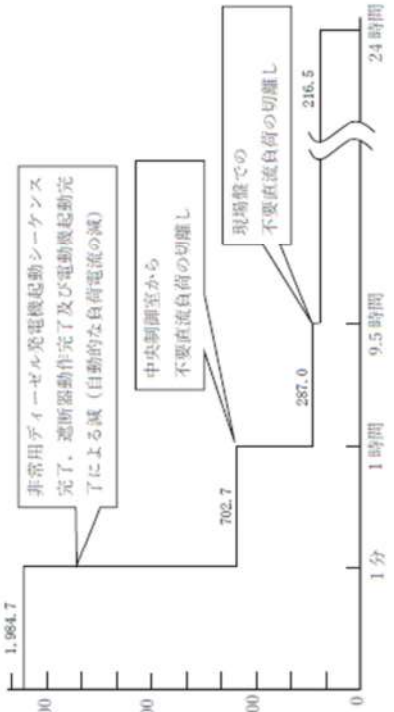
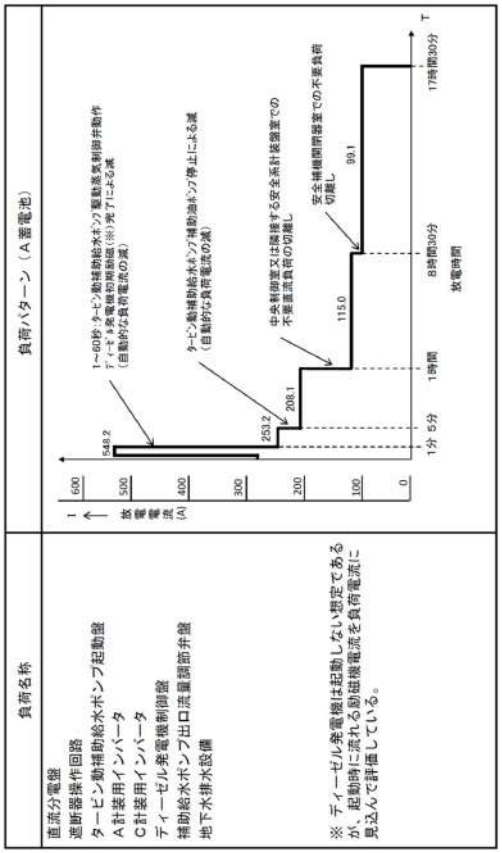
【大飯】
記載内容の相違（女川審査実績の反映）
・蓄電池負荷の内訳，給電パターンの記載について女川実績を反映して記載した
・本項において大飯との比較は省略する

【女川】
設備名称の相違（蓄電池）

【女川】
設備の相違
・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり，A蓄電池は 17 時間 30 分まで給電する。

【女川】
設備の相違
・負荷切離しの作業時間の相違
・給電対象設備の相違

【女川】
記載内容の相違
・泊は遮断器操作回路とディーゼル発電機初期励磁の負荷を一覧表にてそれぞれ計上している。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3.2 蓄電池の給電時間評価（大飯３号炉）（トレンA） 蓄電池の負荷パターンは以下のとおりである。 蓄電池の容量は、空冷式非常用発電装置の給電開始までの時間（約30分）に対し、十分な給電時間を有している。  	 第 2.3.1－1 図　125V 蓄電池 2A 負荷給電パターン	ジ），格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ），原子炉保護設備，使用済燃料ピット監視カメラ，加圧器逃がし弁，主蒸気隔離弁等 *5：事象発生後 17 時間から後備蓄電池接続作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 17 時間 30 分まで給電を継続するものとしている。  第 2.4.1.2.1 図　A蓄電池負荷給電パターン	【女川】 設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり，A蓄電池は 17 時間 30 分まで給電する。 【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・蓄電池負荷の内訳，給電パターンの記載について女川実績を反映して記載した ・本項において大飯との比較は省略する 【大飯，女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(2) 125V蓄電池2Aの容量計算結果 必要容量C_1～C_3は以下のとおり算出される。 なお，C_4は参考として示す。 $C_1 = \frac{1}{0.8}(0.58 \times 1,984.7) = \underline{1,439(Ah)}$ $C_2 = \frac{1}{0.8}[1.85 \times 1,984.7 + 1.83 \times (702.7 - 1,984.7)] = \underline{1,658(Ah)}$ $C_3 = \frac{1}{0.8}[9.55 \times 1,984.7 + 9.54 \times (702.7 - 1,984.7) + 8.81 \times (287.0 - 702.7)] = \underline{3,827(Ah)}$ $C_4 = \frac{1}{0.8}[23.89 \times 1,984.7 + 23.87 \times (702.7 - 1,984.7) + 22.89 \times (287.0 - 702.7) + 14.39 \times (216.5 - 287.0)]$ $= \underline{7,855(Ah)}$ *小数点第一位繰上げ 上記計算より，125V蓄電池2Aの蓄電池容量は8,000Ahで問題ない。	(2) Ａ蓄電池の容量計算結果 必要容量C_1～C_4は以下のとおり算出される。 なお，C_5は参考として示す。 $C_1 = \frac{1}{0.9}(1.62 \times 548.2) = \underline{987\ (Ah)}$ $C_2 = \frac{1}{0.9}[1.77 \times 548.2 + 1.74 \times (253.2 - 548.2)]$ $= \underline{508\ (Ah)}$ $C_3 = \frac{1}{0.9}[2.93 \times 548.2 + 2.90 \times (253.2 - 548.2) + 2.82 \times (208.1 - 253.2)]$ $= \underline{693\ (Ah)}$ $C_4 = \frac{1}{0.9}[10.22 \times 548.2 + 10.20 \times (253.2 - 548.2) + 10.14 \times (208.1 - 253.2) + 9.47 \times (115.0 - 208.1)]$ $= \underline{1,395\ (Ah)}$ $C_5 = \frac{1}{0.9}[19.22 \times 548.2 + 19.20 \times (253.2 - 548.2) + 19.14 \times (208.1 - 253.2) + 18.22 \times (115.0 - 208.1) + 10.72 \times (99.1 - 115.0)]$ $= \underline{2,381\ (Ah)}$ *小数点第一位繰上げ 上記計算より，Ａ蓄電池の蓄電池容量は2,400Ahで問題ない。	【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・負荷パターンの相違（泊は５分での負荷減少あり）のため，必要容量の計算式の数が異なる。 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。

大飯発電所３／４号炉

2.3.3 安全防護系蓄電池（大飯３号炉）（トレンＢ）

安全系防護蓄電池から必要な負荷（タービン動補助給水ポンプの起動回路、D/Gの起動回路、計装パラメータ等）への給電時間は、一定の時間（交流電源喪失から空冷式非常用発電装置による給電開始までの時間（約30分））に対して、十分余裕がある。なお、全交流動力電源喪失時に空調が停止するが、蓄電池室には蓄電池以外に熱源がなく、わずかな温度上昇であることから蓄電池容量に悪影響はない。

$C_{9.6hour}$：9.6時間給電時蓄電池容量
L　：保守率（=0.8）
K_1：容量換算時間（時）580分（=9.66）
K_2：容量換算時間（時）579分（=9.65）
K_3：容量換算時間（時）575分（=9.58）
I_1：各時間軸の負荷電流（A）（10秒）（=542）
I_2：各時間軸の負荷電流（A）（5分）（=246）
I_3：各時間軸の負荷電流（A）（580分）（=216）

$$C_{9.6hour}=\frac{1}{L}\{K_1\times I_1+K_2\times(I_2-I_1)+K_3\times(I_3-I_2)\}$$

$$C_{9.6hour}=\frac{1}{0.8}\{9.66\times542+9.65\times(246-542)+9.58\times(216-246)\}=2,381\text{A}\cdot\text{h}$$

＜ 2,400A･h（蓄電池容量）

① 9.6時間給電時蓄電池容量算出

負荷名称	0～10秒	10～60秒	1～5分	5分～580分
3B直流分電盤	30.70	20.70	20.70	20.70
4-3Bメタクラ	26.43	22.43	2.43	2.43
3-3B1パワーセンタ	13.96	13.96	1.40	1.40
3-3B2パワーセンタ	13.76	13.76	1.26	1.26
3Bタービン動補助給水ポンプ起動盤	92.60	92.60	30.60	1.00
3B計装用電源	93.40	93.40	93.40	93.40
3D計装用電源	93.40	93.40	93.40	93.40
3Bディーゼル発電機励磁機盤	175.10	0.10	0.10	0.10
3Bディーゼル発電機制御盤	2.20	2.20	2.20	2.20
試験用	0.00	0.00	0.00	0.00
3B直流き電盤負荷遠隔停止回路制御電源	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
共通電源	0.00	0.00	0.00	0.00
合計(A)	541.5	352.5	245.5	215.9

② 負荷パターン

女川原子力発電所２号炉

2.3.1.3 125V蓄電池2Bの容量

(1) 125V蓄電池2Bの負荷内訳

125V蓄電池2Bは，以下の第2.3.1-2表に示す負荷に電力を供給する。また，125V蓄電池2Bによる負荷給電パターンを第2.3.1-2図に示す。

なお，24時間の値については参考として示す。

第 2.3.1－2 表　125V 蓄電池 2B 負荷一覧表

負荷名称	1 分	1 時間	9.5 時間*1	24 時間
遮断器操作回路*2				
非常用ディーゼル発電機初期励磁*2				
その他の負荷*3				
合計(A)	1,345.9	631.5	204.5	133.3

*1：　事象発生後８時間から負荷切り離し作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 9.5 時間まで給電を継続するものとしている。

*2：　非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路は非常用ディーゼル発電機初期励磁と重なって操作されることは無く，各動作時間の合計は１分未満である。電流値の大きい非常用高圧母線及び非常用低圧母線の遮断器操作回路に１分間電源供給するものとして保守的に蓄電池容量を計算する。

*3：　その他の負荷の内訳は「別添５ 蓄電池（非常用）の「その他の負荷」容量内訳」に示す。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

泊発電所３号炉

2.4.1.3 Ｂ蓄電池の容量

(1) Ｂ蓄電池の負荷内訳

Ｂ蓄電池は，以下の第2.4.1.3.1表に示す負荷に電力を供給する。また，Ｂ蓄電池による負荷給電パターンを第2.4.1.3.1図に示す。

なお，13時間30分の値については参考として示す。

第 2.4.1.3.1 表　Ｂ蓄電池負荷一覧表

負荷名称	1 秒	60 秒	5 分	60 分	8 時間 30 分*1	13 時間 30 分*1
直流分電盤*2	22.0	22.0	22.0	22.0	17.4	13.2
遮断器操作回路*3	43.9	41.9	1.9	1.9	1.9	1.9
タービン動補助給水ポンプ起動盤	59.4	167.5	47.5	2.4	2.4	2.4
Ｂ計装用インバータ*4	78.9	78.9	78.9	78.9	59.2	46.8
Ｄ計装用インバータ*4	81.4	81.4	81.4	81.4	58.2	51.7
ディーゼル発電機制御盤	3.5	143.5	3.5	3.5	3.5	0.0
補助給水ポンプ出口流量調節弁盤	1.0	1.0	3.5	3.5	3.5	3.5
地下水排水設備	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
合計電流（A）	294.6	540.7	243.2	198.1	150.6	124.0

*1：事象発生後８時間から負荷切離し作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では８時間 30 分まで給電を継続するものとしている。

*2：直流分電盤の負荷は以下の設備
取水ピット水位計，循環水ポンプの自動停止インターロック，原子炉トリップ遮断器，共通要因故障対策盤，格納容器水素イグナイタ温度監視装置，原子炉格納容器内水素処理装置温度監視装置，使用済燃料ピット水位（AM 用），使用済燃料ピット水位（可搬型），使用済燃料ピット温度（AM 用），原子炉容器水位，格納容器圧力（AM 用），格納容器水位，原子炉下部キャビティ水位，蒸気タービン保安装置等

*3：遮断器操作回路の負荷は以下の設備
メタルクラッド開閉装置，パワーコントロールセンタ
遮断器操作回路は外部電源喪失時に必要となる投入・開放動作を約１分以内に完了するが，表示灯，警報監視等のため 24 時間電源供給を行う。

*4：計装用インバータの負荷は以下の設備
津波監視カメラ，水素検知器，主蒸気逃がし弁，出力領域中性子束，中間領域中性子束，中性子源領域中性子束，加圧器圧力，加圧器水位，１次冷却材圧力（広域），１次冷却材温度（広域－高温側），１次冷却材温度（広域－低温側），１次冷却材流量，主蒸気ライン圧力，蒸気発生器水位（狭域），蒸気発生器水位（広域），格納容器内温度，原子炉格納容器圧力，補助給水流量，補助給水ピット水位，ほう酸タンク水位，格納容器再循環サンプ水位（広域），格納容器再循環サンプ水位（狭域），原子炉補機冷却水サージタンク水位，燃料取替用水ピット水位，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ），格納容器内高レンジエ

相違理由

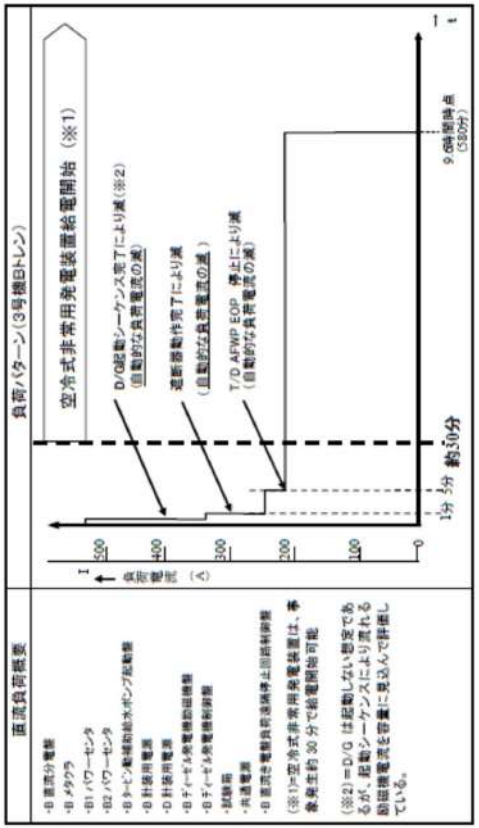
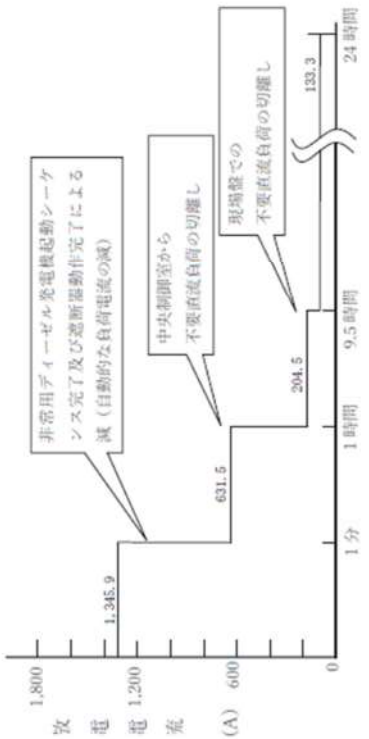
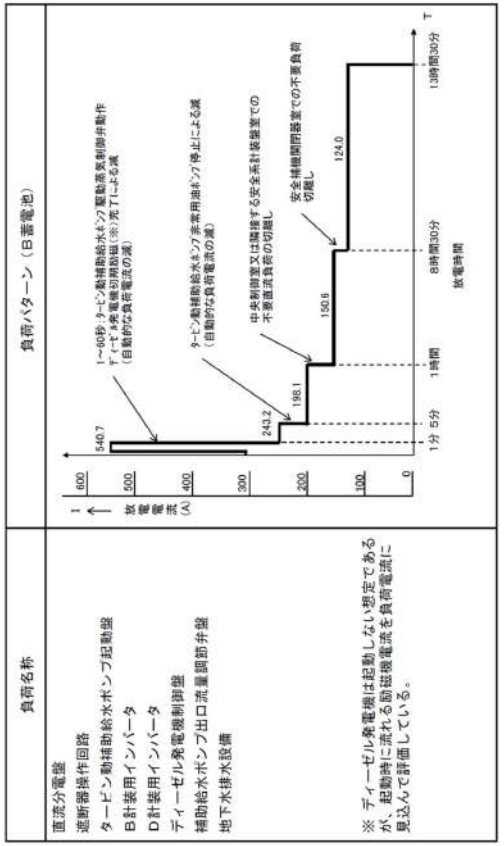
【大飯】
記載内容の相違（女川審査実績の反映）
・蓄電池負荷の内訳，給電パターンの記載について女川実績を反映して記載した
・本項において大飯との比較は省略する

【女川】
設備名称の相違（蓄電池）

【女川】設備の相違
・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり，Ｂ蓄電池は 13 時間 30 分まで給電する。

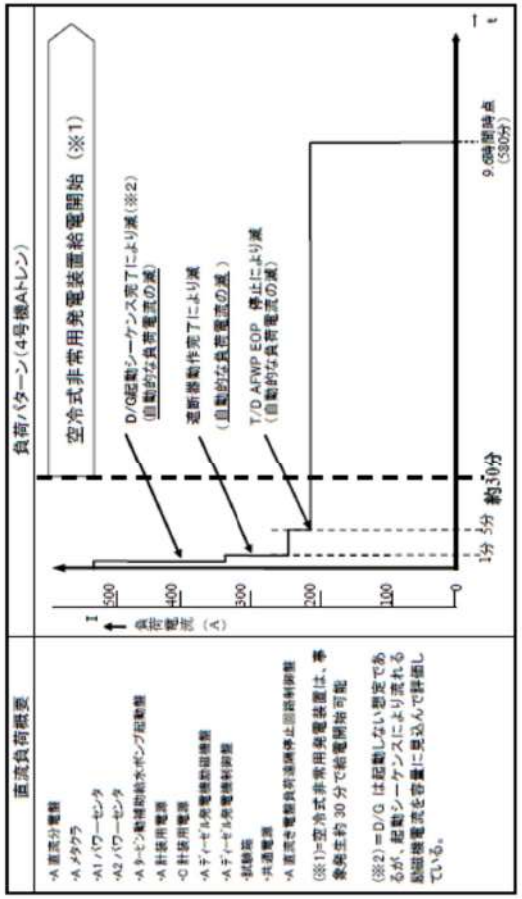
【女川】
設備の相違
・負荷切離しの作業時間の相違
・給電対象設備の相違

【女川】
記載内容の相違
・泊は遮断器操作回路とディーゼル発電機初期励磁の負荷を一覧表にてそれぞれ計上している。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3.4 蓄電池の給電時間評価（大飯３号炉）（トレンＢ） 蓄電池の負荷パターンは以下のとおりである。 蓄電池の容量は、空冷式非常用発電装置の給電開始までの時間（約30分）に対し、十分な給電時間を有している。 	 第 2.3.1－2 図　125V 蓄電池 2B 負荷給電パターン	リアモニタ（低レンジ），原子炉保護設備，使用済燃料ピット監視カメラ，共通要因故障対策盤，加圧器逃がし弁，主蒸気隔離弁等 *5：事象発生後 13 時間から後備蓄電池接続作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 13 時間 30 分まで給電を継続するものとしている。  第 2.4.1.3.1 図　B 蓄電池負荷給電パターン	【女川】 設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり，B 蓄電池は 13 時間 30 分まで給電する。 【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・蓄電池負荷の内訳，給電パターンの記載について女川実績を反映して記載した ・本項において大飯との比較は省略する 【大飯，女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(2) 125V蓄電池2Bの容量計算結果 必要容量C_1～C_3は以下のとおり算出される。 なお，C_4は参考として示す。 $C_1 = \frac{1}{0.8}(0.58 \times 1,345.9) = \underline{976(Ah)}$ $C_2 = \frac{1}{0.8}[1.85 \times 1,345.9 + 1.83 \times (631.5 - 1,345.9)] = \underline{1,479(Ah)}$ $C_3 = \frac{1}{0.8}[9.55 \times 1,345.9 + 9.54 \times (631.5 - 1,345.9) + 8.81 \times (204.5 - 631.5)] = \underline{2,846(Ah)}$ $C_4 = \frac{1}{0.8}[23.89 \times 1,345.9 + 23.87 \times (631.5 - 1,345.9) + 22.89 \times (204.5 - 631.5) + 14.39 \times (133.3 - 204.5)]$ $= \underline{5,378(Ah)}$ *小数点第一位繰上げ 上記計算より，125V蓄電池2Bの蓄電池容量は6,000Ahで問題ない。	(2) Ｂ蓄電池の容量計算結果 必要容量C_1～C_4は以下のとおり算出される。 なお，C_5は参考として示す。 $C_1 = \frac{1}{0.9}(1.62 \times 540.7) = \underline{974\ (Ah)}$ $C_2 = \frac{1}{0.9}[1.77 \times 540.7 + 1.74 \times (243.2 - 540.7)]$ $= \underline{489\ (Ah)}$ $C_3 = \frac{1}{0.9}[2.93 \times 540.7 + 2.90 \times (243.2 - 540.7 + 2.82 \times (198.1 - 243.2)]$ $= \underline{661\ (Ah)}$ $C_4 = \frac{1}{0.9}[10.22 \times 540.7 + 10.20 \times (243.2 - 540.7) + 10.14 \times (198.1 - 243.2) + 9.47 \times (150.6 - 198.1)]$ $= \underline{1,761\ (Ah)}$ $C_5 = \frac{1}{0.9}[15.22 \times 540.7 + 15.20 \times (243.2 - 540.7) + 15.14 \times (198.1 - 243.2) + 14.22 \times (150.6 - 198.1) + 7.32 \times (124.0 - 150.6)]$ $= \underline{2,394\ (Ah)}$ *小数点第一位繰上げ 上記計算より，Ｂ蓄電池の蓄電池容量は2,400Ahで問題ない。	【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 設備の相違 ・負荷パターンの相違（泊は５分での負荷減少あり）のため，必要容量の計算式の数が異なる。 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3.5 安全防護系蓄電池（大飯４号炉）（トレンA） 安全防護系蓄電池から必要な負荷（タービン動補助給水ポンプの起動回路、D/Gの起動回路、計装パラメータ等）への給電時間は、一定の時間（交流電源喪失から空冷式非常用発電装置による給電開始までの時間（約30分））に対して、十分余裕がある。なお、全交流動力電源喪失時に空調が停止するが、蓄電池室には蓄電池以外に熱源がなく、わずかな温度上昇であることから蓄電池容量に悪影響はない。 $C_{9.6hour}$：9.6時間給電時蓄電池容量 L　：保守率（=0.9） K_1：容量換算時間（時）589分（=9.90） K_2：容量換算時間（時）579分（=9.65） K_3：容量換算時間（時）575分（=9.85） I_1：各時間軸の負荷電流（A）（10秒）（=539） I_2：各時間軸の負荷電流（A）（5分）（=243） I_3：各時間軸の負荷電流（A）（580分）（=213） $C_{9.6hour}=\frac{1}{L}\{K_1\times I_1+K_2\times(I_2-I_1)+K_3\times(I_3-I_2)\}$ $C_{9.6hour}=\frac{1}{0.9}\{9.90\times539+9.65\times(243-539)+9.85\times(213-243)\}=2,348A\cdot h$ ＜　2,400A・h（蓄電池容量） ① 9.6時間給電時蓄電池容量算出 負荷名称 / 0～10秒 / 10～60秒 / 1～5分 / 5分～580分 4A直流分電盤 / 27.40 / 17.40 / 17.40 / 17.40 4-4Aメタクラ / 26.43 / 22.43 / 2.43 / 2.43 3-4A1パワーセンタ / 13.90 / 13.90 / 1.40 / 1.40 3-4A2パワーセンタ / 13.76 / 13.76 / 1.26 / 1.26 4Aタービン動補助給水ポンプ起動盤 / 92.60 / 92.60 / 30.60 / 1.00 4A計装用電源 / 93.40 / 93.40 / 93.40 / 93.40 4C計装用電源 / 93.40 / 93.40 / 93.40 / 93.40 4Aディーゼル発電機励磁機盤 / 175.10 / 0.10 / 0.10 / 0.10 4Aディーゼル発電機制御盤 / 2.20 / 2.20 / 2.20 / 2.20 試験用 / 0.00 / 0.00 / 0.00 / 0.00 4A直流き電盤負荷遠隔停止回路制御電源 / 0.00 / 0.00 / 0.00 / 0.00 予備 / 0.00 / 0.00 / 0.00 / 0.00 予備 / 0.00 / 0.00 / 0.00 / 0.00 予備 / 0.00 / 0.00 / 0.00 / 0.00 共通電源 / 0.00 / 0.00 / 0.00 / 0.00 合計(A) / 538.2 / 349.2 / 242.2 / 212.6 ② 負荷パターン			【大飯】 記載内容の相違 ・大飯３／４号炉はツインプラント、泊３号炉はシングルプラントである。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3.6 蓄電池の給電時間評価（大飯４号炉）（トレンA） 蓄電池の負荷パターンは以下のとおりである。 蓄電池の容量は、空冷式非常用発電装置の給電開始までの時間（約 30 分）に対し、十分な給電時間を有している。  			【大飯】 記載内容の相違 ・大飯３／４号炉はツインプラント、泊３号炉はシングルプラントである。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3.7 安全防護系蓄電池（大飯４号炉）（トレンＢ） 安全防護系蓄電池から必要な負荷（タービン動補助給水ポンプの起動回路、D/Gの起動回路、計装パラメータ等）への給電時間は、一定の時間（交流電源喪失から空冷式非常用発電装置による給電開始までの時間（約30分））に対して、十分余裕がある。なお、全交流動力電源喪失時に空調が停止するが、蓄電池室には蓄電池以外に熱源がなく、わずかな温度上昇であることから蓄電池容量に悪影響はない。			【大飯】 記載内容の相違 ・大飯３／４号炉はツインプラント、泊３号炉はシングルプラントである。

$C_{9.6hour}$：9.6時間給電時蓄電池容量
L：：保守率（=0.9）
K_1：容量換算時間（時）580分（=9.96）
K_2：容量換算時間（時）579分（=9.89）
K_3：容量換算時間（時）575分（=9.85）
I_1：各時間軸の負荷電流（A）（19秒）（=542）
I_2：各時間軸の負荷電流（A）（5分）（=246）
I_3：各時間軸の負荷電流（A）（580分）（=216）

$$C_{9.6hour}=\frac{1}{L}\{K_1\times I_1+K_2\times(I_2-I_1)+K_3\times(I_3-I_2)\}$$

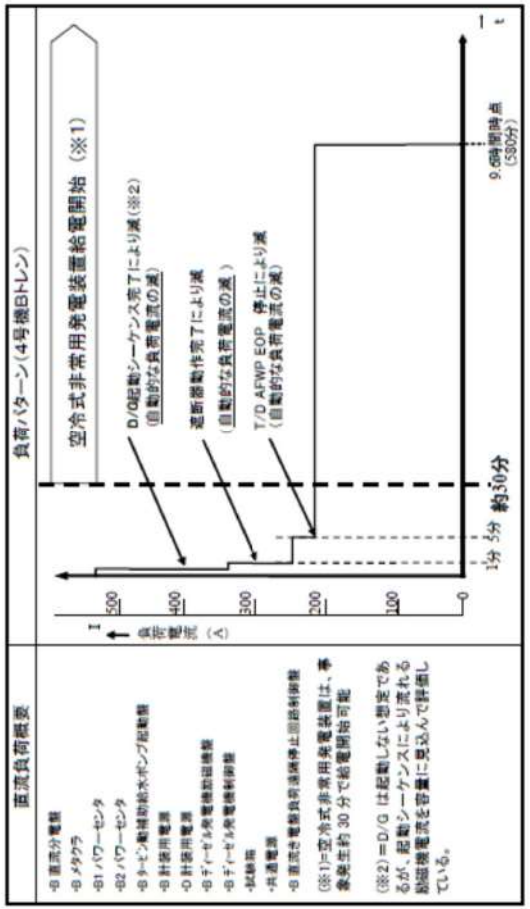
$$C_{9.6hour}=\frac{1}{0.9}\left\{\begin{array}{l}9.96\times542+9.89\times(246-542)\\+9.85\times(216-246)\end{array}\right\}=2,381\text{A}\cdot\text{h}$$

$<$ 2,400A・h（蓄電池容量）

① 9.6時間給電時蓄電池容量算出

負荷名称	0～10秒	10～60秒	1～5分	5分～580分
4B直流分電盤	30.70	20.70	20.70	20.70
4-4Bメタクラ	26.43	22.43	2.43	2.43
3-4B1パワーセンタ	13.90	13.90	1.40	1.40
3-4B2パワーセンタ	13.76	13.76	1.26	1.26
4Bタービン動補助給水ポンプ起動盤	92.60	92.60	30.60	1.00
4B計装用電源	93.40	93.40	93.40	93.40
4D計装用電源	93.40	93.40	93.40	93.40
4Bディーゼル発電機励磁増盤	175.10	0.10	0.10	0.10
4Bディーゼル発電機制御盤	2.20	2.20	2.20	2.20
試験箱	0.00	0.00	0.00	0.00
4B直流き電盤負荷遠隔停止回路制御電源	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00
共通電源	0.00	0.00	0.00	0.00
合計（A）	541.5	352.5	245.5	215.9

② 負荷パターン

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
2.3.8 蓄電池の給電時間評価（大飯４号炉）（トレンＢ） 蓄電池の負荷パターンは以下のとおりである。 蓄電池の容量は、空冷式非常用発電装置の給電開始までの時間（約 30 分）に対し、十分な給電時間を有している。 			【大飯】 記載内容の相違 ・大飯３／４号炉はツインプラント、泊３号炉はシングルプラントである。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	2.3.1.4　125V蓄電池2Hの容量 (1) 125V蓄電池2Hの負荷内訳 125V蓄電池2Hは，以下の第2.3.1-3表に示す負荷に電力を供給する。また，125V蓄電池2Hによる負荷給電パターンを第2.3.1-3図に示す。		【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違

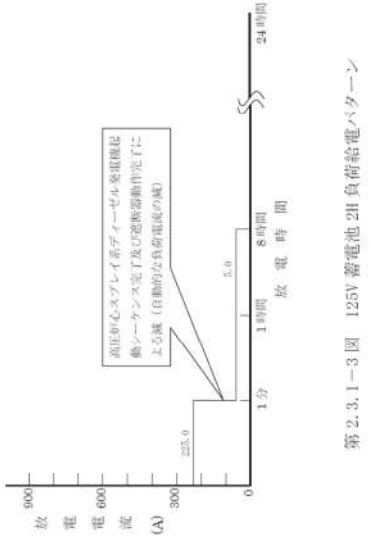
第2.3.1－3表　125V蓄電池2H負荷一覧表

負荷名称	1分	1時間	8時間
遮断器操作回路*1			
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機初期励磁*1			
その他の負荷*2			
合計(A)	225.0	5.0	5.0

*1：　高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機初期励磁は非常用高圧母線の遮断器操作回路と重なって操作されることは無く，各動作時間の合計は１分未満である。電流値の大きい高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機初期励磁に１分間電源供給するものとして保守的に蓄電池容量を計算する。

*2：　計測制御設備等の小容量負荷を集約。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



第2.3.1－3図　125V蓄電池2H負荷給電パターン

(2) 125V 蓄電池2H の容量計算結果

$$C_1 = \frac{1}{0.8}(1.13 \times 225) = \underline{318(\mathrm{Ah})}$$

$$C_2 = \frac{1}{0.8}[9.5 \times 225 + 9.5 \times (5 - 225)] = \underline{60(\mathrm{Ah})}$$

*小数点第一位繰上げ

上記計算より，125V 蓄電池 2H の蓄電池容量は 400Ah で問題ない。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	2.3.1.5 まとめ 蓄電池（非常用）の定格容量及び保守率を考慮した必要容量の算出結果を第2.3.1－4表に示す。 本結果より，全交流動力電源喪失に備えて，蓄電池（非常用）が，発電用原子炉の安全停止，停止後の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保のために必要とする電気容量を一定時間（８時間）以上確保でき，設置許可基準規則第14条の要求事項を満足する。	2.4.1.4 まとめ 蓄電池（非常用）の定格容量及び保守率を考慮した必要容量の算出結果を第2.4.1.4.1表に示す。 本結果より，全交流動力電源喪失に備えて，蓄電池（非常用）が，発電用原子炉の安全停止，停止後の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保のために必要とする電気容量を一定時間（８時間）以上確保でき，設置許可基準規則第14条の要求事項を満足する。	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備の相違 ・炉型による非常用電源設備構成の相違 ・蓄電池容量の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり給電時間が異なる

第 2.3.1－4 表　蓄電池（非常用）の容量判定

	定格容量	各時間までの保守率を考慮した必要容量	保守率を考慮した必要容量	判定（保守率を考慮した必要容量＜定格容量）
125V 蓄電池 2A	8,000Ah	1 分間→1,439Ah 1 時間→1,658Ah 9.5 時間→3,827Ah （24 時間→7,855Ah）	3,827Ah （7,855Ah）	○
125V 蓄電池 2B	6,000Ah	1 分間→　976Ah 1 時間→1,479Ah 9.5 時間→2,846Ah （24 時間→5,378Ah）	2,846Ah （5,378Ah）	○
125V 蓄電池 2H	400Ah	1 分間→　318Ah 8 時間→　 60Ah	318Ah	○

第 2.4.1.4.1 表　蓄電池（非常用）の容量判定

	定格容量	各時間までの保守率を考慮した必要容量	保守率を考慮した必要容量	判定（保守率を考慮した必要容量＜定格容量）
A 蓄電池	2,400Ah	1 分間→987Ah 5 分間→508Ah 1 時間→693Ah 8 時間 30 分→1,395Ah （17 時間 30 分→2,381Ah）	1,395Ah （2,381Ah）	○
B 蓄電池	2,400Ah	1 分間→974Ah 5 分間→489Ah 1 時間→661Ah 8 時間 30 分→1,761Ah （13 時間 30 分→2,394Ah）	1,761Ah （2,394Ah）	○

大飯発電所３／４号炉

2.6 蓄電池の保守について

蓄電池は、以下の点検を実施し、健全性を確認している。また、社内ルールにて蓄電池の取替周期を定めており、充電電流の増加等劣化状態を把握したうえで蓄電池容量が必要容量を下回る前に更新することとしている。

日常点検　（１回／１日）
・外観目視、沈殿物の状態、異音、異臭、過熱、変色、防爆栓等確認
・電圧計指示値確認

定期点検　（１回／６ヶ月）
① 目視点検：容器、電極、電解液等の変形、亀裂、液漏れ、変色の確認
② 蓄電池測定・補水：液位、液温、比重測定、電圧測定、液位調整
③ 均等充電

定期事業者検査　（１回／１定検）
液位、液温、比重測定、電圧測定

定期取替　（１回／１５年目途）
使用１０年経過を目途に充電電流測定を実施し、充電電流が0.02CA※を超える恐れがある場合又は越えた場合に取替える。
※ＣＡ：測定した充電電流（Ａ）／１０時間率容量（Ａ・ｈ）

点検に当たっては、ベント形据置鉛蓄電池―保守・取扱いの技術指針(SBA G 0303)を参考に劣化兆候の確認を行っている。

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

2.5 蓄電池（非常用）の保守について

蓄電池（非常用）は，以下の点検を実施し，健全性を確認している。また，社内規程類に基づき蓄電池の取替周期を定めており，容量試験等劣化状態を把握した上で蓄電池容量が必要容量を下回る前に更新することとしている。

第2.5.1表　蓄電池（非常用）の点検内容

■巡視点検
○蓄電池点検
期間：１回／日
内容：外観の異常有無，異音，異臭，液位，液漏れ有無等の確認
蓄電池電圧指示値確認

■ 日常点検
○ 蓄電池点検
期間：１回／月
内容：外観点検（液位，液漏れ，損傷有無等確認）
電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）
○ 均等充電
期間：１回／運転サイクル（プラント運転時に実施）
内容：均等充電（均等充電を実施する）
電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）

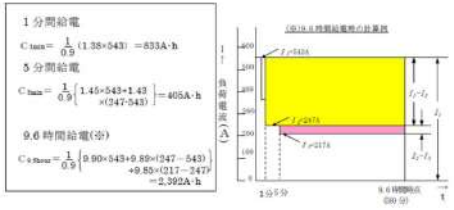
■ 定期点検
○ 蓄電池点検
期間：１回／定検
内容：外観点検（液位，液漏れ，損傷有無等確認）
電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）
○ 均等充電
期間：１回／定検（プラント停止時に実施）
内容：均等充電（均等充電を実施する）
電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）
○ 容量試験
期間：１回／定検
内容：容量試験（電圧及び比重測定結果から判定基準に対して裕度の少ない数セルを選定し，規定容量があることを確認）

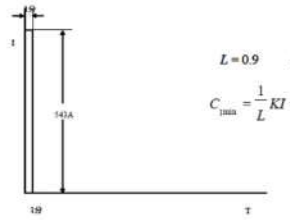
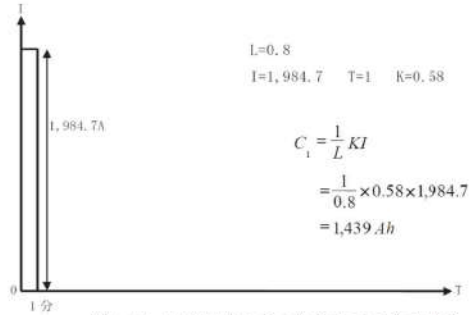
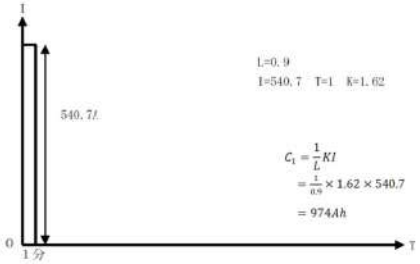
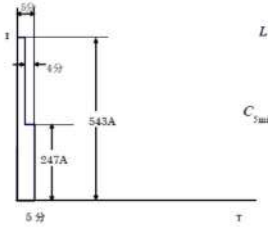
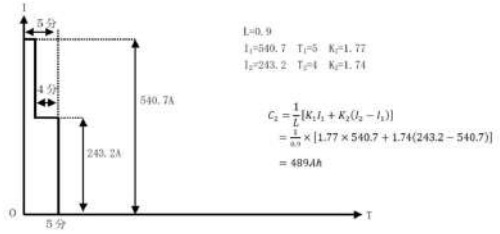
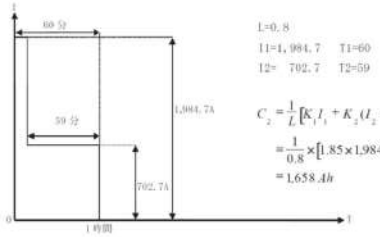
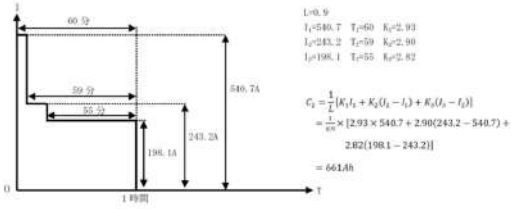
■定期事業者検査
○機能・性能検査
期間：１回／定検
項目：電圧，比重，温度，液位

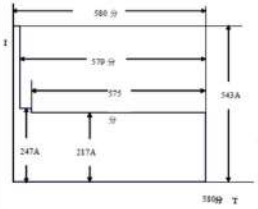
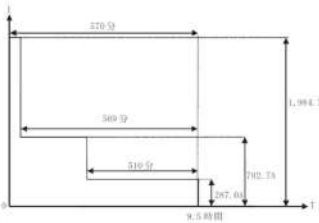
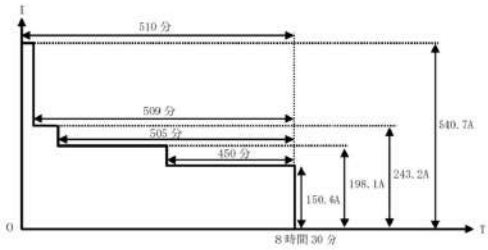
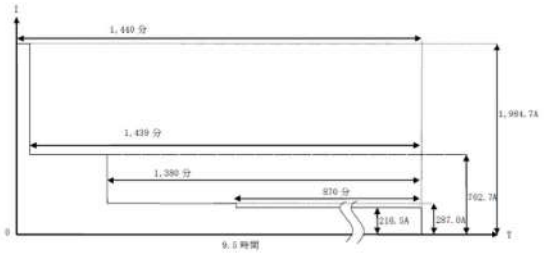
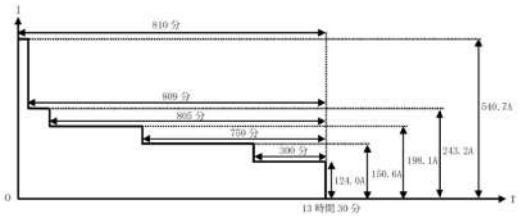
■ 蓄電池交換
○ 蓄電池交換
期間：１回／17年
内容：交換を行う

相違理由

【女川】
記載の充実（大飯審査実績を参照）
【大飯】
記載表現の相違
・蓄電池⇔蓄電池（非常用）
・社内ルール⇔社内規程類
【大飯】
運用の相違
・劣化兆候の確認を目的として，大飯は充電電流測定を、泊は容量試験を行っている。いずれの試験も蓄電池容量の低下を把握するものであり、同等である。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
参考１　蓄電池の容量計算例（大飯３号炉Ａ蓄電池） 蓄電池容量の算出にあたっては、「据置蓄電池の容量算出法」（SBA S0601-2001）に基づく。	3. 別添 別添１　蓄電池の容量算出方法 1. 計算条件 (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。 電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」（SBA S 0601-2014） (2) 蓄電池温度は＋10℃とする。 (3) 放電終止電圧は下記のとおりとする。（別添３） 125V 蓄電池 2A，2B，2H：1.75V/セル (4) 保守率は 0.8 とする。 (5) 容量算出の一般式 $C_n=\frac{1}{L}\{K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)+\cdots\cdots+K_n(I_n-I_{n-1})\}$ ここで， C_i：＋10℃における定格放電率換算容量（Ah） L：保守率 K_i：容量換算時間　放電時間，放電終止電圧，蓄電池温度により定まる容量に換算するための係数 I_i：放電電流（A） サフィックス i=1，2，3・・・・，n：放電電流の変化順に付番 C_i（i=1，2，3・・・・，n）で最大となる値が保守率を考慮した必要容量である。	別紙１　蓄電池の容量算出方法 １．計算条件 (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。 電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」（SBA S 0601-2001） (2) 蓄電池温度は＋10℃とする。 (3) 放電終止電圧は下記のとおりとする。（別紙３） Ａ蓄電池，Ｂ蓄電池：1.80V/セル (4) 保守率は 0.9 とする。 (5) 容量算出の一般式 $C_n=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)+\cdots\cdots+K_n(I_n-I_{n-1})]$ ここで， C_i：＋10℃における定格放電率換算容量（Ah） L：保守率 K_i：容量換算時間　放電時間，放電終止電圧，蓄電池温度により定まる容量に換算するための係数 I_i：放電電流（A） サフィックス１，２，３…，ｎ：放電電流の変化順に付番 C_i（ｉ＝１，２，３…，ｎ）で最大となる値が保守率を考慮した必要容量である	【女川】 資料名称の相違 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 規格年版の相違 ・泊はプラント建設時点での規格年版を記載している。2001 年版と 2014 年版において容量算出方法に変更なし 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 設備の相違 ・放電終止電圧の相違 （詳細な相違理由は参考資料３参照） ・保守率の相違 （詳細な相違理由は参考資料４参照）
大飯３号炉Ａ蓄電池の場合、１分間、５分間、9.6 時間給電での必要容量の内、最大となる $C_{9.6hour}$＝2,392A･h が必要容量となる。  	2. 計算例（直流 125V 蓄電池 2A） 125V 蓄電池 2A の場合，１分間（第１図参照），１時間（第２図参照），9.5 時間（第３図参照）及び 24 時間（第４図参照）給電での蓄電池容量のうち，最大となる C_4=7,855Ah が保守率を考慮した必要容量となる。 1 分間給電 $C_1=\frac{1}{0.8}(0.58\times1,984.7)=\underline{1,439\,(Ah)}$ 1 時間給電 $C_2=\frac{1}{0.8}\{1.85\times1,984.7+1.83\times(702.7-1,984.7)\}=\underline{1,658\,(Ah)}$ 9.5 時間給電 $C_3=\frac{1}{0.8}\{9.55\times1,984.7+9.54\times(702.7-1,984.7)+8.81\times(287.0-702.7)\}=\underline{3,827\,(Ah)}$ 24 時間給電 $C_4=\frac{1}{0.8}\{23.89\times1,984.7+23.87\times(702.7-1,984.7)+22.89\times(287.0-702.7)\times14.39\times(216.5-287.0)\}=\underline{7,855\,(Ah)}$	2．計算例（Ｂ蓄電池） Ｂ蓄電池の場合，１分間（第１図参照），５分間（第２図参照），１時間（第３図参照），８時間 30 分（第４図参照）及び 13 時間 30 分（第５図参照）給電での蓄電池容量のうち，最大となる C_5＝2,394Ah が保守率を考慮した必要容量となる。 1 分間給電 $C_1=\frac{1}{0.9}(1.62\times540.7)=\underline{974\,(Ah)}$ 5 分間給電 $C_2=\frac{1}{0.9}\{1.77\times540.7+1.74\times(243.2-540.7)\}=\underline{489\,(Ah)}$ 1 時間給電 $C_3=\frac{1}{0.9}\{2.93\times540.7+2.90\times(243.2-540.7)+2.82\times(198.1-243.2)\}=\underline{661\,(Ah)}$ 8 時間 30 分給電 $C_4=\frac{1}{0.9}\{10.22\times540.7+10.20\times(243.2-540.7)+10.14\times(198.1-245.2)+9.47\times(150.6-198.1)\}=\underline{1,761\,(Ah)}$ 13 時間 30 分 $C_5=\frac{1}{0.9}\{15.22\times540.7+15.20\times(243.2-540.7)+15.14\times(198.1-245.2)+14.22\times(150.6-198.1)+7.32\times(124.0-150.6)\}=\underline{2,394\,(Ah)}$	【大飯，女川】 記載内容の相違 ・本記載は計算例であり，泊はＢ蓄電池を例に記載する。 【大飯】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【女川】 設備の相違 ・負荷パターンの相違（泊は５分での負荷減少あり）のため，必要容量の計算式の数が異なる。 ・負荷切離しの作業時間の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり給電時間が異なる 【大飯，女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。

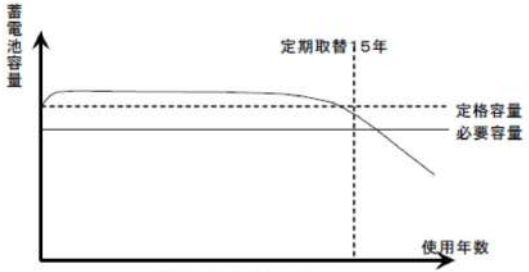
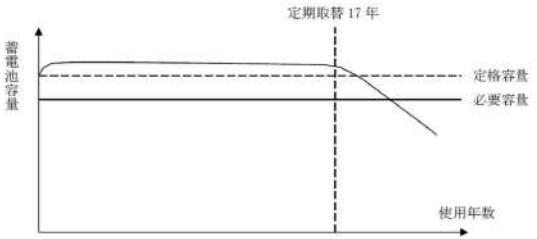
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
給電開始から1分後までの蓄電池必要容量C_{1min} =833A・h である。  $L=0.9 \quad I=543 \quad T=1 \quad K=1.38$ $C_{1min}=\frac{1}{L}KI=\frac{1}{0.9}\times1.38\times543=833A\cdot h/10HR$	給電開始から１分後までの蓄電池容量 C_1＝1，439Ah である。  L=0．8 I=1，984．7　T=1　K=0．58 $C_1=\frac{1}{L}KI$ $=\frac{1}{0.8}\times0.58\times1,984.7$ $=1,439\,Ah$ 第１図　給電開始から１分後までの負荷曲線	給電開始から１分後までの蓄電池容量 C_1 = 974Ah である。  L=0．9 I=540．7　T=1　K=1．62 $C_1=\frac{1}{L}KI$ $=\frac{1}{0.9}\times1.62\times540.7$ $=974Ah$ 第１図　給電開始から１分後までの負荷曲線	【大飯，女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。
給電開始から5分後までの蓄電池必要容量C_{5min}=405A・h である。  $L=0.9 \quad I_1=543 \quad I_2=247$ $T_1=5 \quad T_2=4$ $K_1=1.45 \quad K_2=1.43$ $C_{5min}=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)]$ $=\frac{1}{0.9}[1.45\times543+1.43\times(247-543)]$ $=405A\cdot h/10HR$		給電開始から５分後までの蓄電池容量 C_2 = 489Ah である。  L=0．9 I_1=540．7　T_1=5　K_1=1．77 I_2=243．2　T_2=4　K_2=1．74 $C_2=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)]$ $=\frac{1}{0.9}\times[1.77\times540.7+1.74(243.2-540.7)]$ $=489Ah$ 第２図　給電開始から５分後までの負荷曲線	【女川】 設備の相違 ・負荷パターンの相違（泊は５分での負荷減少あり）のため，必要容量の計算式の数が異なる。 【大飯】 設備の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。
	給電開始から１時間後までの蓄電池容量 C_2＝1，658Ah である。  L=0．8 I1=1，984．7　T1=60　K1=1．85 I2=　702．7　T2=59　K2=1，83 $C_2=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)]$ $=\frac{1}{0.8}\times[1.85\times1,984.7+1.83\times(702.7-1,984.7)]$ $=1,658\,Ah$ 第２図　給電開始から１時間後までの負荷曲線	給電開始から１時間後までの蓄電池容量 C_3 = 661Ah である。  L=0．9 I_1=540．7　T_1=60　K_1=2．93 I_2=243．2　T_2=59　K_2=2．90 I_3=198．1　T_3=55　K_3=2．82 $C_3=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)]$ $=\frac{1}{0.9}\times[2.93\times540.7+2.90(243.2-540.7)+2.82(198.1-243.2)]$ $=661Ah$ 第３図　給電開始から１時間後までの負荷曲線	【大飯】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
給電開始から9.6時間(580 分)後までの蓄電池必要容量 $C_{9.6hour}$= 2,392A・h である。  L=0.9　I_1=543　I_2=247　I_3=217 T_1=580　T_2=579　T_3=575 K_1=9.90　K_2=9.89　K_3=9.85 $C_{9.6hour}=\frac{1}{0.9}\{9.90\times543+9.89\times(247-543)+9.85\times(217-247)\}$ =2,392A・h	給電開始から 9.5 時間後までの蓄電池容量 C_1=3,827Ah である。  L=0.8 I1=1,984.7　T1=570　K1=9.55 I2= 702.7　T2=569　K2=9.54 I3= 287.0　T3=510　K3=8.81 $C_1=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)]$ $=\frac{1}{0.8}\times[9.55\times1,984.7+9.54\times(702.7-1,984.7)+8.81\times(287.0-702.7)]$ =3,827Ah 第 3 図　給電開始から 9.5 時間後までの負荷曲線	給電開始から８時間 30 分後までの蓄電池容量 C_4 = 1,761Ah である。  L=0.9 I_1=540.7　T_1=510　K_1=10.22 I_2=243.2　T_2=509　K_2=10.20 I_3=198.1　T_3=505　K_3=10.14 I_4=150.6　T_4=450　K_4=9.47 $C_2=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)+K_4(I_4-I_3)]$ $=\frac{1}{0.9}\times[10.22\times540.7+10.20(243.2-540.7)+10.14(198.1-243.2)+9.47(150.6-198.1)]$ =1,761Ah 第 4 図　給電開始から８時間 30 分後までの負荷曲線	【大飯】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯，女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。 【女川】 設備の相違 ・負荷切離しの作業時間の相違
	給電開始から 24 時間後までの蓄電池容量 C_4=7,855Ah である。  L=0.8 I1=1,984.7　T1=1,440　K1=23.89 I2= 702.7　T2=1,439　K2=23.87 I3= 287.0　T3=1,380　K3=22.89 I4= 216.5　T4= 870　K4=14.39 $C_4=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)+K_4(I_4-I_3)]$ $=\frac{1}{0.8}\times[23.89\times1,984.7+23.87\times(702.7-1,984.7)+22.89\times(287.0-702.7)+14.39\times(216.5-287.0)]$ =7,855Ah 第 4 図　給電開始から 24 時間後までの負荷曲線	給電開始から 13 時間 30 分後までの蓄電池容量 C_5 = 2,394Ah である。  L=0.9 I_1=540.7　T_1=810　K_1=15.22 I_2=243.2　T_2=809　K_2=15.20 I_3=198.1　T_3=805　K_3=15.14 I_4=150.6　T_4=750　K_4=14.22 I_5=124.0　T_5=300　K_5=7.32 $C_5=\frac{1}{L}[K_1I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)+K_4(I_4-I_3)+K_5(I_5-I_4)]$ $=\frac{1}{0.9}\times[15.22\times540.7+15.20(243.2-540.7)+15.14(198.1-243.2)+14.22(150.6-198.1)+7.32(124.0-150.6)]$ =2,394Ah 第 5 図　給電開始から 13 時間 30 分後までの負荷曲線	【大飯】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【女川】 設備の相違 ・負荷電流の相違により，蓄電池の必要容量が相違する。 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池を接続する運用であり給電時間が異なる

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	別添２　蓄電池の容量換算時間Ｋ値一覧 蓄電池（非常用）の容量換算時間を第１～２表に示す。 第１表　125V 蓄電池 2A 及び 2B（制御弁式） 放電時間Ｔ（分）／容量換算時間Ｋ（時） 1／0.58 59／1.83 60／1.85 510／8.81 569／9.54 570／9.55 870／14.39 1,380／22.89 1,439／23.87 1,440／23.89 第２表　125V 蓄電池 2H（密閉形クラッド式） 放電時間Ｔ（分）／容量換算時間Ｋ（時） 1／1.13 479／9.50 480／9.50 別添３　蓄電池の放電終止電圧 蓄電池の容量換算時間Ｋ値は，蓄電池の放電終止電圧に依存する。蓄電池の放電終止電圧は，蓄電池から電源供給を行う負荷の最低動作電圧に，蓄電池から負荷までの電路での電圧降下を加味して決定される。 女川原子力発電所２号炉では，放電終止電圧を次のとおりとする。 ○125V 蓄電池 2A，2B，2H：1.75V/セル	別紙２　蓄電池の容量換算時間Ｋ値一覧 蓄電池（非常用）の容量換算時間を第１表に示す。 第１表　Ａ蓄電池及びＢ蓄電池（ベント式） 放電時間Ｔ（分）／容量換算時間Ｋ（時） 1／1.62 4／1.74 5／1.77 55／2.82 59／2.90 60／2.93 300／7.32 450／9.47 505／10.14 509／10.20 510／10.22 540／10.72 750／14.22 805／15.14 809／15.20 810／15.22 990／18.22 1045／19.14 1049／19.20 1050／19.22 別紙３　蓄電池の放電終止電圧 蓄電池の容量換算時間Ｋ値は，蓄電池の放電終止電圧に依存する。蓄電池の放電終止電圧は，蓄電池から電源供給を行う負荷の最低動作電圧に，蓄電池から負荷までの電路での電圧降下を加味して決定される。 泊発電所３号炉では，放電終止電圧を次のとおりとする。 ○Ａ蓄電池，Ｂ蓄電池：1.80V/セル	【大飯】 資料構成の相違（女川実績の反映） 【女川】 資料名称の相違 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 【女川】 設備の相違 ・女川と泊で使用する蓄電池の型式等の違いにより蓄電池容量計算に用いるＫ値の値が異なる。 【女川】 資料名称の相違 【女川】 申請プラント名称の相違 【女川】 設備名称の相違（蓄電池） 【女川】 炉型による非常用電源設備構成の相違 設備の相違 ・放電終止電圧の相違 値は異なるが，負荷の最低動作電圧，電路の電圧降下を加味して定めているという点で同等

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
参考４　保守率選定の考え方	別添４　蓄電池容量の保守性の考え方	別紙４　蓄電池容量の保守性の考え方	【大飯】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【女川】 資料名称の相違
蓄電池の容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量低下する。蓄電池容量設計に際し、予め使用条件に応じた保守率を設定し容量に余裕を持った設計とする。	蓄電池の容量は，使用開始から寿命までの間変化し，使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量は次の理由から必要容量に対し，容量に余裕を持った設計とする。	蓄電池の容量は，使用開始から寿命までの間変化し，使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量は次の理由から必要容量に対し，容量に余裕を持った設計とする。	
当社原子力発電所では以下の理由で保守率を0.9に設定している。	(1) 当社原子力発電所では電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」（SBA S0601－2014）による保守率0.8を採用しており，必要容量に対して余裕を持った定格容量を設定している。（定格容量＞必要容量/保守率 0.8） 保守率0.8は，使用年数の経過や使用条件の変化を補償する補正値として一般に用いられる値である。	(1) 当社原子力発電所では以下の理由で保守率0.9を採用しており，必要容量に対して余裕を持った定格容量を設定している。（定格容量＞必要容量/保守率 0.9）	【女川】 設備の相違 ・保守率の相違 女川はSBA規格の推奨値である0.8を採用。泊は点検や定期的な容量確認を行うこと及び他号炉での測定実績から0.9を採用している。 保守率を考慮し必要容量に対して余裕を持った定格容量を設定するという点で同等
① 日常点検及び定期点検を適切に実施しており、劣化の兆候を確認している。		①日常点検及び定期点検を適切に実施しており，劣化の兆候を確認している。 ②定期点検により，蓄電池の定格容量の90%（保守率0.9相当）以上を確保していることを確認している。	
② 長期使用したCS型蓄電池について残容量をサンプリング調査にて測定を実施しており、定格容量の90%以上を確保していることを確認している。（※ 定格容量＝必要容量／保守率） 蓄電池取替周期である15年では90%容量低下（保守率0.9に相当）に達しないことを確認している。	（参考）伊方３号炉の記載（2.5項より抜粋） また、経年使用している蓄電池については、設計想定寿命を考慮し容量試験を行っており、これまでの測定実績（伊方1，2号炉の同型式蓄電池）では100%以上の容量があることから、蓄電池からの電力供給可能時間評価に保守率0.9を用いることは保守的である。	③経年使用している蓄電池については，設計想定寿命を考慮し容量試験を行っており，これまでの測定実績（泊発電所１号及び２号炉で使用している泊発電所３号炉と同型式の蓄電池）では100%以上の容量があることを確認している。	【大飯】 記載内容の相違 ・大飯は取替周期と容量低下の関係性について記載しているが，泊３号炉ではまだ取替周期に達していないことから，伊方３号炉と同様に他号炉である泊１号及び２号炉の実績を記載している。
	なお，次の理由からも蓄電池容量が必要容量を満足している。	なお，次の理由からも蓄電池容量が必要容量を満足している。	
	(2) 各負荷の電流値，運転時間は実負荷ではなく設計値を用いている。	(2) 各負荷の電流値，運転時間は実負荷ではなく設計値を用いている。	
 蓄電池容量の変化		 第1図　蓄電池容量の変化（イメージ）	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	別添５　蓄電池（非常用）の「その他の負荷」容量内訳 125V蓄電池2A，125V蓄電池2Bの「その他の負荷」内訳は以下の第1表～第2表のとおりである。		【女川】 記載内容の相違 ・泊は蓄電池の負荷内訳を2.4.1項に全て記載したため，「その他の負荷」として記載するものはない。

第１表　125V 蓄電池 2A「その他の負荷」の内訳

負荷名称	1分	1時間	9.5時間	24時間
ＲＣＩＣタービン止め弁				
ＲＣＩＣ注入弁				
その他 直流電動弁				
無停電電源装置*1				
125V 直流分電盤*2				
直流照明				
ＤＣ制御他*3				
負荷余裕*4				
合計(A)				

*1：　無停電電源装置の負荷は以下の設備
・燃料交換フロア放射線モニタ，燃料取替エリア放射線モニタ，原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ，起動領域モニタ，平均出力領域モニタ，制御棒位置，サプレッションプール水温度，原子炉保護系等

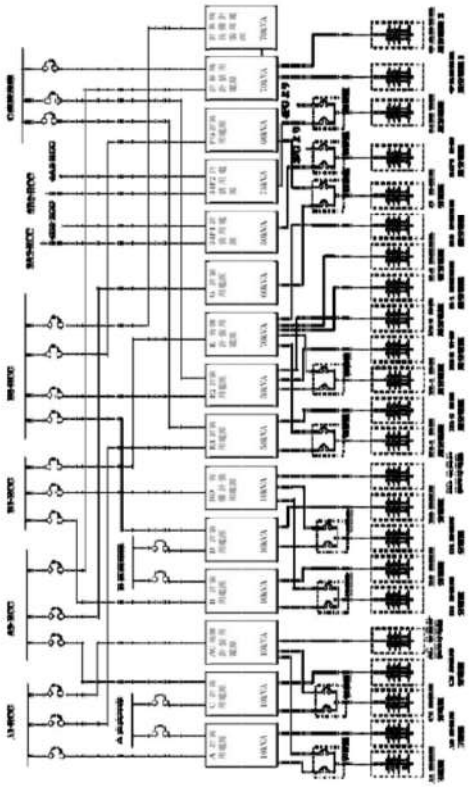
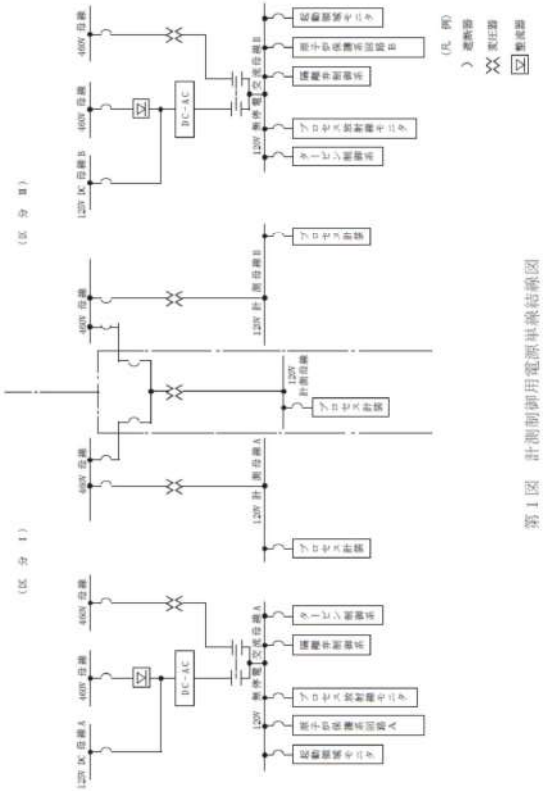
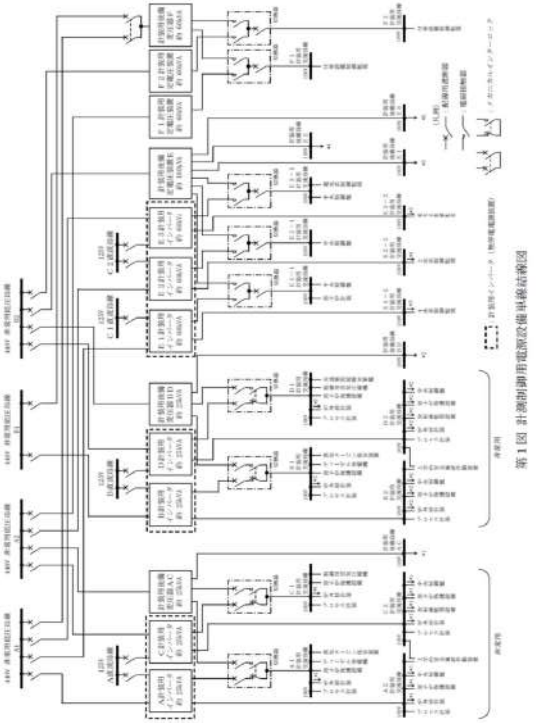
*2：　125V 直流分電盤の負荷は以下の設備
・主蒸気逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，原子炉水位（広帯域）（燃料域），原子炉圧力，原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力，原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力，格納容器内雰囲気放射線モニタ（Ｄ/Ｗ），格納容器内雰囲気放射線モニタ（Ｓ/Ｃ），原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等

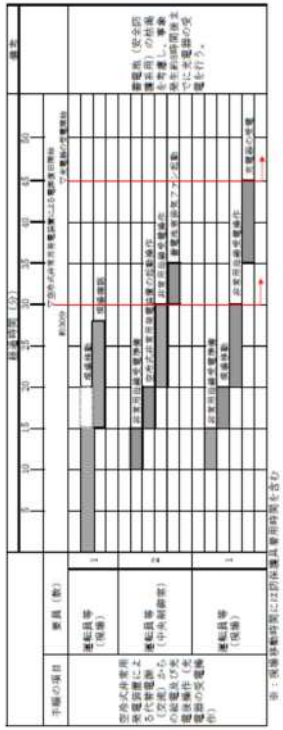
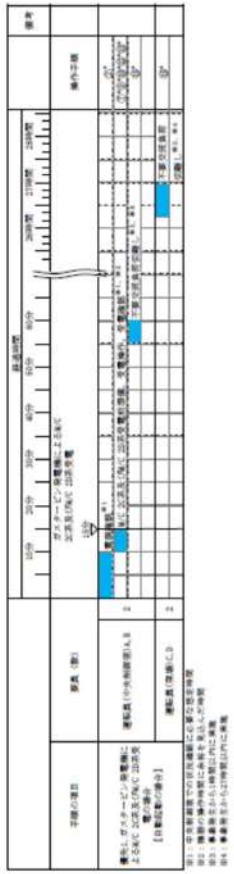
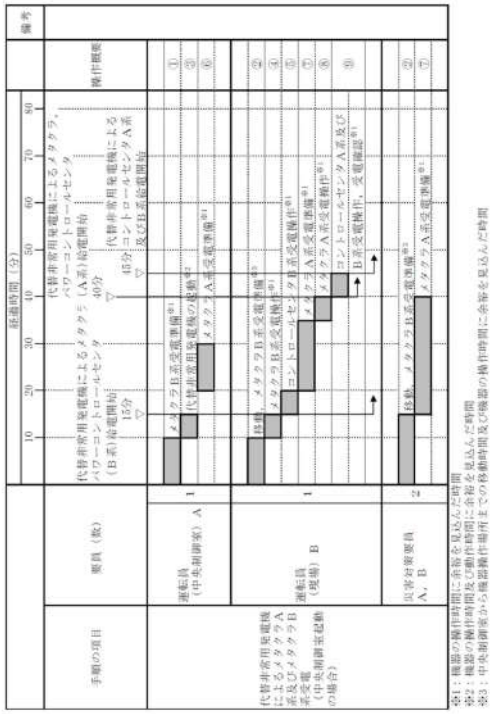
*3：　ＤＣ制御他の負荷は以下の設備
・取水ピット水位計，無線連絡設備（固定）/（携帯），衛星電話設備（固定）/（携帯），安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ），代替制御棒挿入機能，低圧代替注水系（直流駆動低圧注水系ポンプ），耐圧強化ベント系，原子炉格納容器フィルタベント系，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置，使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量），原子炉圧力容器温度，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉水位（ＳＡ広帯域）（ＳＡ燃料域），残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量），原子炉格納容器下部注水流量，原子炉格納容器代替スプレイ流量，ドライウェル温度，ドライウェル圧力，圧力抑制室圧力，圧力抑制室水位，原子炉格納容器下部水位，ドライウェル水位，格納容器内水素濃度（Ｄ/Ｗ），格納容器内水素濃度（Ｓ/Ｃ），フィルタ装置出口放射線モニタ，復水貯蔵タンク水位，直流駆動低圧注水系ポンプ出口流量，直流駆動低圧注水ポンプ出口圧力，原子炉格納容器下部温度，耐圧強化ベント系放射線モニタ，残留熱除去系熱交換器入口温度，残留熱除去系熱交換器出口温度，計測制御設備等の小容量設備を集約

*4：　将来の負荷増加を考慮し，評価上，0-24 時間に負荷余裕を見込んでいる。

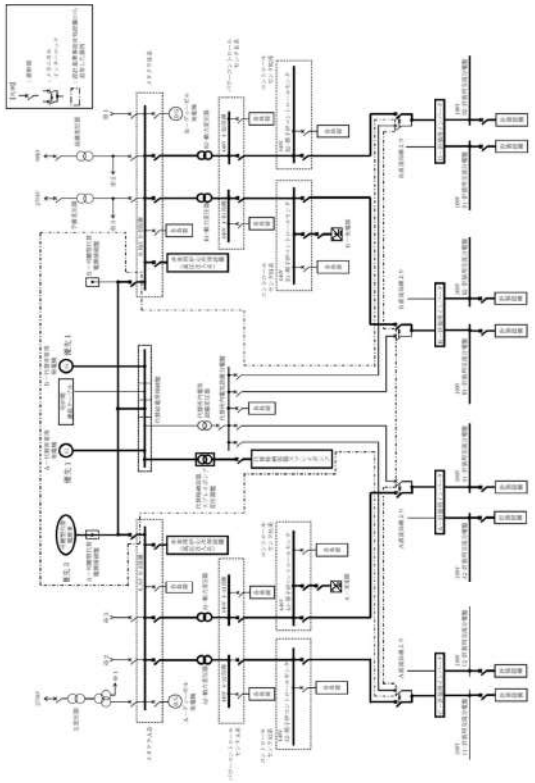
枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第２表　125V 蓄電池 2B「その他の負荷」の内訳 負荷名称 / 1分 / 1時間 / 9.5時間 / 24時間 ＨＰＡＣタービン止め弁 ＨＰＡＣ注入弁 その他 直流電動弁 無停電電源装置*1 125V 直流分電盤*2 直流兼非常用照明 ＤＣ制御他*3 負荷余裕*4 合計(A) *1：　無停電電源装置の負荷は以下の設備 ・燃料取替エリア放射線モニタ，原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ，起動領域モニタ，平均出力領域モニタ，制御棒位置，ドライウェル圧力，サプレッションプール水温度，圧力抑制室水位，原子炉保護系等 *2：　125V 直流分電盤の負荷は以下の設備 ・主蒸気逃がし安全弁，原子炉水位（広帯域）（燃料域），原子炉圧力，格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W），格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C）等 *3：　ＤＣ制御他の負荷は以下の設備 ・取水ピット水位計，無線連絡設備（固定）/（携帯），衛星電話設備（固定）/（携帯），安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ），代替制御棒挿入機能，高圧代替注水系，原子炉建屋内水素濃度，静的触媒式水素再結合装置動作監視装置，使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式），原子炉圧力（ＳＡ），原子炉水位（ＳＡ広帯域）（ＳＡ燃料域），高圧代替注水系ポンプ出口流量，残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系Ｂ系格納容器冷却ライン洗浄流量），原子炉格納容器代替スプレイ流量，圧力抑制室内空気温度，サプレッションプール水温度，圧力抑制室水位，原子炉格納容器下部水位，ドライウェル水位，格納容器内水素濃度（D/W），格納容器内水素濃度（S/C），フィルタ装置出口放射線モニタ，高圧代替注水系ポンプ出口圧力，原子炉格納容器下部温度，耐圧強化ベント系放射線モニタ，残留熱除去系熱交換器入口温度，残留熱除去系熱交換器出口温度，計測制御設備等の小容量設備を集約 *4：　将来の負荷増加を考慮し，評価上，0-24時間に負荷余裕を見込んでいる。 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

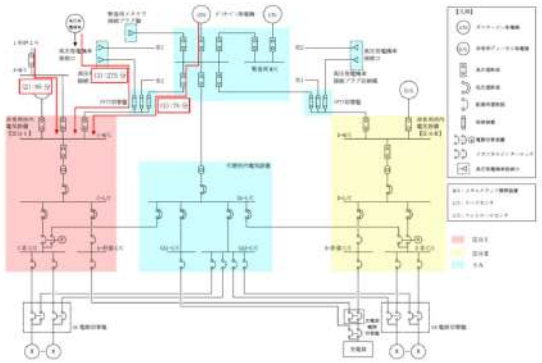
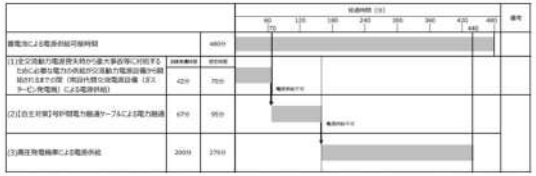
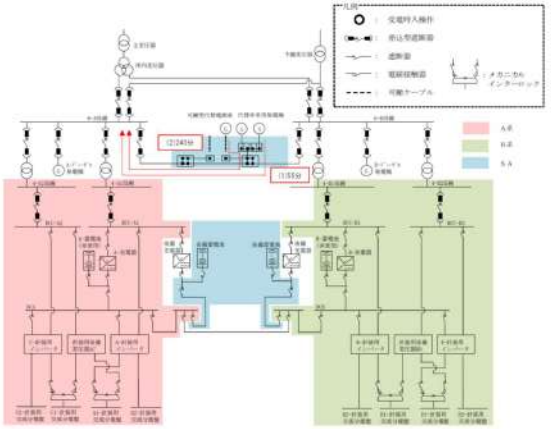
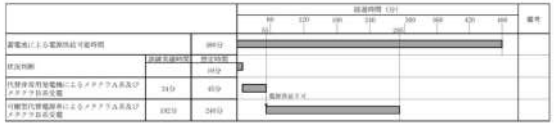
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため、記載順序入替 2.5 計測制御用電源設備の構成 計測制御用電源設備は、非常用として計装用母線8母線、また、常用として計装用母線10母線（内2母線は、3号炉及び4号炉共用）及び計装用後備母線5母線で構成し、母線電圧は115V及び100Vである。 非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する計装用電源（無停電電源装置）で構成する。 原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は、非常用の計装用母線に接続する。多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は、チャンネル毎に分離し、独立性を持たせる。 なお、非常用の計装用母線4母線は、後備計装用電源（変圧器）からも受電できる。 	別添６　計測制御用電源  第１図　計測制御用電源単線結線図	別紙５　計測制御用電源 計測制御用電源設備は，第１図に示すように非常用として計装用交流母線８母線，また，常用として計装用交流母線８母線及び計装用後備母線５母線で構成し，母線電圧は100Vである。 非常用の計測制御用電源設備は，非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する計装用インバータ（無停電電源装置）で構成する。 原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は，非常用の計装用交流母線に接続する。多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は，チャンネルごとに分離し，独立性を持たせる。 なお，非常用の計装用交流母線のうち４母線は，計装用後備変圧器からも受電できる。  第１図 計測制御用電源設備単線結線図	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 資料名の相違 【女川】 記載の充実（大飯審査実績を参照） 【大飯】 設備名称の相違 ・計装用母線⇔計装用交流母線 ・計装用電源（無停電電源装置）⇔計装用インバータ（無停電電源装置） ・後備軽装用電源（変圧器）⇔計装用後備変圧器 【大飯，女川】 設備の相違 ・電源設備の構成に相違はあるが，既許可・既工認の内容を踏まえた記載としているという点において同等である。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較のため、記載順序入替 参考２　空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの時間については、空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電操作に要する時間約20分に、状況判断に要する時間10分を加え約30分を見込んでいる。 また、「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する事故」においては、原子炉格納容器からの退避指示等の作業時間5分を考慮し、約35分後に空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電となる。なお、蓄電池は、「参考３　所内常設蓄電式直流電源設備」のとおり約1時間以上電力供給が可能な容量としている。 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電 	別添７　常設代替交流電源設備から電源供給を開始する時間 常設代替交流電源設備からの電源供給開始に要する時間は，「女川原子力発電所２号炉「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について」において，詳細を提示する。常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）から非常用高圧母線2C系及び2D系を受電するまでのタイムチャートを第1図に示す。 ガスタービン発電機から非常用高圧母線2C系及び2D系を受電するまでは約15分で可能である。  第１図　常設代替交流電源設備による 非常用高圧母線 2C 系及び 2D 系受電のタイムチャート	別紙６　常設代替交流電源設備から電源供給を開始する時間 常設代替交流電源設備からの電源供給開始に要する時間は，「泊発電所３号炉「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について」において，詳細を提示する。常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から非常用高圧母線（メタクラＡ系及びメタクラＢ系）を経由して非常用低圧母線のコントロールセンタＡ系及びＢ系を受電するまでのタイムチャートを第１図に示す。 代替非常用発電機から非常用高圧母線を経由して非常用低圧母線のコントロールセンタＡ系及びＢ系を受電するまでは，給電操作に要する時間約45分に，状況判断に要する時間10分を加え約55分で可能である。 第１図　常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）による非常用高圧母線（メタクラＡ系及びメタクラＢ系）受電タイムチャート 	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 資料名の相違 【女川】 申請プラント名称の相違 【大飯】 供給開始時間の相違 【大飯，女川】 設備名称の相違 ・大飯：空冷式非常用発電装置⇔女川：ガスタービン発電機⇔泊：代替非常用発電機 【女川】 記載表現の相違 ・泊は技術的能力 1.14 の手順名称との紐づけのため，非常用高圧母線（メタクラＡ系及びメタクラＢ系）と記載 【女川】 設備名称の相違 ・2C 系，2D 系⇔Ａ系，Ｂ系 【女川】運用の相違 ・女川は非常用高圧母線の受電と同時に非常用低圧母線まで受電するのに対して，泊は非常用高圧母線（メタクラ）及び非常用低圧母線（パワーコントロールセンタ）の受電確認後に非常用低圧母線のコントロールセンタを受電するため，コントロールセンタ受電までの時間を記載している。 ・泊は供給開始時間として状況判断に要する時間を加えている。 【大飯】 記載内容の相違 ・大飯は通常運転時と停止時で供給開始時間が異なるため、本記載を行っていると思われる。泊では停止時の全交流動力電源喪失でも CV 退避指示及び電源確保作業を合わせて 55 分で完了するため、通常運転中の同様の供給開始時間である。

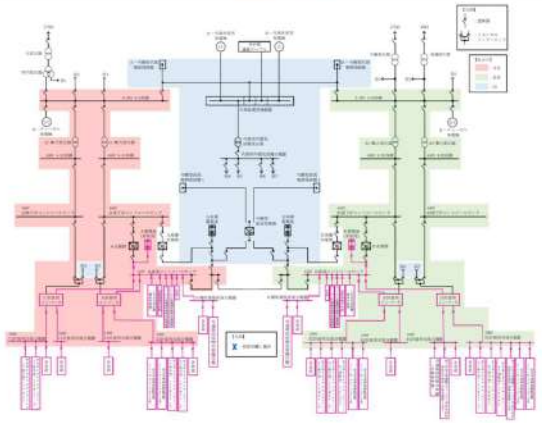
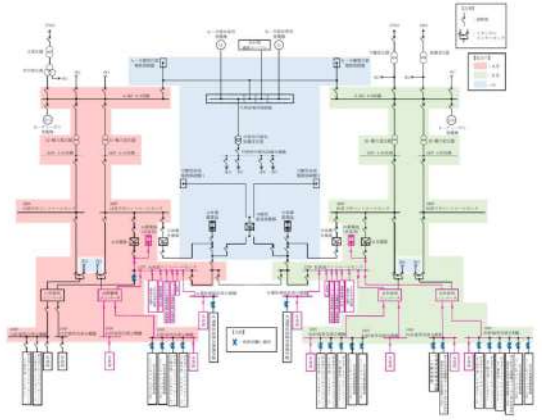
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	なお，必要な操作は以下のとおり操作時間，想定時間を設定している。	なお，必要な操作は以下のとおり操作時間，想定時間を設定している。	
	○操作概要 ・電源確認 ①中央制御室にて，ガスタービン自動起動を確認 ②中央制御室にて，緊急用高圧母線の受電状態を確認 ・6.9kV メタクラ 6-2C,6-2D（M/C 6-2C,6-2D）受電前準備，受電操作，受電確認 ③中央制御室にて，操作スイッチによる非常用母線受電後の補機自動起動防止操作 ④中央制御室にて，操作スイッチによる 6.9kV メタクラ 6-2D（M/C 6-2D）受電操作，受電確認 ⑤中央制御室にて，操作スイッチによる 6.9kV メタクラ 6-2C（M/C 6-2C）受電操作，受電確認	○操作概要 ①メタクラＢ系の動的負荷の自動起動防止のため，中央制御室にて操作器を「切」又は「切ロック」とする。 ②現場の安全補機開閉器室において不要なパワーコントロールセンタＢ系及びコントロールセンタ B2 系負荷の切離しを行う。 ③中央制御室にて代替非常用発電機を起動し，代替非常用発電機の起動状態を確認する。 ④現場の安全補機開閉器室にてＳＡ用代替電源受電遮断器Ｂ系を投入し，メタクラＢ系及びパワーコントロールセンタＢ系受電を確認する。 ⑤現場の安全補機開閉器室にてパワーコントロールセンタ遮断器を投入し，コントロールセンタ B2 系の受電を確認する。 ⑥メタクラＡ系の動的負荷の自動起動防止のため，中央制御室にて操作器を「切」又は「切ロック」とする。 ⑦現場の安全補機開閉器室において不要なパワーコントロールセンタＡ系，コントロールセンタＡ系及びコントロールセンタ B1 系負荷の切離しを行う。 ⑧現場の安全補機開閉器室にてＳＡ用代替電源受電遮断器Ａ系を投入し，メタクラＡ系及びパワーコントロールセンタＡ系の受電を確認する。 ⑨現場の安全補機開閉器室にてパワーコントロールセンタ遮断器を投入し，コントロールセンタ A1 系，コントロールセンタ A2 系及びコントロールセンタ B1 系の受電を確認する。	【女川】 運用の相違 ・常設代替交流電源設備から電源供給を行うための手順及び操作時間が異なる。
	○操作時間及び想定時間 ・電源確認 ：想定時間 10 分 ① 操作時間 30 秒 ② 操作時間 30 秒 ・6.9kV メタクラ 6-2C,6-2D（M/C 6-2C,6-2D）受電前準備，受電操作，受電確認 ：想定時間 5 分 ③ 操作時間 2 分 30 秒 ④ 操作時間 1 分 ⑤ 操作時間 1 分	○操作時間及び想定時間 操作時間（想定）：45 分 操作時間（訓練実績等）：34 分	【女川】 設備名称の相違 ・ガスタービン発電機⇔代替非常用発電機
	よって常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）から電源供給が開始される時間を15分としていることは妥当である。	よって常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から電源供給が開始される時間を55分としていることは妥当である。	【女川】 供給開始時間の相違

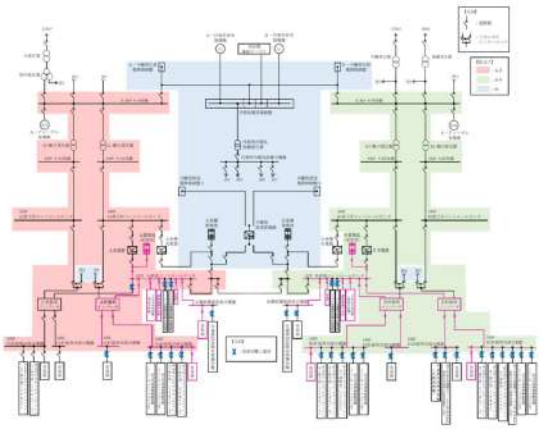
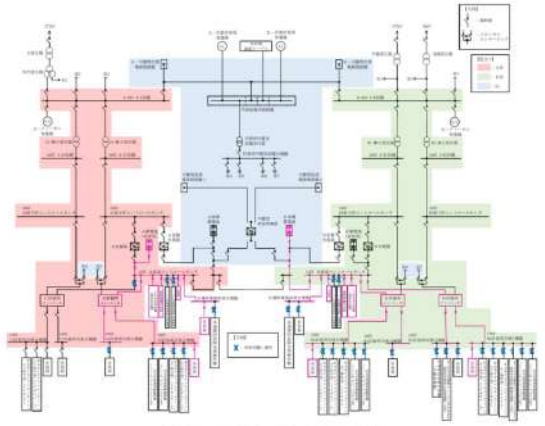
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			【大飯，女川】 記載内容の相違 ・泊はタイムチャート及び操作概要と整合の取れる図面を追加した。

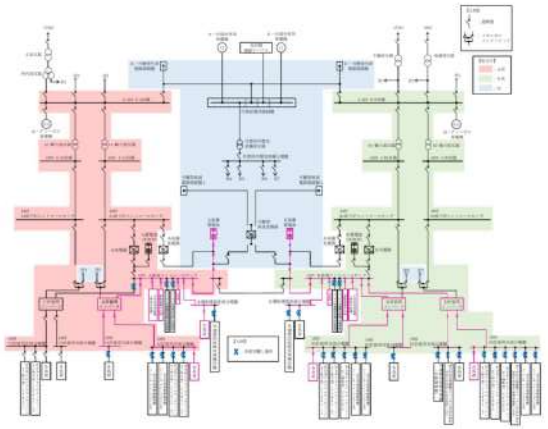
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（参考）島根２号炉の記載 別添８　可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車）から電源供給を開始する時間 蓄電池による給電に期待する時間は「全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間」であり，島根２号炉では，常設代替交流電源設備から電源供給が開始されるまでの約 70 分を満足する，８時間分の容量をもつ蓄電池を設置している。 一方で，常設代替交流電源設備からの給電が失敗した場合には可搬設備による給電を，「島根原子力発電所２号炉「実用発電用原子炉にかかる発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止について必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について」で整理しており，ガスタービン発電機起動失敗から，高圧発電機車の電源供給成功まで，訓練実績時間（５時間９分）に余裕を見込み，最長約７時間 20 分かかると想定している。（第１図及び第２図参照） 蓄電池（非常用）の容量８時間については，この約７時間 20 分を考慮しても必要な負荷に電源供給可能であることを確認している。		別紙７　可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）から電源供給を開始する時間 蓄電池による給電に期待する時間は「全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間」であり，泊発電所３号炉では，常設代替交流電源設備から電源供給が開始されるまでの約 55 分を満足する，８時間分の容量をもつ蓄電池を設置している。 一方で，常設代替交流電源設備からの給電が失敗した場合には可搬型代替交流電源設備による給電を，「泊発電所３号炉「実用発電用原子炉にかかる発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止について必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について」で整理しており，常設代替交流電源設備である代替非常用発電機の起動失敗から，可搬型代替交流電源設備である可搬型代替電源車の電源供給成功まで，訓練実績時間（３時間 56 分）に余裕を見込み，最長約４時間 55 分かかると想定している。（第１図及び第２図参照） 蓄電池（非常用）の容量８時間については，この約４時間 55 分を考慮しても必要な負荷に電源供給可能であることを確認している。	【大飯，女川】 記載内容の相違 ・島根２号炉審査実績の反映 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）から電源供給を開始する時間について島根２号炉審査実績を反映して記載した

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（参考）島根２号炉の記載  第１図　可搬型代替交流電源設備による給電開始までの電源供給系統図  第２図　可搬型交流電源設備（高圧発電機車）電源供給開始までのタイムチャート		 第１図　可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）による給電開始までの電源供給系統図  第２図　可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）による非常用高圧母線（メタクラＡ系及びメタクラＢ系受電タイムチャート	【大飯，女川】 記載内容の相違 ・島根２号炉審査実績の反映 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）から電源供給を開始する時間について島根２号炉審査実績を反映して記載した

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
参考３　所内常設蓄電式直流電源設備	（参考）島根２号炉の記載 別添５　所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備	別紙８　所内常設蓄電式直流電源設備	【女川】 記載内容の相違 ・島根２号炉審査実績の反映
蓄電池は、重大事故対処等設備として要求される所内常設蓄電式直流電源設備と兼用しており、設置許可基準規則 57 条電源設備 解釈 1b)において以下の規定がある。	Ｂ－115V 系蓄電池及びＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）は重大事故等対処設備として要求される所内常設蓄電式直流電源設備と兼用しており，設置許可基準規則第 57 条電源設備 解釈１ｂ）にて以下の規定がある。	蓄電池（非常用）は重大事故等対処設備として要求される所内常設蓄電式直流電源設備と兼用しており，設置許可基準規則第 57 条電源設備 解釈１ｂ）にて以下の規定がある。	【大飯】 記載表現の相違
所内常設蓄電式直流電源設備は、負荷切り離しを行わずに８時間、電気の供給が可能であること。ただし、「負荷の切り離しを行わずに」には、原子炉制御室又は隣接する電気室等において簡易な操作で負荷切り離しを行う場合を含まない。その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計としている。	所内常設蓄電式直流電源設備は、負荷切り離しを行わずに８時間、電気の供給が可能であること。ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、原子炉制御室又は隣接する電気室等において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、電気の供給を行うことが可能であること。	所内常設蓄電式直流電源設備は、負荷切り離しを行わずに８時間、電気の供給が可能であること。ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、原子炉制御室又は隣接する電気室等において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、電気の供給を行うことが可能であること。	
上記の要求事項を満足するために、代替電源設備を含む交流電源の復旧見込みがない場合は、全交流動力電源喪失発生後１時間までに中央制御室にて不要直流負荷を切り離し、８時間後以降に中央制御室下階の計装用インバータ室の計装用分電盤で更に不要負荷の切り離す手順（「1.14 電源の確保に関する手順等 1.14.2.2(1)蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）」からの給電による。）を整備している。 従って、蓄電池（安全防護系用）は、「全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間に対し、１時間以上電力供給が可能な容量」としている。	上記の要求事項を満足するために，代替電源設備を含む交流電源の復旧に時間を要する場合は，全交流動力電源喪失発生後８時間以降に，廃棄物処理建物地下１階中階のＢ-計装用電気室で，Ｂ－115V 系蓄電池の不要負荷の切離し及び，必要負荷の電源供給元を重大事故等対処設備であるＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）に切り替える手順としている。	上記の要求事項を満足するために，代替電源設備を含む交流電源の復旧に時間を要する場合は，全交流動力電源喪失発生後１時間までに中央制御室及び隣接する安全系計装盤室にて不要負荷を切り離し，８時間以降に原子炉補助建屋 T.P. 10.3m の安全補機開閉器室で更に不要負荷を切り離し，Ｂ系は 13 時間後，Ａ系は 17 時間後に必要負荷の電源供給元を重大事故等対処設備である後備蓄電池に切り替える手順としている。	【大飯】 設備の相違 ・泊は 24 時間給電のため後備蓄電池に切り替える運用である，
	なお，上記蓄電池とは別に常設代替直流電源設備としてＳＡ用 115V 系蓄電池を設置しており，重大事故等対処に必要となる負荷に対して負荷切離しなしで 24 時間の電源供給を可能としている。 （単線結線図は第１図及び第２図参照。負荷曲線は第３図参照）	（単線結線図は第１図～第５図参照。負荷曲線は第６図参照）	
	また，所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備の定格容量及び保守率を考慮した必要容量の算出結果を第１表に示す。	また，所内常設蓄電式直流電源設備の定格容量及び保守率を考慮した必要容量の算出結果を第１表に示す。	

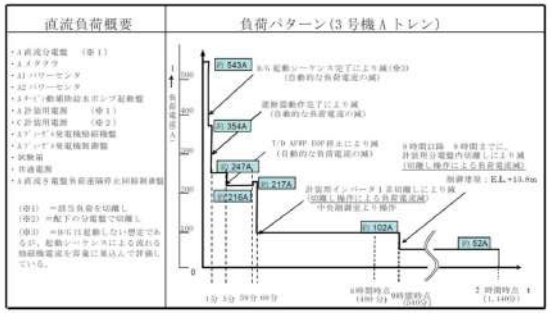
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	（参考）島根２号炉の記載 第１図　所内常設蓄電式直流電源設備 及び常設代替直流電源設備系統図 （全交流動力電源喪失直後～８時間）	 第１図　所内常設蓄電式直流電源設備系統図 （A蓄電池～A直流母線及びB蓄電池～B直流母線） （全交流動力電源喪失直後～１時間以内）  第２図　所内常設蓄電式直流電源設備系統図 （A蓄電池～A直流母線及びB蓄電池～B直流母線） （全交流動力電源喪失１時間後～８時間後）	【大飯，女川】 記載内容の相違 ・島根２号炉審査実績の反映

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 第３図　所内常設蓄電式直流電源設備系統図 （Ａ蓄電池～Ａ直流母線及びＢ蓄電池～Ｂ直流母線） （全交流動力電源喪失８時間後～13時間後）  第４図　所内常設蓄電式直流電源設備系統図 （Ａ蓄電池～Ａ直流母線及びＢ後備蓄電池～Ｂ直流母線） （全交流動力電源喪失13時間後～17時間後）	【大飯，女川】 記載内容の相違 ・島根２号炉審査実績の反映

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	（参考）島根２号炉の記載 第２図　所内常設蓄電式直流電源設備 及び常設代替直流電源設備系統図 （全交流動力電源喪失８時間後～２４時間）	 第５図　所内常設蓄電式直流電源設備系統図 （A後備蓄電池～A直流母線及びB後備蓄電池～B直流母線） （全交流動力電源喪失17時間後～24時間後）	【大飯，女川】 記載内容の相違 ・島根２号炉審査実績の反映

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

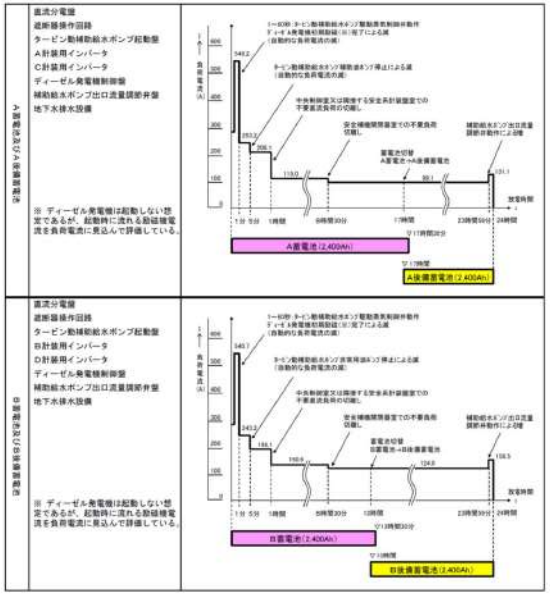


（参考）島根２号炉の記載

※1 B-115V 系蓄電池，B1-115V 系蓄電池(SA)，SA 用 115V 系蓄電池の制御電源（自動減圧系）は同じ負荷を示す。
必要時に給電元を切替えて使用し，各蓄電池の必要容量には制御電源（自動減圧系）を含んでいる。

※2 B-115V 系蓄電池の計装用無停電交流電源装置には，重大事故等時にも継続して機能を期待する計装設備を含んでいる。
8 時間以降は SA 用 115V 系蓄電池に給電元を切替えて SA 対策設備用分電盤(2)から給電し，各蓄電池の必要容量には，計装設備を含んでいる。

第３図　蓄電池負荷曲線



第６図　蓄電池負荷曲線

【女川】
記載内容の相違
・島根２号炉審査実績の反映

大飯発電所３／４号炉

女川原子力発電所２号炉

（参考）島根２号炉の記載

第１表　所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備の容量判定

	定格容量	各時間までの保守率を考慮した必要容量	保守率を考慮した必要容量	判定（保守率を考慮した必要容量＜定格容量）
Ｂ－115Ｖ系蓄電池	3,000Ah	１分間→ 423Ah 8.5 時間※→2,956Ah	2,956Ah	○
Ｂ１－115Ｖ系蓄電池（ＳＡ）	1,500Ah	24 時間→1,462Ah	1,462Ah	○
ＳＡ用115Ｖ系蓄電池	1,500Ah	１分間→ 275Ah 24 時間→1,474Ah	1,474Ah	○

※：事象発生後８時間後から負荷切替作業を実施するが，作業時間を考慮し 8.5 時間分の電源供給を継続するとして容量を計算している。

泊発電所３号炉

第１表　所内常設蓄電式直流電源設備の容量判定

	定格容量	各時間までの保守率を考慮した必要容量	保守率を考慮した必要容量	判定（保守率を考慮した必要容量＜定格容量）
Ａ蓄電池	2,400Ah	１分間→987Ah ５分間→508Ah １時間→693Ah ８時間 30 分*1→1,395Ah 17 時間 30 分*3→2,381Ah	2,381Ah	○
Ａ後備蓄電池	2,400Ah	17 時間～24 時間→1,057Ah	1,057Ah	○
Ｂ蓄電池	2,400Ah	１分間→974Ah ５分間→489Ah １時間→661Ah ８時間 30 分*1→1,761Ah 13 時間 30 分*2→2,394Ah	2,394Ah	○
Ｂ後備蓄電池	2,400Ah	13 時間～24 時間→1,815Ah	1,815Ah	○

*1：事象発生後８時間から負荷切離し作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では８時間 30 分まで給電を継続するものとしている。

*2：事象発生後 13 時間から後備蓄電池接続作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 13 時間 30 分まで給電を継続するものとしている。

*3：事象発生後 17 時間から後備蓄電池接続作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 17 時間 30 分まで給電を継続するものとしている。

相違理由

【大飯，女川】

記載内容の相違

・島根２号炉審査実績の反映

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
別添資料 大飯発電所３号及び４号炉 技術的能力説明資料 全交流動力電源喪失対策設備	別添８ 女川原子力発電所２号炉 運用，手順説明資料 全交流動力電源喪失対策設備 女川原子力発電所２号炉 運用，手順説明資料 全交流動力電源喪失対策設備	別添 泊発電所３号炉 運用，手順説明資料 全交流動力電源喪失対策設備	【大飯】 記載表現の相違 ・女川及び泊の他条文との整合（記載統一）

大飯発電所３／４号炉

１４条　全交流動力電源喪失対策設備

全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

- 供給時間について
  - 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，供給を可能とする。
- 供給対象について
  - 原子炉停止系の動作により発電用原子炉を安全に停止し，１次冷却系においては１次冷却材の自然循環，２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気安全弁の動作により一定時間冷却を行えるとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための工学的安全施設が動作することができるよう，制御電源の確保等これらの設備に供給を可能とする。

→ 蓄電池（安全防護系用）の設置
（2,400A・h）２系統（既設）

女川原子力発電所２号炉

第14条　全交流動力電源喪失対策設備

設置許可基準規則　第14条

発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

蓄電池

- 必要な負荷への電源供給
  - 原子炉停止後，交流電源が回復するまでは，主蒸気逃がし安全弁と原子炉蒸気で駆動する原子炉隔離時冷却系により，復水貯蔵タンク水又はサプレッションチェンバのプール水を原子炉へ注水し，約８時間程度は原子炉の冷却を確保できる設計とする。
- 電源供給時間の確保
  - 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約15分間電源供給が可能であること。

工・保
蓄電池（非常用）の設置

【後段規制との対応】
工：工認（基本設計方針，添付書類）
保：保安規定（運用，手順に係る事項，下位文書含む）
検：検討規定（下位文書含む）

【添付八への反映事項】
■：添付八
□：当該条文に該当しない
（他条文での反映事項他）

泊発電所３号炉

14条 全交流動力電源喪失対策設備

【追加要求事項】

14条 全交流動力電源喪失対策設備

発電用原子炉施設には，全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間，発電用原子炉を安全に停止し，かつ，発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに，原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう，これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

【解釈】
第１４条について，全交流動力電源喪失（外部電源喪失及び非常用所内交流動力電源喪失の重畳）に備えて，非常用所内直流電源設備は，原子炉の安全停止，停止後の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保のために必要とする電気容量を一定時間（重大事故等に対処するための電源設備から電力が供給されるまでの間）確保できること。

下線部は追加要求事項

蓄電池

- 必要な負荷への電源供給
  - 発電用原子炉停止後，交流電源が回復するまでは，１次冷却系においては１次冷却材の自然循環，２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ並びに主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁により，約８時間程度は発電用原子炉の冷却を確保できる設計とする。
- 電源供給時間の確保
  - 全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約55分間電源供給が可能であること。

蓄電池（非常用）の設置
（約2,400Ah）２組（既設）

運用による対応
設備による対応

相違理由

【大飯】
記載表現の相違（女川審査実績の反映）

【女川】
設備の相違
・炉型の違いによる全交流動力電源喪失時に期待する冷却手段の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

第14条　全交流動力電源喪失対策設備（別添）

大飯発電所３／４号炉

技術的能力に係る運用対策等（設計基準）

設置許可基準対象条文	対象項目	区分	運用対策等
第14条　全交流動力電源喪失対策設備	蓄電池（安全防護系用）	運用・手順	—
		体制	—
		保守管理	蓄電池に要求される機能を維持するため，保守計画に基づき適切に保守管理・点検を実施するとともに，必要に応じ補修を行う。
		教育・訓練	蓄電池に係る保守・点検に関する教育を行う。

女川原子力発電所２号炉

運用，手順に係る対策等（設計基準）

設置許可基準対象条文	対象項目	区分	運用対策等
第14条　全交流動力電源喪失対策設備	蓄電池（非常用）	運用・手順	—
		体制	—
		保守・点検	—
		教育・訓練	—

泊発電所３号炉

表１　運用，手順に係る対策等（設計基準）

対象項目	区分	運用対策等
蓄電池（非常用）	運用・手順	—
	体制	（通常体制）
	保守・点検	蓄電池に要求される機能を維持するため，適切に保守管理を実施するとともに，必要に応じ補修を行う。
	教育・訓練	蓄電池に係る保守管理に関する教育を行う。

相違理由

【女川】
記載の充実（大飯審査実績を参照）
【大飯】
記載表現の相違
・女川及び泊の他条文との整合（記載統一）

泊発電所３号炉審査資料	
資料番号	DB16-9　r.14.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所３号炉

設置許可基準規則等への適合状況について
（設計基準対象施設等）
比較表

第16条　燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設

令和５年１２月

北海道電力株式会社

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

比較結果等をとりまとめた資料

1．先行審査実績等を踏まえた泊３号炉まとめ資料の変更状況(2017 年３月以降)

1-1）設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-2）設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：あり（比較表相違理由欄参照）
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：あり（比較表相違理由欄参照）
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-3）バックフィット関連事項

なし

2．まとめ資料との比較結果の概要

2-1）既許可に係る記載の相違

燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設について、設置許可基準規則第 16 条及び技術基準規則第 26 条，第 34 条，第 47 条における追加要求事項は下表１のとおりであり，その他の要求事項に変更はない。したがって，以下の追加要求事への適合性に係る記載を除いては既許可時から設計に変更がないため，記載の相違があっても既許可に係る記載の相違である。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表１：設置許可基準規則第 16 条及び技術基準規則第 26 条，第 34 条，第 47 条における追加要求事項

設置許可基準規則第 16 条（燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設）	技術基準規則第 26 条（燃料取扱設備及び燃料貯蔵設備）
2　二　ニ　燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時及び重量物の落下時においてもその機能が損なわれないものとすること。	2　二　ニ　燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時及び重量物の落下時においてもその機能が損なわれないものとすること。
3　発電用原子炉施設には，次に掲げるところにより、使用済燃料貯蔵槽の水位及び水温並びに燃料取扱場所の放射線量を測定できる設備を設けなければならない。 一　使用済燃料貯蔵槽の水位及び水温並びに燃料取扱場所の放射線量の異常を検知し，それを原子炉制御室に伝え，又は異常が生じた水位及び水温を自動的に制御し，並びに放射線量を自動的に抑制することができるものとすること。 二　外部電源が利用できない場合においても温度，水位その他の発電用原子炉施設の状態を示す事項（以下「パラメータ」という。）を監視することができるものとすること。	技術基準規則第 34 条（計測装置）※ 発電用原子炉施設には，次に掲げる事項を計測する装置を施設しなければならない。ただし，直接計測することが困難な場合は、当該事項を間接的に測定する装置を施設することをもって，これに代えることができる。 十四　使用済燃料その他高放射性の燃料体を貯蔵する水槽の水温及び水位 3　第一項第十二号から第十四号までに掲げる事項を計測する装置（同項第十二号に掲げる事項を計測する装置にあっては，燃料取扱設備及び燃料貯蔵設備に属するものに限る。）にあっては，外部電源が喪失した場合においてもこれらの事項を計測することができるものでなければならない。 4　第一項第一号及び第三号から第十五号までに掲げる事項を計測する装置にあっては，計測結果を表示し，記録し，及びこれを保存することができるものでなければならない。ただし，設計基準事故時の放射性物質の濃度及び線量当量率を計測する主要な装置以外の装置であって，断続的に試料の分析を行う装置については，運転員その他の従事者が測定結果を記録し，及びこれを保存し，その記録を確認することをもって，これに代えることができる。 技術基準規則第 47 条（警報装置等） 2　発電用原子炉施設には，使用済燃料貯蔵槽の水温の著しい上昇又は使用済燃料貯蔵槽の水位の著しい低下を確実に検知し，自動的に警報する装置を施設しなければならない。ただし，発電用原子炉施設が，使用済燃料貯蔵槽の水温の著しい上昇又は使用済燃料貯蔵槽の水位の著しい低下に自動的に対処する機能を有している場合は，この限りでない。

※技術基準規則第 34 条（計測装置）における使用済燃料ピット温度の表示等の追加要求を踏まえた設備について、設置許可基準規則第 16 条（燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設）において説明するため、関連する設置許可基準規則第 23 条（計測制御系統施設）を関連条文として記載。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2-2）主な相違（相違理由の類型化）

主な相違箇所は表２，３のとおりであり，比較表においては相違理由を類型化して記載する。具体的には，表４に示す相違について，相違理由欄の記載を省略する。また，表５に示す相違については，相違理由欄に「類型化番号および相違項目」のみを記載し，説明は省略する。

表２：相違理由の類型化（相違理由欄の記載を省略するもの）

番号	相違項目	説明
－	■記載表現の相違（「，」「、」）	・既許可を踏襲し，泊は（法令引用箇所を除き）すべて「，」としている。 ・以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。
－	■資料番号の相違	
－	■名称の相違（申請プラント）	（泊・大飯）使用済燃料ピット／（女川）使用済燃料プール、（泊・大飯）ピット／（女川）プール （泊）燃料取扱棟／（女川）原子炉建屋原子炉棟／（大飯）原子炉周辺建屋 （泊）燃料取扱棟クレーン・使用済燃料ピットクレーン／（女川）原子炉建屋クレーン・燃料交換機／（大飯）補助建屋クレーン・使用済燃料ピットクレーン
－	■記載表現の相違（発電用原子炉施設）	
－	■名称の相違（申請プラント）	
－	■記載表現の相違（発電用原子炉施設）	・女川の審査実績を踏まえ，記載を適正化。

表３：相違理由の類型化（相違理由欄に，類型化番号および相違項目のみを記載。説明を省略するもの）

番号	相違項目	説明
①	■既許可記載の相違	・新規制基準のうちＤＢ16 条の追加要求事項（重量物落下防止，監視設備）に対して，既許可時点から設計に変更を伴わない部分に係る，記載の相違。
②	■設備の相違（MOX 燃料）	・泊は MOX 燃料の設置許可を取得しており、MOX 新燃料の取扱・貯蔵について記載している。また、「新燃料」のうちウラン新燃料のみを示す場合（MOX 新燃料を含まない場合）は、『ウラン新燃料』と記載している。 ・女川，大飯は MOX 燃料の設置許可は取得していない。
③	■記載の充実（追加要求事項対象外，大飯参照） ■記載の充実（追加要求事項対象外，女川参照）	・新規制基準のうちＤＢ16 条の追加要求事項（重量物落下，監視設備）の対象外だが，先行の新規制基準適合プラントに比べて情報量が不足しているため，記載を充実するもの。

泊発電所３号炉　ＤＢ基準適合性　比較表

第 16 条　燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設，第 23 条　計測制御系統施設

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
第 16 条 燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 ＜目 次＞ 1．基本方針 1．1 要求事項の整理 1．2 追加要求事項に対する適合性 (1) 位置、構造及び設備 (2) 安全設計方針 (3) 適合性説明 1.3 気象等 1.4 設備等（手順等含む） 2．燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 別添資料１ 使用済燃料ピットへの重量物落下について 別添資料２ 使用済燃料ピット監視設備について 3．技術的能力説明資料 別添資料３ 燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 4．現場確認プロセス 別添資料４ 使用済燃料ピットへの重量物落下に係る対象重量物の現場確認について 5．参考資料 別添資料５ 使用済燃料ピット内への落下物による使用済燃料ピット内燃料集合体への影響評価について	第 16 条：燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 ＜目 次＞ 1．基本方針 1.1 要求事項の整理 1.2 追加要求事項及び評価条件変更に対する適合性 (1) 位置，構造及び設備 (2) 安全設計方針 (3) 適合性説明 1.3 気象等 1.4 設備等（手順等含む） 2．追加要求事項に対する適合方針 2.1 使用済燃料プールへの重量物落下について 2.2 使用済燃料プールを監視する機能の確保について 3．別添資料 別添資料１ 使用済燃料プールへの重量物落下について 別添資料２ 使用済燃料プール監視設備について 別添資料３ 運用，手順説明資料 燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 別添資料４ 使用済燃料プールへの重量物落下に係る対象重量物の現場確認について	第 16 条：燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 ＜目 次＞ 1．基本方針 1.1 要求事項の整理 1.2 追加要求事項に対する適合性 (1) 位置，構造及び設備 (2) 安全設計方針 (3) 適合性説明 1.3 気象等 1.4 設備等（手順等含む） 2．追加要求事項に対する適合方針 2.1 使用済燃料ピットへの重量物落下について 2.2 使用済燃料ピットを監視する機能の確保について 別添１ 使用済燃料ピットへの重量物落下について 別添２ 使用済燃料ピット監視設備について 3．運用，手順説明資料 別添３ 運用，手順説明資料 燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設 4．現場確認プロセス 別添４ 使用済燃料ピットへの重量物落下に係る対象重量物の現場確認について 5．参考資料 別添５ 使用済燃料ピット内への落下物による使用済燃料ピット内燃料集合体への影響評価について	■【女川】記載方針の相違 ・女川では，評価条件変更の記載で作成。 ■【大飯】記載内容の相違（女川実績の反映） ■【女川】記載方針の相違（資料構成：大飯参照） ・次項と合わせて，記載の充実している大飯に合わせた。 ■【女川】記載内容の相違（大飯参照） 女川及び泊の他条文との整合（記載統一） ■【女川】記載内容の相違（大飯参照） ■【女川】記載内容の相違（大飯参照）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
＜概 要＞ 1．において、設計基準事故対処設備の設置許可基準規則、技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに、それら要求に対する大飯発電所３号炉及び４号炉における適合性を示す。 2．において、設計基準事故対処設備について、追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備又は運用等について説明する。 3．において、追加要求事項に適合するための技術的能力（手順等）を抽出し、必要となる運用対策等を整理する。 4．において、設計にあたって実施する各評価に必要な入力条件等の設定を行うため、設備等の設置状況を現場にて確認した内容について整理する。 5．において、落下物による使用済燃料ピット内燃料集合体への影響評価について説明する。	＜概 要＞ 1．において，設計基準対象施設の設置許可基準規則，技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに，それら要求に対する女川原子力発電所２号炉における適合性を示す。 2．において，設計基準対象施設について，追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備又は運用等について説明する。	＜概 要＞ 1．において，設計基準対象施設の設置許可基準規則，技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに，それら要求に対する泊発電所３号炉における適合性を示す。 2．において，設計基準対象施設について，追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備又は運用等について説明する。 3．において，追加要求事項に適合するための運用，手順等を抽出し，必要となる運用対策等を整理する。 4．において，設計にあたって実施する各評価に必要な入力条件等の設定を行うため，設備等の設置状況を現場にて確認した内容について整理する。 5．において，落下物による使用済燃料ピット内燃料集合体への影響評価について説明する。	■【大飯】記載内容の相違（女川実績の反映） ■設備名称の相違（プラント名） ■【大飯】記載内容の相違（女川実績の反映） ■【女川】記載の充実（大飯参照） 泊の他条文との整合（記載統一）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
１．基本方針 1.1 要求事項の整理 燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設について、設置許可基準規則第 16 条並びに技術基準規則第 26 条、第 34 条及び第 47 条において、追加要求事項を明確化する（表１）。	１．基本方針 1.1 要求事項の整理 設置許可基準規則第 16 条並びに技術基準規則第 26 条，第 34 条及び第 47 条を第 1.1-1 表に示す。また，第 1.1-1 表において，新規制基準に伴う追加要求事項を明確化する。	１．基本方針 1.1 要求事項の整理 設置許可基準規則第 16 条並びに技術基準規則第 26 条，第 34 条及び第 47 条を表１に示す。また，表１において，新規制基準に伴う追加要求事項を明確化する。	■【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） ・女川の審査実績を踏まえ，記載を適正化するもの。 ■記載表現の相違（表番号）