別紙９

βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

内部事象レベル1.5PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としているNUREGの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。

１．隔離失敗確率で参照した米国文献（NUREG／CR-4220）

Large leakage events の発生確率として、NUREG/CR-4220 に記載のある 5.0E-03 を用いている。

この確率はLER（Licensee Event Report）データベース（データ集計期間：1965年～1983年）から大規模漏えいに至る事象（４件）を抽出し、その時の運転炉年（740 炉年）で割り算して求めた値である。

LERではエアロック関連事象が302件、うちエアロックドア開が75件あったが、これらの殆どは数秒から数時間という短時間であった。

４時間継続したものとして４件(表１参照)が抽出され、うち２件は格納容器に穴が開いたもの、１件は隔離弁開、１件はバイパス弁開である。

表１　大規模漏えいに至る事象

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

出典）NUREG/CR-4220（Reliability Analysis of Containment Isolation System）

２．実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

実プラントにおける格納容器隔離失敗として、機械的な破損による隔離失敗、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れが考えられる。

①機械的な破損による隔離失敗

・格納容器貫通部スリーブからの漏えい
格納容器内から格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、このスリーブが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・アクセス部からの漏えい
機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロックなどのアクセス部はガスケットによりシールされている。このシール部及び溶接部が破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・格納容器空調系統からの漏えい
格納容器給気系統等のバウンダリの破損により格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。これらの系統は通常運転中は隔離弁により隔離されているが、隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部、補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする。

・格納容器外バウンダリからの漏えい
格納容器再循環配管及び格納容器スプレイ配管は格納容器内雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

②人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

・漏えい試験配管からの漏えい
定期点検後格納容器漏えい試験が実施され、格納容器の健全性が確認される。その際、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。

・燃料移送管からの漏えい
燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁が解放される。その際、ヒューマンエラーとしてこれらの閉め忘れの可能性が考えられる。

（参考）米国における最近の隔離失敗実績について

①最近の隔離失敗実績調査

今回のレベル 1.5PRA では、NUREG/CR-4220（1985 年）に基づいた隔離失敗確率を用いているため、それ以降の米国での隔離失敗実績について調査した。調査対象として、EPRI による総合漏えい率試験（ILRT：Integrated Leak Rate Test）の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書[注 1)]（以下、EPRI 報告書という。）を選定した。

EPRI 報告書は NUREG-1493（1995 年）のデータ、2007 年までの ILRT データ及び LER 等の調査結果も含まれることから最近の米国の隔離失敗事例調査に最適な文献であると判断した。なお、米国原子力規制委員会の NUREG シリーズには NUREG-1493（1995 年）以降の新しい隔離失敗に関する文献がないことから選定していない。

この EPRI 報告書では、2007 年までの米国での 217 件の ILRT 事例を整理したとされており、その中で漏えい事象として 75 件（プラント名、漏えい率等が不明な事例を含む。）の事例が記載されている。この内訳は、機械的な破損による漏えい 71 件、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ４件となっている。

ただし、75 件の ILRT 事例のうち、格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は０件と記載している。

なお、表２に示す３件が設計漏えい率の 10 倍以上の事例として抽出されている。しかしながら、EPRI 報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は保守的に考えても設計漏えい率（0.1%/day）の 35 倍、現実的には設計漏えい率の 600～6000 倍としており、抽出された３件は大規模漏えいの対象外としている。

また、今回の PRA で参照した NUREG/CR-4220 における大規模漏えいとした４件は小規模のドリルホールから６インチ破断までと記載され保守的に６インチに想定するとしている。NUREG/CR-4220 のリーク率の計算[注 2)]に基づくと、この６インチ開口では設計漏えい率の数百倍以上となるため、EPRI 報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。

注 1）EPRI 報告書について以下に補足する。
- 文献の名称は、EPRI 1018243, “Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”, Revision 2-A of 1009325, October 2008
- EPRI 報告書においては調査したデータには、①NUMARC Survey Data（1994 年）、②NEI Survey Data（2001）、③Recent ILRT Data（2007）、④補足データ（NUREG-1493、LER 等）が含まれる。

注 2）NUREG/CR-4220 のリーク率の計算式は以下のとおり。

L＝A／（2.55E-08×V）

L：leakage, wt %/day,

A：leak area, sq. inch.

V：Containment Volume, cubic ft.

表２　大規模漏えいに至らない隔離失敗事例（参考）

Reactor※1	Date	Event
不明	1984 年 8 月	記載なく詳細不明
不明	1985 年 11 月	記載なく詳細不明
Dresden 2（BWR Mark1）	1990 年 12 月	真空破壊弁の漏えい

※1：ユニット名を不明とした事例は、EPRI 報告書の ILRT 事例の出典である 1994 年の NEI（当時は NUMARC）の調査データでユニット名が不明であるため、EPRI 報告書にも記載されていない。

②最近の隔離失敗実績を用いた感度解析

βモードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPRI 報告書による最近の隔離失敗実績の調査からは大規模漏えい事例は抽出されていないことから、隔離失敗件数０件に対して感度解析を行った。

EPRI データは複数のデータを組み合わせており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数を ILRT 実施回数（217 件）[注 3)]で割ることで隔離失敗確率を算出した。

その結果、算出した CFF は 5.8E-07/炉年となり、今回のレベル 1.5PRA の評価結果（1.2E-06/炉年）と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。

注 3）217 件は本文献に記載の件数であるが、米国原子力産業界においては保守的に見積もっても 400 件以上の ILRT が実施されている。

（算出式）

隔離失敗確率は ILRT 実施回数で発生実績 0 件（計算上 0.5 件とした）を除して算出する。さらに、川内１号炉及び２号炉の炉心損傷頻度（2.5E-04/炉年）に隔離失敗確率を乗じてβモードによる格納容器破損頻度を算出した。

・隔離失敗確率：0.5/217=0.0023

・βモードによる格納容器破損頻度：2.5E-04×0.0023＝5.8E-07（/炉年）

別紙10

gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））に係る追加要否の検討について

gモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル1.5PRA評価上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

一方、当該破損モードの１つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）が想定される。

TI-SGTRは炉心損傷後に１次系が高圧かつ２次系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、WH社製４ループPWRプラントを検討対象としたNUREG/CR-6995においても以下の内容が記載されている。

【NUREG/CR-6995の記載概要】

- １次系が高圧で２次系がドライで低圧の条件下、いわゆるhigh-dry-low条件下でのクリープ破損によるSG伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及びRCS圧力の低減、２次系の低圧条件の排除によって、防止できる。
- high-dry-low条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。
- ２次系減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、２次系圧力が維持されてSG伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、サージライン、RVより先にSG伝熱管が破損することはない。
- RCPシール漏えいによりRCS圧力が低下し、SG伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージライン、RVより先にSG伝熱管破損に至ることは防げる。
- タービン動補助給水作動の場合、SG伝熱管外面がウェット状態に維持され、RCS除熱が加熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

今回、レベル1.5PRAの定量化結果ではTI-SGTRによる格納容器破損頻度（CFF）は4.3E-08／炉年であり全CFFへの寄与も0.02%程度である。

レベル1PRA結果からは、１次系が高圧で２次系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の３つの事故シーケンスグループであるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の99%以上に対して炉心損傷防止対策有効性が確認されており、TI-SGTRが発生する可能性は非常に小さい。

【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

(a)２次冷却系からの除熱機能喪失
(b)全交流動力電源喪失
(c)原子炉補機冷却機能喪失

以上より、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

なお、低頻度ではあるものの、１次系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による１次系の減圧操作を実施することにより、TI-SGTRの発生回避を図ることが可能である。万が一、TI-SGTRが発生した場合には破損SGの隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイなど可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。

別紙11

ライナーアタックについて

格納容器直接接触（シェルアタック）は、BWR マーク Ⅰ 型プラント特有の現象と考えられ、NUREG/CR-6025 においては、ライナーアタックと言われている。

一方、川内１号炉及び２号炉の鋼製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。

１． 原子炉容器圧力が高圧時

原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として、加圧器逃がし弁を強制開とし、１次系の強制減圧を図り、溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。

２． 原子炉容器圧力が低圧時

原子炉容器が低い圧力状態で損傷すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナ上部のコンクリートにより格納容器直接接触を防止することができる。

また、この事象に対しては、重大事故等対策として、常設電動注入ポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。

別紙12

格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

レベル 1.5PRA の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第１ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、第２ステップにて選定された PDS の中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しない PRA モデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。

（１） 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（圧力）及び事象進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEDが最も厳しいPDSとなる。

・破断規模の大きい大中破断LOCA（A**）が、格納容器内の圧力上昇及び事象進展が厳しい。
・ウェット状態（**W）はECCS又は格納容器スプレイによる格納容器内への注水があり、注水時には格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態（**D）が格納容器内の圧力上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 PDS である AED のうち、破断規模が大きいほうが事象進展が早くなることから、①大破断 LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象 PDS：AED
①大破断 LOCA＋低圧注入失敗※1＋格納容器スプレイ注入失敗
②中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗※2＋格納容器スプレイ注入失敗

※１：高圧注入失敗を重畳して扱う
※２：低圧注入失敗を重畳して扱う

（２）雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TED が最も厳しい PDS となる。

・格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、格納容器内の温度上昇について厳しい。
・RV破損時に高圧で溶融物が格納容器内に分散し、溶融物の表面積が大きくなり溶融物から格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小LOCA（S**）、過渡事象（T**）が格納容器内の温度上昇について厳しくなる。
・また、補助給水による冷却がない（T**）が格納容器内の温度上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 PDS である TED のうち、１次系圧力が高圧で溶融物が格納容器内に分散する事故シーケンスを選定する。

全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで１次系が高圧になり、溶融物が格納容器内に分散しやすくなる③全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても１次系圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスがもっとも厳しい。さらに、事象進展を早める観点から、補助給水失敗の重畳を考える。

評価対象 PDS：TED
①主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
②外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
③外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失
④ATWS＋格納容器スプレイ注入失敗
⑤２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑥２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑦手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑧原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
⑨過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑩DC 母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

＜補足説明＞

・③は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧まで１次系圧力が高圧となる。なお、③は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。
・①、②、⑤、⑥、⑦、⑨、⑩は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり１次系圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから③に包絡される。なお、②は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。
・⑧は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、③も全交流動力電源喪失による原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するので⑧は③に包絡される。また、頻度の観点からも⑧が CDF で 2.3E-08 で③が CDF で 5.5E-07 であり、③の方が大きく、包絡されている。
・ATWS が起因事象となる④について、ATWS により炉心出力が高く１次系圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が作動するため、RV 破損時の１次系圧力は③に包絡される。また、頻度の観点からも④が CDF で 7.2E-09 となり、包絡されている。

（３）高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（圧力、温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TED が最も厳しい PDS となる。

・１次系の圧力が高い方が溶融物の分散量が大きく、格納容器への負荷が大きいので１次系圧力に着目して抽出する。
・１次系の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象（T**）が厳しくなる。
・（T**）のうち、最も１次系の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はTEDに含まれる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象 PDS である TED のうち、１次系圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして、（２）雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ③全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による１次系高圧）を選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても１次系圧力が高圧に維持される③全交流動力電源喪失シーケンスがもっとも厳しい。また、事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考える。

（４） 原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEWが最も厳しいPDSとなる。
・溶融炉心がより高温となる観点から、事象進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。
・冷却水から蒸気が急激に生成する観点から格納容器内の冷却がない（**W）が厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象の PDS である AEW のうち、格納容器への負荷（蒸気生成）及び事象進展の観点から抽出する。AEW のうち、破断規模が大きいほうが事象進展が早まることから、大破断 LOCA を抽出する。また、ECCS 注入（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事象進展が早まることから、⑤大破断 LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

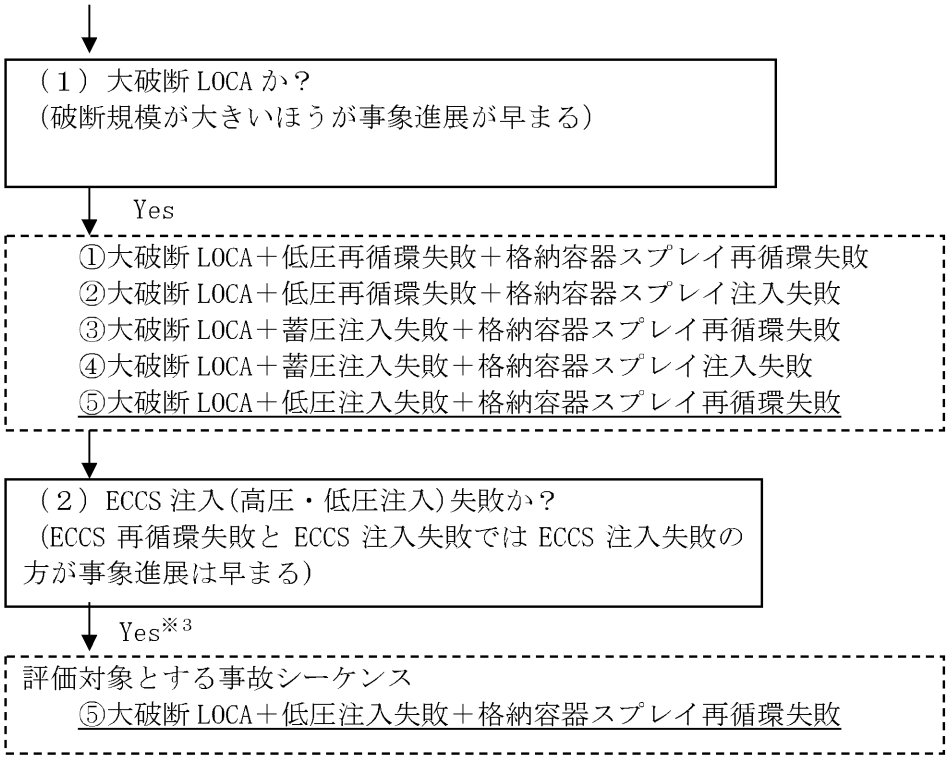
ただし、評価事故シーケンスは、格納容器スプレイ再循環失敗において、冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。

評価事故シーケンス選定のフロー(参考)

評価対象 PDS：AEW
①大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
②大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
③大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
④大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑤大破断 LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑥中破断 LOCA＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑦中破断 LOCA＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑧中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑨中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑩中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
⑪中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑫中破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
⑬中破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

（次ページへ）

（前ページより）



※３：

・「(2)ECCS 注入失敗（高圧・低圧注入失敗）か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した。(表１　ECCS 注入失敗について)

・表１において、低圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功であるため、「(2)ECCS 注入失敗(高圧・低圧注入)か？」を満たさないことから対象外となる。

・表１において、「(2)ECCS 注入失敗（高圧・低圧注入失敗）か？」を満たす事故シーケンスは、③-4、⑤-2 となる。③-4 と⑤-2 を比較すると、⑤-2 に蓄圧注入失敗が重なる③-4 の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑤-2 が頻度の観点から事故シーケンスを代表している。※4

・以上のことから、「⑤大破断 LOCA+低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※４：蓄圧注入系は他系統とインターフェイスを持たず共通原因故障がないため、定量的には⑤-2 の頻度に対して蓄圧注入系の非信頼度を乗じたものが③-4 の頻度となることから、③-4 の方が⑤-2 よりも３桁以上頻度は低い。

表１　ECCS 注入失敗について

事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	(2)を満たすか？
①大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－	+低圧注入成功	×
②大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－	+低圧注入成功	×
③大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	＋低圧注入成功③-1	×
		＋低圧注入失敗③-2	×
	+高圧注入失敗	＋低圧注入成功③-3	×
		＋低圧注入失敗③-4	○
④大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	＋低圧注入成功④-1	×
		＋低圧注入失敗④-2	×
	+高圧注入失敗	＋低圧注入成功④-3	×
⑤大破断 LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功 ⑤-1	－	×
	+高圧注入失敗 ⑤-2	－	○

注)○：(2)を満たす。　×：(2)を満たさない。

（５）水素燃焼

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（水素濃度）及び事象進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEIが最も厳しいPDSとなる。

・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる、格納容器が除熱される状態（**I）のPDSが厳しくなる。
・炉心内のZrー水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の75％が水と反応するものとすることを前提とすると、各PDSで炉心内のZrー水反応による水素発生量の差はなくなるため、事象進展が早く水素放出速度が大きい（A**）が厳しくなる。
・**D シーケンスについては、RV 破損後後期に MCCI が発生し、表２のとおり水素が発生する。MCCI による水素発生量は AED で最も大きく約 289.1kg である。また、Zr に起因するものであることを確認している。MCCI が発生すると水素発生量は多くなるが、同時に多量の水蒸気も発生するため、水素濃度（75％換算）の観点からは、AED で約 2.9vol%、AEI で約 9.4vol%と、**I シーケンスが厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

・格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（PAR の処理能力「Zr-水反応による水素発生期間中の PAR による水素処理量」）から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。
・格納容器内除熱に成功している評価対象の PDS である AEI では、水蒸気が凝縮し、水素濃度が相対的に高くなる。
・「大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」において、MCCI 防止の観点から、格納容器スプレイ注入に失敗しても、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ注入を実施する手順であるが、流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象のほうが、水素燃焼の観点ではより厳しい。
・放射線水分解による水素発生の観点から、格納容器内に水が多く存在するほうが水素の発生量が多くなる。

以上のことから、事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く、かつ、放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗（高圧・低圧注入失敗）」が厳しいことから③大破断 LOCA＋低圧注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象 PDS：AEI
①中破断 LOCA＋高圧注入失敗
②中破断 LOCA＋高圧再循環失敗
③大破断 LOCA＋低圧注入失敗※５
④大破断 LOCA＋低圧再循環失敗
⑤中破断 LOCA＋低圧再循環失敗
⑥中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗
⑦大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗

※５：高圧注入失敗を重畳して扱う。

表２　水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）

PDS		AED	AEW	AEI	SED	TED	TEI
時刻		9.5 時間［CV 破損時点］	14 時間［CV 破損時点］	72 時間［CV 破損なし］	13 時間［CV 破損時点］	16 時間［CV 破損時点］	72 時間［CV 破損なし］
MCCI	Zr	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)
	ステンレス等	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)
	小　計	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	173.2kg (19.6%)	249.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)

＊　(　)内は全炉心 Zr 量の 100%が反応した場合の水素発生量（約 882.6kg）に対する割合を示す。
＊　Zr 等の金属別の水素発生量については、直接 MAAP コードの解析結果から得ることができないため、未酸化 Zr 質量等から推定した。

（６）溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象 PDS の選定方法

格納容器への負荷（溶融物温度）及び事象進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEDが最も厳しいPDSとなる。

・事象進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。
・原子炉圧力が低く、溶融物の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの溶融物の量を多くする（A**）が厳しくなる。
・格納容器内に注水の無いドライ状態（**D）が溶融物を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

この格納容器破損モードは、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって格納容器床のコンクリートが侵食され、格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。

・評価対象 PDS である AED のうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。
・このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断 LOCA に ECCS 注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。

以上のことから、①大破断LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ失敗シーケンスを選定する。

評価対象 PDS：AED
①大破断 LOCA＋低圧注入失敗※６＋格納容器スプレイ注入失敗
②中破断 LOCA＋高圧注入失敗＋低圧再循環失敗※７＋格納容器スプレイ注入失敗

※６：高圧注入失敗を重畳して扱う
※７：低圧注入失敗を重畳して扱う

事故シーケンスの整理について

イベントツリーを作成するにあたり、各ヘディングにおいて必ず分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則に従い分岐を省略して合理的に評価している。

・ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。
（例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗）
・結果（炉心損傷、PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。
（例：大破断 LOCA 時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否は PDS に影響しない）

このため、定量化に使用するイベントツリーは、分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、外部電源喪失を例に説明する。

外部電源喪失のイベントツリーにおいて、ATWS に至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを図１に示す。

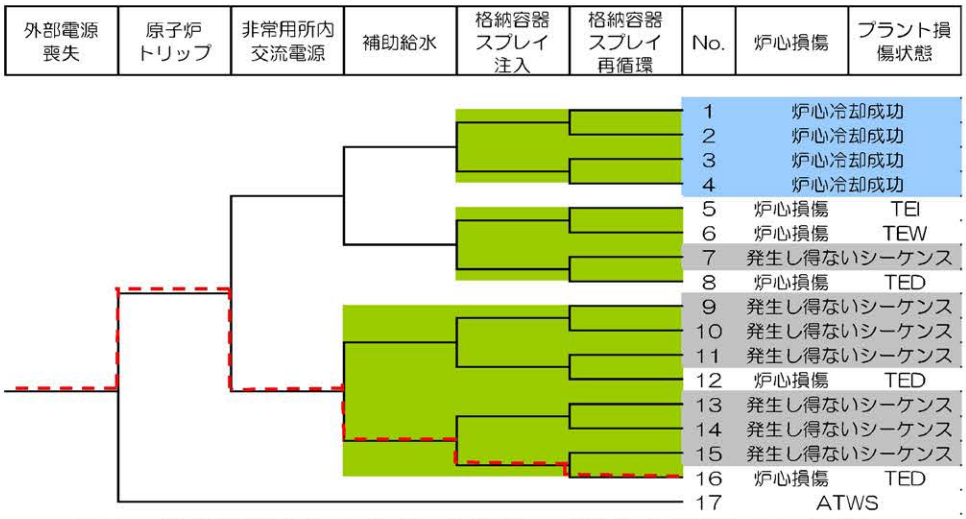


図１　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

図１において、炉心冷却の成否で分類する場合、緑で示した分岐は集約することができる。また、PDS を分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

- No. 1～4 は炉心冷却に成功するので、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- 格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることから No. 7 は発生し得ない事故シーケンスとなり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- 格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とすることから、外部電源が喪失し非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、格納容器スプレイは作動しない。よって、No. 9～11、No. 13～15 は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。
- No. 12 の事故シーケンスは非常用所内交流電源失敗後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よって、プラント損傷状態は No. 16 と同じであり、No. 12 と No. 16 を分岐させる必要はない。
  よって、No. 12 と No. 16 において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。

以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが図２であり、これを定量評価に用いている。

図２のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗」に事象進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源失敗＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。

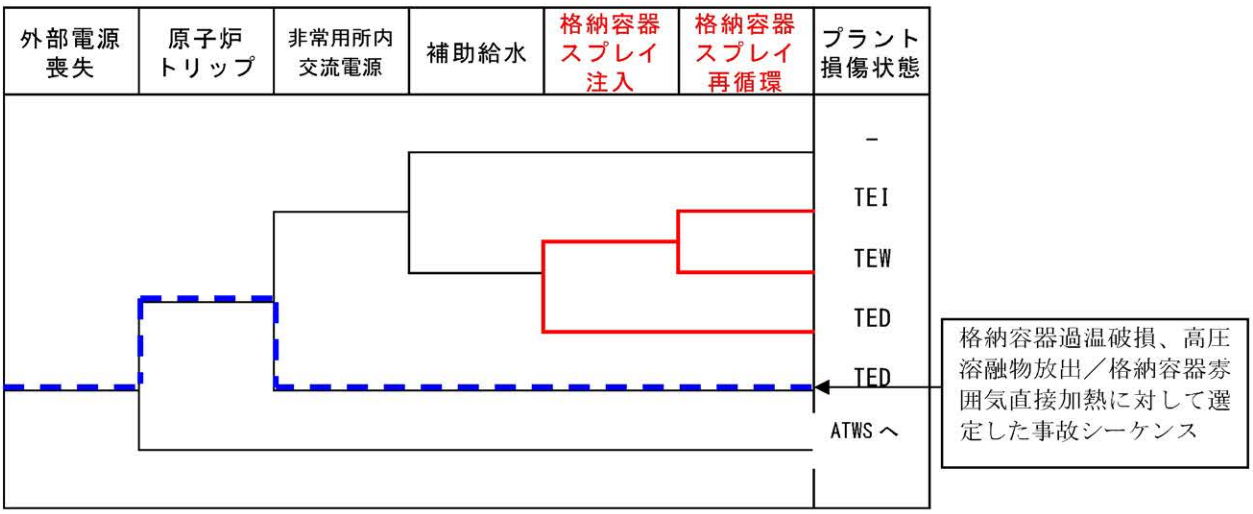


図２　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

このように、分岐の有無が炉心損傷や PDS に影響しない場合、定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが、システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合には、解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。

別紙13

炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

レベル1PRAから抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「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の解釈」のうち、以下に示す記載に従い整理している。

＜参考：解釈の関連記載＞
1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。
(a)想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、以下のとおり要求されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等
(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）
b. 主要解析条件
(a)評価事故シーケンスはPRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

今回の川内１号炉及び２号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の６つである。

１．原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
２．炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）
３．大破断LOCA＋低圧注入失敗
４．大破断LOCA＋蓄圧注入失敗
５．中破断LOCA＋蓄圧注入失敗
６．大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）

これらの事故シーケンスについては、上記ガイドに従い、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下のとおり確認している。

１．原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

この事故シーケンスはTEDのPDSに分類され、TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の２つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件※となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性が確認されていることから、「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

※：１次系がより高圧となり、溶融物が格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。
また、事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

２．炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）

この事故シーケンスは、地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し、２次冷却系からの除熱が開始されるものの、炉内構造物の損傷により１次冷却材の流れが阻害され、２次冷却系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは、TEDのPDSに分類されることに加え、フィードアンドブリードを考慮しない条件下においては、炉心損傷後の事象進展は「過渡事象＋補助給水失敗」と同等である。TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の２つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性が確認されていることから、本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

３．大破断LOCA＋低圧注入失敗
４．大破断LOCA＋蓄圧注入失敗
５．中破断LOCA＋蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスはAEW、AEI、AEDのいずれかのPDSに分類される。

(a) AEWに分類される場合

AEWのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件※となる「大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※：AEWのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定し、またECCS再循環失敗よりもRV破損までの事象進展の早いECCS注入失敗を考慮している。なお、有効性評価の実施に際しては、冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい事象が厳しくなるため、格納容器スプレイ再循環失敗（格納容器スプレイ注入成功）の条件を、重大事故対策設備である代替格納容器スプレイの注入成功として評価条件を設定している。（６.においても同様）

(b) AEIに分類される場合

AEIのPDSが代表となる格納容器破損モードは「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件※となる「大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※：AEIのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗を選定している。

(c) AEDに分類される場合

AEDのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の２つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件※となる「大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※：AEDのうち、事象進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定している。

(a)、(b)及び(c)それぞれにおいて厳しい事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策の有効性を確認しており、これらの事故シーケンスの破断規模の大きさや、機能喪失を想定する注入系を考慮すると、各事故シーケンス（３.～５.）と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から、各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策は有効である。

６．大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）

この事故シーケンスについても、AEW、AEI及びAEDのいずれかのPDSに分類され、代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の４つである。このシーケンスは、大破断LOCAと比較すると以下の差異が考えられる。

- 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断LOCAと比べて早い。
- 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。
- 原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。

上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、原子炉格納容器圧力／温度の観点では、どちらの場合においても短期間に１次系エンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また、原子炉格納容器圧力の初期ピークはExcess LOCAの方が高くなるものの、大破断LOCA解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍及び200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから、Excess LOCAによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から、両者で原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍を超えないことから、Excess LOCAと大破断LOCAは同様と判断し、事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。

別添

川内原子力発電所１号炉及び２号炉

確率論的リスク評価（PRA）について

目　　次

1　　レベル1PRA

1.1　内部事象PRA

1.1.1　出力運転時PRA

1.1.2　停止時PRA

1.2　　外部事象PRA

1.2.1　地震PRA

1.2.2　津波PRA

2　レベル1.5PRA

2.1　内部事象PRA

2.1.1　出力運転時PRA

表

出力運転時PRA

第1.1.1.a-1表　レベル1PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源
第1.1.1.a-2表　系統設備概要
第1.1.1.b-1表　既往のPRAで選定している起因事象
第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応
第1.1.1.b-3表　EPRI NP-2230 トランジェント分類
第1.1.1.b-4表　運転時の異常な過渡変化とEPRI NP-2230のカテゴリとの対応
第1.1.1.b-5表　グループ化した起因事象
第1.1.1.b-6表　選定した起因事象一覧表
第1.1.1.b-7表　1976年4月以前における事象一覧
第1.1.1.b-8表　起因事象発生頻度（2011年3月31日迄）
第1.1.1.c-1表　成功基準の一覧
第1.1.1.c-2表　炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について
第1.1.1.e-1表　フロントライン系とサポート系の依存性
第1.1.1.e-2表　サポート系同士の依存性
第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード
第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット
第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード
第1.1.1.f-2表　共通原因故障パラメータ（抜粋）
第1.1.1.h-1表　起因事象別炉心損傷頻度
第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果
第1.1.1.h-3表　起因事象別重要度評価結果（FV重要度上位）
第1.1.1.h-4表　起因事象別重要度評価結果（RAW上位）
第1.1.1.h-5表　緩和系の基事象別重要度評価結果（FV重要度上位）
第1.1.1.h-6表　緩和系の基事象別重要度評価結果（RAW上位）
第1.1.1.h-7表　全CDF及び事故シーケンス別CDF不確実さ解析結果
第1.1.1.h-8表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第1.1.1.h-9表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第1.1.1.h-10表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

停止時PRA

第1.1.2.a-1表　系統設備概要
第1.1.2.a-2表　川内１号炉及び２号炉定期検査の工程日数の比較
第1.1.2.a-3表　各プラント状態の継続時間
第1.1.2.a-4表　緩和設備の使用可能性
第1.1.2.b-1表　考慮している起因事象の比較
第1.1.2.b-2表　起因事象発生頻度（平成23年３月31日迄）
第1.1.2.e-1表　相互依存表(1/2)
第1.1.2.e-2表　相互依存表(2/2)
第1.1.2.h-1表　POS分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
第1.1.2.h-2表　主要カットセット（POS5における事故シーケンス：海水ポンプD待機除外）
第1.1.2.h-3表　FV重要度評価結果
第1.1.2.h-4表　RAW評価結果
第1.1.2.h-5表　不確実さ解析結果
第1.1.2.h-6表　感度解析結果

地震PRA

第1.2.1.a-1表　地震レベル1PRAを実施するために収集した情報及び主な情報源
第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング
第1.2.1.a-3表　建屋・機器選定のステップ
第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ
第1.2.1.b-1表　主な活断層の震源モデルの諸元
第1.2.1.b-2表　その他の活断層の諸元
第1.2.1.b-3表　各領域の諸元
第1.2.1.c-1-1表　考慮する不確実さ要因の例
第1.2.1.c-1-2表　損傷限界点の現実的な値（地震PSA学会標準）
第1.2.1.c-1-3表　地盤定数
第1.2.1.c-1-4表　川内１号炉原子炉建屋の上部構造物の物性値
第1.2.1.c-1-5表　川内１号炉原子炉補助建屋の上部構造物の物性値
第1.2.1.c-1-6表　現実的な物性値の評価方法
第1.2.1.c-1-7表　川内１号炉原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元
第1.2.1.c-1-8表　川内１号炉原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元(続き)
第1.2.1.c-1-9表　川内１号炉原子炉建屋蒸気発生器サポート部のばね定数
第1.2.1.c-1-10表　川内１号炉原子炉建屋の地盤のばね定数及び減衰係数
第1.2.1.c-1-11表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデル諸元（基準応答モデル）
第1.2.1.c-1-12表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデルの鉛直部材のばね値、剛心位置
第1.2.1.c-1-13表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデルの水平部材のばね値、剛心位置
第1.2.1.c-1-14表　現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第1.2.1.c-1-15表　２点推定法による解析ケース
第1.2.1.c-3-1表　現実的耐力及び現実的応力の不確実さ要因の整理
第1.2.1.c-3-2表(1/3)　原子炉建屋（0/S）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-2表(2/3)　原子炉建屋（0/S）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-2表(3/3)　原子炉建屋（0/S）の鉛直方向の建屋応答係数
第1.2.1.c-3-3表(1/3)　原子炉建屋（I/C）の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-3表(2/3)　原子炉建屋（I/C）の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-3表(3/3)　原子炉建屋（I/C）の鉛直方向の建屋応答係数
第1.2.1.c-3-4表(1/3)　原子炉補助建屋(A/B)の水平方向ＮＳの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-4表(2/3)　原子炉補助建屋(A/B)の水平方向ＥＷの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-4表(3/3)　原子炉補助建屋(A/B)の鉛直方向の建屋応答係数
第1.2.1.d-1表　起因事象の条件付き発生確率
第1.2.1.d-2表　起因事象別炉心損傷頻度
第1.2.1.d-3表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第1.2.1.d-4表　建屋・機器ごとのFV重要度評価結果
第1.2.1.d-5表　事故シーケンスグループごとのFV重要度評価結果
第1.2.1.d-6表　不確実さ解析結果
第1.2.1.d-7表　川内サイト地震ハザードデータ
第1.2.1.d-8表　全CDFの不確実さと地震特有のシーケンスの不確実さによる比の確認
第1.2.1.d-9表　相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率（完全相関の場合）
第1.2.1.d-10表　相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率（独立の場合）
第1.2.1.d-11表　感度解析結果

津波PRA

第1.2.2.a-1表　評価に必要な情報及び主な情報源
第1.2.2.a-2表　津波プラントウォークダウン結果
第1.2.2.a-3表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象SSCの種類
第1.2.2.a-4表　津波による損傷・機能喪失要因と対象設備
第1.2.2.a-5表　津波により発生する起因事象の選定
第1.2.2.a-6表　重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
第1.2.2.a-7表　機器リスト（抜粋）
第1.2.2.d-1表　津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度
第1.2.2.d-2表　成功基準
第1.2.2.d-3表　フロントライン系とサポート系の依存性
第1.2.2.d-4表　津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット
第1.2.2.d-5表　起因事象別CDF 結果
第1.2.2.d-6表　重要度整理結果
第1.2.2.d-7表　感度解析結果

レベル1.5PRA

第2.1.1.b-1表（1/3）　事故のタイプと１次系圧力の分類記号
第2.1.1.b-1表（2/3）　炉心損傷時期の分類記号
第2.1.1.b-1表（3/3）　原子炉格納容器内事故進展の分類記号
第2.1.1.b-2表　プラント損傷状態の定義
第2.1.1.b-3表　プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第2.1.1.b-4表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度
第2.1.1.c-1表　原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出
第2.1.1.c-2表　プラント損傷状態と負荷の対応
第2.1.1.c-3表　格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第2.1.1.c-4表　格納容器破損モードの選定
第2.1.1.d-1表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第2.1.1.d-2表　ヘディングの選定及び定義
第2.1.1.d-3表　ヘディングの従属性
第2.1.1.e-1表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
第2.1.1.e-2表　解析コードの基本解析条件
第2.1.1.e-3表　各事故シーケンスの事故進展解析条件
第2.1.1.e-4表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第2.1.1.e-5表　事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第2.1.1.e-6表　事故進展解析を実施していないPDSの分岐確率の考え方
第2.1.1.f-1表　分岐確率のあてはめ方法
第2.1.1.f-2表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第2.1.1.f-3表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第2.1.1.f-4表　格納容器破損モード別、破損カテゴリ別の格納容器破損頻度
第2.1.1.f-5表　起因事象別格納容器破損頻度
第2.1.1.g-1表　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-2表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-3表　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-4表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

図

出力運転時PRA

第1.1.1-1図　内部事象レベル1PRA評価フロー
第1.1.1.a-1図　１次冷却設備系統説明図
第1.1.1.a-2図　工学的安全設備の概要
第1.1.1.a-3図　原子炉保護系設備系統説明図
第1.1.1.a-4図　化学体積制御設備系統説明図
第1.1.1.a-5図　非常用炉心冷却設備の系統説明図
第1.1.1.a-6図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図
第1.1.1.a-7図　開閉所単線結線図
第1.1.1.a-8図　所内単線結線図
第1.1.1.a-9図　直流電源設備及び計測制御用電源設備
第1.1.1.a-10図　工学的安全施設作動設備説明図
第1.1.1.a-11図　原子炉補機冷却水設備系統説明図
第1.1.1.a-12図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図
第1.1.1.a-13図　補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）
第1.1.1.a-14図　制御用空気設備系統説明図
第1.1.1.a-15図　タービン系統説明図
第1.1.1.a-16図　原子炉格納施設の構造概要図
第1.1.1.a-17図　アニュラス空気浄化設備系統図
第1.1.1.b-1図　国内PWRプラントの運転実績（発電時間）に対するトリップ事象の発生割合
第1.1.1.b-2図　余熱除去系簡略図
第1.1.1.b-3図　インターフェイスシステムLOCAの想定
第1.1.1.d-1(a)図　大破断LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(b)図　中破断LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(c)図　小破断LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(d)図　極小LOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(e)図　インターフェイスシステムLOCAイベントツリー
第1.1.1.d-1(f)図　主給水流量喪失イベントツリー
第1.1.1.d-1(g)図　過渡事象イベントツリー
第1.1.1.d-1(h)図　外部電源喪失イベントツリー
第1.1.1.d-1(i)図　ATWSイベントツリー
第1.1.1.d-1(j)図　２次冷却系の破断イベントツリー
第1.1.1.d-1(k)図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
第1.1.1.d-1(l)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第1.1.1.d-1(m)図　手動停止イベントツリー
第1.1.1.d-1(n)図　DC母線１系列喪失イベントツリー
第1.1.1.e-1図　故障モードのスクリーニング手順
第1.1.1.f-1図　共通原因故障同定のフロー
第1.1.1.g-1図　事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
第1.1.1.h-1図　起因事象別炉心損傷頻度
第1.1.1.h-2図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）
第1.1.1.h-3図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－FV重要度）
第1.1.1.h-4図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－RAW）
第1.1.1.h-5図　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果
第1.1.1.h-6図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果【RCPシールLOCAの発生確率変更】
第1.1.1.h-7図　起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時PRA

第1.1.2.a-1図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第1.1.2.a-2図　ミッドループ運転概要図
第1.1.2.b-1図　炉心損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジックダイヤグラム
第1.1.2.d-1(a)図　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(b)図　オーバードレンイベントツリー
第1.1.2.d-1(c)図　水位維持失敗イベントツリー
第1.1.2.d-1(d)図　余熱除去機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(e)図　外部電源喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(f)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d-1(g)図　反応度の誤投入イベントツリー
第1.1.2.e-1図　システム信頼性の評価例
第1.1.2.h-1図　POS別炉心損傷頻度
第1.1.2.h-2図　起因事象別炉心損傷頻度

地震PRA

第1.2.1-1図　地震レベル1PRAの評価フロー
第1.2.1.a-1図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果
第1.2.1.b-1図　敷地周辺の主な活断層
第1.2.1.b-2図　代表断層の応答スペクトル
第1.2.1.b-3図　その他の活断層
第1.2.1.b-4図　萩原（1991）及び垣見ほか（2003）による領域区分
第1.2.1.b-5図　川内原子力発電所から100km以内の領域をモデル化した結果及び1926年～2008年12月までの200km以浅でM5.0以上の震央分布
第1.2.1.b-6図　地域ごとの地震規模別発生頻度の評価
第1.2.1.b-7図　観測記録による補正
第1.2.1.b-8図　設定したロジックツリー
第1.2.1.b-9図　平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b-10図　特定震源モデルによる確率論的地震ハザードの内訳
第1.2.1.b-11図　フラクタイル地震ハザード曲線
第1.2.1.b-12図　川内原子力発電所のフラクタイルハザード距離減衰式の補正なし
第1.2.1.b-13図　川内原子力発電所のフラクタイルハザード距離減衰式の補正あり
第1.2.1.b-14図　一様ハザードスペクトルと基準地震動の応答スペクトルの比較
第1.2.1.b-15図　周波数ごとの平均ハザード曲線
第1.2.1.b-16図　川内原子力発電所の震源別平均ハザード
第1.2.1.b-17図　年超過確率10^{-4}一様ハザードスペクトル適合模擬波
第1.2.1.c-1-1図　原子炉建屋の概略平面図(EL.5.0m、13.3m)
第1.2.1.c-1-2図　原子炉建屋の概略断面図（Ⓐ－Ⓐ断面）
第1.2.1.c-1-3図　原子炉補助建屋の概略平面図(EL.13.3m)
第1.2.1.c-1-4図　原子炉補助建屋の概略断面図
第1.2.1.c-1-5図　川内１号炉原子炉建屋地震応答解析モデル（水平方向）
第1.2.1.c-1-6図　川内１号炉原子炉補助建屋地震応答解析モデル（水平方向）
第1.2.1.c-1-7図　川内１号炉原子炉建屋フラジリティ曲線とHCLPF（I/C、 NS）
第1.2.1.c-1-8図　川内１号炉原子炉補助建屋フラジリティ曲線とHCLPF（A/B、 EW）
第1.2.1.c-2-1図　海水管ダクト平面図
第1.2.1.c-2-2図　海水管ダクト断面図（①－①断面）
第1.2.1.c-2-3図　海水管ダクト　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-1図　蒸気発生器　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-2図　余熱除去冷却器　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-3図　原子炉ソレノイド用直流分電盤　フラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-4図　内燃機関(ディーゼル発電機)　フラジリティ曲線

第1.2.1.c-3-5図　炉内計装引出管　フラジリティ曲線
第1.2.1.d-1図　地震PRA階層イベントツリー
第1.2.1.d-2図　地震システム解析モデル（大イベントツリー）
第1.2.1.d-3図　地震損傷機器イベントツリー
第1.2.1.d-4図　サポート系イベントツリー
第1.2.1.d-5図　共用系イベントツリー
第1.2.1.d-6図(a)　大破断LOCAイベントツリー
第1.2.1.d-6図(b)　中破断LOCAイベントツリー
第1.2.1.d-6図(c)　小破断LOCAイベントツリー
第1.2.1.d-6図(d)　２次冷却系の破断イベントツリー
第1.2.1.d-6図(e)　主給水流量喪失イベントツリー
第1.2.1.d-7図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第1.2.1.d-8図　加速度区分ごとの炉心損傷頻度
第1.2.1.d-9図　加速度区分ごとの条件付き炉心損傷確率
第1.2.1.d-10図　シーケンスごとの不確実さ解析結果

津波PRA
第1.2.2-1図　津波レベル1PRAの評価フロー
第1.2.2.a-1図　プラント概要
第1.2.2.a-2図　プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー
第1.2.2.a-3図　プラントウォークダウンチェックシート
第1.2.2.a-4図　現場機器（海水ポンプ）
第1.2.2.a-5図　起因事象の抽出フロー
第1.2.2.b-1図　海域の活断層の対象波源
第1.2.2.b-2図　背景的領域の対象波源
第1.2.2.b-3図　遠地（南米沖）の地震の対象波源
第1.2.2.b-4図　海域の活断層の地震を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-5図　背景的領域の地震を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-6図　遠地（南米沖）の地震（Ｃ－３：南米チリ南部沖）を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-7図　遠地（南米沖）の地震（Ｃ－10：南米チリ北部沖）を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-8図　遠地（南米沖）の地震（Ｐ－１：南米ペルー沖）を波源とするロジックツリー
第1.2.2.b-9図　遠地（南米沖）の地震を波源とするロジックツリーにおける津波推定値のばらつき
第1.2.2.b-10図　取水口地点における水位と年超過確率の関係
第1.2.2.c-1図　被水・没水に関するフラジリティ曲線
第1.2.2.d-1図　津波PRA階層イベントツリー
第1.2.2.d-2図(a)　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第1.2.2.d-2図(b)　外部電源喪失イベントツリー
第1.2.2.d-2図(c)　主給水流量喪失イベントツリー
第1.2.2.d-2図(d)　過渡事象イベントツリー
第1.2.2.d-2図(e)　直接炉心損傷に至る事象
第1.2.2.d-3図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第1.2.2.d-4図　津波フラクタイルハザード
第1.2.2.d-5図　津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果
第1.2.2.d-6図　対策を考慮した「原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA」のシナリオの整理
第1.2.2.d-7図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

レベル1.5PRA

第2.1.1.b-1図　レベル1.5PRA評価用のレベル1PRAイベントツリー
第2.1.1.c-1図　PWRのシビアアクシデントで考えられる事故進展
第2.1.1.d-1図　格納容器イベントツリー
第2.1.1.e-1図 (1/12)　代表的な物理量の時間変化 (AED)
第2.1.1.e-1図 (2/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(AED)
第2.1.1.e-1図 (3/12)　代表的な物理量の時間変化 (AEW)
第2.1.1.e-1図 (4/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(AEW)
第2.1.1.e-1図 (5/12)　代表的な物理量の時間変化 (AEI)
第2.1.1.e-1図 (6/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(AEI)
第2.1.1.e-1図 (7/12)　代表的な物理量の時間変化 (SED)
第2.1.1.e-1図 (8/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(SED)
第2.1.1.e-1図 (9/12)　代表的な物理量の時間変化 (TED)
第2.1.1.e-1図 (10/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(TED)
第2.1.1.e-1図 (11/12)　代表的な物理量の時間変化 (TEI)
第2.1.1.e-1図 (12/12)　代表シーケンスにおける事象進展例(TEI)
第2.1.1.f-1図　格納容器破損モード別、格納容器破損カテゴリ別格納容器破損割合
第2.1.1.g-1図　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-2図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-3図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第2.1.1.g-4図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

1　レベル1PRA

1.1　内部事象PRA

1.1.1　出力運転時PRA

出力運転時PRAは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2008（以下「レベル1PSA学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。

1.1.1.a.　対象プラント

①　対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集・分析

内部事象出力時レベル1PRA実施にあたり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査・収集した。

－PRA実施にあたり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）

－定量化にあたり必要とされる情報（機器故障率、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて収集した図書類を、第1.1.1.a-1表に示す。

また、ａ．項にレベル1PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、ｂ．項に、レベル1.5PRAにおいて重要となる原子炉格納容器系の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

・出　　力　　－　熱 出 力　2,660MWt

　　－　電気出力　890MWe

・プラント型式　　－　加圧水型３ループプラント

・原子炉格納容器型式　－　上部半球下部半だ円鏡円筒型

ａ．主要な設備の構成・特性

本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な１次冷却系統及び安全系統により構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの１次冷却設備を、第1.1.1.a-2図に工学的安全設備の概要を示す。また、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統（第1.1.1.a-3図、第1.1.1.a-4図）

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度挿入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系統）とほう酸を炉心に注入し負の反応度を投入する化

学体積制御系統から構成される。

(b) 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源系統から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、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。

また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。

1) 蓄圧注入系（第1.1.1.a-5図）

蓄圧注入系は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成され、各１次冷却材ループに１系統ずつ設置されている。１次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから１次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内にほう酸水を自動的に注入して、炉心の早期冷却を確保する。

2) 高圧注入系（第1.1.1.a-5図）

高圧注入系は、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管及び弁類で構成される。充てん／高圧注入ポンプは、100％容量のものが３台設置されている。

高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
② 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致
③ 主蒸気ライン差圧高
④ 原子炉格納容器圧力高
⑤ 手　　動
⑥ 原子炉圧力異常低

非常用炉心冷却設備作動信号により、充てん／高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクのほう酸水を、１次冷却材低温側配管を経て、炉心に注入する。

充てん／高圧注入ポンプは、通常運転時に１次冷却設備への充てん水と１次冷却材ポンプへの封水を供給するため、水源を体積制御タンクとしているが、非常用炉心冷却設備作動信号により燃料取替用水タンクに水源を自動的に切り替える。燃料取替用水タンクの水位が低くなると、充てん／高圧注入ポンプの水源を、格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去冷却器及び余熱除去ポンプを経て高圧注入配管から炉心に注入する再循環モードに移行する。

3) 低圧注入系（第1.1.1.a-5図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、100%容量のものを各々２台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水タンクのほう酸水を、余熱除去冷却器を経て、１次冷却材低温側配管から炉心に注入する。

燃料取替用水タンクの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去冷却器で冷却した後、低圧注入配管から炉心に注入する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第1.1.1.a-6図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、１次冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去するもので、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、配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは100%容量のものを２台、格納容器スプレイ冷却器は100%容量のものを２基、また、よう素除去薬品タンクは100%容量のものを１基設置する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

(a)～(b)の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

1) 電源系統（非常用所内交流電源、直流電源、計装用電源）（第1.1.1.a-7図～第1.1.1.a-9図）

2) 工学的安全施設作動設備（安全注入信号作動設備、格納容器スプレイ信号作動設備）（第1.1.1.a-10図）

3) 原子炉補機冷却系統（原子炉補機冷却水系統、原子炉補機冷却海水系統）（第1.1.1.a-11図、第1.1.1.a-12図）

4) 換気空調設備（第1.1.1.a-13図）

5) 制御用空気設備（第1.1.1.a-14図）

(d) その他の系統

事故時に作動が必要な設備のうち、PRAで作動を考慮する設備は以下のものがある。

1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁設備（第1.1.1.a-1図）

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に１次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限しうる容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合にこの逃がし弁を隔離するため遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。

加圧器安全弁は、ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から、水素ガスや蒸気等が漏えいしな

い構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、１次冷却設備の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時サージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、１次冷却系の圧力を最高使用圧力の1.1倍以下に抑えることができる。

2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、主蒸気ダンプ設備（第1.1.1.a-15図）

蒸気発生器からの蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は８個設け、定格主蒸気流量の約40％を処理できる。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、１次冷却系を冷却する。

主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に各１個設け、定格主蒸気流量の約10％を処理できる。この主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。

主蒸気系統を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ７個、合計21個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ（第1.1.1.a-15図）

補助給水ポンプは、主給水管破断事故時等により通常の給水系統の機能が失われた場合に、蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動１台、電動２台を設ける。各ポンプとも水源は、復水タンクを使用するが、後備用として２次系純水タンクも使用することができる。

4) 主蒸気隔離弁（第1.1.1.a-15図）

主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁をおのおの１個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により作動する。

b．原子炉格納容器の構成・特性

(a) 原子炉格納容器の構成・特性（第1.1.1.a-16図）

原子炉格納施設は、鋼板製の原子炉格納容器の外側を外部遮へい建屋で囲み、原子炉格納容器と外部遮へい建屋の間は空間構造とし、その円筒部にアニュラスシールを設け、アニュラスシールの下部は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、２重格納の機能を持たせる。

原子炉格納容器を貫通する配管、電線等の大部分は、このアニュラス部を貫通するようにする。

１次冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最

終の障壁（格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁を設けるか又はこれと同等の隔離機能を持たせるようにする。

(b)アニュラス空気浄化設備（第1.1.1.a-17図）

アニュラス空気浄化設備は、100％容量のものが２系統設置されている。本設備は、１次冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。

② PRAに影響する特徴

本プラントにおいて、PRAに影響する主な特徴についての説明及びPRAでの具体的な取扱いについて以下に示す。

(1) 充てん／高圧注入ポンプの採用

【設計思想】

充てん系と高圧系は同時に両機能が要求されることはないため、両機能を合わせ持った同ポンプを採用している。

【PRAへの影響】

充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントにおいて、小さなリークが生じた時の緩和手段が、充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントと比べ少ないため、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントに対して極小LOCAを起因事象の対象とする。

(2) 充てん／高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが必要

【設計思想】

高圧再循環と低圧再循環は同時に要求されないことから、高圧再循環に、充てん／高圧注入ポンプの有効吸込み水頭（NPSH）を確保するため、余熱除去ポンプを用いたブースティングを採用している。なお、余熱除去ポンプは、低圧注入と余熱除去の２つの機能を有している。

【PRAへの影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合、低圧再循環機能と高圧再循環機能の両機能が機能喪失することを考慮する。

(3) DC母線１系列喪失時にタービンがトリップし、原子炉トリップに至る設計

【設計思想】

タービントリップソレノイドが２弁動作すると原子炉トリップに移行するが、安全側に直流電源１系列よりタービントリップソレノイドの２弁に給電する設計を採用してい

る。

【PRAへの影響】

DC母線１系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として考慮する。

1.1.1.b.　起因事象

起因事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

①　評価対象とした起因事象について

(1) 起因事象の選定

本プラントに適用する起因事象について以下の方法により検討し、選定を行った。

ａ．国内外の評価事例の分析

（既往のPRA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230）

既往のPRA、安全評価審査指針及びEPRI NP-2230について分析を行い、当該プラントにおける起因事象の選定を行った。既往のPRA（第1.1.1.b-1表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また、選定された起因事象と安全評価審査指針及びEPRI NP-2230で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。確認結果については第1.1.1.b-2表～第1.1.1.b-4表に示す。

ｂ．原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお、川内１号炉及び２号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

過去のトラブル事象（号炉、発生時期）	トリップ事象分類	PRA上の起因事象分類
「原子炉トリップパーシャル作動信号」発信し、調査のため手動停止（１号炉、1991/7/17）	手動停止	手動停止
格納容器再循環サンプ流入ドレン増加により原子炉手動停止（１号炉、1998/11/10）	手動停止	手動停止
「タービンソレノイド動作」信号発信によるタービン自動停止に伴い原子炉自動停止（１号炉、1999/8/25）	負荷喪失※	ATWS過渡事象
湿分分離加熱器出口配管フランジ部からの微小な蒸気漏れに伴う点検停止（２号炉、2005/2/9）	手動停止	手動停止

※電源系／タービン系の故障等により、タービントリップが発生して原子炉が停止した事象

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し評価対象外と判断している。

a．放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

b．燃料集合体の落下事象

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がなく、炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

c．原子炉容器破損

原子炉容器破損については、決定論的に既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられないため、レベル1PRAの起因事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400や確率論的破壊力学（PFM）により試算されており、それぞれ1E-07／炉年、1E-08／炉年以下となっており、十分に低い値が得られている。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第1.1.1.b-5表に示す。

a．LOCA

LOCAは、１次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉圧力低信号等が発生して原子炉トリップに至る事象であり、起因事象としては１次冷却材保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCAのカテゴリに含まれる事象について破断規模に応じて期待されるECCS設備、２次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。

・大破断LOCA
・中破断LOCA
・小破断LOCA
・極小LOCA※（※：極小LOCAは、充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定。緩和手段として川内１号炉及び２号炉は充てん／高圧注入ポンプによる注入があり、充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントと比べ、極小LOCA

に対する緩和手段が少ないため、起因事象として選定する。）

b．ATWS

ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。

c．インターフェイスシステムLOCA

インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の余熱除去系との隔離に失敗した場合に、原子炉冷却系の圧力が余熱除去系に付加されるために発生する事象であり、独立した起因事象として取り扱う。

d．手動停止

手動停止は停止時冷却に移行する際に復水・給水系にトラブルが生じた際などの計画外停止を想定しており、独立した起因事象として取り扱う。

e．原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、RCPシール機能の喪失や加圧器逃がし弁・安全弁固着による１次冷却材保有水の喪失事象の発生が想定されることから、独立した起因事象として取り扱う。

f．DC母線１系列喪失

川内１号炉及び２号炉は、本事象の発生によりタービンがトリップし、その後原子炉トリップに至る設計となっている。また、DC母線１系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として取り扱う。

g．２次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器１基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「２次冷却系の破断」として分類し、独立した起因事象として取り扱う。

h．蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管１本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、独立した起因事象として取り扱う。

i．その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象をグループ化するが、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。

・主給水流量喪失（給水に係る緩和設備の信頼性が異なる）

・外部電源喪失（非常用電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

・過渡事象（外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化）

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として14事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-6表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、以下の手法（ａ．又はｂ．）を用いて算出した。

ａ．プラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間或いは暦日）を用いる※。（※：2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開（1970年11月28日）以降1976年3月31日までの期間は、第1.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1PSA学会標準に基づき、近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第1.1.1.b-7表に、除外している事象の一覧を示す。）

ｂ．フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

インターフェイスシステムLOCA及びATWS以外の起因事象は、ａ．の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出した。その際、次の基本的な考え方に基づき検討及び評価した。

－国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。

－国内及び米国ともに発生実績のない起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、PRAに係る基本設計である１次冷却材系統や安全系統の構成・容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。

なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発生件数を0.5件として評価した。

一方、インターフェイスシステムLOCAは、ｂ．の手法を用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象発生頻度を算出した。また、ATWSは、ａ．の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、ｂ．の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻度を算出した。

起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方について、次頁の表に示す。

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・２次冷却系の破断 ・DC母線１系列喪失	・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(481炉年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839炉年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生しうる事象であるため、発電期間を用いた。
・原子炉補機冷却機能喪失	・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(632炉年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839炉年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生しうる事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止 ・極小LOCA	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475炉年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生しうる事象であるため、発電期間を用いた。
・外部電源喪失	・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621炉年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生しうる事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ATWS	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475炉年)）	１次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、ATWS緩和設備に期待する必要のある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
・インターフェイスシステムLOCA	－	日本及び米国で発生経験がないため、原子炉格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになりうる配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) LOCAの発生頻度

LOCAは、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断LOCAの発生頻度を算定した。

WASH-1400の考え方に基づき、大破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度の1/10として算出し、中破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度と大破断LOCAの

発生頻度の相乗平均として算出した。

○：小破断LOCAの発生頻度

＝0.5 / (481+1839) ＝ 2.2E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内PWRプラント発電時間（年）

1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間（年）

○：大破断LOCAの発生頻度

＝2.2E-04 / 10 ＝ 2.2E-05／炉年

○：中破断LOCAの発生頻度

＝(大破断LOCAの発生頻度×小破断LOCAの発生頻度)$^{1/2}$

＝ 6.8E-05／炉年

(b) ２次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失、DC母線１系列喪失の発生頻度

これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○：２次冷却系の破断の発生頻度

＝0.5 / (481+1839) × 2 ＝ 4.3E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内PWRプラント発電時間（年）

1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間（年）

×2 ：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

○：原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

＝0.5 / (632+1839) ＝ 2.0E-04／炉年

632 ：運転開始からの国内PWRプラント運転期間※（年）

1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間（年）

※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電時間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電時間＋運転停止中期間）。

○：DC母線１系列喪失の発生頻度

＝0.5 / (481+1839) ＝ 2.2E-04／炉年

481 ：運転開始からの国内PWRプラント発電時間（年）

1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間（年）

(c) 極小LOCA、主給水流量喪失、外部電源喪失、蒸気発生器伝熱管破損、過渡事象、手動停止の発生頻度

これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発

生頻度を算定した。

○：極小LOCAの発生頻度

＝1 / 475 ＝ 2.1E-03／炉年

1 ：発生実績※1（件）

※1　高浜2号(1979/11/3)、

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

○：主給水流量喪失の発生頻度

＝5 / 475 ＝ 1.1E-02／炉年

5 ：発生実績※2（件）

※2　美浜1号(1978/12/6)、高浜1号（1981/4/7）、大飯2号（1983/4/10）
敦賀2号(1989/6/28)、美浜3号（2004/8/9）

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

○：外部電源喪失の発生頻度

＝3 / 621 ＝ 4.8E-03／炉年

3 ：発生実績※3（件）

※3　伊方1号(1980/8/27)、敦賀2号（1999/12/15）、泊2号（2000/5/19）

621 ：国内PWRプラント運転期間※4（年）

※4　外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電時間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電時間＋運転停止期間）。

○：蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

＝1 / $(4.1\times10^{10}\times(1-0.1))\times(3386\times3)\times8760$ ＝ 2.4E-03／炉年

1 ：発生実績※5（件）

※5：美浜2号（1991/2/9）

4.1×10^{10}：国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電時間の積分値（本・時間）

0.1 ：伝熱管施栓率

3386×3 ：当該プラントの伝熱管本数（本）

8760 ：時間から年への換算係数（8760＝365×24）（時間／年）

○：過度事象の発生頻度

＝46 / 475 ＝ 9.7E-02／炉年

46 ：過渡事象の発生実績（件）

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

○：手動停止の発生頻度

＝110 / 475 ＝ 2.3E-01／炉年

110 ：手動停止の発生実績（件）

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

(d) ATWSの発生頻度

ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。なお、小破断LOCA等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、１次系圧力の観点で厳しくないことから、ATWSとして考慮していない。

ATWSの発生頻度 ＝ (34 / 475) × 5.7E-07

＝ 4.0E-08／炉年

34 ：ATの発生実績（件）。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象（例えば、原子炉保護系誤操作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等）を除く

475 ：国内PWRプラント発電期間（年）

5.7E-07：フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e) インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステムLOCAに至るシーケンスとして以下の３つのシナリオが考えられる。

①低温側注入ラインにある３つの逆止弁の同時故障

②高温側注入ラインにある２つの逆止弁と１つの電動弁の同時故障

③余熱除去ポンプの吸込側にある２つの電動弁の同時故障

LOCAの原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が作動すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、LOCAには至らないものと考え、上記弁のリーク発生時には更に逃がし弁の故障(開失敗)を考える。

逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、

逆止弁リーク：7.1E-09／h

電動弁リーク：4.1E-09／h

である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（http://www.nucia.jp/）のデータベースにはないため、リークのデータに10^{-1}を乗じた値を使用する。従って、破損の

データは、

逆止弁破損：7.1E-10／h

電動弁破損：4.1E-10／h

となる。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の１年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、

逆止弁リークP(V1)：6.2E-05（＝7.1E-09×24×365)

電動弁リークP(V2)：3.6E-05（＝4.1E-09×24×365)

逆止弁破損　P(V3)：6.2E-06（＝7.1E-10×24×365)

電動弁破損　P(V4)：3.6E-06（＝4.1E-10×24×365)

となる。また、逃がし弁の開失敗は機器故障率データより、

逃がし弁開失敗P(V5)：1.4E-03／d※6

※６　1/d＝回／要求

を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、３つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至る経路は６通りあり、第1.1.1.b-3図(1/4)及び第1.1.1.b-3図(2/4)に示す。従って、低温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、

$$P1 = 6\times(P(V3)^3 + P(V1)^3\times P(V5) + 3\times P(V1)^2\times P(V3)\times P(V5) + 3\times P(V1)\times P(V3)^2\times P(V5))$$

$$= 4.1E-15／炉年$$

$P(V3)^3$ ：３つの直列な逆止弁の破損

$P(V1)^3\times P(V5)$：３つの直列な逆止弁がリークし逃がし弁開失敗

$P(V1)^2\times P(V3)\times P(V5)$：２つの逆止弁がリークし１つの逆止弁が破損し逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V3)^2\times P(V5)$：１つの逆止弁がリーク、２つの逆止弁が破損し逃がし弁開失敗

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、２つの直列な逆止弁と１つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは２通りあり、第1.1.1.b-3図(3/4)に

示す。従って、高温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、

$P2 = 2\times(P(V3)^2\times P(V4) + P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5) + P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5) + P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5))$

$= 8.0E-16$／炉年

$P(V3)^2\times P(V4)$：２つの直列な逆止弁が破損し、電動弁が破損

$P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5)$：２つの直列な逆止弁がリークし、電動弁がリーク、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5)$：逆止弁がリークし、電動弁リークし、逆止弁破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5)$：電動弁リーク、２つの逆止弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5)$：２つの逆止弁リーク、電動弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5)$：逆止弁リーク、逆止弁破損、電動弁破損、逃がし弁開失敗

③余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、直列な２つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは２通りあり、第1.1.1.b-3図(4/4)に示す。従って、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステムLOCAの発生確率は、

$P3 = 2\times(P(V4)^2 + P(V2)^2\times P(V5) + 2\times P(V2)\times P(V4)\times P(V5))$

$= 3.0E-11$／炉年

$P(V4)^2$：２つの電動弁の破損

$P(V2)^2\times P(V5)$：２つの電動弁リークし、逃がし弁開失敗

$P(V2)\times P(V4)\times P(V5)$：電動弁がリーク・破損し、逃がし弁開失敗

インターフェイスシステムLOCAは上記の３つのシナリオの発生頻度の合計であり、

$P = P1 + P2 + P3$

$= 3.0E-11$／炉年

となる。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.1.b-8表に示す。

1.1.1.c.　成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①　成功基準について

【炉心損傷判定条件】

○　一般的な炉心損傷判定条件

事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1200℃を超えると評価される状態。

○　LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプ水の温度が100℃以上と評価される状態。

○　Non-LOCA時２次系による除熱シナリオ成功の判定条件

２次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。

【起因事象ごとの成功基準の一覧表】

上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○　余裕時間

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間並びにその設定根拠について以下のとおり示す。

(1) LOCA（大破断LOCA）発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切り替え

大破断LOCAが発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期に渡り実施するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行する必要がある。

余裕時間：20分

設定根拠：事象発生後、発生した事象がLOCAであると運転員が判断（診断）し、適切な運転基準を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間※1を算出し、保守的に20分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプがすべて※2起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。

※１　1,617m³／（147m³／h×2台＋681m³／h×2台＋940m³／h×2台）
＝約27分

【計算条件】

・燃料取替用水タンク水量：1,617m³
（通常水位(96%)⇒水位異常低(3%)）

・ポンプ仕様

○充てん／高圧注入ポンプ：147m³／h×２台

※２　充てん／高圧注入ポンプは、ECCS信号発信時は３台中２台起動

○余熱除去ポンプ　：681m³／h×２台

○格納容器スプレイポンプ：940m³／h×２台

(2) LOCA（大破断LOCA以外）発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切り替え

中破断または小破断LOCAが発生すると、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注入される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期に渡り実施するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行する必要がある。

余裕時間：30分

設定根拠：(1)LOCA（大破断LOCA）発生時の算出条件から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出し、保守的に30分と設定した。

(3) ２次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

２次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による２次系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20分

設定根拠：２次系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に、蒸気発生器の水位が低下し、２次系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。

(4) SGTR発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

SGTR時には、１次冷却材が２次系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、１次系と２次系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30分

設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。

(5) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

LOCA時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30分

設定根拠：LOCA後のECCS再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にECCS再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に30分と評価した。

○　使命時間

本評価では、以下のことを勘案し、24時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

・24時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。

・補助給水系やECCS注入系等、実際の使命時間が24時間より短いものもあるが、保守的に一律24時間として機器の故障確率を評価している。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性については第1.1.1.c-2表に示すとおりである。

なお、第1.1.1.c-1表に示すように、第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事象解析結果と考え合わせることで、すべての成功基準は設定することができる。

1.1.1.d.　事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生並びに各種安全機能喪失の組合せのことである。

①　イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態または成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.1.d-1(a)図～第1.1.1.d-1(n)図に示す。

1.1.1.e.　システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

①　評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。これに基づき、異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連係しモデル化した。

【サポート系】

1．電源系
2．信号系
3．制御回路
4．制御用空気系
5．換気空調系
6．原子炉補機冷却海水系
7．原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

8．原子炉停止系
9．高圧注入系（注入時）
10．高圧注入系（再循環時）
11．蓄圧注入系

12. 低圧注入系（注入時）
13. 低圧注入系（再循環時）
14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）
15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）
16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系
17. 破損側蒸気発生器隔離
18. 主蒸気隔離
19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. １次冷却材ポンプシールLOCA
21. 加圧器逃がし弁／安全弁LOCA

② システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき1.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成かつ定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第1.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき故障モードの抽出を行っている。

なお、内部事象レベル1PRAでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（LOCA等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③ システム信頼性評価の結果

システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第1.1.1.e-4表に示す。

④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

RCPシールLOCAは、システム信頼性評価を実施せずに発生確率を1.0と設定した。

1.1.1.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通原因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となる

パラメータを整備した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年５月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年２月）、電中研報告P00001、(財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。

上記の機器故障率を用いて、以下の評価式により起因事象発生確率を算出した。

・状態変更失敗確率

Q=Qd（Qd：デマンド故障率）

・機能維持失敗確率

Q=1－exp(－λrTm)　（λr：機能維持失敗の故障率、Tm：時間パラメータ※）

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル1PSA学会標準

③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価ではAM策を考慮しないPRAモデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

④ 待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

PRA評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。

試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準　原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表される。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdot(1)$$

ここで、MUT：供用可能時間（mean up time）

MDT：供用不能時間（mean down time）

MUT、MDTはそれぞれ試験間隔(T)、試験時間(t)と同義であるため、試験による待機除外確率(q_t)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T+t)} \\ &= \frac{t}{T\left(1+\frac{t}{T}\right)} \\ &\fallingdotseq \frac{t}{T} \quad (\because T >> t) \end{aligned} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdot(2)$$

試験による待機除外状態となる系統・機器をリスト化し、その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試験時間(t)に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	余熱除去ポンプ起動試験	1ヶ月	30分	6.94E-04 ①	1.0E-03 (①＋②)
	安全注入系統弁開閉試験	1ヶ月	15分	3.47E-04 ②	

(2) 保修作業による待機除外データ

PRA評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。

保修による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から算出する。式(1)において、MUTは時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保修時間と同義のMDT(供用不能時間)には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間(待機除外許容時間：AOT)を保守的に適用すると、保修による待機除外確率(q_m)の計算式は以下となる。

$$q_m = \frac{MDT}{MUT + MDT}$$
$$= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)}$$
$$= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)}$$
$$\fallingdotseq \lambda \cdot AOT \qquad (\because 1 >> \lambda \cdot AOT) \qquad \cdots\cdots\cdots (3)$$

保修作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間（AOT）	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系（非常用炉心冷却系－モード1,2,3－）	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-07/h	6.2E-05 ①	7.6E-05（①+②+③）
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-08/h	1.2E-05 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	7.1E-09/h	1.7E-06 ③	

⑤　共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

多重性を持たせるために用いられる機器について、型式、機能、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき機器群と故障モードを選定し、共通要因故障を評価した。共通原因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図に従い、以下の４つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通原因故障の適用を検討した。

(1) 同一系統

(2) 冗長の機能を有する同種機器

(3) 起因事象発生前の運転状態が同一

(4) 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通原因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通原因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通原因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通原因故障を考慮した。フロー図に従って同定した共通原因故障の対象機器と故障モードを第1.1.1.f-1表に示す。

共通原因故障パラメータについては、第1.1.1.f-2表に示すNUREG/CR-5497（レベル1PSA学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.1.g　人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功または失敗の確率を評価することである。本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①　評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、複数の運転員によるバックアップをモデル化している。

(1) 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、更にシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第1.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（HEP）について下表のとおり示す。

運転操作エラー	操作場所	HEP	エラーファクタ（EF）
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は運転基準（手順書）に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。PRAにおいては、運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。

事故後に実際に行われる運転員操作は以下の流れで行われるものと想定する。

① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの運転基準（手順書）を参照すべきかを判断する。

② 運転基準（手順書）に基づいて、実際の操作を行う。

③ 運転基準（手順書）において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。

④ ③の確認結果に基づき、運転基準（手順書）の操作を行う。

⑤ 事象が進展した場合、再度運転基準（手順書）を参照すべきかを判断する。

このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。

診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a) 診断失敗

運転基準（手順書）へのエントリ失敗を、診断過誤として取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率はTHERPの時間信頼曲線（余裕時間とスキルファクタの関数）を用いて評価を実施しており、評価に使用した余裕時間、スキルファクタを、得られた診断過誤確率と合わせて下表に示す。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転基準（手順書）の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとおりである。

診 断 項 目	操作	余裕時間	診断過誤率	ｽｷﾙﾌｧｸﾀ※
１次冷却材の喪失（大破断LOCA）	低圧注入系及び格納容器ｽﾌﾟﾚｲ系を注入ﾓｰﾄﾞから再循環ﾓｰﾄﾞへ切替	20分	2.7E-03	下限値
１次冷却材の喪失（大破断LOCA以外）	低圧注入系、格納容器ｽﾌﾟﾚｲ系及び高圧注入系を注入ﾓｰﾄﾞから再循環ﾓｰﾄﾞへ切替	30分	2.7E-04	下限値
２次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-03	下限値
SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-04	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-03	中央値

※：運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また、異常発生時の運転基準（手順書）も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。

下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する運転基準（手順書）に記載されている場合

中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する２番目の運転基準（手順書）に記載されている場合

上限値：運転基準（手順書）に記載がなく十分な訓練がされていない場合

(b) 操作失敗

運転基準（手順書）に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

(c) 読取失敗

運転基準（手順書）に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が充分に

小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備　　考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	

1.1.1.h　炉心損傷頻度

①　炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は、計算コードRiskSpectrumを用いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。

②　炉心損傷頻度

全炉心損傷頻度は2.5E-04（／炉年）となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.1.h-1表に示す。また、各事故シーケンスに対する分析結果を第1.1.1.h-2表に示す。

起因事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで、手動停止、過渡事象が支配的となっている。一方、相対的にLOCA事象の寄与は小さくなっている。

○評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合別パイチャートを第1.1.1.h-1図に示す。起因事象の寄与割合としては「原子炉補機冷却機能喪失」、「手動停止」及び「過渡事象」が大きい。

a)原子炉補機冷却機能喪失（CDF：2.0E-04／炉年、寄与割合：81.6%）

原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には、RCPシールLOCAが必ず発生し、更に緩和手段がないことから、これによる炉心損傷頻度が大きくなっている。

b)手動停止（CDF：2.6E-05／炉年、寄与割合：10.6%）

c)過渡事象（CDF：1.1E-05／炉年、寄与割合： 4.5%）

常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外停止中に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については設計基準事象として想定される各種設備により対応できる可能性が高く、条件付炉心損傷確率（CCDP）が1E-04乗のオーダーに低く抑えることができる一方、設備等の不調等

により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障」、「復水タンク閉塞」及び「補助給水系各機器外部リーク」となっており、補助給水系を使用した２次系からの除熱に失敗することにより、炉心損傷することがわかる。

○川内１号炉及び２号炉の特徴による影響

川内１号炉及び２号炉の設計上の特徴（ブースティング、充てん／高圧注入ポンプの採用、DC母線１系列喪失によるトリップ）が、炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

a)充てん／高圧注入ポンプの採用（起因事象として極小LOCAを考慮）

- 全炉心損傷頻度に対する極小LOCAの寄与割合：0.2%程度
- 他の過渡事象と比較して極小LOCAの発生件数が少なく（１件）、起因事象発生頻度は比較的小さい。
- 充てん／高圧注入ポンプの採用により起因事象として極小LOCAを追加したが、極小LOCAでは高圧注入モードに加え、充てんモードによる注入も有効であり、充てん／高圧注入の信頼度は高いため、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。

b)ブースティング

- 全炉心損傷頻度に対するブースティング失敗の寄与割合：0.35%程度
- 中破断LOCA及び小破断LOCAの起因事象発生頻度は比較的小さい。
- 中破断LOCA及び小破断LOCA時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。

c)DC母線１系列喪失によるトリップ

- 全炉心損傷頻度に対するDC母線１系列喪失の寄与割合：0.03%程度
- DC母線１系列喪失事象の発生実績はなく、起因事象発生頻度は比較的小さい。
- DC母線１系列喪失によりECCS注入系等が片系列喪失するが、片系列使用できない場合でも適切な信頼性は確保しているため、他の過渡事象と比較して炉心損傷頻度は小さい。

以上のとおり、PRAに影響する主な特徴として抽出した「ブースティング」、「充てん／高圧注入ポンプの採用」及び「DC母線１系列喪失によるトリップ」は、炉心損傷頻度へ有意な影響を与えないことを確認した。

③　重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

PRA結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度や格納容器破損頻度の相対的な割合の確認に際しての参考資料として、不確実さ解析を実施した。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度や格納容器破損頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

a)重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell-Vesely（FV）重要度及びリスク増加価値（RAW)を評価した。

➢FV重要度：炉心損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標

$$FV = \frac{F_A(CD)}{F(CD)}$$

$F_A(CD)$：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

$F(CD)$：炉心損傷頻度

➢RAW：対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標

$$RAW = \frac{CDF(A=1)}{CDF}$$

$CDF(A=1)$：対象とする事象Aの生起確率が１の場合の炉心損傷頻度

評価する項目として、以下の２つに対して重要度解析を実施した。

・起因事象

・緩和系の基事象

【起因事象】

起因事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-3表に示す。FV重要度は、CDFの支配的要因であり、起因事象の発生で従属的にRCPシールLOCAとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起因事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-4表に示す。RAWは、起因事象に対して有効な緩和手段のない「原子炉補機冷却機能喪失」、「インターフェイスシステムLOCA」及び「ATWS」が高い結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-2図に示す。起因事象に対して有効な緩和手段のない「原子炉補機冷却機能喪失」は、FV重要度とRAWとも高い結果となった。

【緩和系の基事象】

緩和系の基事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-5表に示す。RCPシールLOCA発生が突出（0.82)し、それ以外では信号系の機器の故障が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却水喪失＋RCPシールLOCAが全CDFの大半を占めていること及び信号系の影響は広範囲に渡ることによる。

緩和系の基事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-6表に示す。起因事象発生頻度の大きいNon-LOCA事象に対し、今回のPRAでは唯一の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

緩和系の基事象のFV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-3図～第1.1.1.h-4図に示す。いずれの図においても、「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを示しており、同基事象への対策を実施することが有効な対策となることがわかる。具体的には、２次系純水タンクへの水源切替、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

b)不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の下限値（5%）、中央値（50%）、平均値、及び上限値（95%）を評価した。評価結果を第1.1.1.h-7表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全炉心損傷頻度のエラーファクタ(EF)は5.7となった。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限と下限の間に約30倍の不確実さ幅があることを意味する。

➢ $EF = \sqrt{\frac{95\%上限値}{5\%下限値}}$

また、事故シーケンス別CDFのEFは、NON-LOCA事象＋補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10～20程度となった。

今回のPRAを事故シーケンスの選定に適用する際には、CDFの絶対値よりも相対値に注目しているが、EFがこの程度であること、及び突出して不確実さ幅が大きいシーケンスはないことから、パラメータの不確実さが、事故シーケンスの相対的な重要性に有意に影響することは考えにくい。

また、有効なAM策のないシーケンスの上限値はいずれも1E-07乗のオーダーを下回る結果であり、不確実さを考えても十分に低い値であることを確認した。

➢大破断LOCA＋低圧注入失敗　上限値：9.9E-09/炉年（EF＝16.8）

➢大破断LOCA＋蓄圧注入失敗　上限値：3.4E-08/炉年（EF＝18.3）

➢中破断LOCA＋蓄圧注入失敗　上限値：6.3E-11/炉年（EF＝28.4）

c)感度解析

【①RCPシールLOCAの発生確率変更】

今回実施したPRA（ベースケース）では、原子炉補機冷却水系の回復がない場合、RCPシールLOCAの発生確率は1.0として評価している。感度解析ケースでは、米国WH社のRCPシールLOCAモデル（WOG2000モデル）に基づくRCPシールLOCAの発生確率（0.21）として感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.1.h-6図に示す。

全CDFは６割以上低減（2.5E-04/炉年　→　8.8E-05/炉年）した。この結果から、取替えを予定している国産改良型の耐熱Ｏリングによる、CDFの低減に期待できる。国産改良型の耐熱Ｏリングを用いたRCPシールLOCAモデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA発生時の対策として、常設電動注入ポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故対策を含めたPRAを実施し、CDFの低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

【②プラント固有データの反映】

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象及び機器故障率について、①頻度論統計（川内の運転実績から算出）②ベイズ統計（川内の発生実績を除いた値を事前分布とし、川内の発生実績で事後分布を更新）の２通りについて感度解析を実施した。起因事象に関する感度解析結果を第1.1.1.h-8表に、機器故障率に関する感度解析結果を第1.1.1.h-9表に示す。

対象とする起因事象は、国内PWR全プラントで発生件数の多い起因事象「手動停止」「過渡事象」「主給水流量喪失」を選定した。

また、対象とする機器故障は内部事象出力時レベル1PRAでモデル化している機器の内、2007年に川内１号炉にて発生実績のある「加圧器安全弁の開失敗」と、FV重要度が高く、かつ国内一般故障率でデータベースが整備されている「復水タンクの閉塞」と「タービン動補助給水ポンプの起動失敗」を選定した。

①の結果、故障率の変更により加圧器安全弁と補助給水系の非信頼度が高くなり、かつ主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったものの、手動停止及び過渡事象の起因事象発生頻度が低くなったため、第1.1.1.h-10表に示すようにベースケースと比較して全CDFに有意な変化はなく、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

②の結果、加圧器安全弁を除く機器故障率及び起因事象発生頻度が低くなったため、ベースケースと比較して全CDFは若干低くなったが有意な差はなく、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

【③インターフェイスシステムLOCAの発生頻度】

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度について、発生条件を有効性評価と整合させた場合について、感度解析を実施した。結果として、現状のPRAの評価結果に有意な影響は及ぼさないことを確認した。

【①RCPシールLOCAの発生確率】及び【③インターフェイスシステムLOCAの発生頻

度】について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第1.1.1.h-7図に示す。耐熱Oリングによる RCPシールLOCAの発生確率の低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約81.6%から約48.6%まで低減したが、その他の起因事象と比較しても全炉心損傷頻度に対して占める割合は最も大きいままであった。このことから、原子炉補機冷却機能喪失時の対策を充実させることが重要であると言える。なお、原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA発生時等の対策として、常設電動注入ポンプによる炉心注水等を整備済みである。

また、有効性評価での想定を考慮したインターフェイスシステムLOCAの発生頻度を考慮した結果、インターフェイスシステムLOCAのCDFの絶対値は増加したものの、全炉心損傷頻度に占める割合は、その他の起因事象と比較して最も小さいままであった。

以上のように、代表的なパラメータについて川内１号炉及び２号炉固有のデータを用いて感度解析を実施したが、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度ではないことを確認した。

④　まとめ

重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、川内１号炉及び２号炉の出力運転時レベル1PRAを実施した。炉心損傷頻度の平均値は2.5E-04（／炉年）となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクタ(EF)は5.7であった。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

重要度解析においては、FV及びRAWの２つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「復水タンクの閉塞」については、２次系純水タンクへの水源切替、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして、米国WH社のRCPシールLOCAモデルに基づきRCPシールLOCAの発生確率を0.21とした結果、炉心損傷頻度は8.8E-05/炉年となり、ベースケースと比較すると６割以上低減した。この結果から、取替えを予定している国産改良型の耐熱Oリングによる、炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。また、国産改良型の耐熱Oリングを用いたRCPシールLOCAモデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA発生時の対策として、常設電動注入ポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故対策を含めたPRAを実施し、炉心損傷頻度の低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

第1.1.1.a-1表　レベル1PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源（1/2）

PRAの作業	収集すべき情報		主な情報源
１．プラントの構成・特性の調査	PRA実施にあたり必要とされる基本的な情報	ａ）設計情報	１）原子炉設置許可申請書 ２）工事計画認可申請書 ３）系統図集（１次系、２次系、他） ４）単線結線図 ５）展開接続図（EWD） ６）ファンクショナルダイアグラム ７）計装ブロック図 ８）プラント機器配置図 ・機器配置図 ・電気盤配置図 ９）系統設計仕様書 ・系統説明書 ・容量根拠書 10）機器設計仕様書
		ｂ）運転管理情報	１）原子炉施設保安規定 ２）運転手順書類 ・運転基準（総括編、電気編、タービン編、原子炉編、警報処置編、緊急処置編、定期試験編）

第1.1.1.a-1表　レベル1PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源（2/2）

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源
2．起因事象の選定	原子炉冷却材の流出、外部電源喪失等に関する事例	1）上記1の情報源 2）国内PWRプラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・JNESホームページ 3）米国PWRプラント運転実績 ・NUREG-0020 ・NUREG-1187 ・NRC ホームページ
3．成功基準の設定 4．事故シーケンスの分析	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	1）上記1の情報源 2）先行PRA報告書及びそれに関連する報告書 3）換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
5．システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態等	1）上記1の情報源 2）下記6、7の情報源 3）健全性確認間隔
6．人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業等に係る体制	1）上記1の情報源 2）人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278 3）事故前人的過誤に関わる調査結果
7．パラメータの作成 1）機器故障 2）アンアベイラビリティ	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1）上記1の情報源 2）国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（2009年5月　日本原子力技術協会） 3）試験による待機除外の調査結果 4）共通原因故障パラメータ ・NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・NUREG/CR-5497

第1.1.1.a-2表　系統設備概要

原子炉保護系	４トレン 制御棒　48本
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約17m^3／h／台 充てん／高圧注入ポンプ　３台（うず巻式） ポンプ容量　約34m^3／h／台
蓄圧注入系	蓄圧タンク　たて置円筒型　３基 容量　約41m^3
高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ　３台（うず巻式） ポンプ容量　約147m^3／h／台
低圧注入系	余熱除去ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約681m^3／h／台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ　１台（うず巻式） ポンプ容量　約210m^3／h／台 電動補助給水ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約90m^3／h／台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機　２台 発電容量　約7,200kVA／台
直流電源設備	安全系蓄電池　２組 容量　約1,200A・h／組 常用系蓄電池　１組 容量　約3,500A・h
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ　４台（うず巻式ポンプ） ポンプ容量　約1,300m^3／h／台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ　４台（斜流式） ポンプ容量　約2,200m^3／h／台
格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約940m^3／h／台

第1.1.1.b-1表　既往のPRAで選定している起因事象

Surry (WASH-1400)	Surry (NUREG-1150)	Sequoyah (NUREG-1150)	Zion (NUREG-1150)	国内代表的4ループプラント（共通懇PSAレビュー検討WG)	川内 １号炉及び２号炉
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・極小LOCA
・原子炉容器破損LOCA ・インターフェイスシステムLOCA	・インターフェイスシステムLOCA	・インターフェイスシステムLOCA	・インターフェイスシステムLOCA	——	・インターフェイスシステムLOCA
・過渡事象	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失
	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失
	・ATWS	・ATWS	・ATWS	・ATWS	・ATWS
	——	——	・２次冷却系の破断	・２次冷却系の破断	・２次冷却系の破断
	・SGTR	・SGTR	・SGTR	・SGTR	・SGTR
	・初期に主給水が健全なタービントリップ	・初期に主給水が健全なタービントリップ	・タービントリップ ・炉心出力の異常 ・ECCSの誤起動 ・原子炉トリップ	・過渡事象	・過渡事象※ ・手動停止
	——	——	・サービス水の喪失 ・補機冷却水の喪失	——	・原子炉補機冷却機能喪失
	・DC母線１系列喪失	・DC母線１系列喪失	——	——	・DC母線１系列喪失

※過渡事象として考慮している事象については、第1.1.1.b-5表参照

第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応（1/2）

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
２次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象

第1.1.1.b-2表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応（2/2）

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
原子炉冷却材喪失	大破断、中破断、小破断LOCA
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	２次冷却系の破断
主蒸気管破断	２次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断LOCA
放射性気体廃棄物処理施設の破損	炉心損傷の観点からは考慮不要
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生	大破断、中破断、小破断LOCA

第1.1.1.b-3表　EPRI NP-2230 トランジェント分類

No	トランジェント名	No	トランジェント名
1	１次冷却材流量の喪失(1ループ)	22	主給水流量の異常－誤動作
2	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	23	復水ポンプの停止(1ループ)
3	制御棒駆動装置の異常または制御棒クラスタバンクの落下	24	復水ポンプの停止(全ループ)
4	制御棒からの漏えい	25	復水器真空度の喪失
5	１次冷却系での漏えい	26	蒸気発生器の漏えい
6	加圧器圧力低	27	復水器の漏えい
7	加圧器からの漏えい	28	２次系での漏えい
8	加圧器圧力高	29	主蒸気逃がし弁の開放
9	工学的安全施設作動信号の誤発信	30	循環水の喪失
10	格納容器圧力の異常	31	補機冷却水の喪失
11	化学体積制御設備の誤作動による１次冷却材中のほう素の希釈	32	補機冷却海水の喪失
12	圧力／温度／出力の不整合	33	タービントリップ、蒸気加減弁の閉止
13	１次冷却系停止ループの誤起動	34	発電機トリップ
14	１次冷却材流量の喪失(全ループ)	35	所内電源喪失
15	主給水流量の部分喪失	36	加圧器スプレイの故障
16	主給水流量の喪失(全ループ)	37	所内補機電源の喪失
17	主蒸気隔離弁の閉止(１ループ)	38	原子炉トリップ－誤動作
18	主蒸気隔離弁の閉止(全ループ)	39	原子炉トリップ－機器の故障
19	主給水流量の増加(１ループ)	40	原子炉トリップ－誤操作
20	主給水流量の増加(全ループ)	41	所内火災
21	主給水流量の異常－誤操作		

第1.1.1.b-4表　運転時の異常な過渡変化とEPRI NP-2230のカテゴリとの対応

運転時の異常な過渡変化	EPRI NP-2230の対応カテゴリ
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	2
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	2
制御棒の落下及び不整合	3,12
原子炉冷却材のほう素の異常な希釈	11
原子炉冷却材流量の部分喪失	1
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	13
外部電源喪失	35,37
主給水流量喪失	15,16,21,22,23
蒸気負荷の異常な増加	29
２次冷却系の異常な減圧	28,29
蒸気発生器への過剰給水	19,20,21,22
負荷の喪失	17,18,24,25,30,33,34
原子炉冷却材系の異常な減圧	6,36
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	9
原子炉冷却材流量の喪失	14
（その他の事象）	4,5,7,8,10,26,27,31,32,38,39,40,41

第1.1.1.b-5表　グループ化した起因事象

	炉心損傷に至る可能性のある事象(既存PRA等の起因事象含む)	選定した起因事象(グループ化含む)
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象（※） ※炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く	主給水管破断	２次冷却系の破断
	主蒸気管破断	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
	制御棒の落下及び不整合	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
	蒸気負荷の異常な増加	
	２次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し（制御棒クラスタのハウジングが損傷し、LOCA事象が発生）	小破断LOCA
	原子炉冷却材喪失	大、中、小破断LOCA
	可燃性ガスの発生（LOCA事象に付随する事象であり、LOCA事象として整理）	
その他の起因事象	ATWS	ATWS
	インターフェイスシステムLOCA	インターフェイスシステムLOCA
	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
	手動停止	手動停止
	極小LOCA	極小LOCA
	DC母線1系列喪失	DC母線１系列喪失

第1.1.1.b-6表　選定した起因事象一覧表

選定した起因事象	説　　明
大破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径６インチから１次冷却材主配管の両端破断相当（配管断面積の２倍）までのものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入／再循環に期待している。
中破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径２インチから６インチまでのものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径3/8インチから２インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
極小LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、充てんポンプで補填できる程度（破断口面積が等価口径3/8インチ未満）のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、充てん／高圧注入に期待している。
インターフェイスシステムLOCA	１次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、１次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
主給水流量喪失	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により１次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
ATWS	運転時の異常な過渡変化又は事故において原子炉トリップに失敗する事象
２次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管1本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	補機冷却水系、海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁LOCA、RCPシールLOCAの発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。
DC母線１系列喪失	DC母線が１系列喪失した場合、タービントリップソレノイド弁の非励磁によりタービントリップし、原子炉トリップに至る事象を想定しており、加圧器逃がし弁／安全弁LOCAの発生がある場合は小破断LOCA、ない場合は過渡事象の緩和機能に期待している。ただし、緩和機能は１系列使用不可である。

第1.1.1.b-7表　1976年4月以前における事象一覧

発生年月日	発電所名	概要
1970/12/4	美浜1号機	若狭幹線事故波及（その他・自然現象）のため、発電機トリップにより、原子炉停止。
1971/4/2	美浜1号機	グランドウォール蒸気管ユニオン部洩れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管洩れによる停止
1971/5/12	美浜1号機	一次系弁リークオフ量増加、調査のため原子炉手動停止。
1971/5/19	美浜1号機	安全注入誤作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/6/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/6/16	美浜1号機	復水器点検による停止
1971/7/10	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/7/27	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/8/13	美浜1号機	原子炉休転
1971/9/11	美浜1号機	インバータ電源故障（機器故障）のため、ＳＧ給水流量低により原子炉停止。
1971/10/7	美浜1号機	B.BFP誤動作によるトリップ
1972/1/22	美浜1号機	送電線線路作業のため停止
1972/2/19	美浜1号機	加圧器水面器点検による停止
1972/5/26	美浜1号機	夏期ピーク前点検による停止
1972/6/15	美浜1号機	蒸気発生器（Ａ）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1972/7/26	美浜2号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1972/8/11	美浜2号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止。
1972/10/28	美浜2号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜1号機	第5抽気建屋ドレン弁ボンネット洩れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/3	美浜2号機	HPP排気管点検による停止
1973/5/28	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1973/6/23	美浜2号機	RCPモータ軸受点検による停止
1973/7/11	美浜2号機	給水制御装置の故障、調査のため原子炉手動停止。
1973/8/28	美浜2号機	一次冷却材ポンプの電源アニュラス貫通部短絡（サーベイランス外の操作ミス）のため、ＲＣＰ遮断器開により原子炉停止。
1973/9/8	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グランド漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1973/10/26	美浜1号機	C/V内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜1号機	C/V内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜1号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、ＳＧ給水流量低により原子炉停止。
1974/6/1	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜1号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜1号機	蒸気発生器（Ａ）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/10	美浜2号機	給水流量検出配管から漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/13	美浜2号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜2号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜1号機	高圧タービンバランスホールカバーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/8	美浜2号機	蒸気発生器（Ａ）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/17	高浜1号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の撹乱のため、原子炉停止。
1975/1/22	高浜1号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止。
1975/4/1	高浜1号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海1号機	蒸気発生器（Ａ）内に残置された鋼性巻尺により細管が損傷、調査のため原子炉手動停止。
1975/6/20	高浜1号機	給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停止。
1976/2/19	高浜2号機	クラゲ防止設備改造強化工事のため停止
1976/2/20	玄海1号機	中間点検による停止

第1.1.1.b-8表　起因事象発生頻度（2011年3月31日迄）

起　因　事　象	発生頻度 (/炉年)	発生頻度評価方法	運転実績（年）					発生 件数
			国内PWR				海外PWR	
			(1976.4.1以降)		(運開日から)		(運開日から)	
			発電期間	運転期間	発電期間	運転期間	臨界時間	
大破断LOCA	2.2E-05	・小破断LOCAの発生頻度の1/10						
中破断LOCA	6.8E-05	・大破断LOCAと小破断LOCAの相乗平均						
小破断LOCA	2.2E-04	・発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5※1
極小LOCA	2.1E-03	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	1
インターフェイス システムLOCA	3.0E-11	・フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した発生頻度						
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	5
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数／運転期間	—	621※2	—	—	———	3
ATWS	4.0E-08	・AT発生頻度×フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した原子炉トリップ失敗確率	475	—	—	—	———	34※3
２次冷却系の破断	4.3E-04	・発生件数／発電期間×２※4	—	—	481	—	1839	0.5※1
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・発生件数×（当該プラントの伝熱管本数／ Σ（プラントiの伝熱管本数（1－伝熱管施栓率） ×プラントiの運転期間））	———	———	———	———	———	1
過渡事象	9.7E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	46
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・発生件数／運転期間	—	—	—	632※2	1839	0.5※1
手動停止	2.3E-01	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	———	110
DC母線１系列喪失	2.2E-04	・発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5※1

※１：国内及び米国で発生実績がないため、運転期間を運転開始（1970年11月28日）からの期間、発生件数を0.5件とした
※２：出力運転中のみならず、運転停止中にも発生し得る事象であるため、出力運転中だけでなく運転停止中の期間も含めた運転期間とした
※３：運転時の異常な過渡変化の国内PWRの発生件数
※４：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第1.1.1.c-1表　成功基準の一覧

	原子炉トリップ	低圧注入		蓄圧注入	高圧注入		格納容器スプレイ		低圧再循環			高圧再循環		格納容器スプレイ再循環			補助給水			非常用所内電源	主蒸気隔離	破損側SGの隔離	加圧器逃がし弁/安全弁LOCAなし	RCPシールLOCAなし
機能	制御棒	ポンプ	ループ	蓄圧タンク	ポンプ	ループ	ポンプ	スプレイノズル	ポンプ	熱交換器	ループ	ポンプ	ループ	ポンプ	熱交換器	スプレイノズル	ポンプ	SGへの給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	ディーゼル発電機	隔離弁動作	隔離弁動作	弁閉止、隔離弁動作	RCPシール健全
大破断LOCA	－	1/2 ①	健全1/2 ①	健全2/2 ①	－	－	－	－	1/2 ②	1/2 ②	健全1/2 ②	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中破断LOCA	－	－	－	健全1/2 ③	1/3 ③	健全2/2 ③	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	－	1/3 ⑦	健全2/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	－	－	－	－	－	－	－	－
小破断LOCA	○	－	－	－	1/3 ④	健全2/2 ④	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	－	1/3 ⑦	健全2/2 ⑦	1/2 ⑦	1/2 ⑦	3/4 ⑦	1/3 ⑦	2/3 ⑦	2弁/1SG ⑦	－	－	－	－	－
極小LOCA	○	－	－	－	1/3 ④	充てんラインor健全2/2 ④	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑦	2/3 ⑦	2弁/1SG ⑦	－	－	－	－	－
インターフェイスシステムLOCA※1	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
主給水流量喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
外部電源喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	1/2 ⑦	－	－	－	－
ATWS※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
2次冷却系の破断	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	健全1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	－	○	－	－	－
蒸気発生器伝熱管破損	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	健全1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	－	－	○	－	－
過渡事象	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
原子炉補機冷却機能喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	○	○
手動停止	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－
DC母線1系列喪失	－	－	－	－	健全1/1 ④	2/3 ④	健全1/1 ⑦	3/4 ⑦	健全1/1 ⑦	健全1/1 ⑦	－	健全1/1 ⑦	2/3 ⑦	健全1/1 ⑦	健全1/1 ⑦	3/4 ⑦	1/2 ⑤	2/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	－	－	－	－	－

※1　起因事象発生後の緩和手段（AM策）に期待していないため、原子炉トリップに成功してもRCSの流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。
※2　起因事象発生後の緩和手段（AM策）がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。
注）成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す
①大破断LOCA時のECCS注入機能に関する熱水力解析
②大破断LOCA時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
③中破断LOCA時のECCS注入機能に関する熱水力解析
④小破断LOCA時のECCS注入機能に関する熱水力解析
⑤主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
⑥主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
⑦設計基準事象解析等

第1.1.1.c-2表　炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
大破断LOCA時のECCS注入機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断LOCA時に必要な低圧注入ポンプの台数の注入ループ数を確認	燃料被覆管最高温度は1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	・ SATAN-M ・ WREFLOOD ・ BASH-M ・ COCO ・ LOCTA-M	使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。 なお、MAAPコードはMHI-NES-1056「三菱PWR炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シーケンスへのMAAPコードへの適用性について」にて検証されている。
大破断LOCA時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断LOCA時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の２倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。	・ MAAP	
中破断LOCA時のECCS注入機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断LOCA時に必要な蓄圧タンクの基数を確認	燃料被覆管最高温度は1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	・ SATAN-M (Small LOCA) ・ LOCTA-IV	
主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は２次側の保有水量が回復傾向を示し、２次系の冷却機能が維持されることを確認できた。	・ MARVEL	
主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は２次側の保有水量が回復傾向を示し、２次系の冷却機能が維持されることを確認できた。	・ MARVEL	

第1.1.1.e-1表　フロントライン系とサポート系の依存性

フロントライン系（影響を受ける側） ＼ サポート系（影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
高圧注入系　※1	○	○				○
蓄圧注入系						
低圧注入系	○	○				○
格納容器スプレイ注入系　※1	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系　※2	○	○		○		
破損側蒸気発生器隔離　※3	○	○	○			
主蒸気隔離　※4	○	○				

※1：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。

※2：電動補助給水ポンプ室換気空調系が必要。

※3：主蒸気逃がし弁、タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要。

※4：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第1.1.1.e-2表　サポート系同士の依存性

サポート系（影響を受ける側）＼サポート系（影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系　※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系　※2, 3	○	○		○		○
換気空調系　※2, 4, 5	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系　※2	○	○				
原子炉補機冷却水系　※2	○	○			○	

※1：ディーゼル発電機の起動・継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却海水系が必要。

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※3：制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。

※4：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。

※5：空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要。

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（1/6）

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ（純水） 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン/ブロア	起動失敗
	継続運転失敗(正常雰囲気)
	継続運転失敗(異常雰囲気)
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（2/6）

機器タイプ	故障モード
電動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（3/6）

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁	作動失敗
電磁弁	開閉失敗(作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管 スプレイヘッダ	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器（流体式） 空気除湿装置（熱交換有）	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（4/6）

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ(純水等) フィルタ（空気） 吐出消音器 空気除湿装置(熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ(海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ピット／サンプ	閉塞

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（5/6）

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロッパバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
リミットスイッチ トルクスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
圧力／流量／水位／温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ(バイタル) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第1.1.1.e-3表　機器タイプ及び故障モード（6/6）

機器タイプ	故障モード
配線／電線	断線
	地絡
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地絡
	断線
MGセット（RPS,CRDM）	機能喪失
演算器 電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力/低出力
カード(半導体ロジック回路) バイステーブル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量／圧力／水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
温度検出器	不動作
	高出力/低出力
放射能検出器	不動作
	高出力/低出力
コントローラ	不動作
	高出力/低出力
ヒーター ヒートトレース 空気熱交換器（電気式）	機能喪失
アナンシエータ	機能喪失

第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット（1/3）

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
大破断LOCA	大破断LOCA+低圧注入失敗	SI信号A,B両トレン 共通原因故障
	大破断LOCA+蓄圧注入失敗	蓄圧タンクB(C) 閉塞
	大破断LOCA+低圧再循環失敗	再循環切替診断失敗
中破断LOCA	中破断LOCA+高圧注入失敗	低温側注入ライン手動弁047B(C) 閉塞
	中破断LOCA+蓄圧注入失敗	蓄圧タンク出口逆止弁134B,C開失敗 共通原因故障
	中破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ注入失敗	格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通原因故障
	中破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ再循環失敗	格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗
	中破断LOCA+高圧再循環失敗	余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B 開操作失敗
	中破断LOCA+低圧再循環失敗	S信号A,Bリセット操作失敗
小破断LOCA	小破断LOCA+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	小破断LOCA+高圧注入失敗	低温側注入ライン手動弁047B(C) 閉塞
	小破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ注入失敗	格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通原因故障
	小破断LOCA+格納容器ｽﾌﾟﾚｲ再循環失敗	格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗
	小破断LOCA+高圧再循環失敗	余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B 開操作失敗
	小破断LOCA+低圧再循環失敗	S信号A,Bリセット操作失敗
極小LOCA	極小LOCA+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	極小LOCA+充てん／高圧注入失敗	充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E開失敗 共通原因故障

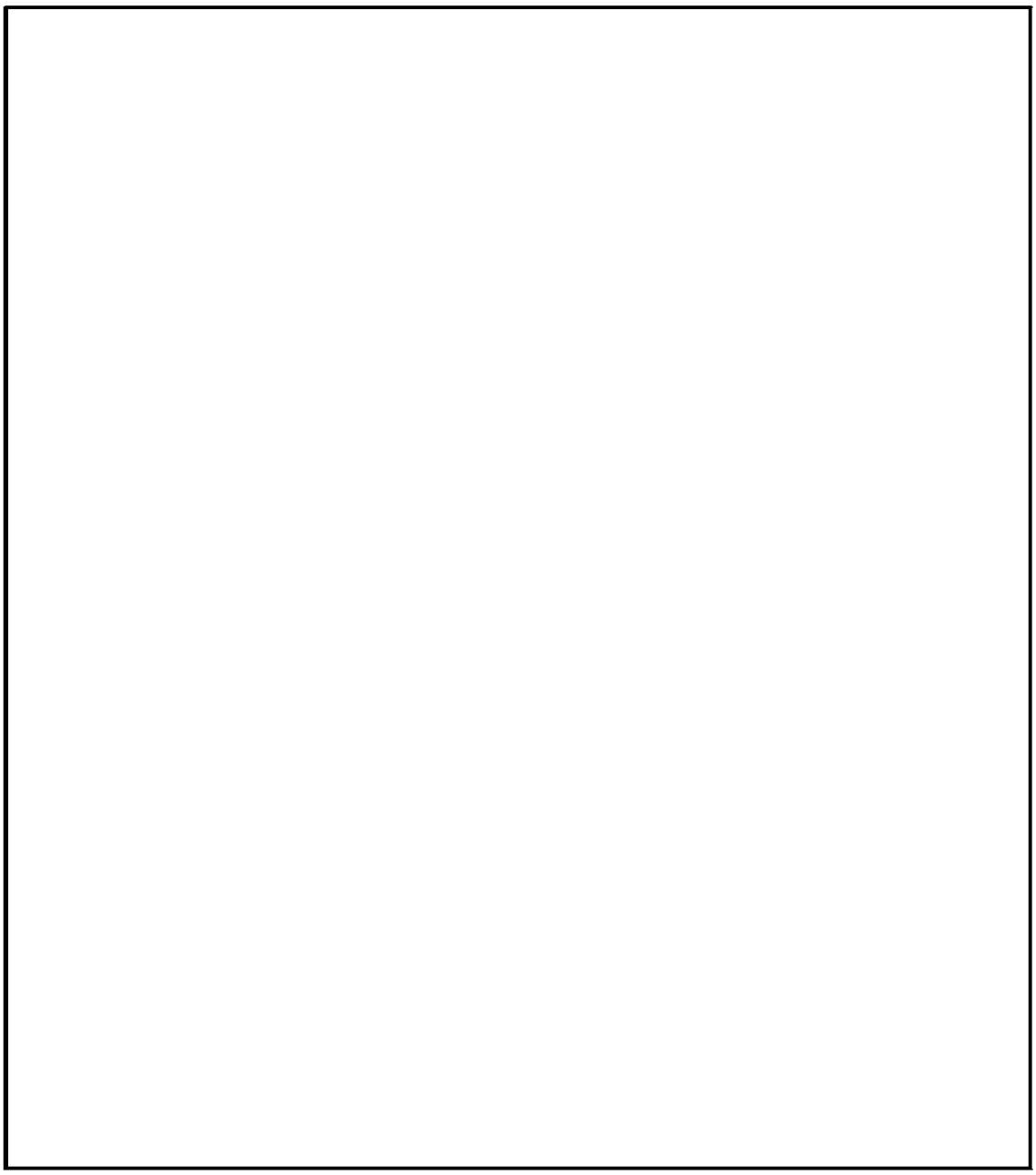
第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット（2/3）

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	加圧器安全弁055(056,057) 再閉止失敗
	原子炉補機冷却機能喪失+RCPｼｰﾙLOCA	RCPシールLOCA発生
外部電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	DG-A,B起動失敗 共通原因故障
	外部電源喪失+補助給水失敗	復水タンク 閉塞
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	運転員 破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁(575A)閉止失敗+破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗
	２次冷却系の破断+補助給水失敗	２次冷却系の破断事象診断過誤による破断側蒸気発生器ループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
	蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	SGTR事象診断過誤による破損側蒸気発生器への給水停止失敗＋主蒸気管破断
主給水流量喪失	主給水流量喪失+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
過渡事象	過渡事象+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑLOCA	ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑLOCA	余熱除去ポンプ吸込み側での事象発生
手動停止	手動停止+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障
ATWS	ATWS	不足電圧出力カード不動作 共通原因故障

第1.1.1.e-4表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット（3/3）

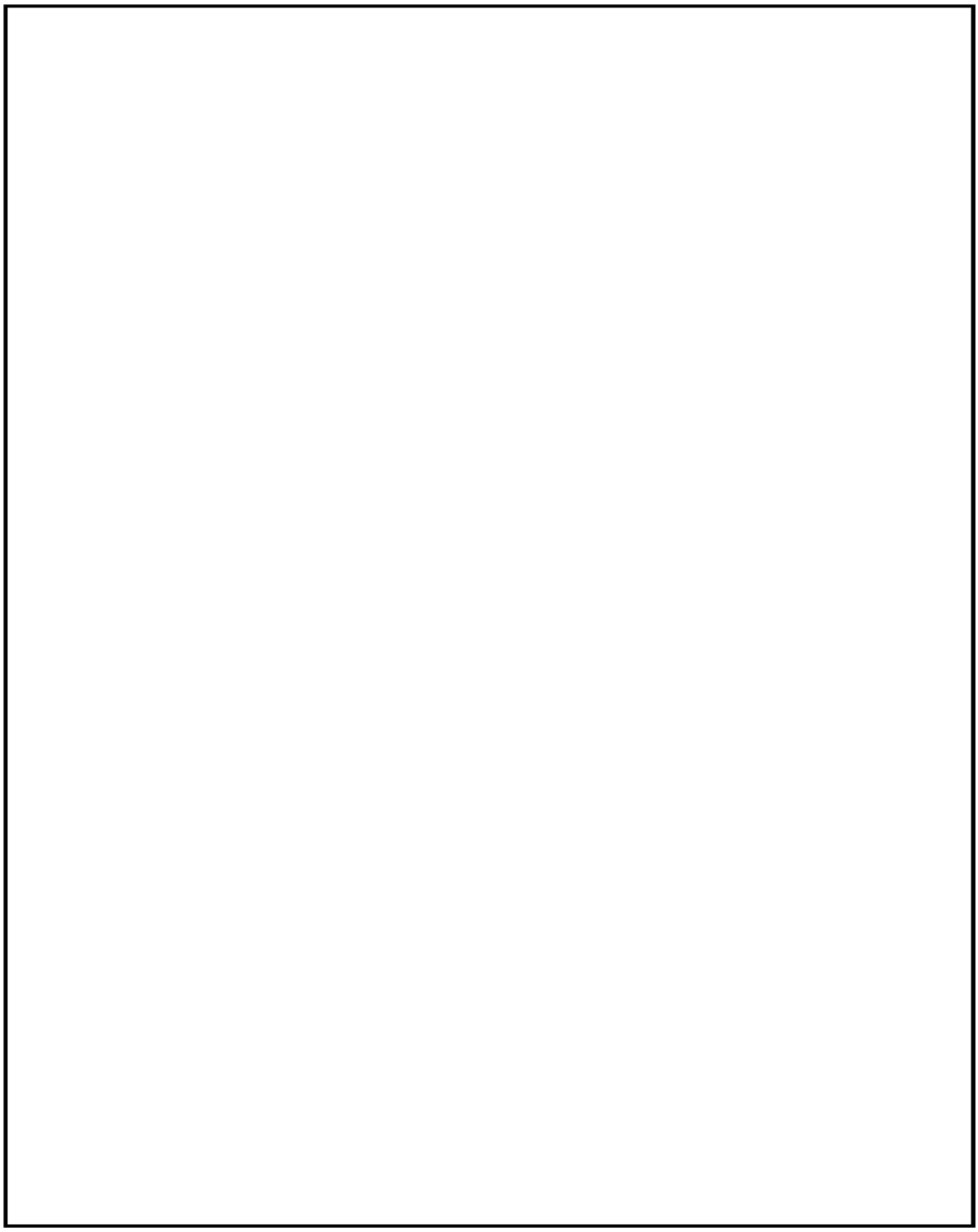
起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット例
DC母線１系列喪失	DC母線１系列喪失+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号A失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗	外部電源喪失＋DG-A試験による待機除外+加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋スプレイヘッダ手動弁028A閉塞
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗	加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121E閉失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗	海水ストレーナA閉塞による充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗
	DC母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋よう素除去薬品タンク隔離弁054閉失敗

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（1/6）



□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.C-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（2/6）



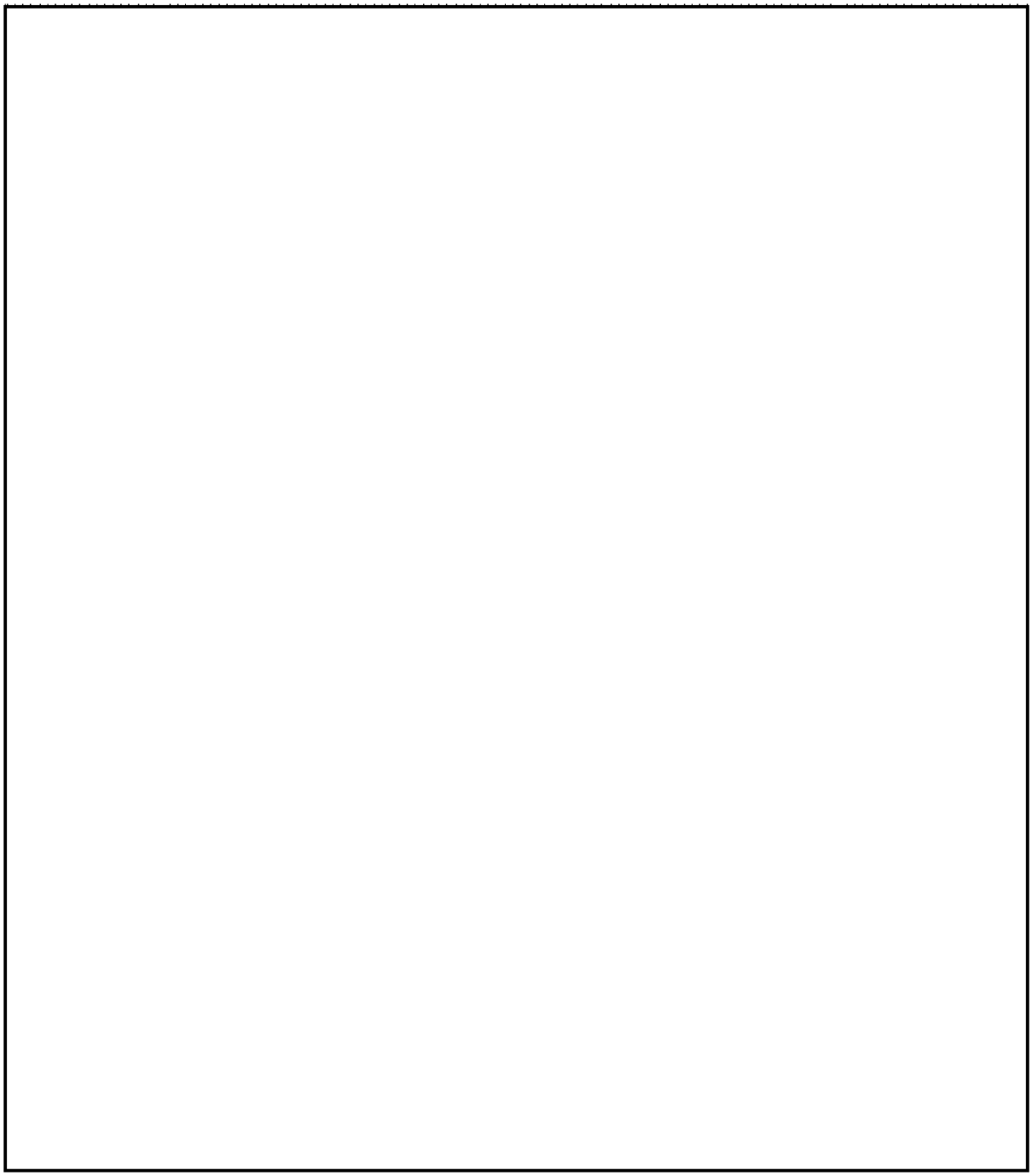
□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.C-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（3/6）

[redacted]

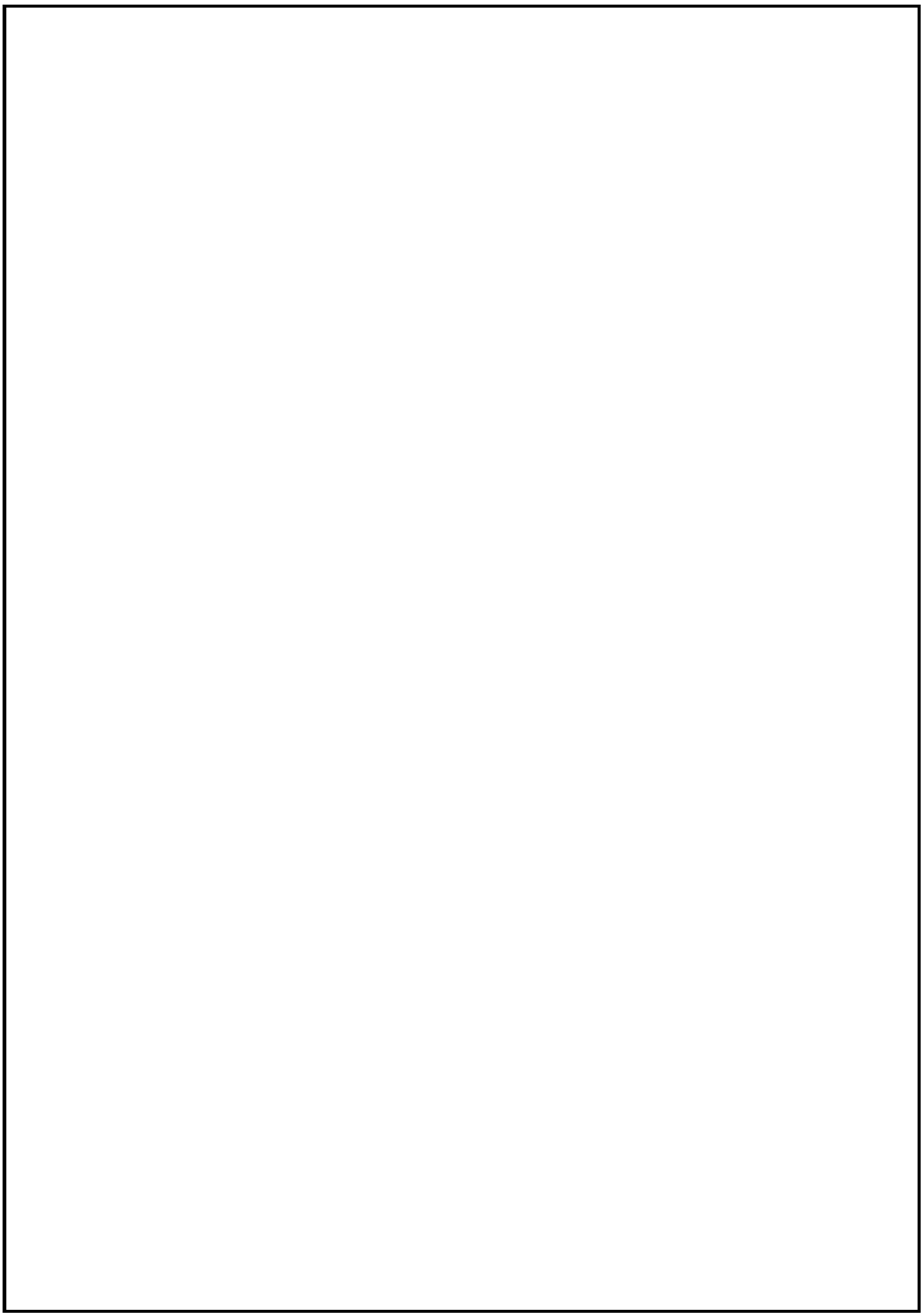
[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（1/6）



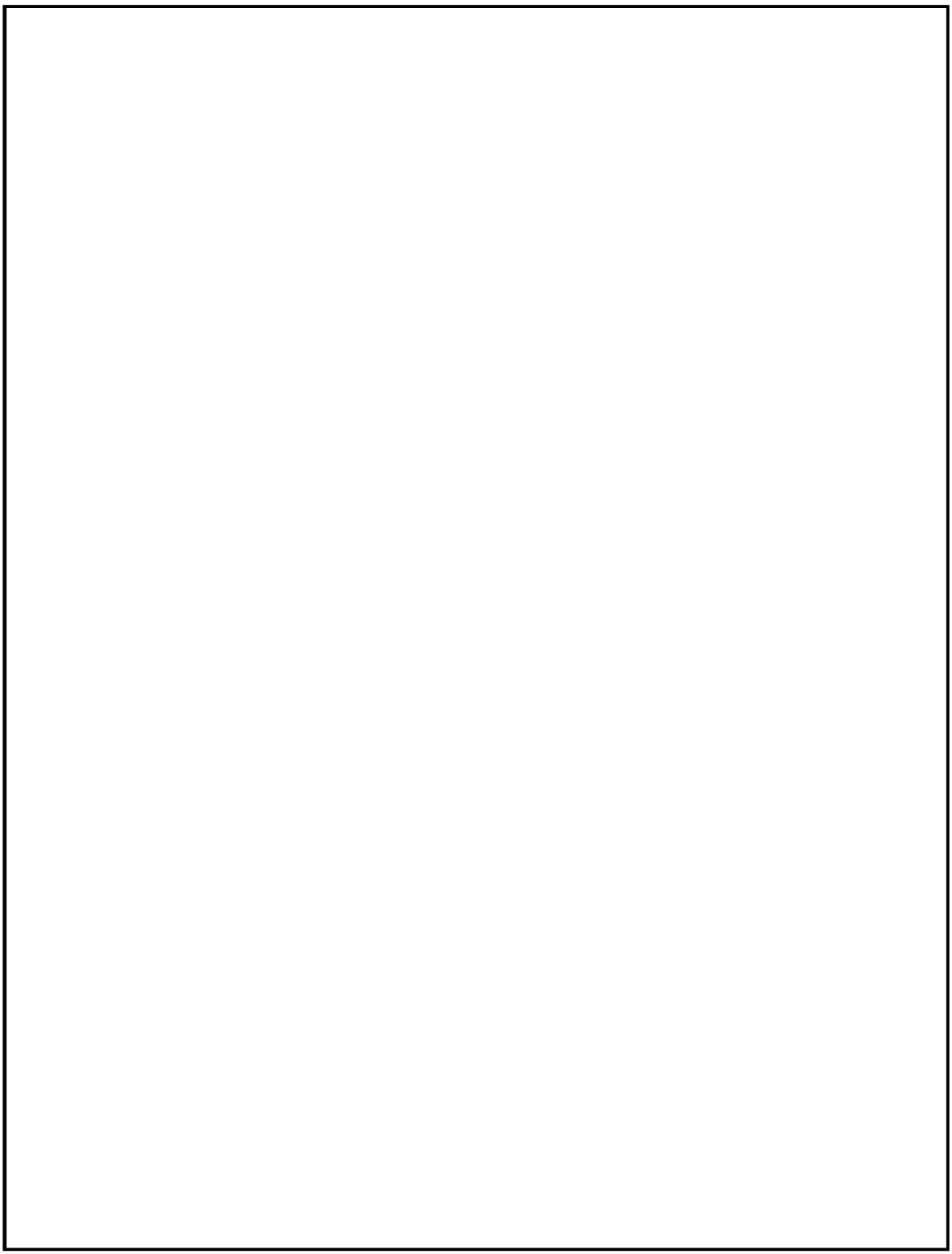
□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（5/6）



□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.C-1表　共通原因故障を考慮する機器と故障モード（6/6）



□内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.1.1.f-2表　共通原因故障パラメータ（抜粋）

機器タイプ	故障モード	CCF要否	機器総数	MGLパラメータ※2		
				β	γ	δ
電動ポンプ（純水）	起動失敗 制御回路の作動失敗 遮断器作動失敗	○	2	3.72E-02	-	-
			3	3.13E-02	3.63E-01	-
			4	2.93E-02	4.76E-01	2.99E-01
	継続運転失敗 遮断器誤作動	○	2	9.01E-02	-	-
			3	6.19E-02	5.00E-01	-
			4	4.72E-02	7.50E-01	3.33E-01
電動弁 （純水-Pooled※1）	開失敗 制御回路の作動失敗	○	2	1.62E-02	-	-
			3	1.37E-02	3.59E-01	-
			4	1.26E-02	5.10E-01	2.63E-01
	閉失敗 制御回路の作動失敗	○	2	4.13E-03	-	-
			3	8.18E-03	7.09E-03	-
			4	1.22E-02	1.29E-02	3.57E-02
	誤開又は誤閉	○	2	3.16E-02	-	-
			3	5.04E-02	1.43E-01	-
			4	5.83E-02	3.21E-01	5.89E-02
	外部リーク	-	-	-	-	-
	内部リーク	-	-	-	-	-
	閉塞	-	-	-	-	-

※1 Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

※2「CCF Parameter Estimations 2010 (NUREG/CR-5497の改訂版)」より

β ：２つ以上の機器が同時に故障する割合

γ ：２つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ ：３つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

第1.1.1.h-1表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度（／炉年）	条件付炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	1	2.0E-04	81.6%
手動停止	2.3E-01	1.1E-04	2.6E-05	10.6%
過渡事象	9.7E-02	1.1E-04	1.1E-05	4.5%
小破断LOCA	2.2E-04	1.4E-02	3.1E-06	1.2%
主給水流量喪失	1.1E-02	1.2E-04	1.3E-06	0.5%
２次冷却系の破断	4.3E-04	2.8E-03	1.2E-06	0.5%
中破断LOCA	6.8E-05	1.4E-02	9.4E-07	0.4%
外部電源喪失	4.8E-03	1.5E-04	7.4E-07	0.3%
極小LOCA	2.1E-03	2.3E-04	4.8E-07	0.2%
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	1.6E-04	3.8E-07	0.2%
大破断LOCA	2.2E-05	6.4E-03	1.4E-07	<0.1%
DC母線１系列喪失	2.2E-04	3.2E-04	7.0E-08	<0.1%
ATWS	4.0E-08	1	4.0E-08	<0.1%
インターフェイス システムLOCA	3.0E-11	1	3.0E-11	<0.1%
合　　計			2.5E-04	100%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（1/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
２次冷却系からの除熱機能喪失	手動停止	補助給水失敗	2.6E-05	10.6%	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.2E-05	46%
					②復水タンク閉塞	2.8E-06	11%
					③補助給水系各機器の外部リーク	2.7E-07	1%
	過渡事象	補助給水失敗	1.1E-05	4.5%	手動停止と同様		
	２次冷却系の破断	補助給水失敗	1.2E-06	0.5%	①２次冷却系の破断事象診断過誤による破断ループへの給水停止失敗	1.2E-06	97%
					②補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.3E-08	1%
					③復水タンク閉塞	5.3E-09	<0.1%
	主給水流量喪失	補助給水失敗	1.3E-06	0.5%	手動停止と同様		
	外部電源喪失	補助給水失敗	1.9E-07	0.1%	①復水タンク閉塞	5.9E-08	31%
					②補助給水系各機器の外部リーク	5.5E-09	3%
	蒸気発生器伝熱管破損	補助給水失敗	1.7E-07	0.1%	手動停止と同様		
	小破断LOCA	補助給水失敗	1.6E-08	<0.1%	手動停止と同様		
	極小LOCA	補助給水失敗	2.4E-07	0.1%	手動停止と同様		
	DC母線1系列喪失	補助給水失敗	7.0E-08	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号A失敗	1.5E-08	21%
					②制御用空気圧縮機A運転継続失敗による充電器室空調系空気ダンパ誤閉止による直流電源喪失	5.8E-09	8%
					③制御用空気圧縮機室A空調ファン運転継続失敗による充電器室空調系空気ダンパ誤閉止による直流電源喪失	3.2E-09	5%
	２次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	5.4E-11	<0.1%	①運転員による破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁（575A）閉止失敗＋破断ループ T/D-AFWP駆動蒸気供給ライン逆止弁(576A) 閉失敗	3.4E-11	62%
					②破断ループ側T/D-AFWP駆動蒸気元弁（575A）閉止失敗＋破断ループ側T/D-AFWP駆動蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗	7.0E-12	13%
					③健全ループ主蒸気隔離弁バイパス弁3625(3635)内部リーク＋破断ループ主蒸気隔離逆止弁536A閉失敗	6.6E-12	12%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（2/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
安全機能のサポート機能喪失	外部電源喪失	非常用所内交流電源喪失	5.5E-07	0.2%	①DG-A,B起動失敗　共通原因故障	7.8E-08	14%
					②DG-A(B)試験による待機除外＋DG-B(A)継続運転失敗	8.7E-08	16%
					③DG-A(B)試験による待機除外＋DG-B(A)起動失敗	5.7E-08	10%
	原子炉補機冷却機能喪失	RCPシールLOCA	2.0E-04	81.2%	①RCPシールLOCA発生	2.0E-04	100%
		加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	0.4%	①加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	9.0E-07	100%
		補助給水失敗	2.3E-08	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗　共通原因故障	1.0E-08	46%
					②復水タンク閉塞	2.5E-09	11%
					③補助給水系各機器の外部リーク	2.3E-10	1%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（3/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
原子炉格納容器除熱機能喪失	小破断LOCA	格納容器スプレイ再循環失敗	8.1E-07	0.3%	①格納容器スプレイ作動信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-08	12%
					②格納容器スプレイポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	12%
					③原子炉格納容器圧力高確認失敗	9.1E-08	11%
		格納容器スプレイ注入失敗	2.2E-08	<0.1%	①格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン　共通原因故障	5.8E-09	26%
					②格納容器スプレイ冷却器出口弁024A,B開失敗　共通原因故障	4.5E-09	21%
					③格納容器スプレイポンプA,B 起動失敗 共通原因故障	1.7E-09	8%
	中破断LOCA	格納容器スプレイ再循環失敗	2.5E-07	0.1%	小破断LOCAと同様		
		格納容器スプレイ注入失敗	6.8E-09	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	DC母線1系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.0E-11	<0.1%	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋よう素除去薬品タンク隔離弁054閉失敗	8.1E-13	3%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋格納容器スプレイ冷却器CCW通水弁248A開失敗	7.8E-13	3%
		加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	2.2E-11	<0.1%	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋スプレイヘッダ手動弁028A閉塞	9.2E-13	4%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋格納容器スプレイ冷却器出口弁024開失敗	7.8E-13	4%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（4/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
原子炉停止機能喪失	ATWS	－	4.0E-08	<0.1%	①不足電圧出力カード不動作　共通原因故障	1.2E-08	30%
					②原子炉トリップ遮断器開失敗　共通原因故障	2.0E-08	49%
					③基本ソフトウェア　共通原因故障	7.1E-09	18%
ＥＣＣＳ注水機能喪失	小破断LOCA	高圧注入失敗	1.3E-06	0.5%	①低温側注入ライン手動弁047B(C)閉塞	6.5E-07	50%
					②低温側注入ラインオリフィス980B(C) 閉塞	2.5E-07	19%
					③低温側注入ラインオリフィスSI2B(C)閉塞	2.5E-07	19%
	中破断LOCA	高圧注入失敗	4.1E-07	0.2%	小破断LOCAと同様		
	大破断LOCA	低圧注入失敗	3.0E-09	<0.1%	①S信号A,B両トレン 共通原因故障	8.1E-10	27%
					②RHRポンプ 出口流量高A,B両トレン共通原因故障によるミニフローライン弁601,611の閉止失敗	8.1E-10	27%
					③RWST閉塞	2.7E-10	9%
					④RWST出口手動弁001 閉塞	7.2E-11	2%
	中破断LOCA	蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1%	①蓄圧タンク出口逆止弁134B,C開失敗　共通原因故障	1.1E-11	44%
					②蓄圧タンク出口逆止弁136B,C開失敗　共通原因故障	1.1E-11	44%
					③蓄圧タンクB,Cの同時閉塞	1.4E-12	5%
	大破断LOCA	蓄圧注入失敗	9.2E-09	<0.1%	①蓄圧タンクB(C)閉塞	6.2E-09	68%
					②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞	1.9E-09	20%
	極小LOCA	充てん／高圧注入失敗	2.4E-07	0.1%	①充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E開失敗　共通原因故障	4.5E-08	19%
					②充てん／高圧注入ポンプ入口ベント隔離弁774,775B閉失敗　共通原因故障	3.6E-08	15%
					③燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-08	11%
	DC母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋高圧注入失敗	3.6E-12	<0.1%	①外部電源喪失＋DG-A試験による待機除外＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	4.0E-13	11%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋ほう酸注入タンク入口オリフィス900閉塞	3.5E-13	10%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（5/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
ＥＣＣＳ再循環機能喪失	小破断LOCA	低圧再循環失敗	6.7E-07	0.3%	①S信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-08	14%
					②RHRポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	14%
					③燃料取替用水タンク隔離弁191A,B閉操作失敗	9.5E-08	14%
	小破断LOCA	高圧再循環失敗	2.4E-07	0.1%	①余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A,B開操作失敗	9.5E-08	40%
					②充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121D,E閉操作失敗	9.5E-09	40%
	中破断LOCA	低圧再循環失敗	2.1E-07	0.1%	小破断LOCAと同様		
	中破断LOCA	高圧再循環失敗	7.3E-08	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	大破断LOCA	低圧再循環失敗	1.3E-07	0.1%	①再循環切替診断失敗	5.9E-08	46%
					②S信号A,Bリセット操作失敗	9.5E-09	7%
					③RHRポンプA,B停止操作失敗	9.5E-09	7%
	DC母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋低圧再循環失敗	4.8E-11	<0.1%	①海水ストレーナA閉塞による充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	6.4E-12	13%
					②海水系ヘッダ配管リークによる充電器盤室空調A喪失＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	3.0E-12	6%
	DC母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁LOCA＋高圧再循環失敗	2.5E-11	<0.1%	①加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水補給弁121E閉失敗	8.1E-13	3%
					②加圧器圧力高信号発信失敗＋加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗＋余熱除去冷却器出口充てん／高圧注入ポンプ入口連絡弁021A開失敗	8.0E-13	3%

第1.1.1.h-2表　事故シーケンスの分析結果（6/6）

事故シーケンス			CDF（/炉年）	寄与割合（全ｼｰｹﾝｽ）	主要なカットセット	CDF（/炉年）	寄与割合（事故ｼｰｹﾝｽ）
漏えい機能の隔離機能喪失	蒸気発生器伝熱管破損	破損側蒸気発生器隔離失敗	2.1E-07	0.1%	①SGTR事象診断過誤による破損側蒸気発生器への給水停止失敗＋主蒸気管破断	6.5E-08	31%
					②破損側蒸気発生器 タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A 閉失敗	2.3E-08	11%
					③破損側蒸気発生器 タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁575A閉操作(中央及び現場)失敗	1.1E-08	5%
	インターフェイスシステムLOCA	－	3.0E-11	<0.1%	－		

第1.1.1.h-3表　起因事象別重要度評価結果（FV重要度上位）

起因事象	FV重要度
原子炉補機冷却機能喪失	8.2E-01
手動停止	1.1E-01
過渡事象	4.5E-02
小破断LOCA	1.2E-02
主給水流量喪失	5.1E-03
２次冷却系の破断	4.9E-03
中破断LOCA	3.8E-03
外部電源喪失	3.0E-03
極小LOCA	1.9E-03
蒸気発生器伝熱管破損	1.5E-03
大破断LOCA	5.8E-04
DC母線１系列喪失	2.8E-04
ATWS	1.6E-04
インターフェイスシステムLOCA	1.2E-07

第1.1.1.h-4表　起因事象別重要度評価結果（RAW上位）

起因事象	RAW
インターフェイスシステムLOCA	4.1E+03
ATWS	4.1E+03
原子炉補機冷却機能喪失	4.1E+03
小破断LOCA	5.8E+01
中破断LOCA	5.8E+01
大破断LOCA	2.7E+01
２次冷却系の破断	1.2E+01
DC母線１系列喪失	2.3E+00
極小LOCA	1.9E+00
外部電源喪失	1.6E+00
蒸気発生器伝熱管破損	1.6E+00
主給水流量喪失	1.5E+00
過渡事象	1.4E+00
手動停止	1.4E+00

第1.1.1.h-5表　緩和系の基事象別重要度評価結果（FV重要度上位）

系統	基事象	FV重要度
RCP	RCPシールLOCA発生	8.2E-01
信号系	CPUモジュール　自己診断失敗	3.2E-02
信号系	シリアルI/Oバスマスタ 自己診断失敗	2.1E-02
信号系	CPUカード　機能喪失	2.1E-02
補助給水系	復水タンク　閉塞	1.7E-02
信号系	アプリケーションソフト 共通原因故障	1.4E-02
信号系	BUS I/Fカード　機能喪失	1.4E-02
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 起動失敗	6.4E-03
信号系	CPUカード ４枚 機能喪失 共通原因故障	6.3E-03
補助給水系	運転員 ２次冷却系の破断の発生 診断失敗	4.7E-03

第1.1.1.h-6表　緩和系の基事象別重要度評価結果（RAW上位）

系統	基事象	RAW
補助給水系	復水タンク　閉塞	1.4E+03
補助給水系	復水タンク　破損	1.4E+03
補助給水系	タービン動補助給水ライン流量調整弁 外部リーク	1.4E+03
補助給水系	補助給水ポンプ出口ストレーナ 外部リーク	1.4E+03
海水系	海水ストレーナ閉塞　共通原因故障	1.4E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプミニフローライン オリフィス　外部リーク	1.4E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプミニフローライン オリフィス　外部リーク	1.4E+03
補助給水系	補助給水ライン　オリフィス 外部リーク	1.4E+03
補助給水系	補助給水ポンプミニフローライン 流量計オリフィス 外部リーク	1.4E+03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ　ミニフロー ラインオリフィス　外部リーク	1.4E+03

第1.1.1.h-7表　全CDF及び事故シーケンス別CDF不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値 (/ry)	中央値 (/ry)	上限値 (/ry)	平均値 (/ry)	EF
全CDF	2.5E-05	1.0E-04	8.1E-04	2.4E-04	5.7
大破断LOCA:低圧再循環失敗	1.8E-09	2.8E-08	4.7E-07	1.2E-07	16.1
大破断LOCA:蓄圧注入失敗	1.0E-10	1.8E-09	3.4E-08	9.6E-09	18.3
大破断LOCA:低圧注入失敗	3.5E-11	5.6E-10	9.9E-09	2.9E-09	16.8
中破断LOCA:スプレイ再循環失敗	3.8E-09	6.0E-08	9.1E-07	2.4E-07	15.6
中破断LOCA:高圧再循環失敗	8.3E-10	1.4E-08	2.7E-07	7.1E-08	18.1
中破断LOCA:低圧再循環失敗	3.1E-09	4.8E-08	7.6E-07	2.0E-07	15.6
中破断LOCA:スプレイ注入失敗	5.4E-11	9.2E-10	2.0E-08	5.5E-09	19.1
中破断LOCA:蓄圧注入失敗	7.8E-14	2.0E-12	6.3E-11	1.9E-11	28.4
中破断LOCA:高圧注入失敗	4.4E-09	7.5E-08	1.4E-06	3.9E-07	17.8
小破断LOCA:スプレイ再循環失敗	1.2E-08	1.9E-07	2.8E-06	7.6E-07	15.3
小破断LOCA:高圧再循環失敗	2.7E-09	4.6E-08	8.3E-07	2.2E-07	17.4
小破断LOCA:低圧再循環失敗	1.0E-08	1.6E-07	2.4E-06	6.4E-07	15.5
小破断LOCA:スプレイ注入失敗	1.7E-10	2.9E-09	6.0E-08	1.9E-08	19.1
小破断LOCA:高圧注入失敗	1.4E-08	2.4E-07	4.5E-06	1.5E-06	17.7
小破断LOCA:補助給水失敗	2.0E-10	3.0E-09	5.4E-08	1.4E-08	16.5
極小LOCA:高圧注入失敗	4.3E-09	5.1E-08	6.9E-07	2.0E-07	12.7
極小LOCA:補助給水失敗	3.9E-09	4.8E-08	7.0E-07	1.9E-07	13.4
ISLOCA:炉心損傷直結	1.1E-13	3.6E-12	1.1E-10	3.1E-11	30.8
主給水喪失:補助給水失敗	1.2E-07	5.3E-07	3.2E-06	1.0E-06	5.2
外電喪失:補助給水失敗	1.9E-08	9.4E-08	6.0E-07	2.0E-07	5.6
外電喪失:非常用電源喪失	3.6E-08	2.1E-07	1.7E-06	5.2E-07	6.9
ATWS:炉心損傷直結	1.0E-09	8.2E-09	1.1E-07	3.2E-08	10.4
SLB:補助給水失敗	5.4E-09	1.4E-07	4.3E-06	1.2E-06	28.1
SLB:主蒸気隔離失敗	1.4E-13	4.7E-12	1.8E-10	6.6E-11	34.9
SGTR:破損SG隔離失敗	3.1E-09	4.1E-08	6.4E-07	1.7E-07	14.4
SGTR:補助給水失敗	3.1E-09	3.8E-08	5.4E-07	1.4E-07	13.3
過渡事象:補助給水失敗	1.6E-06	5.2E-06	2.6E-05	9.0E-06	4.0
CCW喪失:RCPシールLOCA	4.4E-06	6.0E-05	7.8E-04	2.0E-04	13.3
CCW喪失:加圧器逃がし弁LOCA	5.3E-09	1.2E-07	3.3E-06	9.8E-07	24.9
CCW喪失:補助給水失敗	2.3E-10	3.8E-09	6.7E-08	1.8E-08	17.3
DC母線1系列喪失:補助給水失敗	1.0E-09	1.5E-08	2.4E-07	7.0E-08	15.4
DC母線1系列喪失:スプレイ再循環失敗	2.3E-13	4.2E-12	9.4E-11	2.7E-11	20.3
DC母線1系列喪失:高圧再循環失敗	1.4E-13	2.8E-12	7.2E-11	2.3E-11	22.7
DC母線1系列喪失:低圧再循環失敗	3.3E-13	6.7E-12	1.6E-10	4.7E-11	21.7
DC母線1系列喪失:スプレイ注入失敗	1.2E-13	2.5E-12	6.4E-11	2.7E-11	23.4
DC母線1系列喪失:高圧注入失敗	9.2E-15	2.3E-13	8.0E-12	2.8E-12	29.4
手動停止:補助給水失敗	3.8E-06	1.2E-05	6.1E-05	2.1E-05	4.0

第1.1.1.h-8表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

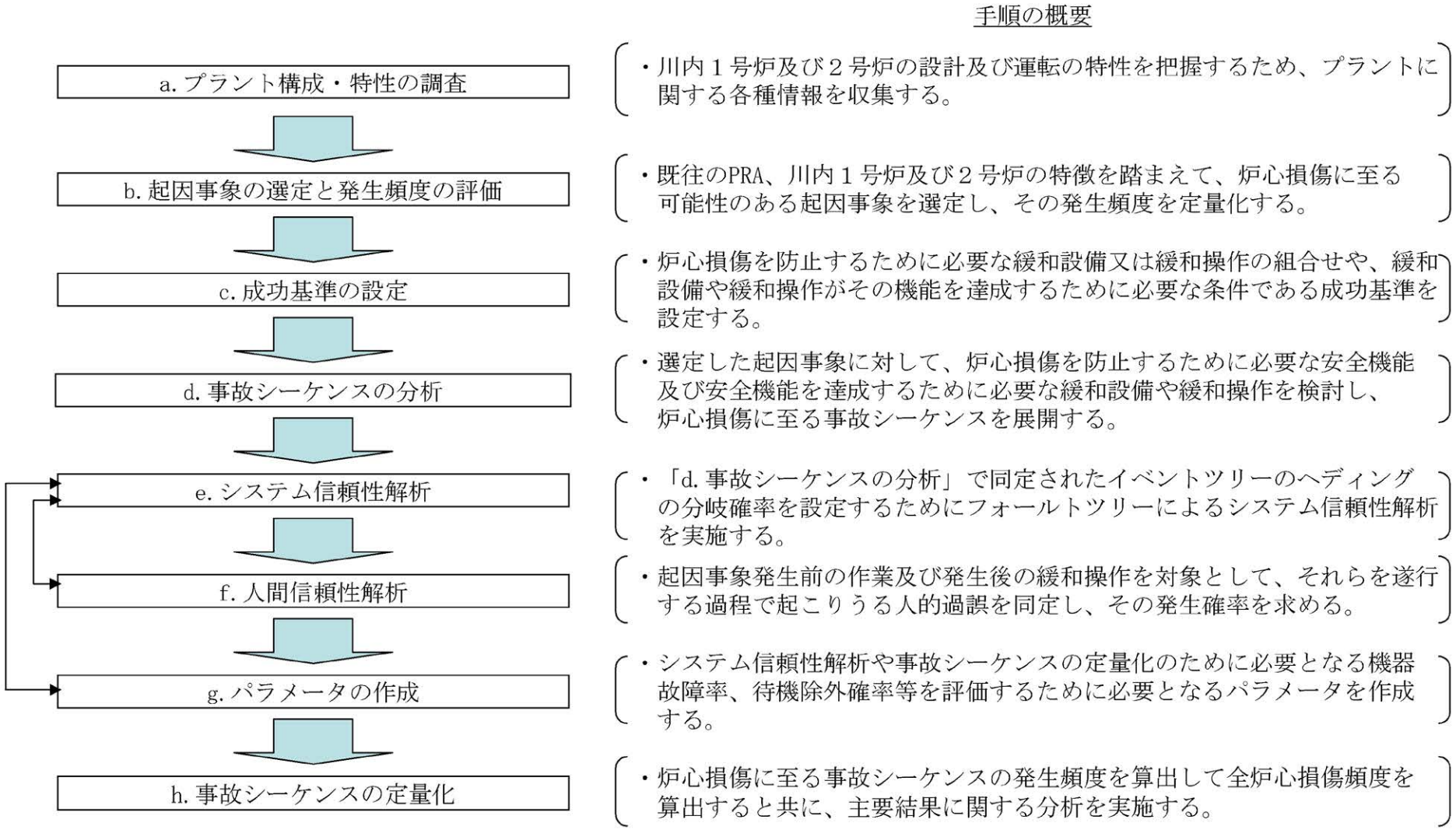
起因事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
手動停止	2.3E-01／炉年	6.9E-02／炉年	1.4E-01／炉年
過渡事象	9.7E-02／炉年	2.3E-02／炉年	6.8E-02／炉年
主給水流量喪失	1.1E-02／炉年	1.2E-02／炉年	9.6E-03／炉年

第1.1.1.h-9表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】

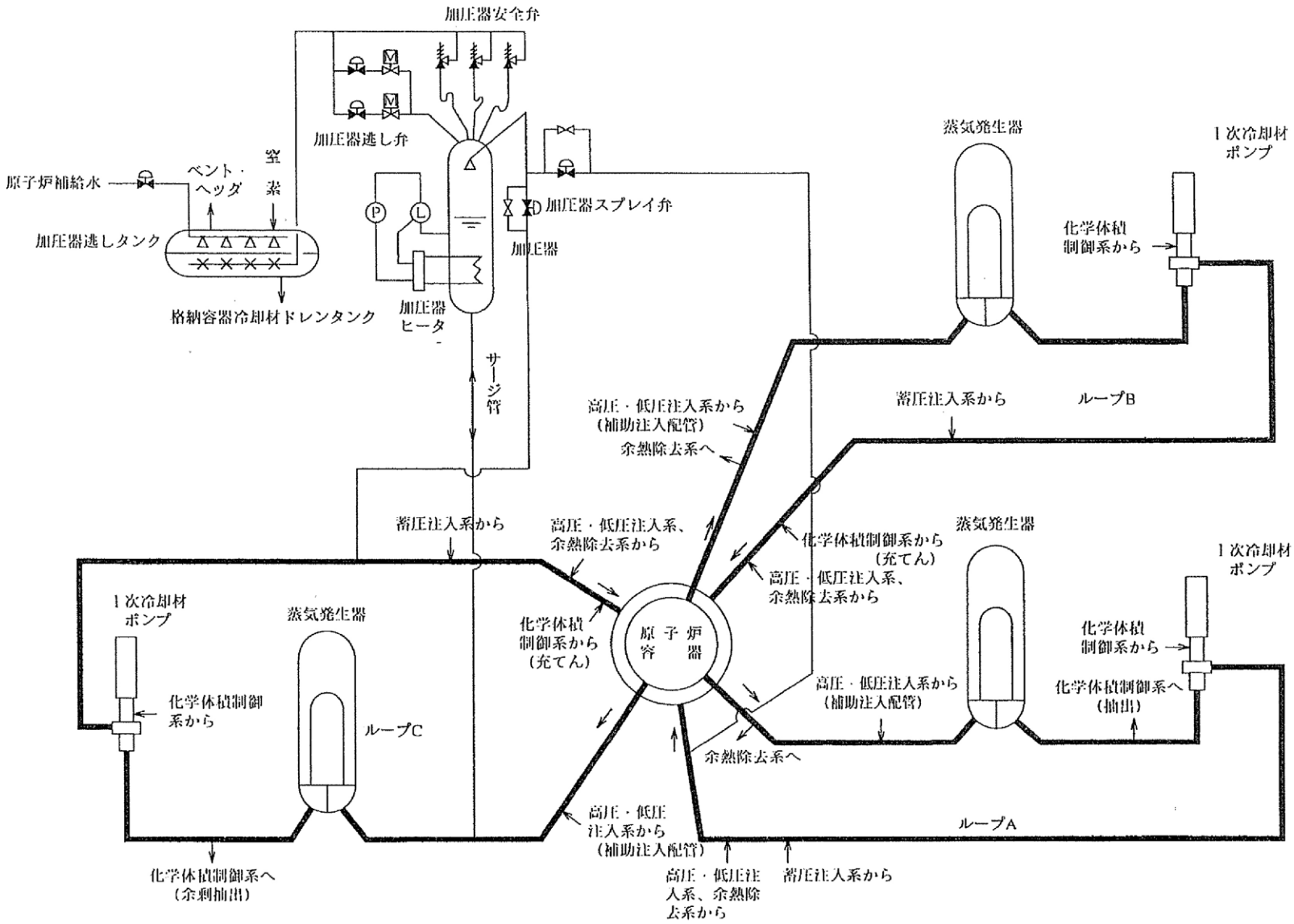
故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
安全弁　閉失敗	1.5E-03／d	9.5E-03／d	8.7E-03／d
復水タンク　閉塞	3.2E-08／h	9.2E-08／h	2.6E-08／h
タービン動補助給水 ポンプ起動失敗	1.6E-03／d	9.4E-04／d	4.5E-04／d

第1.1.1.h-10表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

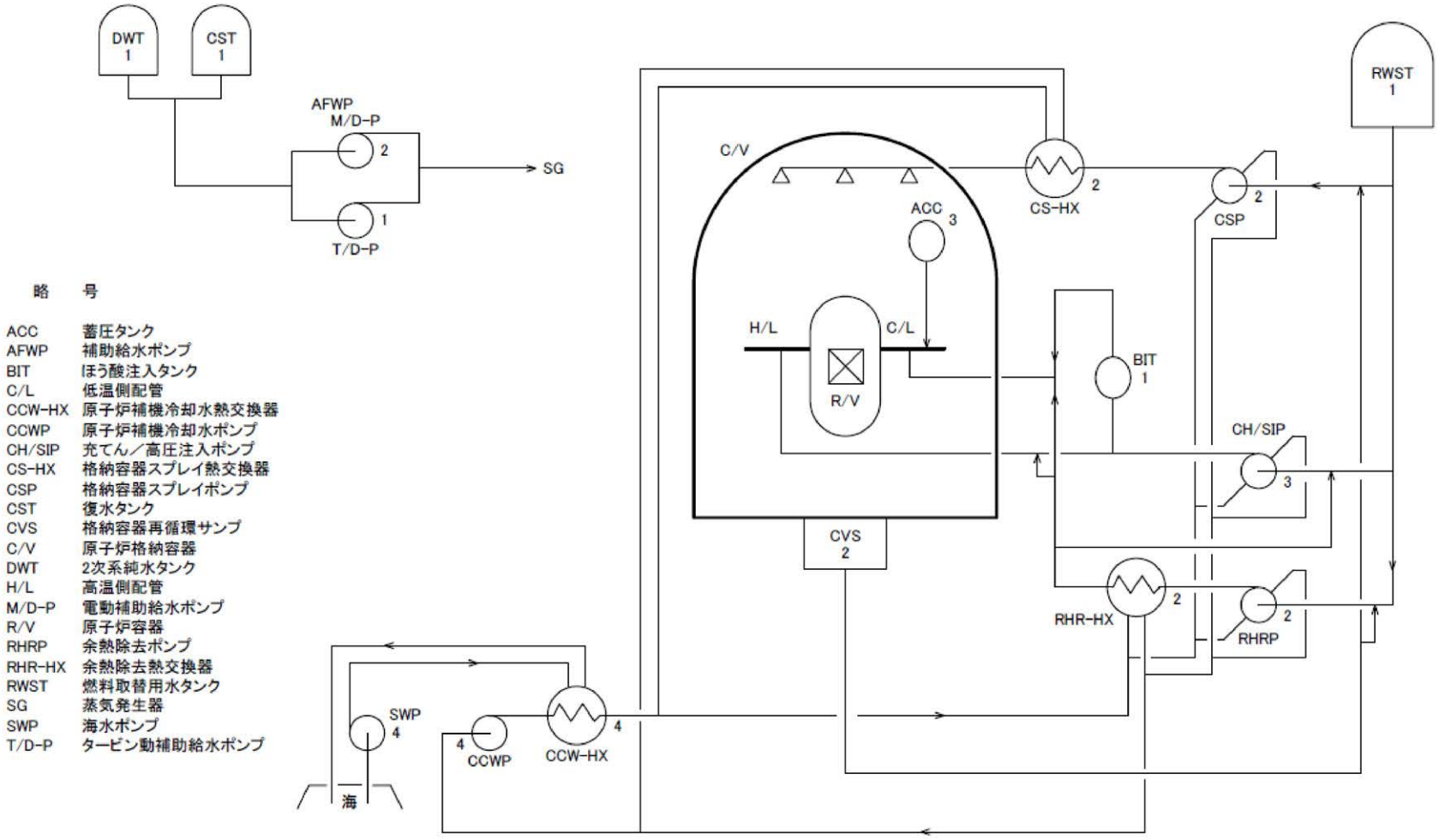
	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
全炉心損傷頻度	2.5E-04	2.2E-04	2.3E-04



第1.1.1-1図　内部事象レベル1PRA評価フロー



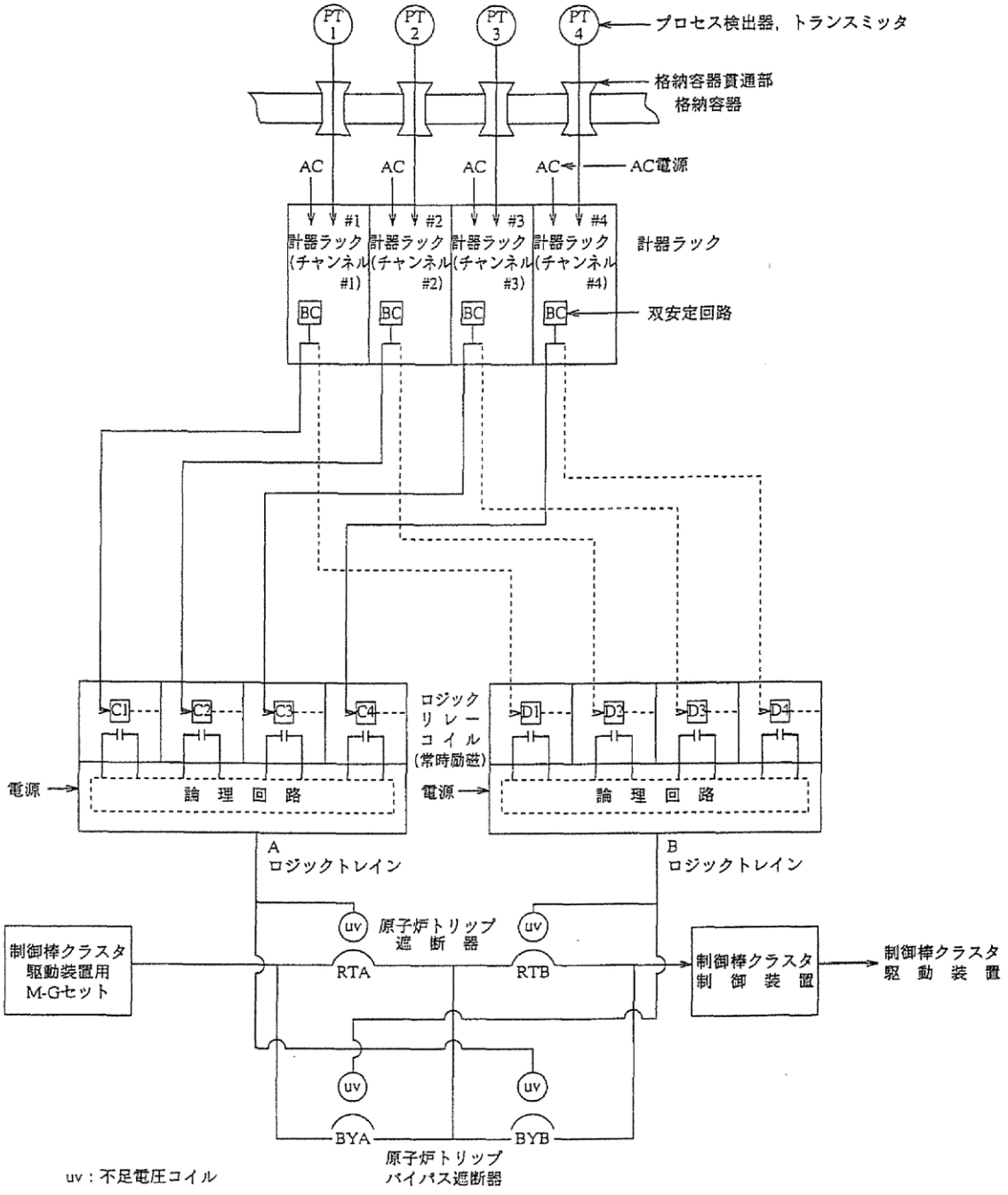
第1.1.1.a-1図　1次冷却設備系統説明図



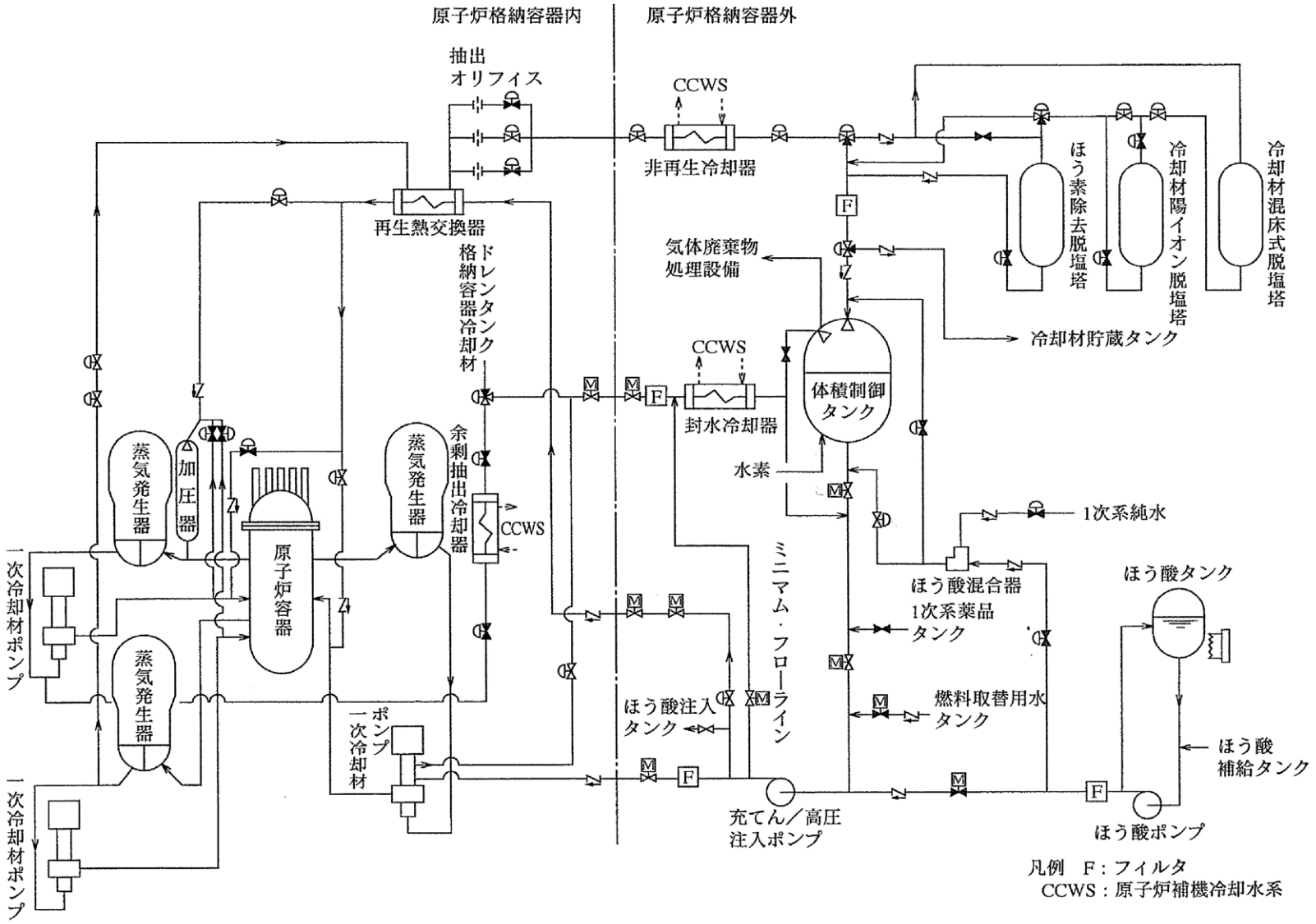
略　号

ACC	蓄圧タンク
AFWP	補助給水ポンプ
BIT	ほう酸注入タンク
C/L	低温側配管
CCW-HX	原子炉補機冷却水熱交換器
CCWP	原子炉補機冷却水ポンプ
CH/SIP	充てん／高圧注入ポンプ
CS-HX	格納容器スプレイ熱交換器
CSP	格納容器スプレイポンプ
CST	復水タンク
CVS	格納容器再循環サンプ
C/V	原子炉格納容器
DWT	2次系純水タンク
H/L	高温側配管
M/D-P	電動補助給水ポンプ
R/V	原子炉容器
RHRP	余熱除去ポンプ
RHR-HX	余熱除去熱交換器
RWST	燃料取替用水タンク
SG	蒸気発生器
SWP	海水ポンプ
T/D-P	タービン動補助給水ポンプ

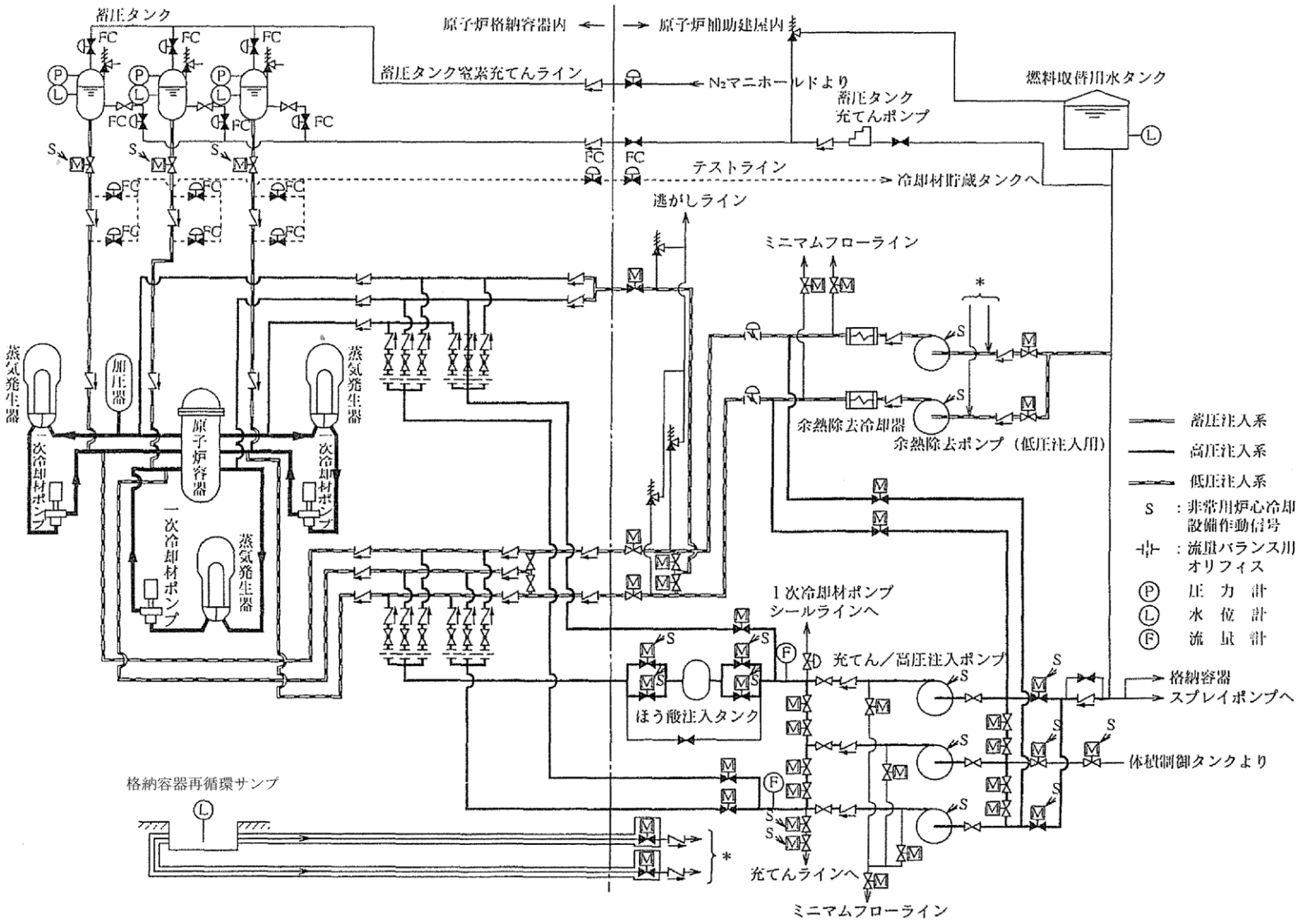
第1.1.1.a-2図　工学的安全設備の概要



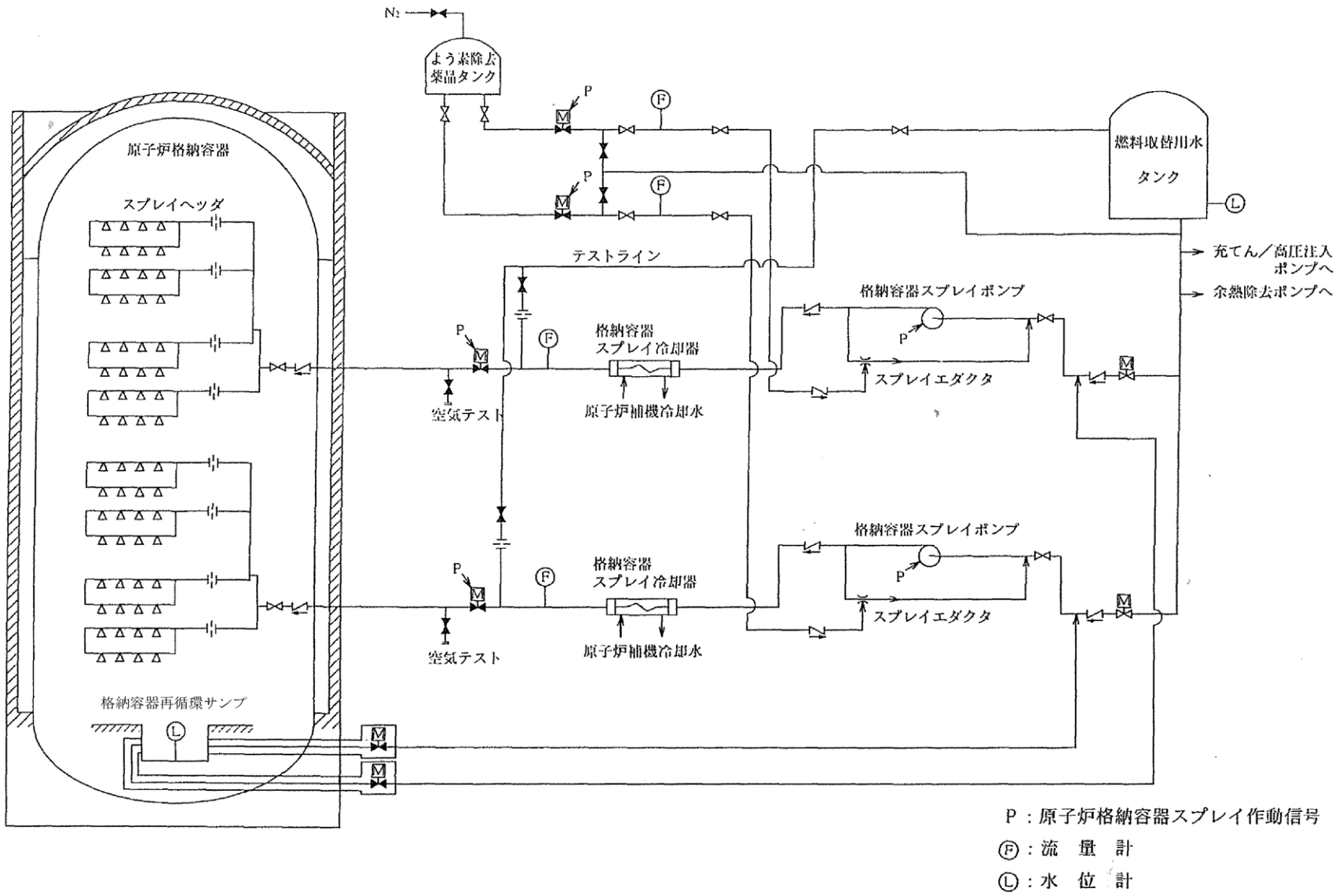
第1.1.1.a-3図　原子炉保護系設備系統説明図



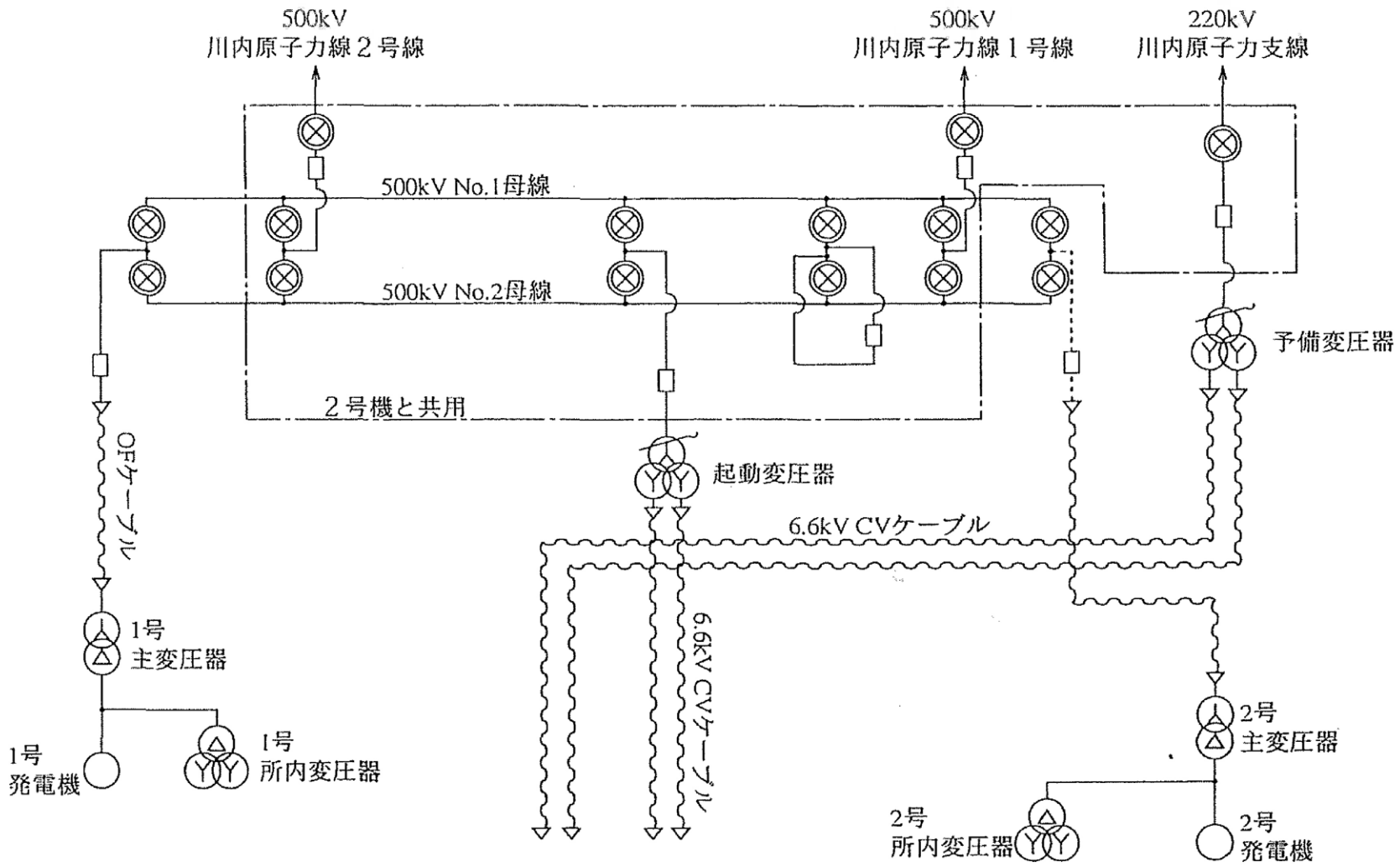
第1.1.1.a-4図　化学体積制御設備系統説明図



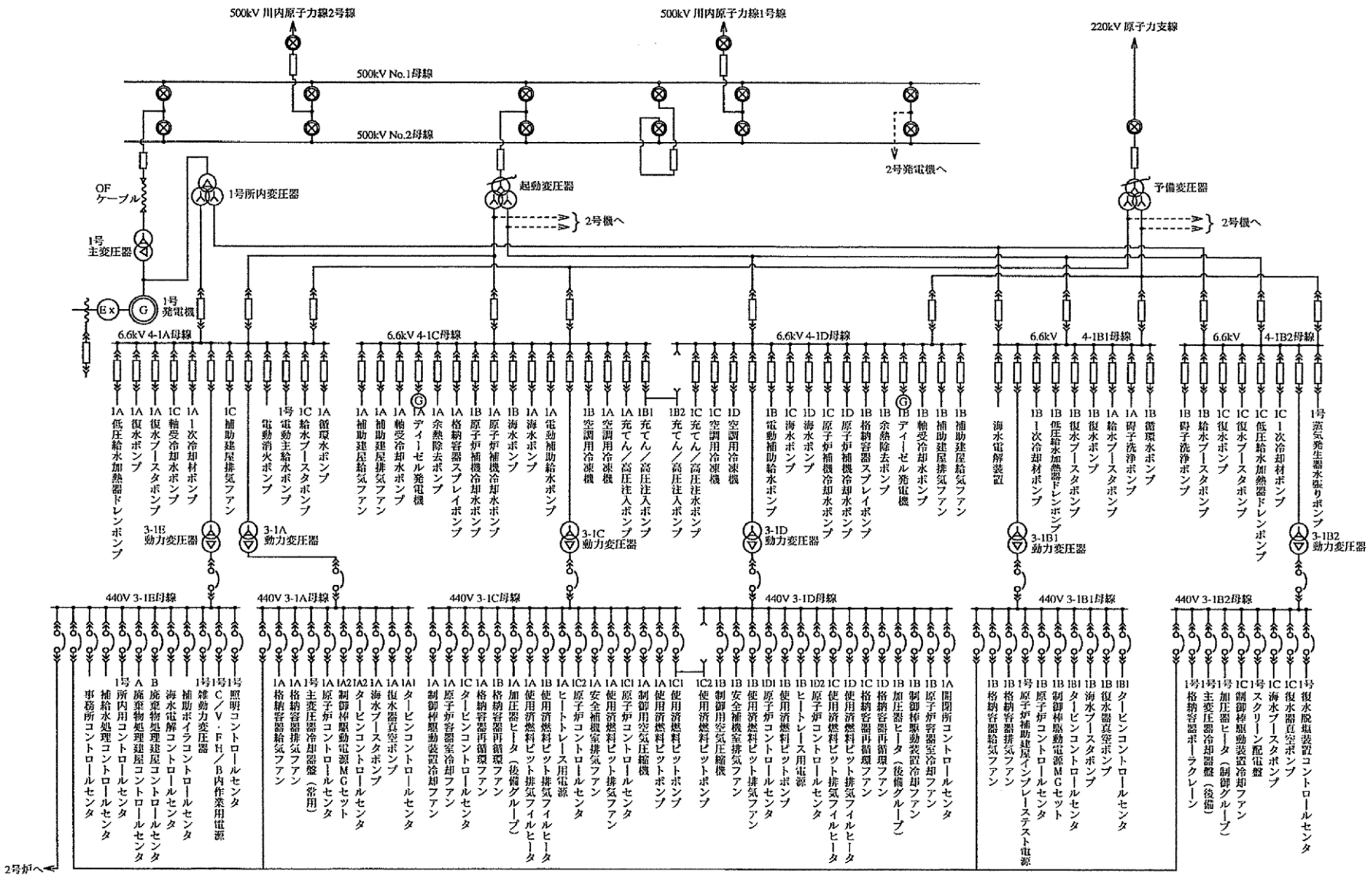
第1.1.1.a-5図　非常用炉心冷却設備の系統説明図



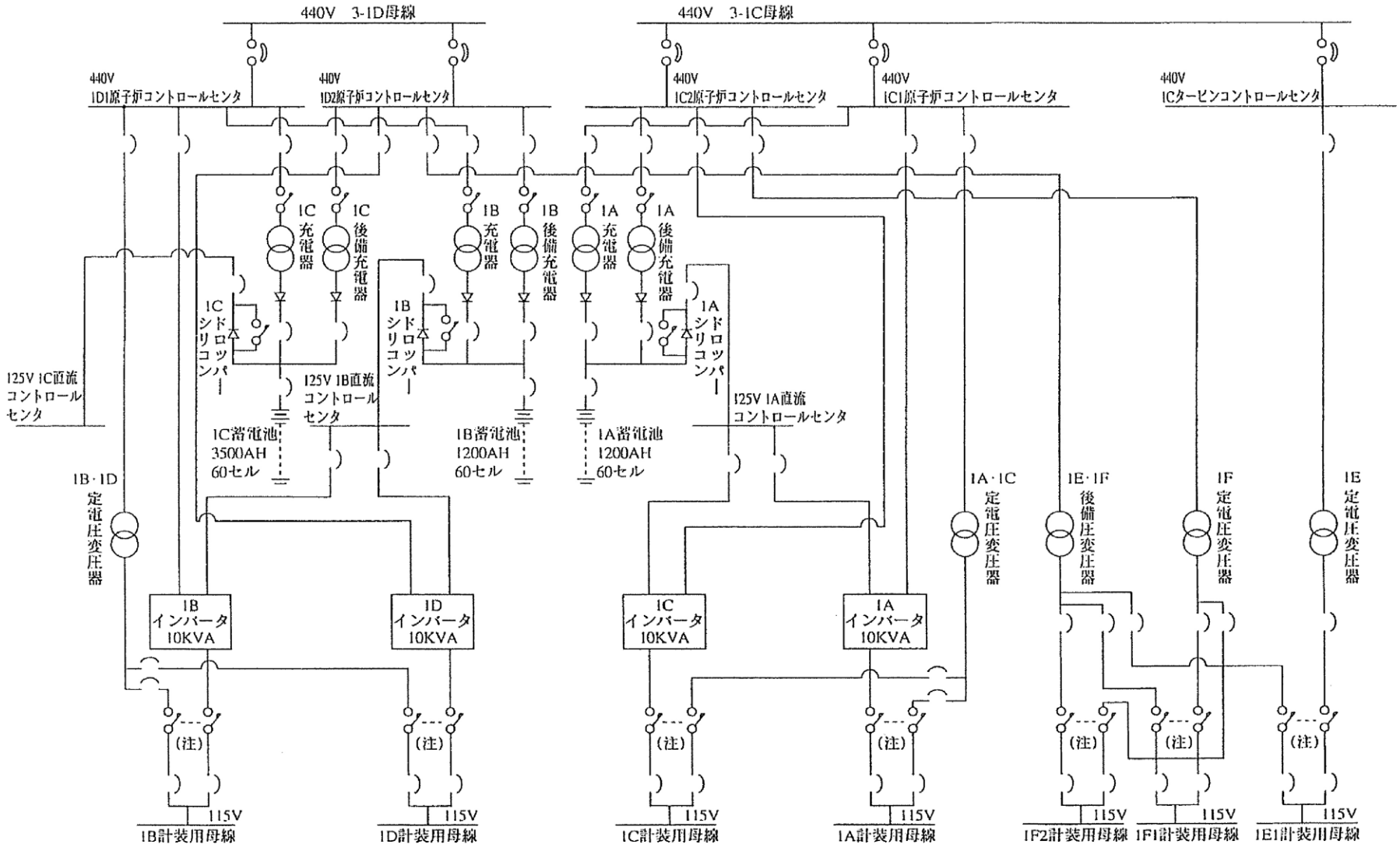
第1.1.1.a-6図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図



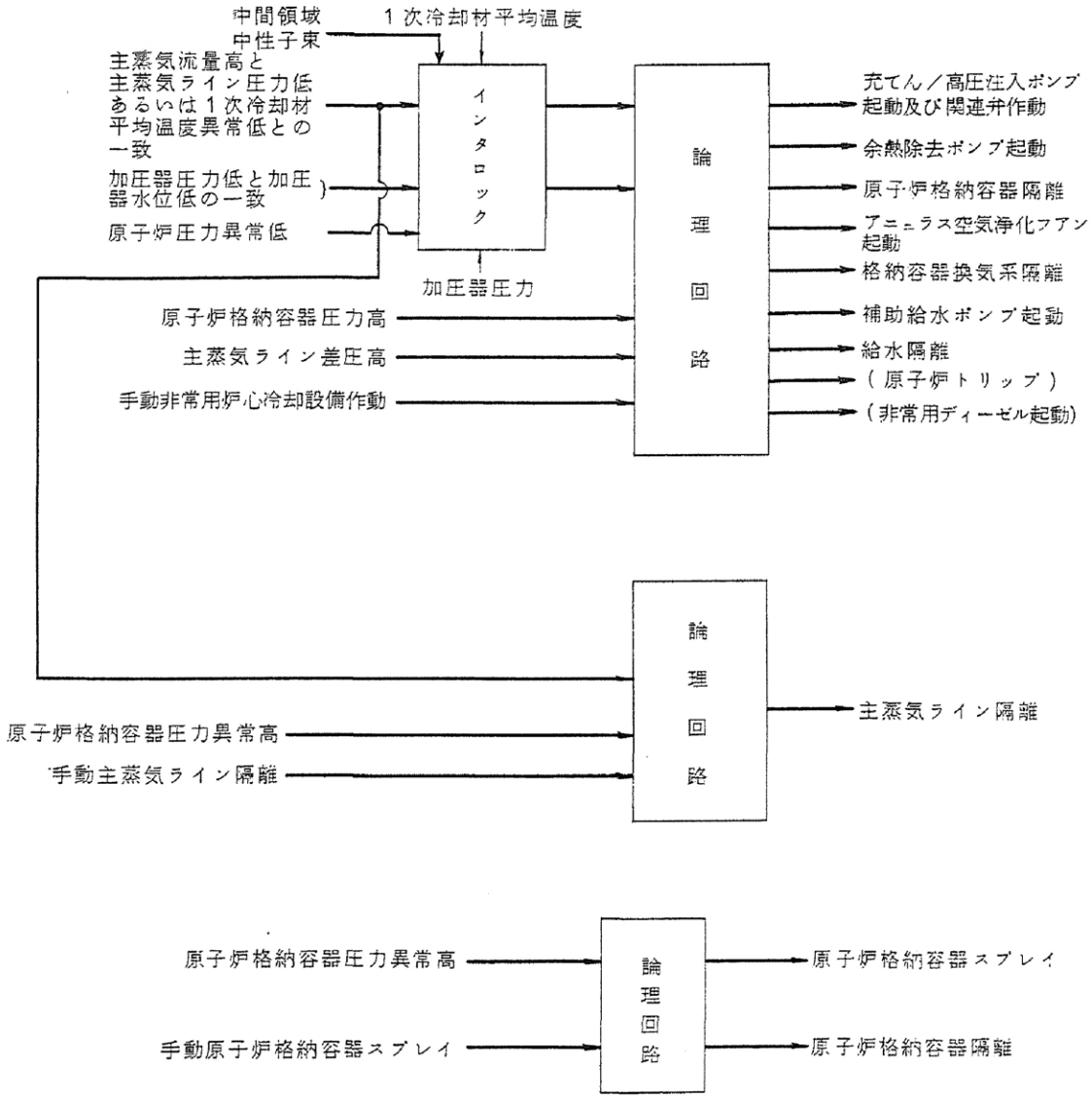
第1.1.1.a-7図　開閉所単線結線図



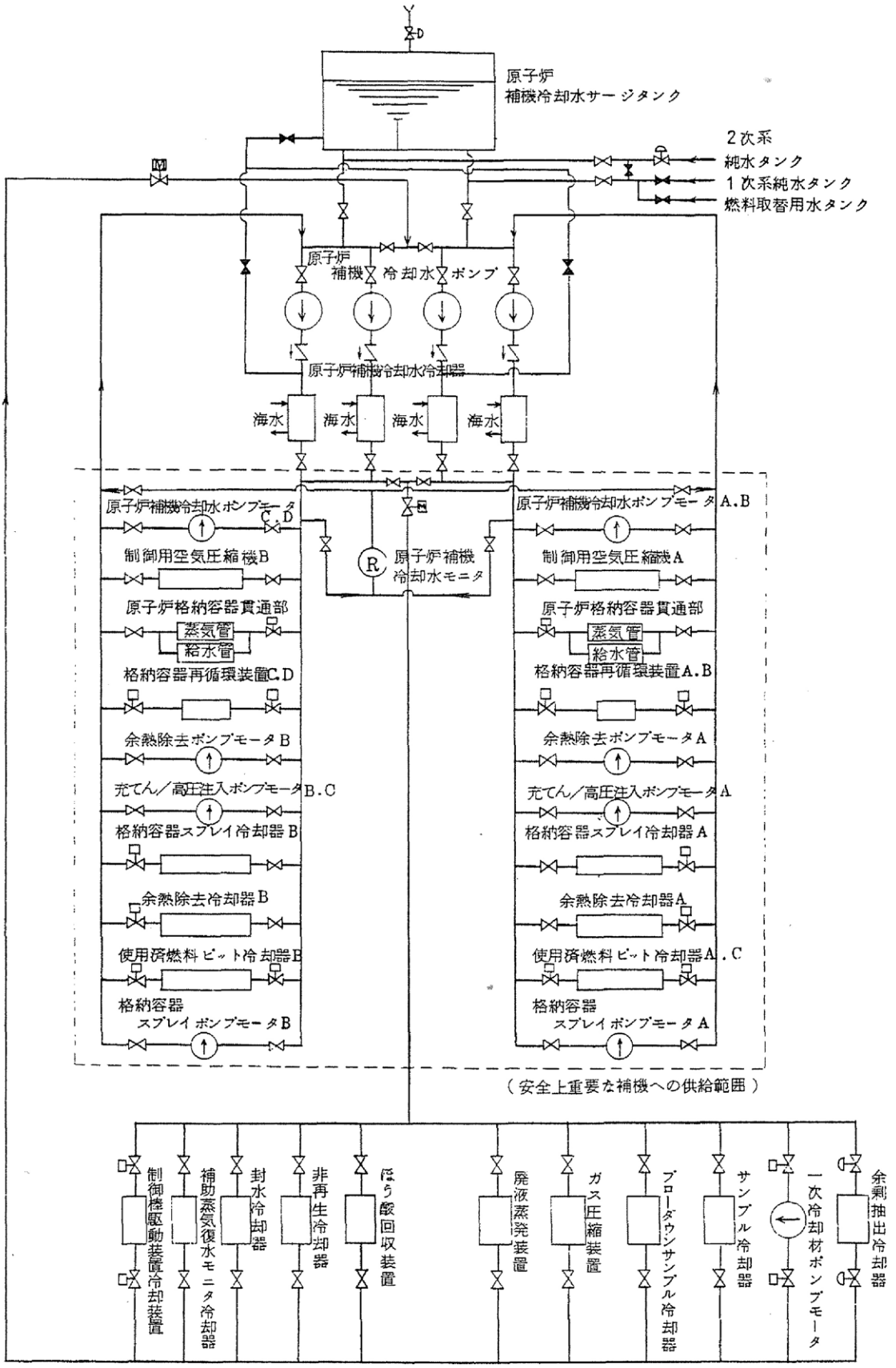
第1.1.1.a-8図　所内単線結線図



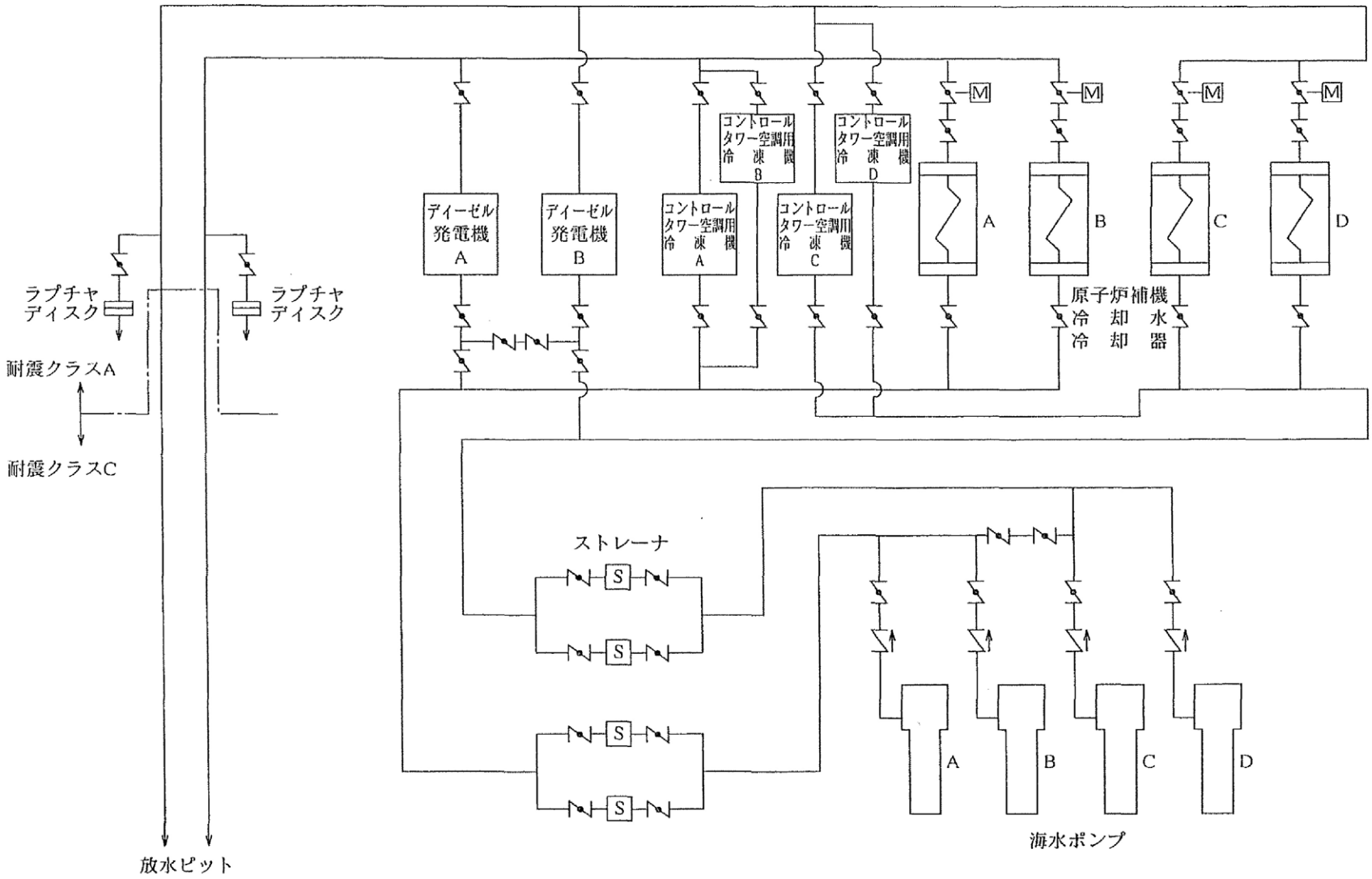
第1.1.1.a-9図　直流電源設備及び計測制御用電源設備



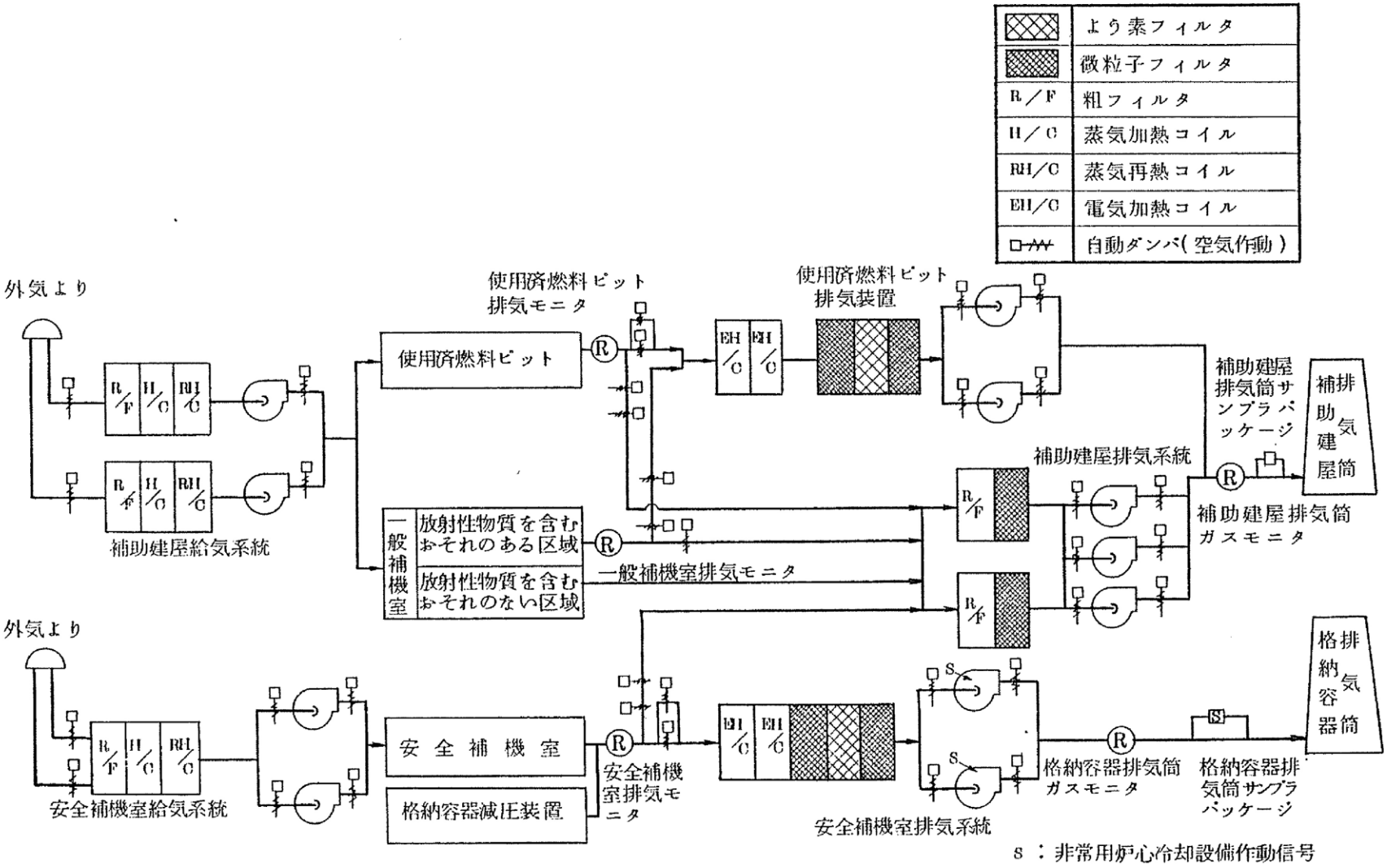
第1.1.1.a-10図　工学的安全施設作動設備説明図



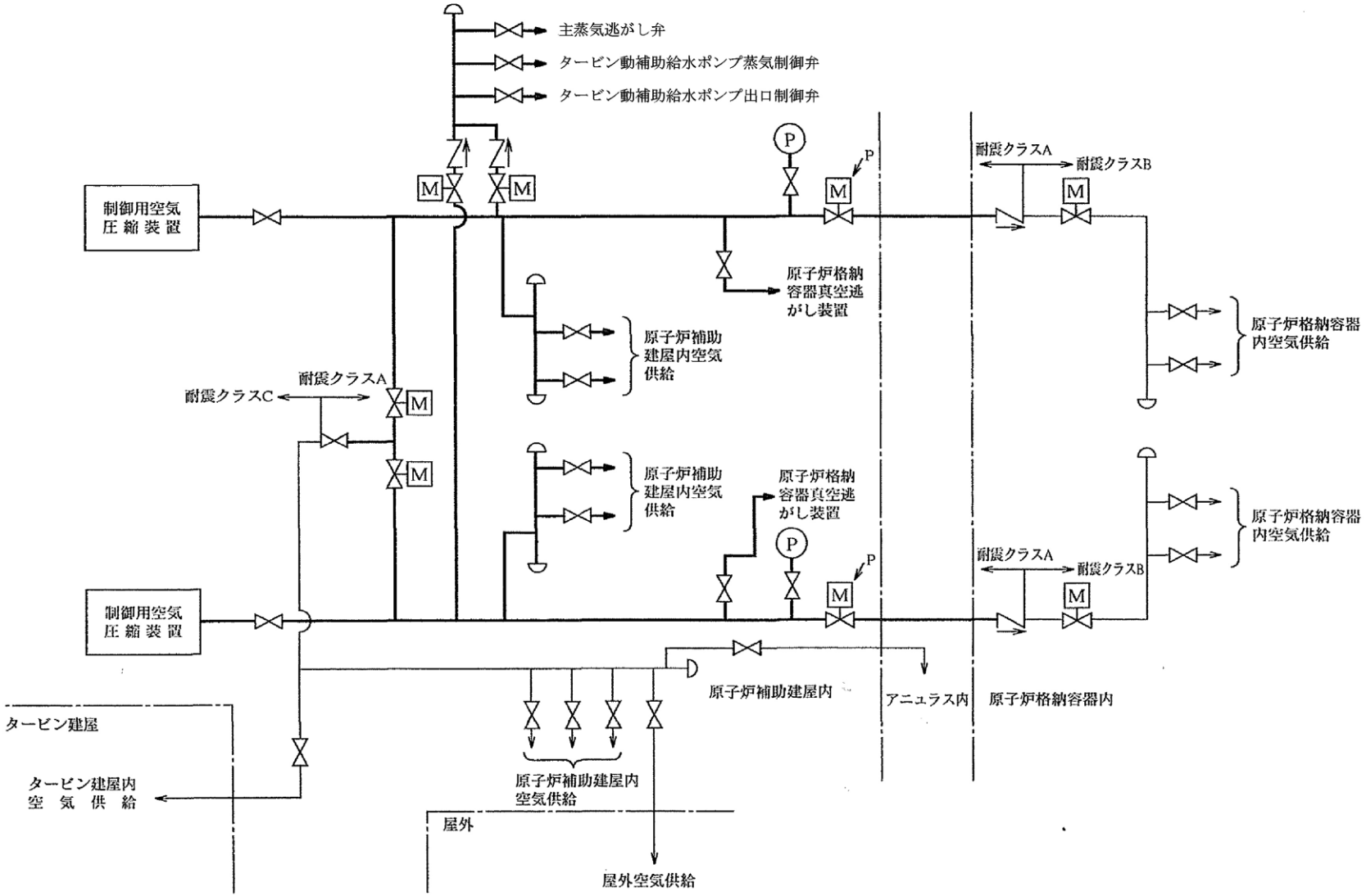
第1.1.1.a-11図　原子炉補機冷却水設備系統説明図



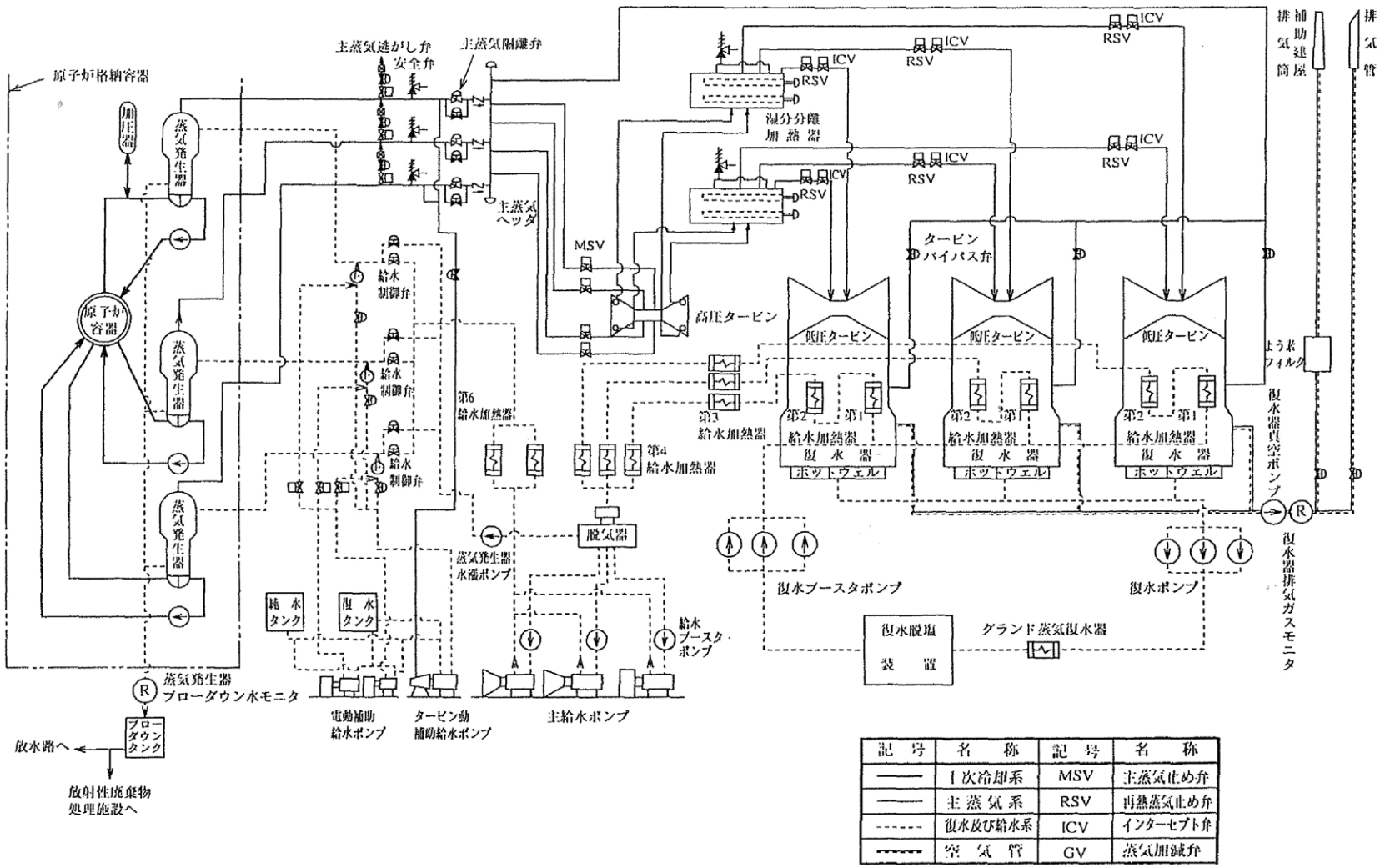
第1.1.1.a-12図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図



第1.1.1.a-13図　補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）

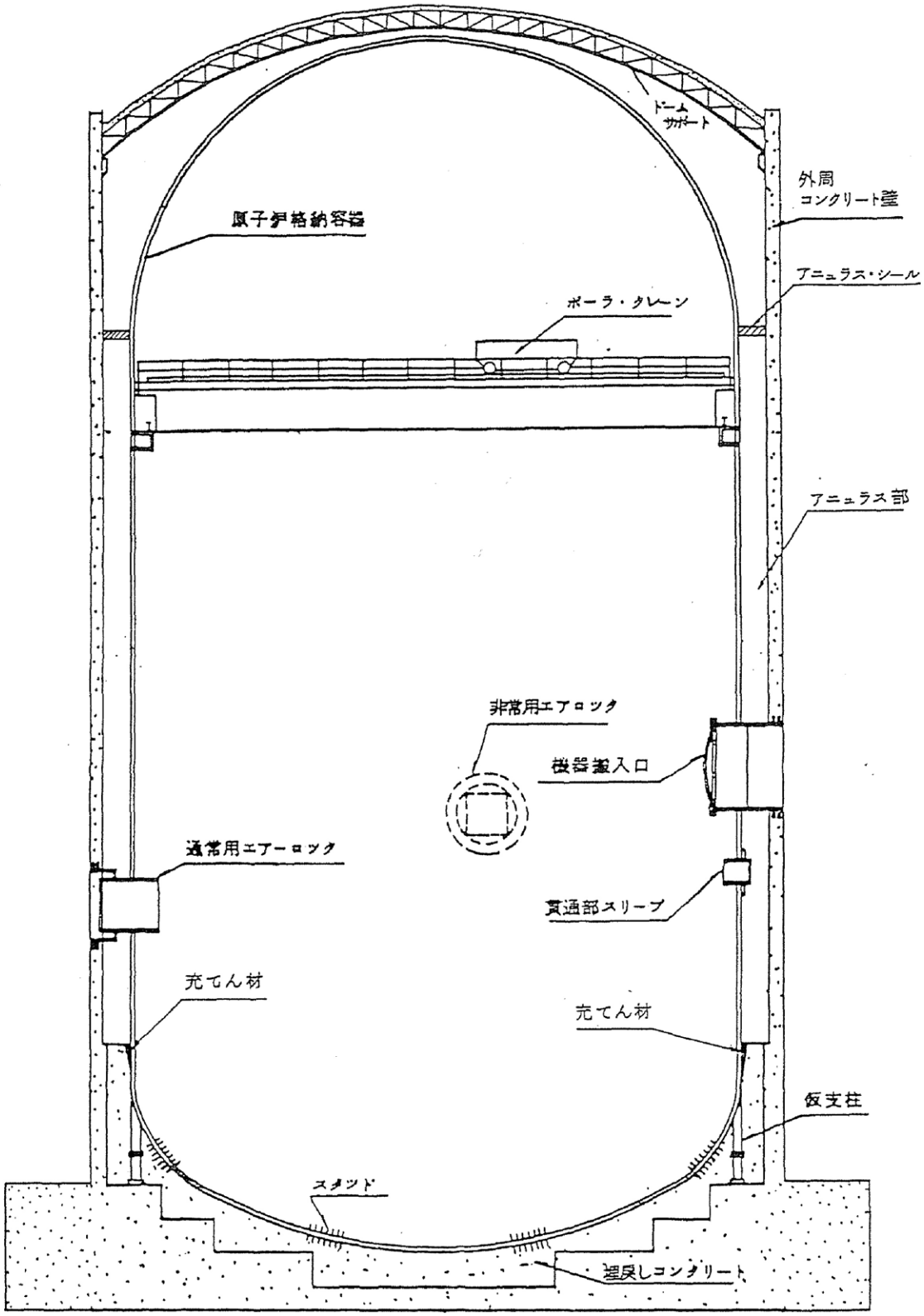


第1.1.1.a-14図　制御用空気設備系統説明図

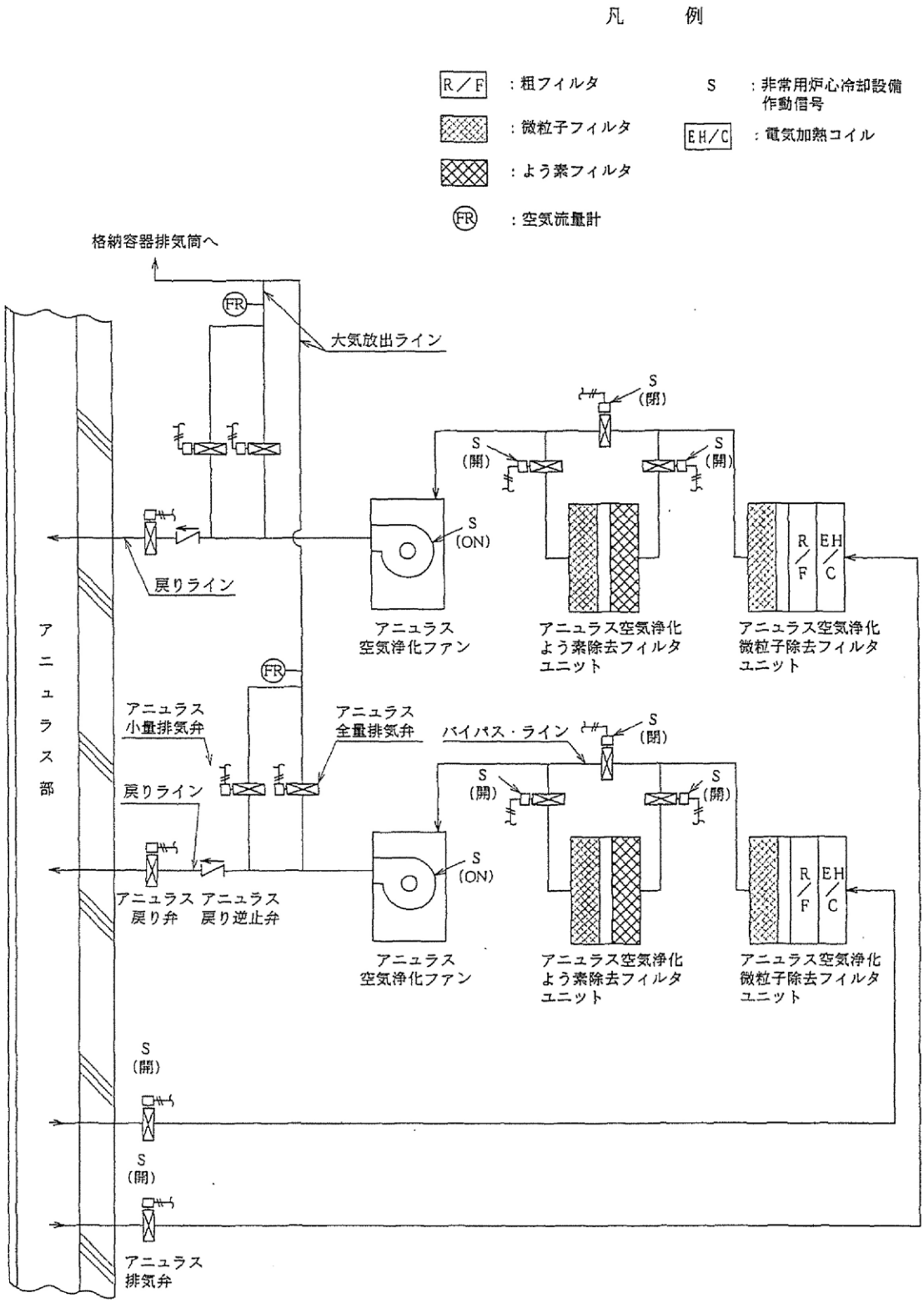


記号	名称	記号	名称
———	1次冷却系	MSV	主蒸気止め弁
———	主蒸気系	RSV	再熱蒸気止め弁
- - - - -	復水及び給水系	ICV	インターセプト弁
·····	空気管	GV	蒸気加減弁

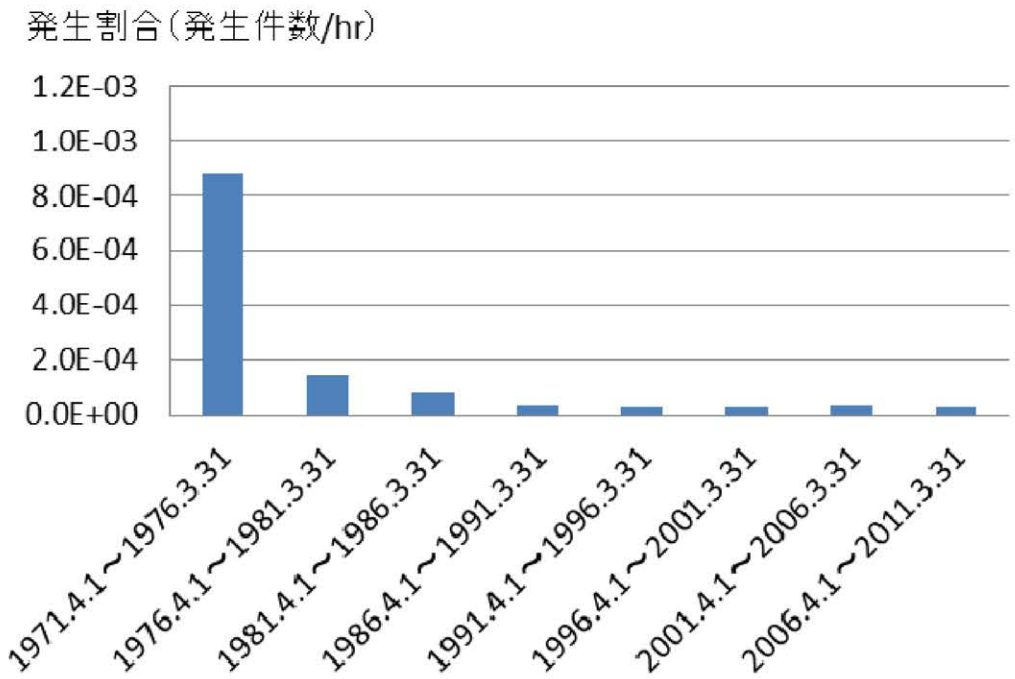
第1.1.1.a-15図　タービン系統説明図



第1.1.1.a-16図　原子炉格納施設の構造概要図



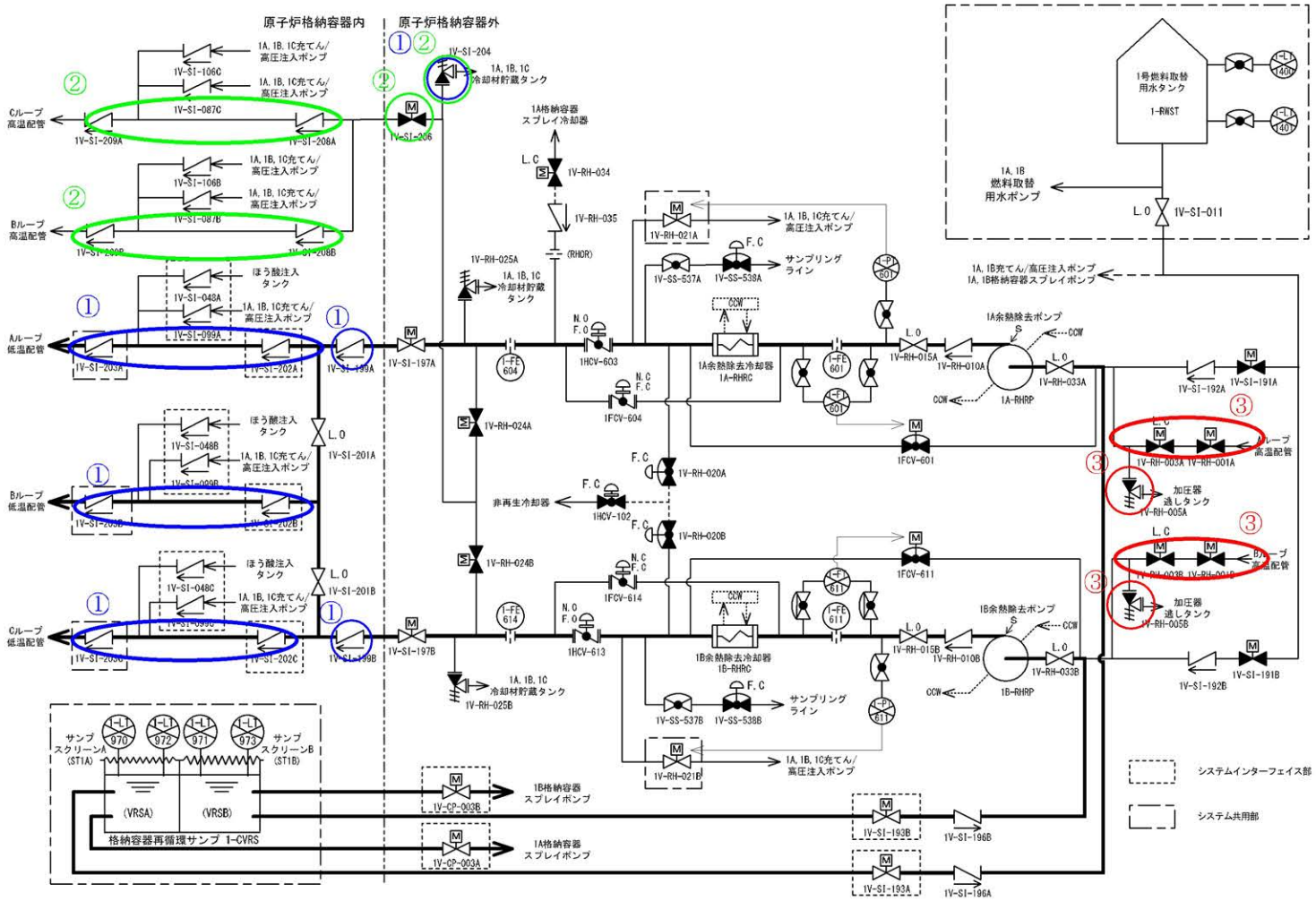
第1.1.1.a-17図　アニュラス空気浄化設備系統図



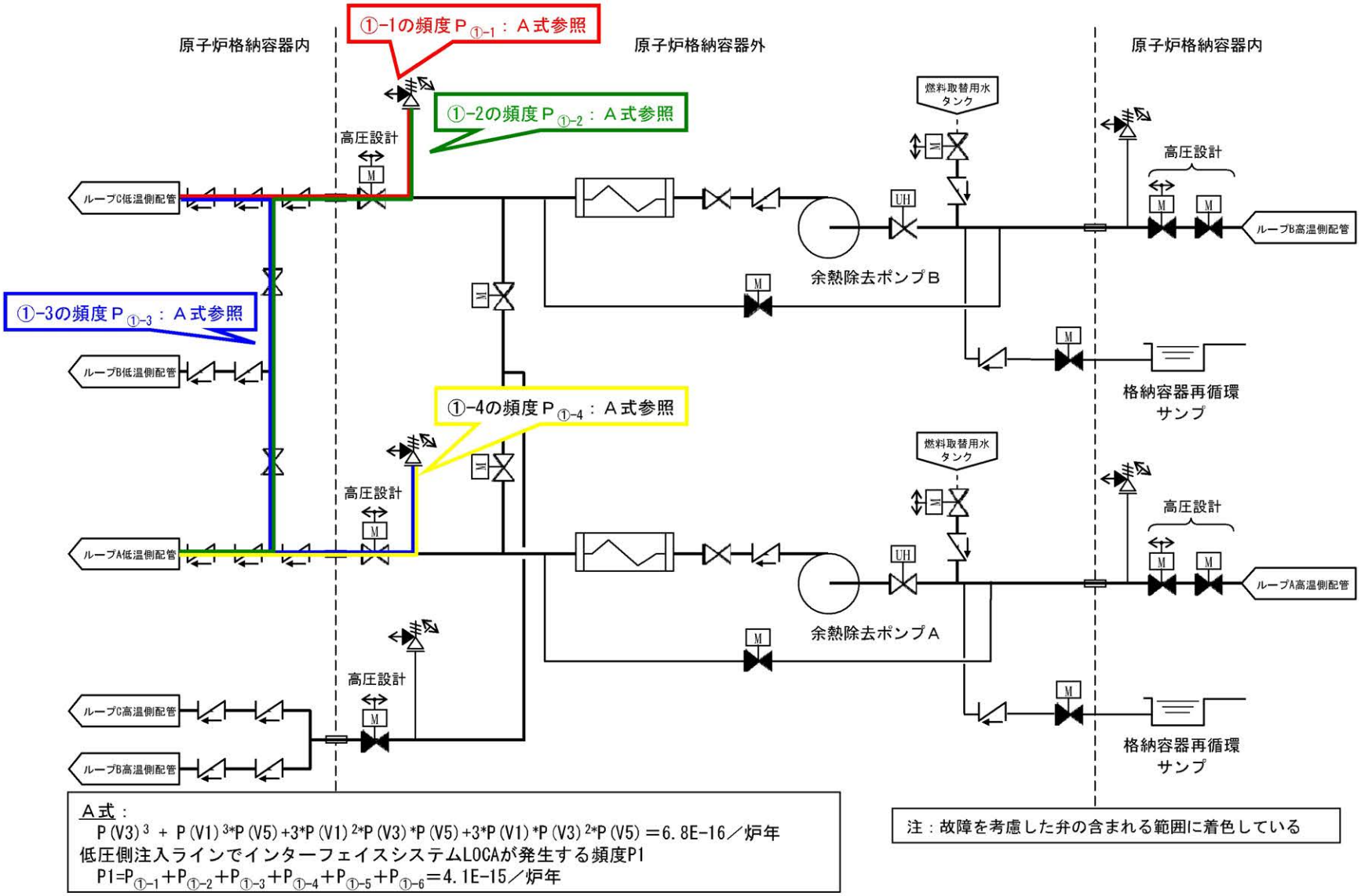
○起因事象データの収集期間の設定については、日本原子力学会標準 AESJ-SC-RK001:201 「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」D.3.1項（NUREG/CR-6823 「Handbook of Parameter Estimation for Probabilistic Risk Assessment」 5.1.2項の転載）に基づいて行っている。
○上記図書によると、起因事象データの収集期間の設定は、一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが、プラントの起因事象の発生年数はプラントの設計及び運転の改良によって時間とともに減少することから、データには直近の運転経験を反映させることが望ましく、近年の運転データのみを考慮するのがよいとされている。
○事象整理の結果から、1976年4月以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており、起因事象データの収集期間として近年の運転状況を反映するのに適切ではないと考え除外している。なお、この期間に発生している起因事象としては、下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

	主給水流量喪失	外部電源喪失	蒸気発生器 伝熱管破損	過渡事象	手動停止
1970.11.28～1976.3.31	2	0	0	8	34

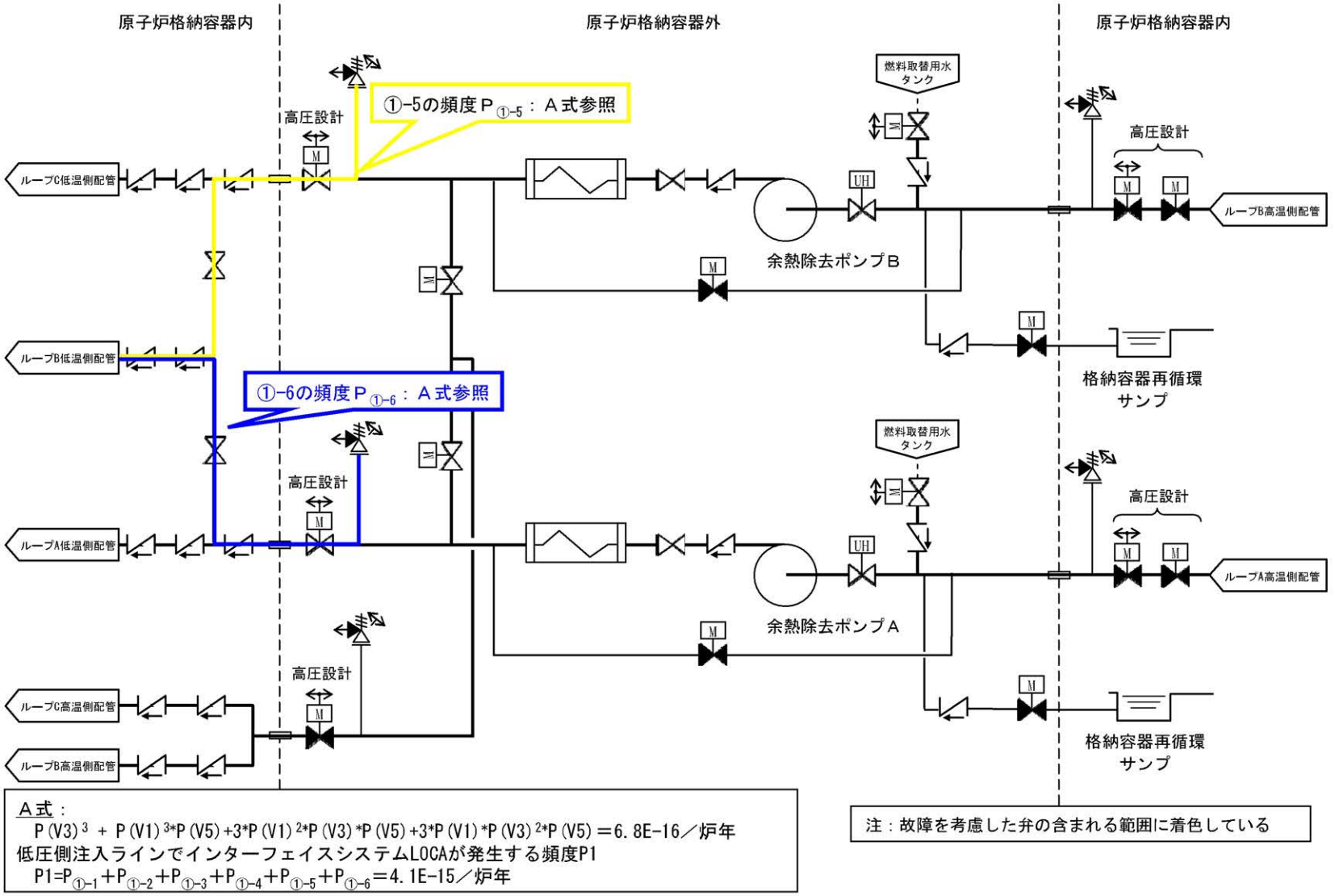
第1.1.1.b-1図　国内PWRプラントの運転実績（発電時間）に対するトリップ事象の発生割合



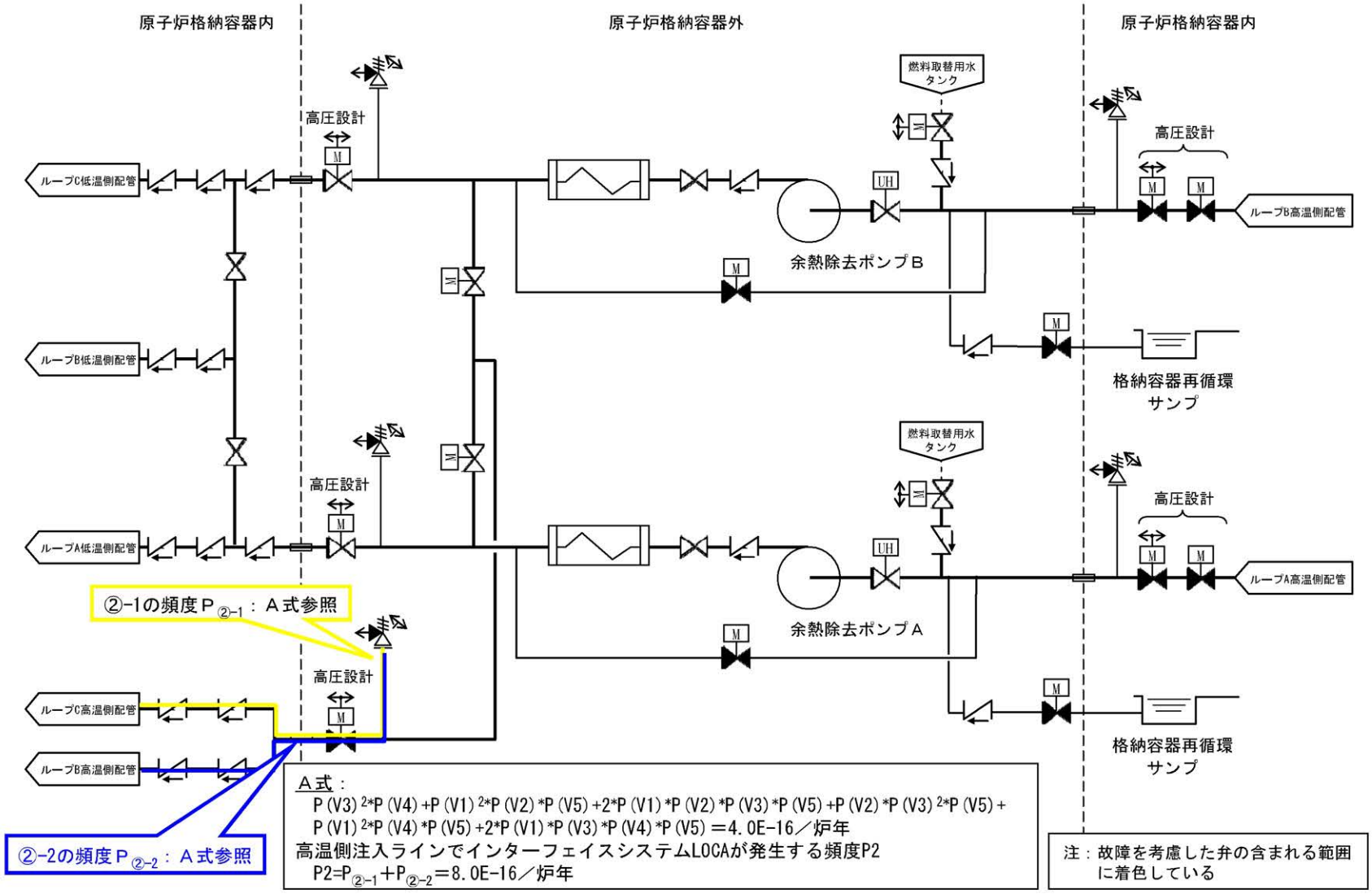
第1.1.1.b-2図　余熱除去系簡略図



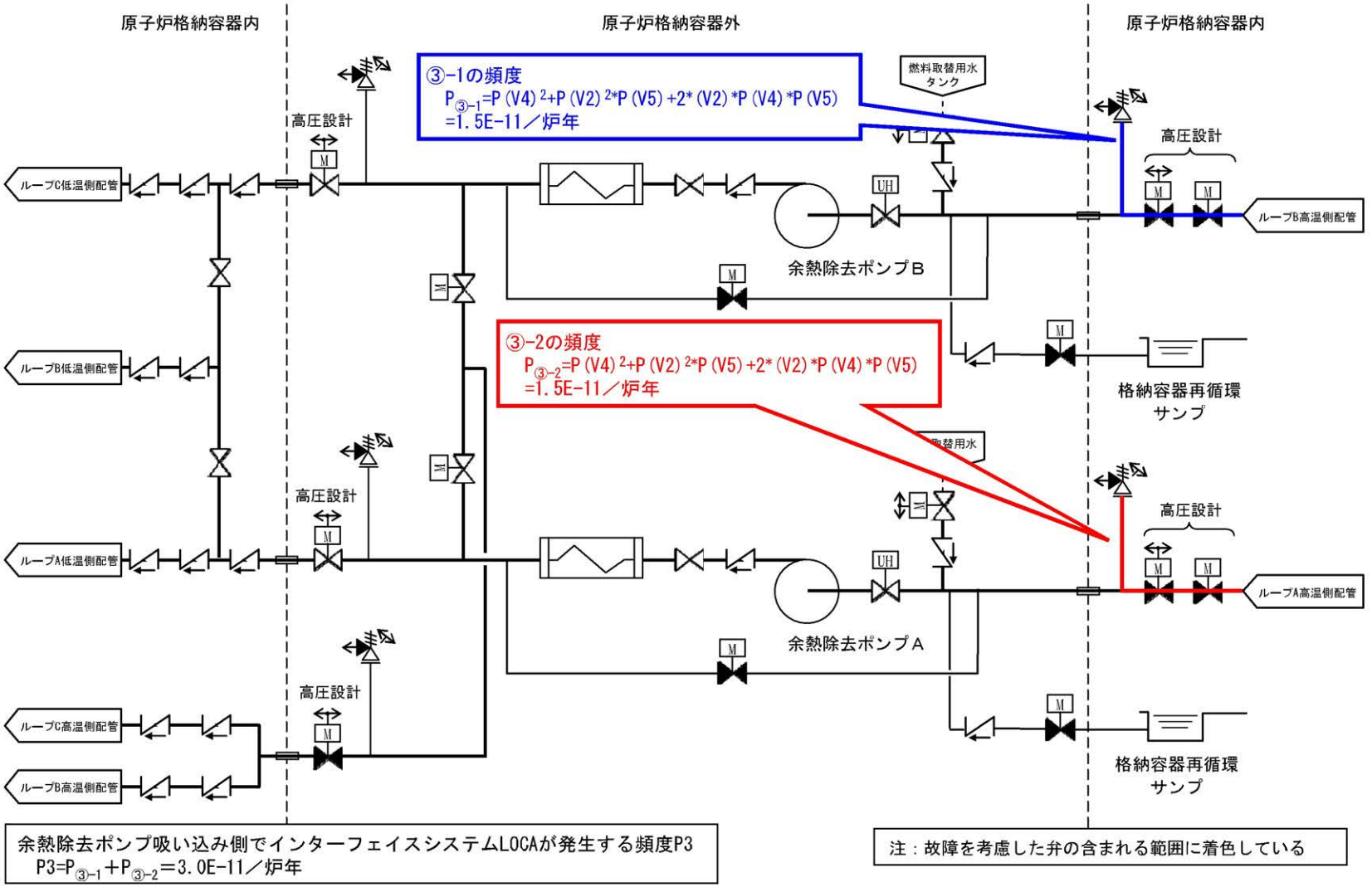
第1.1.1.b-3図（1/4）　インターフェイスシステムLOCAの想定



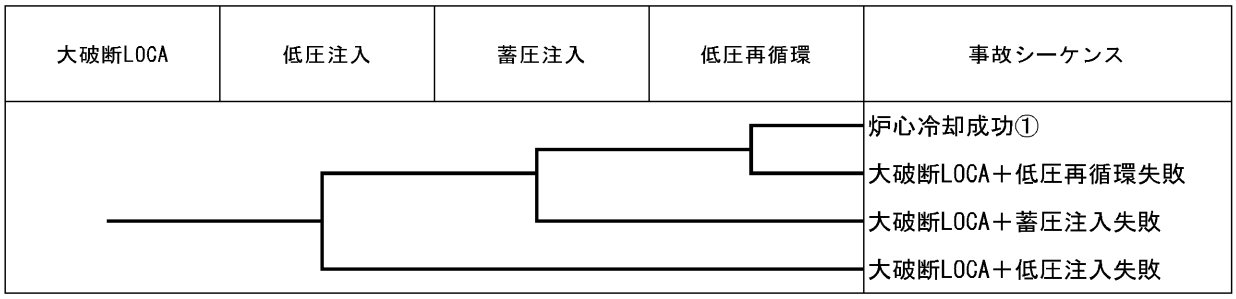
第1.1.1.b-3図（2/4）　インターフェイスシステムLOCAの想定



第1.1.1.b-3図（3/4）　インターフェイスシステムLOCAの想定



第1.1.1.b-3図（4/4）　インターフェイスシステムLOCAの想定



第1.1.1.d-1(a)図　大破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

・原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径6インチから両端破断相当（配管断面積の2倍）までと定義した。

・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。

・大破断LOCA時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また１次系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

【イベントツリーの説明】

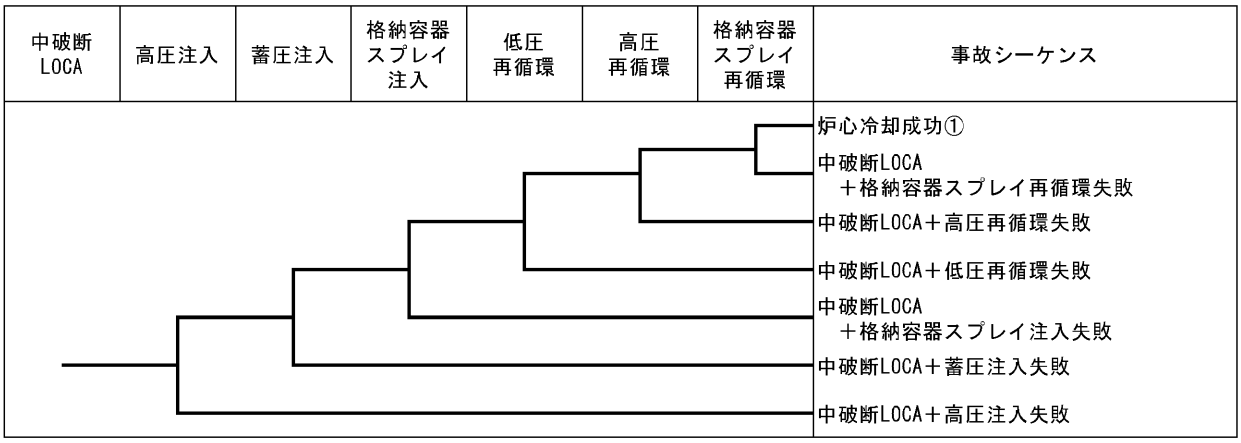
・大破断LOCA時は、「蓄圧注入」と「低圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は短期の注入に引き続き「低圧再循環」により確保される。

・高圧注入も作動するが、注入流量は小さいため、炉心冷却の観点から必須ではない。

【成功基準】

大破断LOCA	低圧注入	蓄圧注入	低圧再循環
ポンプ	1/2	－	1/2
熱交換器	－	－	1/2
ループ	健全1/2	健全2/2	健全1/2
その他	－	－	－
使命時間	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○

(注) ○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(b)図　中破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

・原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径２インチから６インチと定義した。

・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。

・中破断LOCA時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また１次系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

【イベントツリーの説明】

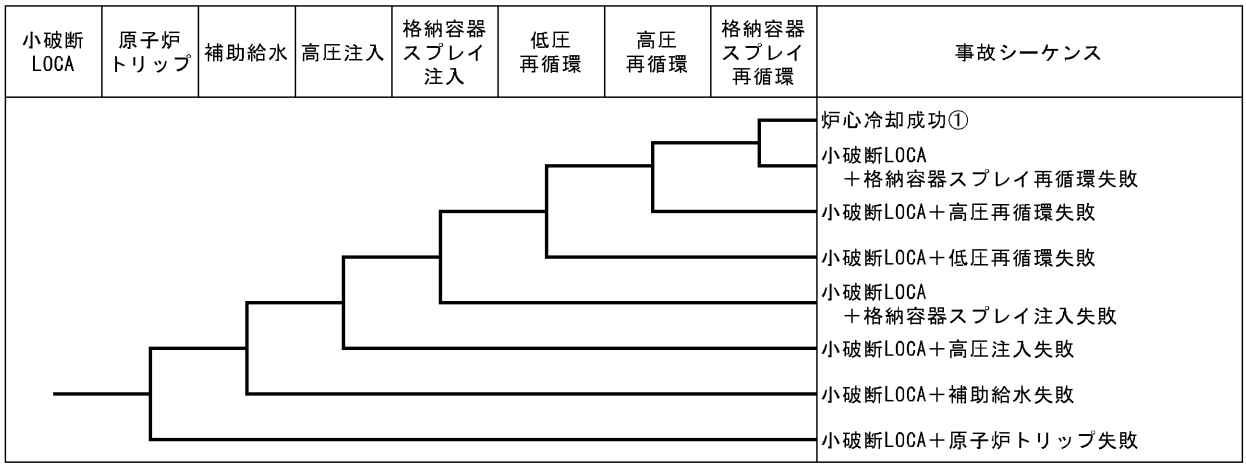
・中破断LOCA時は、「高圧注入」と「蓄圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが、川内１号炉及び２号炉の場合、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上では「低圧再循環」で表現）。

・中破断LOCA時は破断流量が小さく、余熱除去冷却器のみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

中破断LOCA	高圧注入	蓄圧注入	CVスプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	CVスプレイ再循環
ポンプ	1/3	－	1/2	1/2	1/3	1/2
熱交換器	－	－	－	1/2	－	1/2
ループ	健全2/2	健全1/2	－	－	健全2/2	－
その他	(*1)	－	－	(*2)	(*1)	－
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○	○	○	○

（注）○：必要
　　×：失敗を想定
　　－：不作動又は不要
(*1) Bポンプはインターロックの関係で自動起動不可
(*2) 注入時故障を含む



第1.1.1.d-1(c)図　小破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

小破断LOCAは、以下の原因による１次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

・破断口径が3/8インチから２インチと定義した。

・１次系加圧事象による加圧器逃がし弁からの１次冷却の流出（PORV LOCA）も小破断LOCA相当として定義。

・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。

【イベントツリーの説明】

・小破断LOCA時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。

・破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは１次系への発熱を系外に除去できないため、「高圧注入」と２次系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上では「低圧再循環」で表現）。

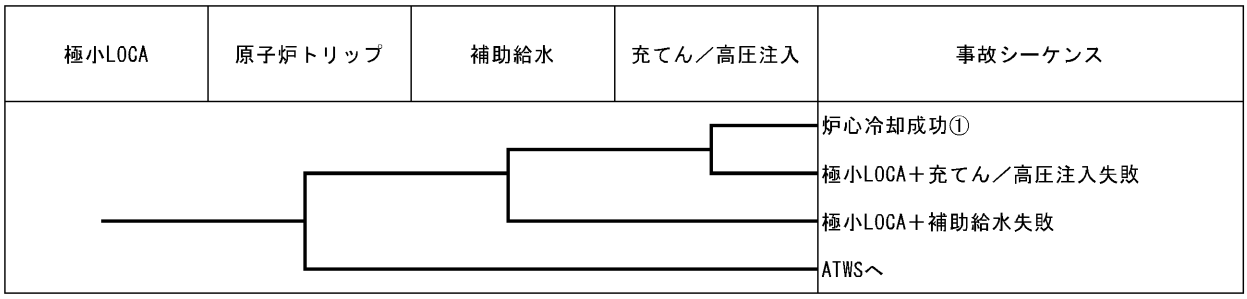
・破断流が小さく、余熱除去冷却器のみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

小破断LOCA	補助給水	高圧注入	CVスプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	CVスプレイ再循環
ポンプ	1/3	1/3	1/2	1/2	1/3	1/2
熱交換器	－	－	－	1/2	－	1/2
ループ	SG2/3	健全2/2	－	－	健全2/2	－
その他	－	(*1)	－	(*2)	(*1)	－
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○	○	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(*1) Bポンプはインターロックの関係で自動起動不可
(*2) 注入時故障を含む



第1.1.1.d-1(d)図　極小LOCAイベントツリー

【仮定条件】

極小LOCAは、以下の原因による１次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

・充てんポンプで補填できる程度のリーク量（破断口径が3/8インチ未満）と定義した。

・本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。

【イベントツリーの説明】

・極小LOCA時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。

・破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは１次系への発熱を系外に除去できないため、「充てんまたは高圧注入」と２次系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。

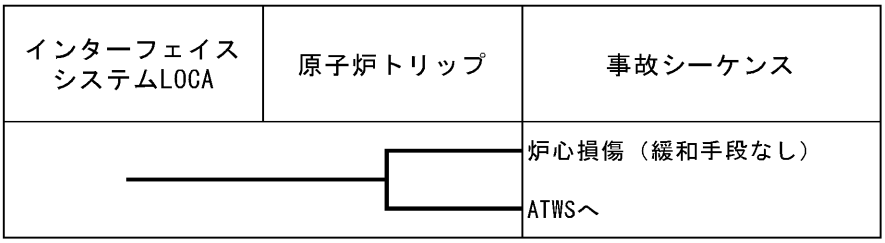
・原子炉格納容器内への蒸気放出は少ないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」は不要。

【成功基準】

極小LOCA	補助給水	高圧注入
ポンプ	1/3	1/3
熱交換器	－	－
ループ	SG2/3	充てんライン or 健全2/2
その他	－	(*1)
使命時間	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(*1) Bポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第1.1.1.d-1(e)図　インターフェイスシステムLOCAイベントツリー

【仮定条件】

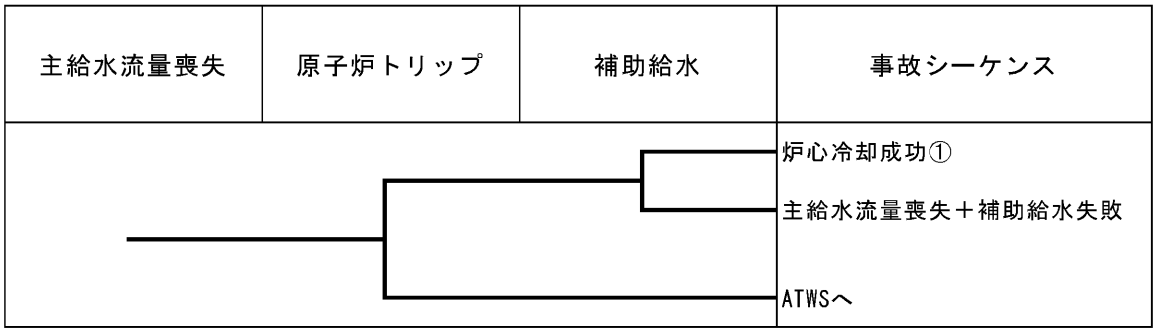
・余熱除去系の破断であり、低圧注入系が不能。

【イベントツリーの説明】

・インターフェイスシステムLOCAは破断規模に応じて大、中、小破断LOCA相当となるが、ECCS再循環が不能となるため炉心損傷に至る。

【成功基準】

・なし



第1.1.1.d-1(f)図　主給水流量喪失イベントツリー

【仮定条件】

・主給水流量喪失に至る原因としては、主給水ポンプ又は復水ポンプの故障、電源喪失又は主給水制御系の誤動作が考えられる。

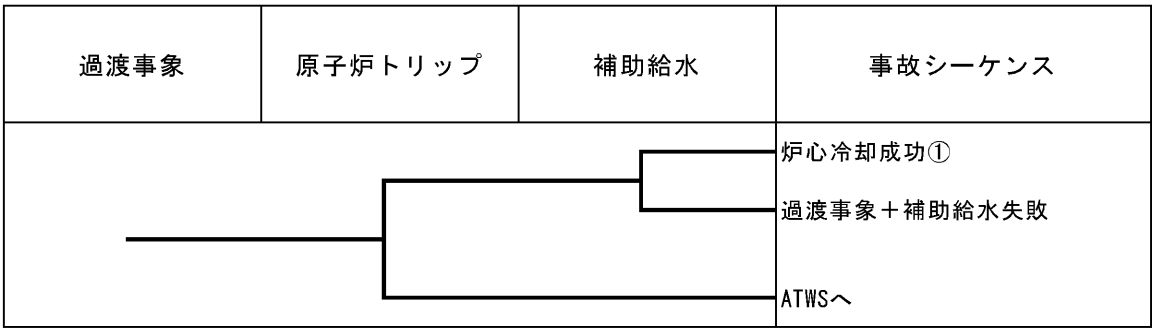
【イベントツリーの説明】

・主給水流量喪失の場合、原子炉トリップにより原子炉出力を抑制するとともに、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

主給水流量喪失	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	SG2/3
その他	－
使命時間	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○

(注) ○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(g)図　過渡事象イベントツリー

【仮定条件】

・原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含む。

・主給水流量喪失等の独立した事象以外を対象とする。

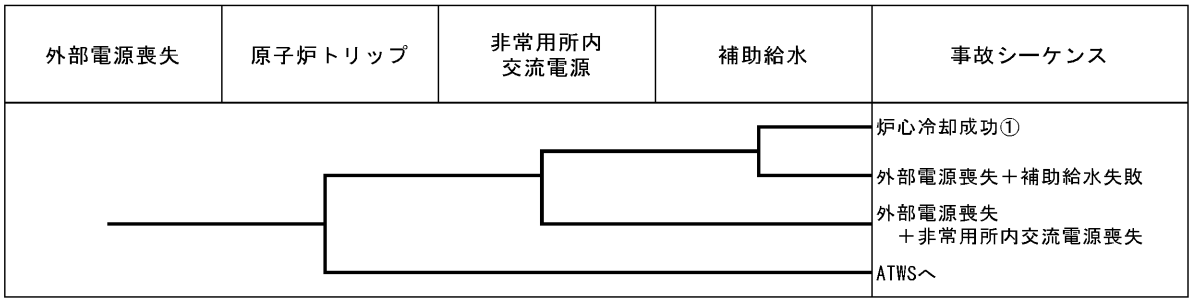
【イベントツリーの説明】

・過渡事象の場合、原子炉トリップにより原子炉出力を抑制するとともに、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

過渡事象	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	SG2/3
その他	－
使命時間	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(h)図　外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

・送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部または全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象を考慮。

・所内用交流電源が喪失すると、１次冷却材ポンプ、復水ポンプ等がトリップし、１次冷却材流量や主給水流量の喪失が発生する。

【イベントツリーの説明】

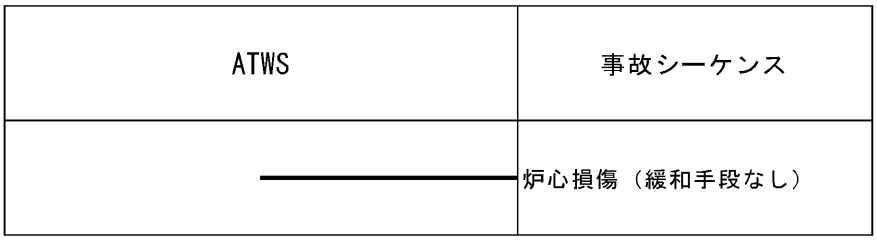
・外部電源喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により炉心冷却を確保する。さらに「非常用所内交流電源」が確保できれば安定した炉心冷却が確保される。

・「非常用所内交流電源」が確保できれば、サポート系が健全であるため、その後に加圧器逃がし弁LOCA等が発生しても、事象進展は小破断LOCAと同等である。

【成功基準】

外部電源喪失	非常用所内 交流電源	補助給水
ポンプ	－	1/3
熱交換器	－	－
ループ	－	SG2/3
その他	DG1/2	－
使命時間	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(i)図　ATWSイベントツリー

【仮定条件】

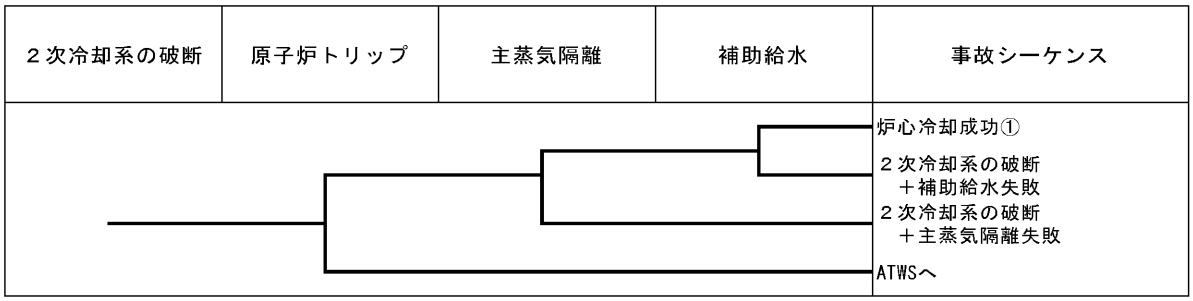
・ATWSは起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・ATWS事象は原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップに失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

【成功基準】

・なし



第1.1.1.d-1(j)図　２次冷却系の破断イベントツリー

【仮定条件】

２次冷却系の破断としては以下の破断を含むものとし、原子炉格納容器内部での破断を仮定する。

・主蒸気管破断（完全両端破断）

・主給水管破断（完全両端破断）

【イベントツリーの説明】

・２次冷却系の破断においても、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保されるが、補助給水による２次系の冷却を確保するために、破断した主蒸気管の隔離を行う。

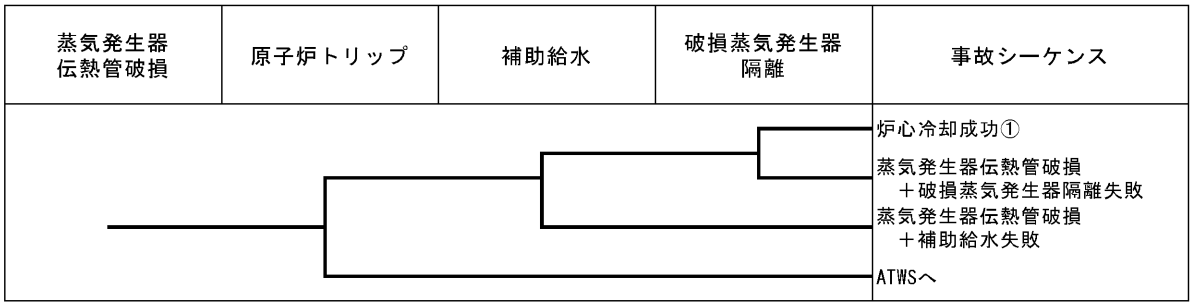
【成功基準】

２次冷却系の破断	主蒸気隔離	補助給水
ポンプ	－	1/3
熱交換器	－	－
ループ	－	健全SG1/2
その他	(*1)	(*2)
使命時間	－	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

(注) ○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(*1) 破断ループ主蒸気逆止弁閉止or健全ループ主蒸気隔離弁全閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動主蒸気元弁閉止or タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁閉止

(*2) 破断ループへの補助給水隔離



第1.1.1.d-1(k)図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

【仮定条件】

・蒸気発生器伝熱管破損は、原子炉設置許可申請書添付十と同様、伝熱管１本の完全両端破断を仮定する。

【イベントツリーの説明】

・蒸気発生器伝熱管破損時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。

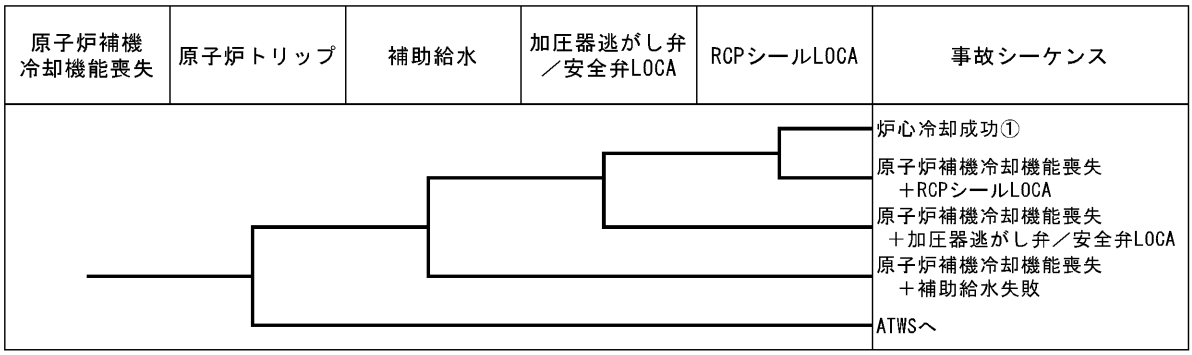
・破損した蒸気発生器を隔離し、１次系の圧力と破損した蒸気発生器の２次側圧力とが均圧することで１次系保有水の減少は防止できる。

【成功基準】

蒸気発生器伝熱管破損	補助給水	破損側SG隔離
ポンプ	1/3	－
熱交換器	－	－
ループ	健全SG1/2	－
その他	－	(*1)
使命時間	24hr	－
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○

（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(*1) 破損側SG主蒸気逃がし弁閉止or元弁閉止、破損側SG主蒸気安全弁閉止、主蒸気バイパス弁閉止or主蒸気隔離弁閉止



第1.1.1.d-1(1)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

原子炉補機冷却機能喪失としては次のものを考える。

・原子炉補機冷却水ポンプ全台または海水ポンプ全台の故障による冷却能力の喪失

・原子炉補機冷却水系または海水系の配管・弁等の破断による冷却能力の喪失

【イベントツリーの説明】

・原子炉補機冷却機能喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。

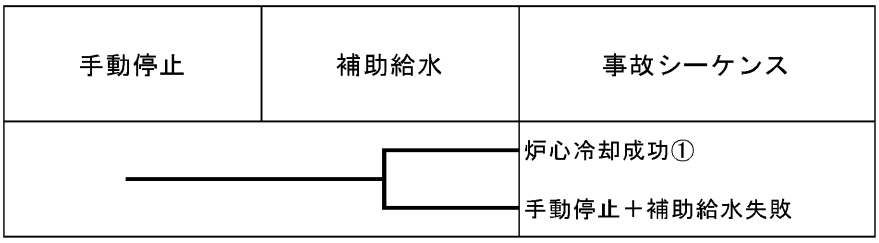
・ECCS機能が喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のあるLOCAとして「加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」及び「RCPシールLOCA」を考慮している。

【成功基準】

原子炉補機冷却 機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁／ 安全弁LOCA	RCPシールLOCA
ポンプ	1/3	－	－
熱交換器	－	－	－
ループ	SG2/3	－	－
その他	－	(*1)	1.0の確率で発生
使命時間	24hr	－	－
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	○

(注) ○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(*1) 加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止



第1.1.1.d-1(m)図　手動停止イベントツリー

【仮定条件】

・手動停止は過渡事象の一部であるが、原子炉トリップを伴わず運転員の手動による原子炉停止が行われる事象を想定する。

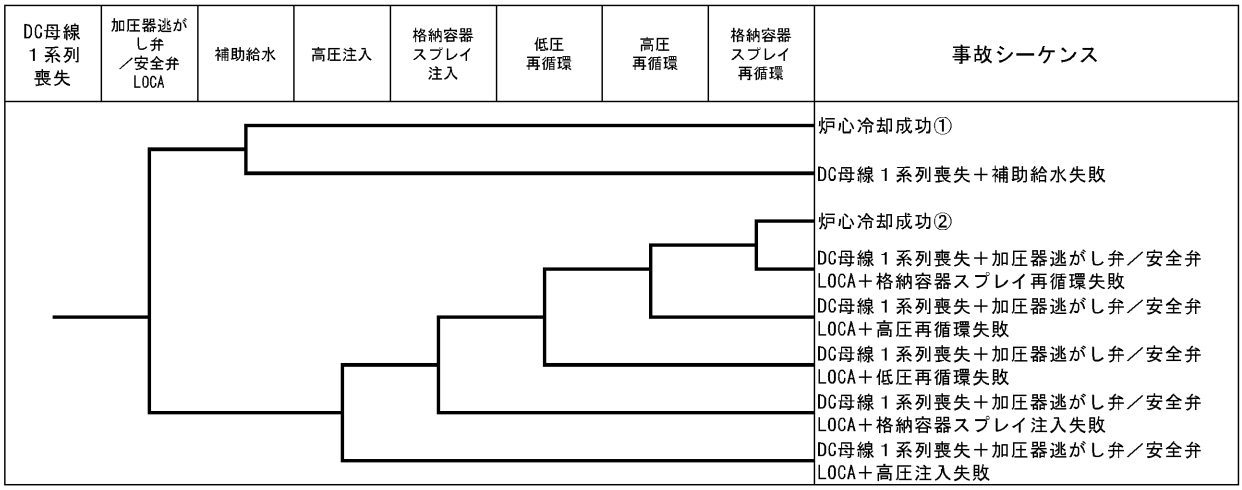
【イベントツリーの説明】

・手動停止の場合、起因事象として原子炉は停止できているため、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

手動停止	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	SG2/3
その他	－
使命時間	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○

(注) ○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要



第1.1.1.d-1(n)図　DC母線１系列喪失イベントツリー

【仮定条件】

・DC母線１系列喪失の場合、ECCSの機能が片系列喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のあるLOCAとして、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁が作動後の再閉止に失敗することによるLOCAを考慮する。

【イベントツリーの説明】

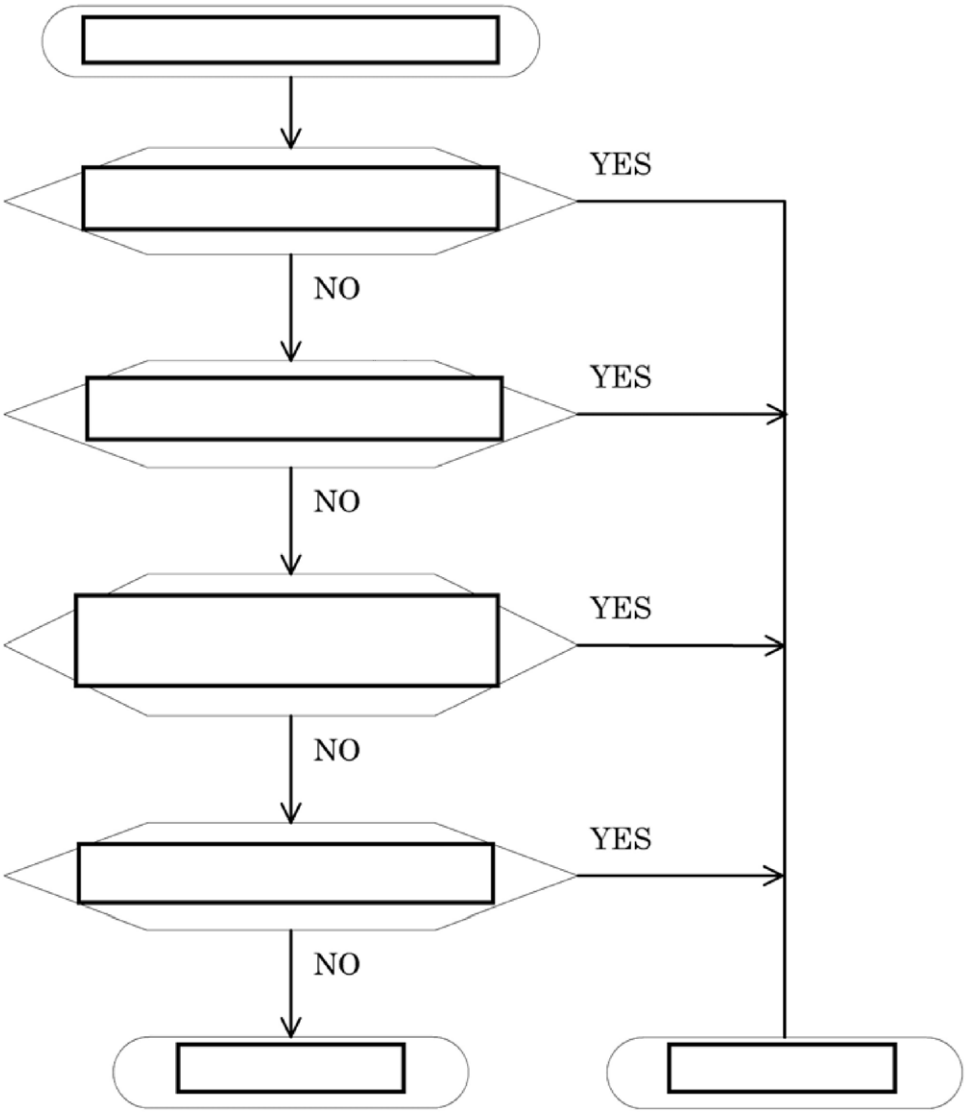
・「加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」が発生した場合は、小破断LOCAのイベントツリーと同様、LOCAが発生しない場合は過渡事象と同様のイベントツリーとなる。

【成功基準】

DC母線 1系列喪失	加圧器 逃がし弁／ 安全弁LOCA	補助給水	高圧注入	CV スプレイ 注入	低圧 再循環	高圧 再循環	CV スプレイ 再循環
ポンプ	－	1/2 (*1)	健全1/2	健全1/1	健全1/1	健全1/2	健全1/1
熱交換器	－	－	－	－	健全1/1	－	健全1/1
ループ	－	SG2/3	2/3	－	－	2/3	－
その他	(*2)	－	(*3)	－	(*4)	(*3)	－
使命時間	－	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功ｼｰｹﾝｽ①	○	○	－	－	－	－	－
成功ｼｰｹﾝｽ②	×	－	○	○	○	○	○

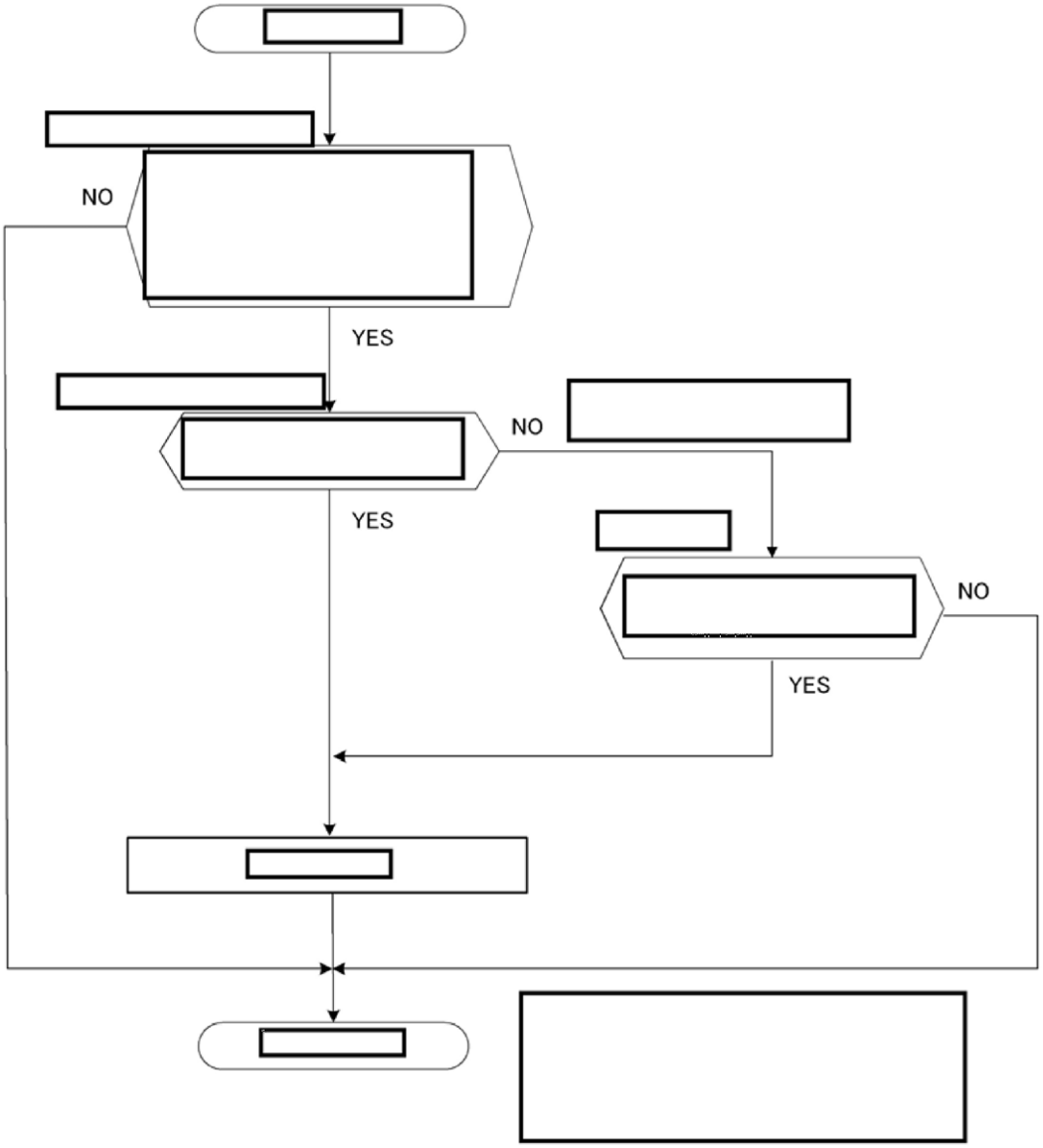
（注）○：必要
×：失敗を想定
－：不作動又は不要

(*1) 健全M/D + T/D
(*2) 健全トレン加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止
(*3) Bポンプはインターロックの関係で自動起動不可
(*4) 注入時故障を含む



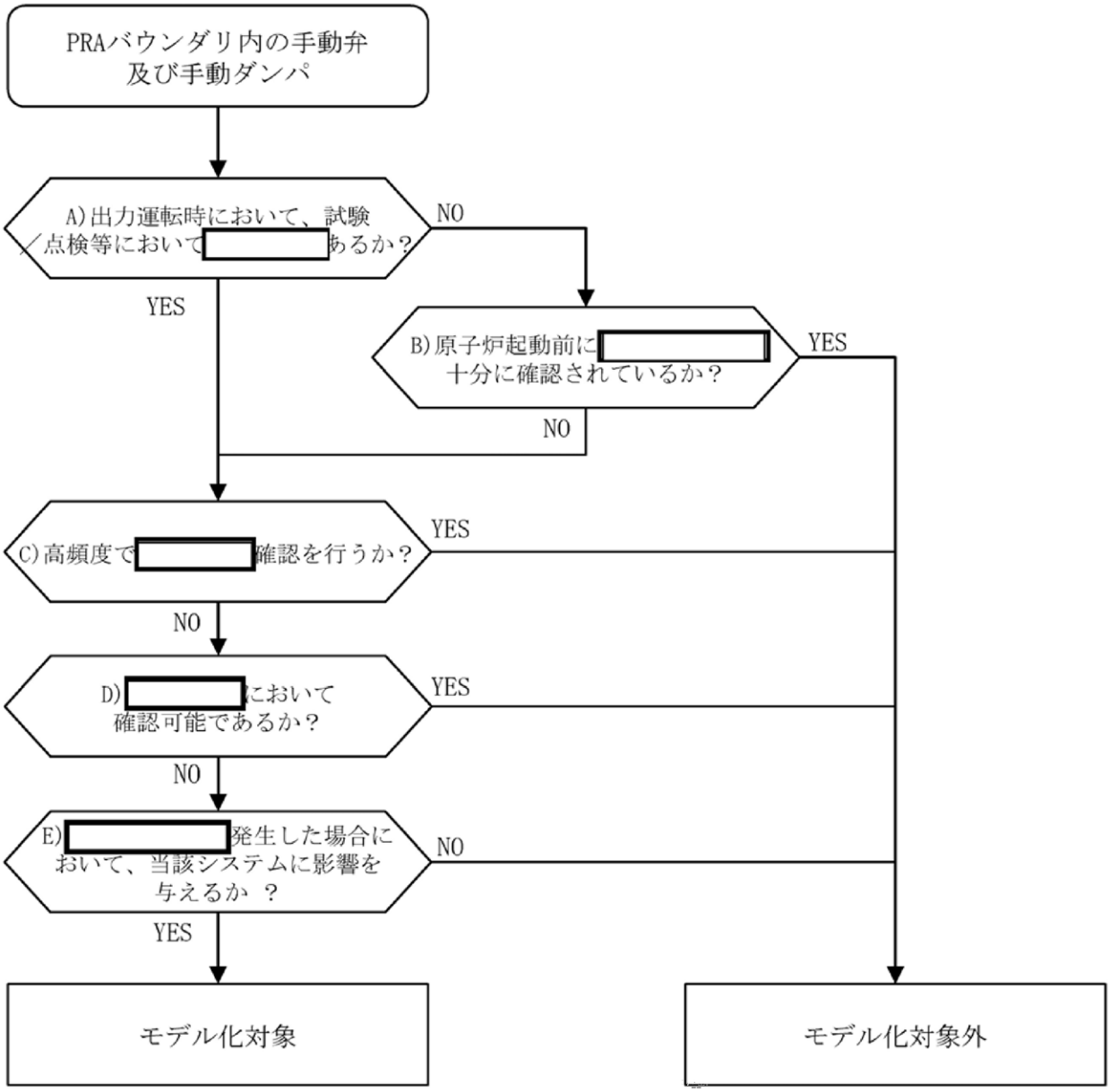
第1.1.1.e-1図　故障モードのスクリーニング手順

□内は商業機密に属しますので公開できません。



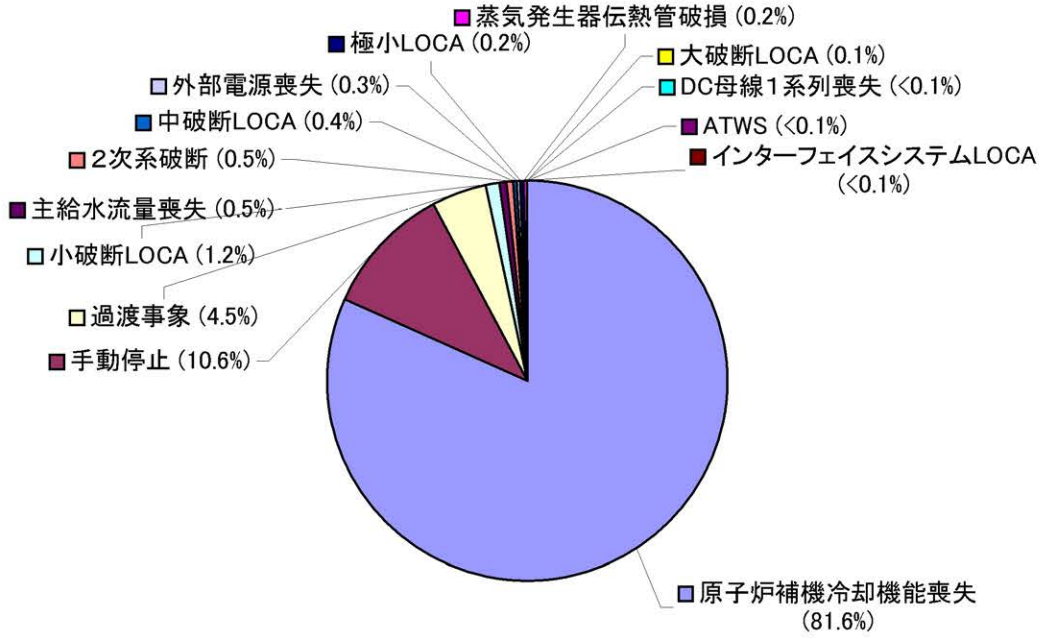
第1.1.1.f-1図　共通原因故障同定のフロー

□内は商業機密に属しますので公開できません。

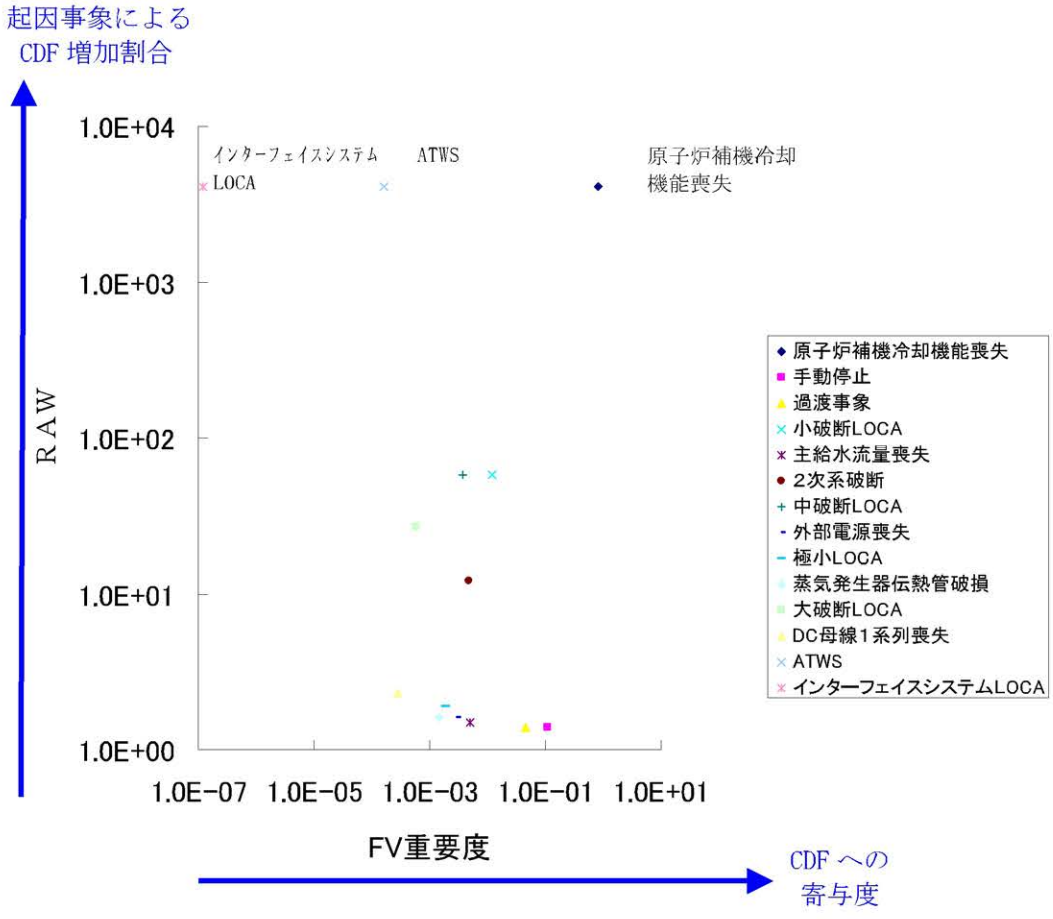


[ ]内は商業機密に属しますので公開できません。

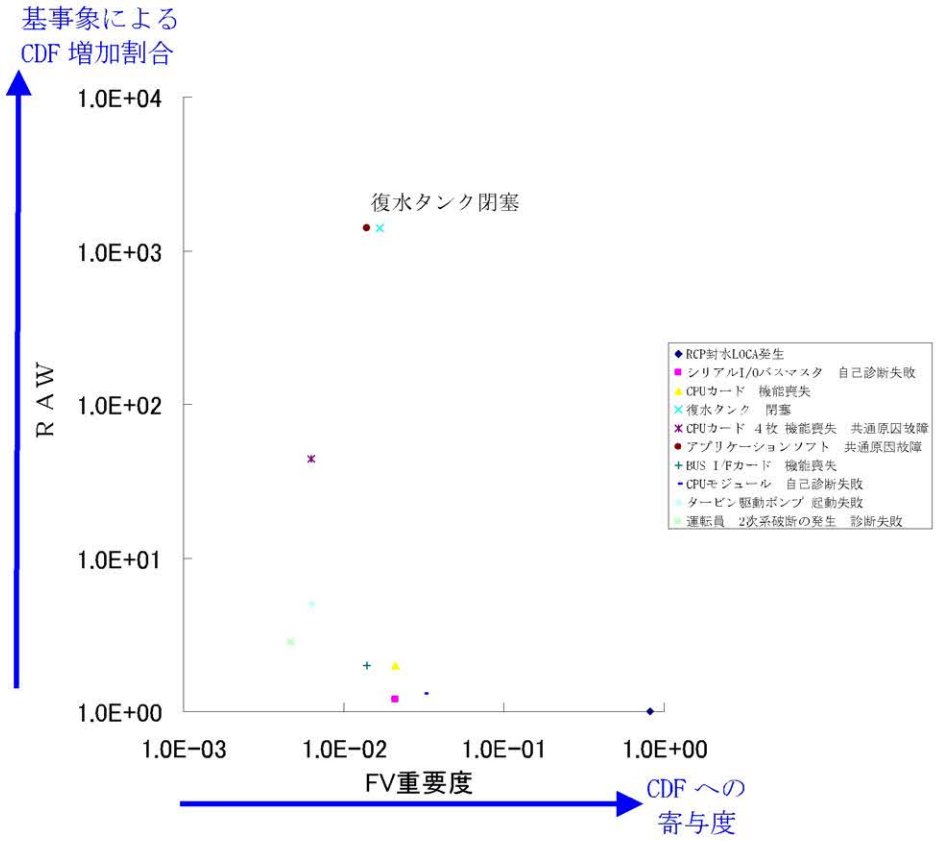
第1.1.1.g-1図　事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー



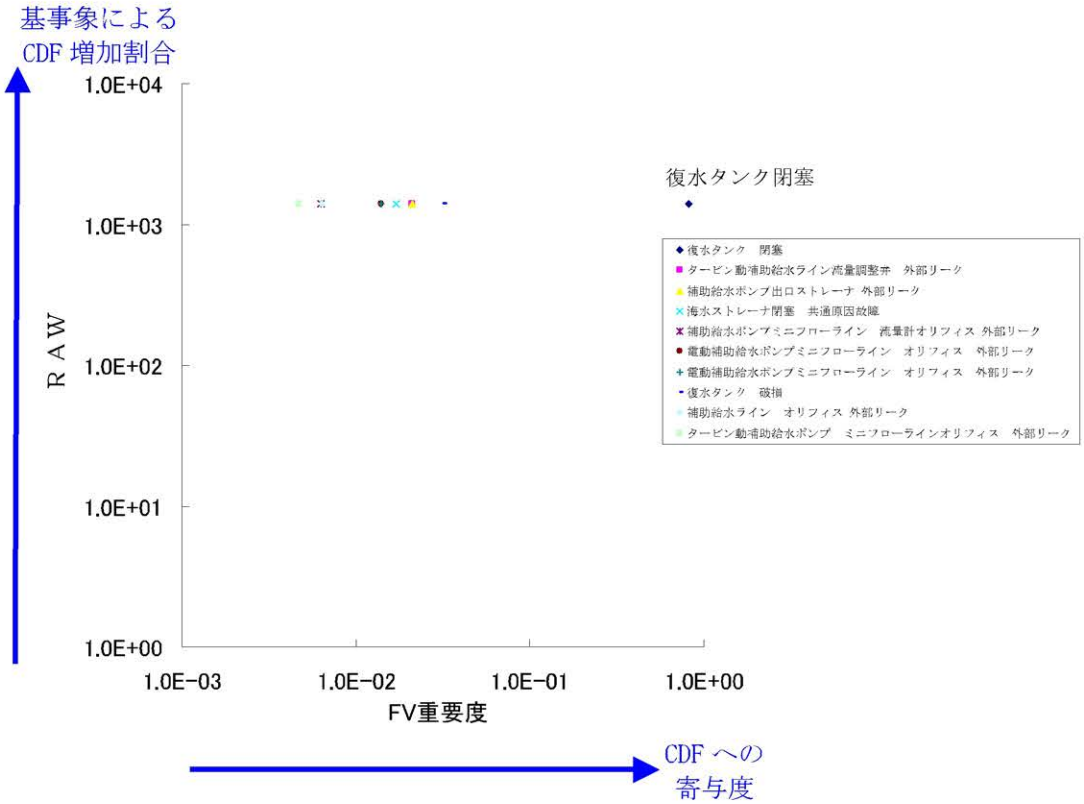
第1.1.1.h-1図　起因事象別炉心損傷頻度



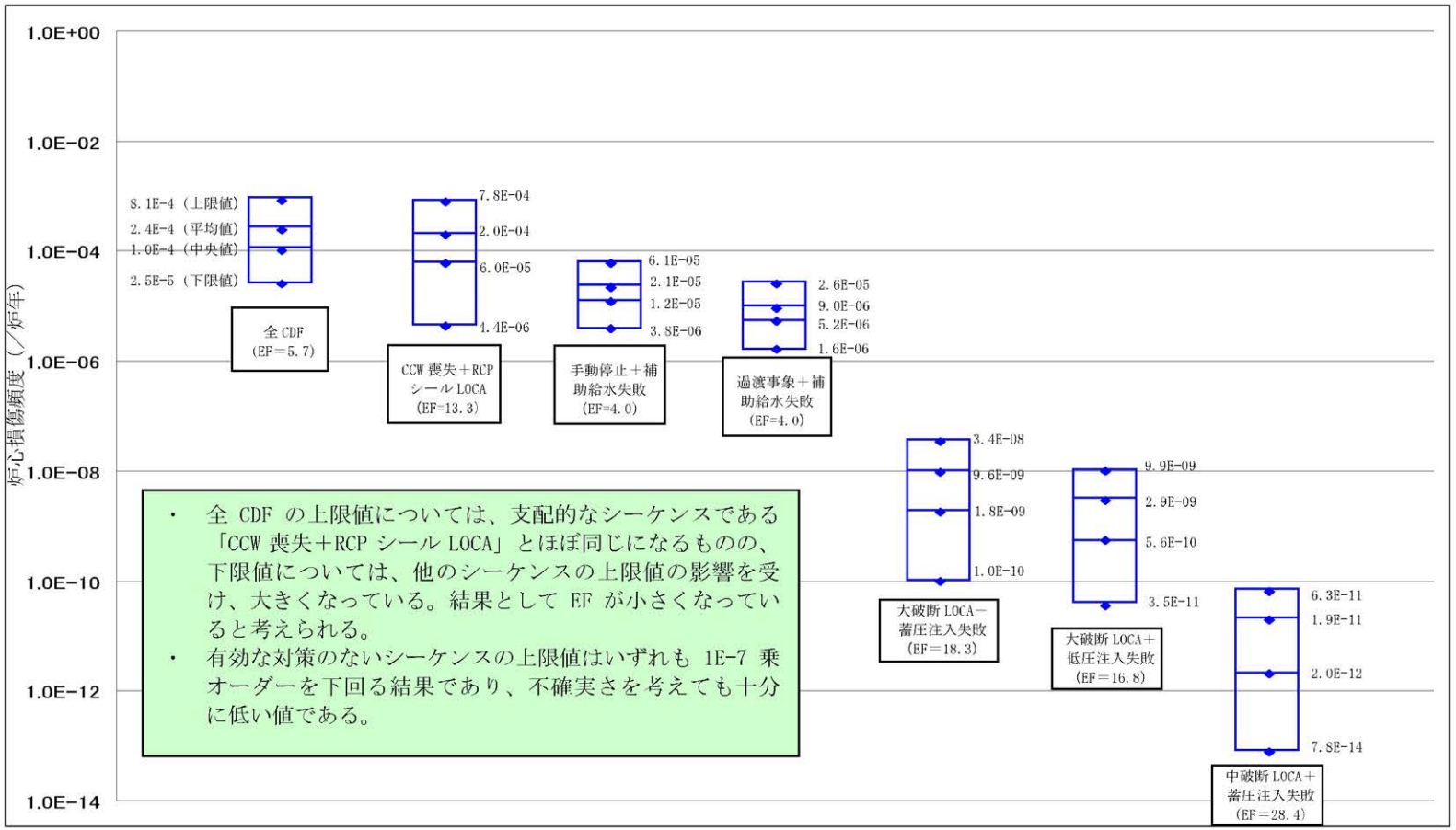
第1.1.1.h-2図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



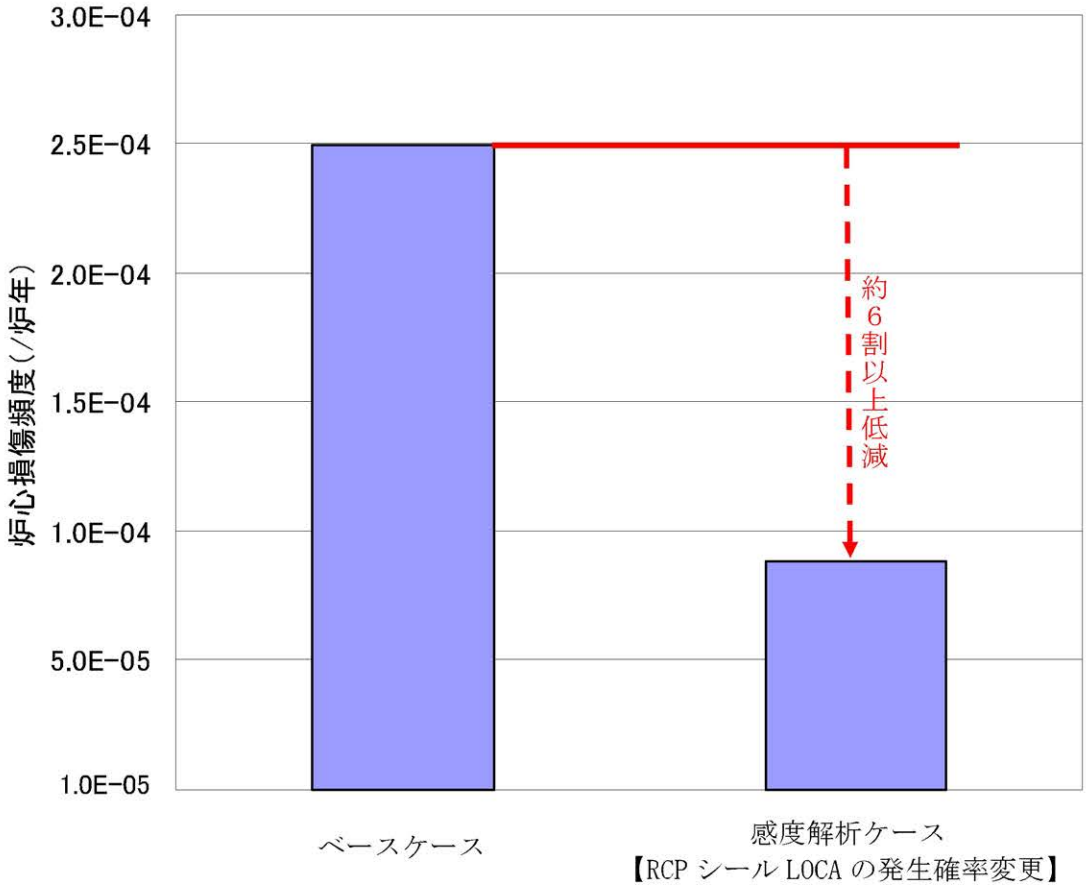
第1.1.1.h-3図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－FV重要度）



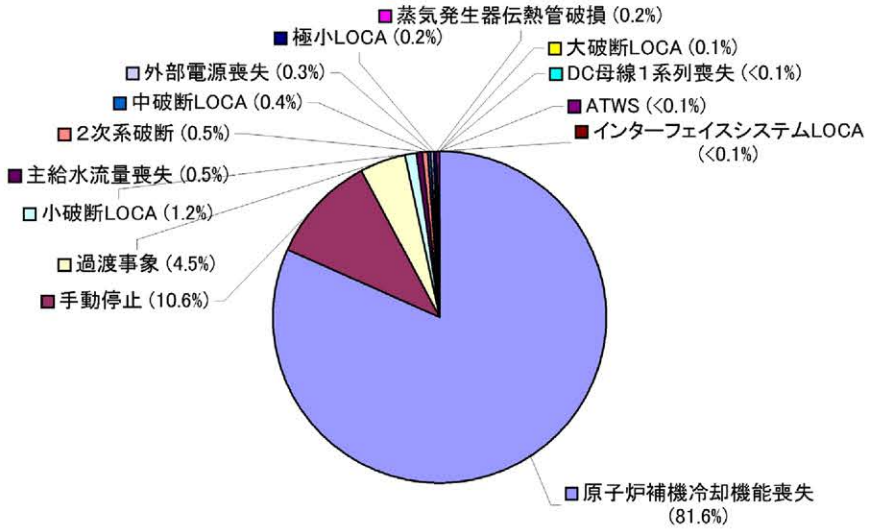
第1.1.1.h-4図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－RAW）



第1.1.1.h-5図　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果

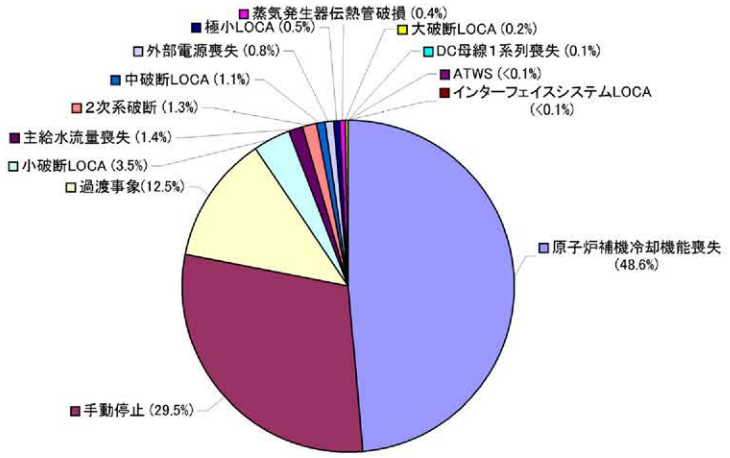


第1.1.1.h-6図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果【RCPシールLOCAの発生確率変更】



全 CDF：2.5E-04

【ベースケース】



全 CDF：8.8E-05

【感度解析】

（RCP シール LOCA、インターフェイスシステム LOCA の発生確率変更）

第1.1.1.h-7図　起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

1.1.2　停止時PRA

停止時PRAは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2010（以下「停止時PSA学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。

1.1.2.a.　対象プラント

①　対象とするプラントの説明

本プラントの基本仕様は、以下のとおりである。

・出　　力　　－ 熱 出 力 2,660MWt
　　－ 電気出力 890MWe
・プラント型式　　－ 加圧水型３ループプラント
・原子炉格納容器型式 － 上部半球下部半だ円鏡円筒型

以下に、レベル1PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

ａ．主要な設備の構成・特性

本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系統により構成される。第1.1.1.a-2図に本プラントの工学的安全設備の概要を示す。また、第1.1.2.a-1表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度投入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系統）とほう酸を炉心に注入し負の反応度を挿入する化学体積制御系統から構成される。停止時PRAにおいては、制御棒及び一次冷却材系統のほう酸水により負の反応度が保たれている状態を想定しており、原子炉起動前以外においては、１次冷却材の希釈操作も実施しない。

本PRAでは、反応度の誤投入が発生した場合の緩和手段には期待しておらず、原子炉停止に関する系統はモデル化していない。

(b) 原子炉冷却に関する系統

本停止時PRAで対象とする系統は、運転モード４、５及び６の保安規定において運転上の制限として規定されている余熱除去系統（以下、「RHR系」という。）のみとしている。その他の系統については、安全注入自動起動がブロックされているために、手動起動や減圧操作を必要とすることから、保守的に期待しないものとした。

RHR系の系統図を第1.1.1.a-5図に示す。RHR系は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源系統から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、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。また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。

１）RHR系

RHR系は、RHRポンプ、RHR冷却器、配管及び弁類で構成される。RHRポンプ及びRHR冷却器は、100％容量のものを各々２台設置する。RHR系は、原子炉補助建屋内に設置されている２台のRHRポンプにより、１次冷却材喪失事故時等に燃料取替用水タンクのほう酸水をRHR冷却器を経て１次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内に注入し、炉心の冷却を確保する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という。）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

１）電源系統（非常用所内交流電源、直流電源、計装用電源）

２）計装設備

３）補機冷却系統（原子炉補機冷却水系統、原子炉補機冷却海水系統）

４）換気空調設備

５）制御用空気設備

第1.1.1.a-7図に本プラントの開閉所単線結線図、第1.1.1.a-8図に所内単線結線図、第1.1.1.a-11図に原子炉補機冷却水設備系統説明図及び第1.1.1.a-12図に原子炉補機冷却海水設備系統説明図を示す。

② 停止時のプラント状態の推移

停止時PRAの対象期間である定期検査中は、プラントの停止起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う１次冷却系の水位操作、機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。

プラント状態の変化に伴って、崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため、停止時PRAにおいては、このようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある。

定期検査中のプラント状態は、上述の観点から、以下のとおり分類できる。これらのプラント状態を、状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第1.1.2.a-1図に示す。

１）部分出力運転状態

２）高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロックまで）

３）高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック以降からRHR系運転開始まで）

４）RHR系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）

５）RHR系による冷却状態②（１次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）

６）原子炉キャビティ満水状態（燃料の取出し時）

７）燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）

８）原子炉キャビティ満水状態（燃料の装荷時）
９）RHR系による冷却状態③（１次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）
10）RHR系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）
11）１次冷却系の漏えい試験（RHR系は一時的に隔離される。）
12）RHR系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）
13）RHR系隔離から高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除）まで
14）高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除以降）
15）部分出力運転状態

原子炉の安全性の観点から見ると、ECCS自動起動信号のブロックを実施する以前とブロック解除以降は、安全系の待機状態は出力運転中と同一であり、仮に何らかの異常事象が発生した場合でも、安全系の自動起動によって、事象は終結される。したがって、ECCS自動起動信号のブロック以前とブロック解除以降は出力運転中の評価に包含されることから、既往の停止時PRA及び停止時PSA学会標準においてもECCS自動起動信号のブロック以降から、ECCS自動起動信号ブロック解除までが評価対象とされている。

以上より、審査ガイドに定められる運転停止中の期間は、「主発電機の解列から原子炉起動の過程における主発電機の並列」までとされているが、停止時PRAで対象とするプラント状態は、プラント状態３）からプラント状態13）までとしている。

本評価の目的に即すると、評価対象とする定検工程としては、過去の運転実績を代表するものとすることが必要であるため、以下の手順に従って実定検工程を選定し、評価対象工程を選定した。

・至近数サイクル分の当該プラントの定検工程について、各プラント状態の時間を比較する。
・トラブルや大型改造工事等により長期定検となった定検工程を除き、至近の一般的な定検工程を選定する。

川内１号炉及び２号炉の至近の定検における工程日数の比較結果を第1.1.2.a-2表に示す。この結果、トラブルや大型改造工事等がなく平均的であり最新の工程として、川内２号炉第19回定期検査（平成22年４月～平成22年７月）を選定した。

③　プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では、以下のように状態が変化する。

・運転中の設備や待機状態、待機除外状態にある設備が工程とともに変化する。
・原子炉内の保有水量が工程とともに変化する。
・炉心の崩壊熱が時間の経過とともに減少する。

このため、プラント状態について、１次冷却材の保有水量、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態（以降、POS；Plant Operational State）に分類した。各POSについて、以下に概説する。

【POS3：高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック以降からRHR系運転開始まで）】

ECCS自動起動信号ブロック以降も、タービンバイパス系（あるいは主蒸気逃がし弁）を使用して原子炉の冷却を継続する。１次冷却系が2.76MPa［gage］、177℃以下となればRHR系を使用した冷却に切り替える。２次冷却系で冷却している期間をPOS3とし、RHR系の運転開始からの期間と区別する。なお、当該POSについては、１次系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、評価の対象外とした。

【POS4：RHR系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）】

１次冷却系が2.76MPa［gage］、177℃以下となればRHR系を起動し１次冷却系の冷却を行う。RHR系の運転状態として、１次冷却系の保有水量の観点から、満水状態をPOS4とし、ミッドループ運転状態の期間とに区別する。

【POS5：RHR系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）】

１次冷却系の酸化運転や蒸気発生器伝熱管の探傷試験実施のための蒸気発生器ノズル蓋（以下「SGノズル蓋」という。）の取り付け、原子炉容器ふた取り外し準備等のために、１次冷却系の水位を原子炉ノズルセンタ付近まで低下させたPOSである。１次冷却材の保有水量が減少している状態にあることから、RHRポンプのキャビテーションを生ずる可能性がある。また、原子炉停止後の経過期間が短く崩壊熱が大きいことからRHR系による冷却が停止した場合の炉心損傷までの時間余裕が他の状態に比べて小さいため、停止時PRAにおいて、特に重要となるプラント状態である。ミッドループ運転の概要図を第1.1.2.a-2図に示す。

【POS6：原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）】

燃料交換のために、原子炉キャビティを満水にした状態である。原子炉キャビティが満水状態ではRHR系による冷却が停止した場合でも、１次冷却系が飽和状態となり、さらに蒸発によって燃料が露出状態となるまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【POS7：燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）】

燃料交換及び燃料検査のために燃料が原子炉容器から使用済燃料ピットへ移送されている状態である。この間は炉内に燃料が存在しないことから本評価の対象外とした。

【POS8：原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）】

新燃料及び検査の終了した燃料を炉心に装荷するために原子炉キャビティを満水にしている状態である。POS6と同様にRHR系による冷却が停止した場合でも炉心損傷に至るまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【POS9：RHR系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）】

原子炉容器ふた取り付け、SGノズル蓋の取り外し等のために１次冷却系の水位を原子炉ノズルセンタ付近まで低下させたPOSである。

前述したように水位の低下によりRHRポンプがキャビテーションを生じる可能性があり、また１次冷却系の保有水量が少なく、POS5と比較して、崩壊熱は小さくなるものの、炉心損傷までの時間余裕が他の状態に比べて少ないことが特徴である。

【POS10：RHR系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）】

１次冷却系の漏えい試験を実施するに先立って、１次冷却系を満水状態とする。

【POS11：１次冷却系の漏えい試験（RHR系は一時的に隔離される。）】

プラント起動に先立って、１次冷却系の漏えい試験を実施する。１次冷却系の圧力は定格圧力まで加圧されることから、RHR系は一時的に隔離される。漏えい試験実施後は再び１次冷却系の減圧を行い、RHR系による冷却状態に復帰させる。なお、当該POSについては、１次系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【POS12：RHR系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）】

RHR系による冷却状態に復帰した後、原子炉の起動に先立って原子炉は昇温、昇圧される。177℃以下ではRHR系を運転しながら昇温を実施する。

【POS13：RHR系隔離から高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除）まで】

１次冷却材温度が177℃に達するとRHR系を隔離し、主蒸気逃がし弁を使用しながら、高温停止状態まで原子炉の昇温、昇圧し、安全注入信号ブロック解除に至る。なお、当該POSについては、１次系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【POS14：高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除以降）】

ECCS自動起動信号ブロック解除後の昇温、昇圧状態から高温停止状態を１つのプラント状態として分類する。LOCAが生じた場合にはECCSは自動起動し、燃料の健全性を確保する。上述したとおり、ECCS自動起動信号のブロック解除以降は出力運転中の評価に包含されるため、基本的に評価対象外としたが、反応度の誤投入については、本POSのみ発生の可能性があるため、反応度の誤投入のみ特別に本POSを評価対象とした。

また、緩和設備の使用可能性については、保安規定の要求事項を基に保守的に設定した。分類したPOSごとの継続時間を第1.1.2.a-3表に、緩和設備の使用可能性を第1.1.2.a-4表に示す。

1.1.2.b.　起因事象

起因事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

①　評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定方法

本プラントに適用する起因事象を以下の手法から検討し、選定を行った。

１．原子力施設運転管理年報等による、当該プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

国内PWRプラントにおけるトラブル事例について、原子力施設運転管理年報及び原子力安全基盤機構（JNES）で公開されているトラブル情報を基に調査した。

２．マスターロジックダイヤグラムに基づく分析

マスターロジックダイヤグラムを用いて起因事象の分析を行った。分析結果について第1.1.2.b-1図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては、燃料棒や器物の落下に伴う「機械的損傷」と「燃料の過熱損傷」が考えられる。このうち「機械的損傷」は、重量物の落下等損傷範囲が想定事象で一意的に同定されるものであり、PRAとして取り扱う要素は少ない。

一方、「燃料の過熱損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。

「燃料の過出力」をもたらす事象として、「反応度投入事象」が考えられる。一方、「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては、「１次冷却材流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

前者の「１次冷却材流出」をもたらす事象として、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」、「オーバードレン」及び「水位維持失敗」事象が考えられる。

ここで、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」事象としては、配管破断（いわゆるLOCA）と、運転員による弁の誤操作等による１次冷却材の系外への流出が考えられる。このうち配管破断については、プラント停止中に１次冷却系圧力が低圧状態（2.7MPa[gage]）又は大気圧状態に置かれている状態では発生の可能性が極めて低いと考えられるため、本評価では、１次冷却系圧力が低圧状態又は大気圧状態においては、弁の誤操作等による「１次冷却材流出」を対象とする。後者の「崩壊熱除去失敗」をもたらす事象としては、「余熱除去機能喪失」事象、「外部電源喪失」事象及び「原子炉補機冷却機能喪失」事象が考えられるため、これらも炉心損傷に至る起因事象として考慮する。

３．国内外での既往のPRAによる知見の活用

既往のPRA研究で選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第1.1.2.b-1表に示す。

以上により同定した起因事象は以下のとおりである。

・余熱除去機能喪失
・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（弁の誤開）
・オーバードレン
・水位維持失敗
・外部電源喪失
・原子炉補機冷却機能喪失
・反応度の誤投入
・インターフェイスシステムLOCA
・低温過加圧事象
・主給水喪失
・過渡事象
・２次冷却系の破断
・蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）

(2) 同定した起因事象の除外

同定した起因事象のうち、以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

ａ．インターフェイスシステムLOCA

停止時PRAの評価対象期間においては、長時間にわたり原子炉容器が開放されている。また、原子炉容器が開放されていない期間においても、原子炉冷却材バウンダリ漏えい検査時を除いて１次冷却材圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシステムLOCAの発生する確率は非常に小さいことから、起因事象から除外した。

b．低温過加圧事象

低温過加圧事象は、停止時に１次冷却系が低温にあり、かつ閉止状態において、加圧事象が生じた場合に発生する。加圧事象の原因となり得る設備については、運転モードごとに使用できる状態の系統・トレンを制限して、発生の可能性を低減している。また、加圧事象に至る原因としては高圧注入系の誤起動等が考えられるが、低温時には加圧器逃がし弁作動圧力は低圧設定となる低温過加圧防止装置が設置されており、低温過加圧事象が生じるには、加圧事象発生と過加圧防止設備不作動の重畳が必要となること、また、加圧器安全弁の取外しや加圧器逃がし弁の動作台数の確保等の過加圧防止対策を実施することから、その発生確率は非常に低いと考えられるため、起因事象から除外した。

c．過渡事象、２次冷却系の破断、SGTR、主給水喪失

今回の停止時PRAでは、RHR運転状態のPOSのみを評価対象としているため、主給水喪失、２次冷却系の破断、SGTR、過渡事象が発生しても、余熱除去系による崩壊熱除去機能は基本的に損なわれることはない。従って、これらの事象は起因事象から除外した。また、起因事象の選定に当たって参考とした、プラント停止状態におけるPRAの既往研究においては、これらの起因事象も対象とされている例[1,2]があったが、炉心損傷頻度に対する寄与が非常に小さい結果が得られている。

[1] IPSN, "A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900MWe Pressurized Water Reactor", Main Report, April 1990.

[2] EDF, "A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300MWe)", Overall Report, May31, 1990.

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起因事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化することとしている。ただし、本評価においては、「水位維持失敗」及び「オーバードレン」を「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」内にグループ化することも可能であるが、詳細な評価を実施するために個別に算出した。

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象は以下の７事象とした。

・余熱除去機能喪失

RHR系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事象。運転中の余熱除去系１系列が機能喪失し、さらに待機側の運転に失敗することで余熱除去機能が喪失する事象を想定する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断か運転員の弁の誤操作等により１次冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による１次冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による１次冷却材の流出を対象とする。

・オーバードレン

RCS水抜き操作時に、RCS水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。

・水位維持失敗

ミッドループ運転中に何らかの原因によりRCS水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。

・外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉補機冷却機能喪失

補機冷却水系の弁やポンプの故障により、補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・反応度の誤投入

希釈操作時に、必要な希釈量の算出または設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、次のａ．～ｃ．の手法を用いて算出した。

ａ．出力時及び停止時の運転実績より算出

次に示す起因事象は、出力運転状態に関係なく発生する事象であるため、出力運転時及び停止時の運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間あるいは暦日等）を用いて算出した発生頻度を適用した。

・外部電源喪失

・原子炉補機冷却機能喪失

具体的な発生頻度の評価方法については、出力運転時PRAと同様である。

ｂ．停止時の運転実績より算出

ａ．以外の停止時特有の起因事象のうち次の起因事象については、停止時のプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間あるいは暦日等）を用い

て算出した。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・余熱除去機能喪失

これらのうち、余熱除去機能喪失に関しては、RHR系統の故障として平成23年３月31日までに国内で１件の発生実績があるが、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は発生実績が無く、発生件数を0.5件として評価した。

○　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度

＝ 0.5 / 612,397 ＝ 8.2E-07（／h）

612,397：RHR系統運転時間（h）

○　余熱除去機能喪失（RHR系統の故障）の発生頻度※

＝ 1 / 612,397 ＝ 1.6E-06（／h）

612,397：RHR系統運転時間（h）

※本起因事象としては、運転中のRHR系の故障頻度（1.6E-06／h）に、システム解析にて算出した待機中のRHR系による冷却失敗確率（3.6E-02）を乗じた5.8E-08／hが発生頻度となる。

c．システム解析により算出

発生がミッドループ運転時もしくは原子炉起動操作時に限定される次の３つの起因事象については、発生実績が０件である上に運転実績がｂ項の起因事象に比べても極めて少なくなり、発生件数を0.5件と仮定すると過度に保守的な評価となる。したがって、システム信頼性解析による評価を実施した。

・オーバードレン

・水位維持失敗

・反応度の誤投入

○　オーバードレン

停止時のRCS水抜き操作はPOS5及びPOS9において必ず（確率１で）実施されることを起点として、通常のミッドループ水位での停止操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止操作に対して、人的過誤確率（HEP）及び機器故障確率を見込むことで評価を行った。

具体的には、ミッドループ運転中の抽出流量の調整に係る機器故障確率及び調整失敗、水位計読み取り失敗の人的過誤確率を考慮した結果、2.4E-03の確率で水位低警報が発信するとし、また、警報発令後の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮した結果、

オーバードレン発生頻度は

4.1E-06（／炉年）

となった。

○　水位維持失敗

ミッドループ運転中の水位低下事象の発生を起点として、水位計の監視に基づく通常のドレン停止（水位回復）操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止（水位回復）操作に対して、人的過誤確率（HEP）及び機器故障確率を見込むことで評価を行った。本評価の考え方については、オーバードレンと同じであり、評価の結果、水位維持失敗発生頻度は

4.1E-06（／炉年）

となった。

○　反応度の誤投入

反応度の誤投入としては、「臨界到達までの時間余裕が厳しい条件として原子炉起動前の停止状態において、１次系への純水注入により、１次冷却材が希釈される」時の発生が想定される１次系への純水注入として、「希釈ラインの故障」及び「希釈中の操作誤り」が考えられる。「希釈ラインの故障」については、希釈ライン上の複数の弁において内部リークが発生し、１次冷却系統に純水が大量流入することにより事象が発生するが、その頻度は1.0E-10／炉年を大きく下回り十分小さい一方「希釈中の操作誤り」については希釈量設定及び計数率監視のための運転員操作を考慮し、THERP解析によりヒューマンエラーを評価した結果、反応度の誤投入の発生頻度は、

3.1E-08（／炉年）

と評価された。なお、制御棒の誤操作による反応度の誤投入も考えられるが、定期検査中の運用を考慮すると、その可能性は極めて低いと考えられる。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.2.b-2表に示す。

なお、川内１号炉及び２号炉においては、本評価で挙げた起因事象はいずれも発生しておらず、起因事象発生頻度の観点でプラント固有の特徴は見受けられない。

1.1.2.c.　成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①　成功基準の一覧表

【炉心損傷判定条件】

○　一般的な炉心損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする。

○　反応度の誤投入時の炉心損傷判定条件

臨界に達した状態とする。

（本評価では反応度の誤投入に対する緩和策に期待しないため、保守的に上記のように設定する。）

【起因事象ごとの成功基準】

○安全機能として期待できるか否かの判断基準を以下に示す。

１）除熱機能：熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回るか

２）注水機能：蒸発量を補うだけの注水が可能か（除熱機能）又は流出量を補うだけの注水が可能か（冷却材流出時）

○RHR系及び非常用電源の成功基準は、単一故障が発生しても、系統全体の機能は喪失しないという条件で設定。起因事象「外部電源喪失」の成功基準は以下のとおり。

イベントヘディング	機　　能	成功基準
非常用電源	ディーゼル発電機	1/2台
RHR系による冷却	ポ ン プ	1/2ポンプ
	熱交換器	1/2熱交換器
	ル ー プ	2/3ループ

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○　余裕時間

アクシデントマネジメント策を除外した評価のため、期待できる緩和手段はRHR系統の手動起動のみ（炉心注入による水位回復には期待しない）であり、時間余裕は「有効燃料頂部露出」までではなく、「RHR運転が可能なRCS水位レベルまで」とした。

具体的には、１次冷却材の保有水量が最も少なく、かつ崩壊熱量が大きいPOS5について、ミッドループ運転を模擬した「崩壊熱除去機能喪失」のこれまでの解析結果を参照し、１次系保有水量が減少し始めるまでの時間を保守的に見積もって、10分を時間余裕として設定した。なお、POS4、POS10及びPOS12については、POS5と比較して１次冷却材の保有水量が多く、また、POS9については、POS5と比較して崩壊熱量が小さいことから、余裕時間はPOS5より大きくなるが、保守的にこれらPOSの余裕時間も10分と設定した。

○　使命時間

本評価では、事故後24時間までの安定冷却が可能であれば、それ以降の時間で仮に不具合が発生したとしても、ある程度崩壊熱は除去されており、喪失した設備の復旧や追加の

運転員操作に期待できると工学的に判断し、24時間を使命時間として設定した。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

成功基準設定のために熱水力解析を実施していない。

1.1.2.d.　事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生並びに各種安全機能喪失の組合せのことである。

①　イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態または成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.2.d-1(a)図～第1.1.2.d-1(g)図に示す。

1.1.2.e.　システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、フォールトツリー法によるシステム信頼性解析を実施した。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

①　評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定等を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.2.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.2.e-2表に示す。

【サポーティングシステム】

１．電源系
２．信号系
３．制御用空気系
４．換気空調系
５．原子炉補機冷却海水系
６．原子炉補機冷却水系

【フロントラインシステム】

７．RHR系

② システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき、評価対象としたシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。

定量化に当たっては、起因事象と緩和設備の従属性や、緩和設備間の従属性を考慮した。これらの従属性により発生しうる共通原因故障を、フォールトツリー結合法を用いて評価した。また、同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられている複数機器の故障については、型式、機能、環境、運用方法等に基づく共通原因故障を、MGL法を用いて評価した。システム信頼性評価の例を第1.1.2.e-1図に示す。

③ システム信頼性評価の結果

構築したフォールトツリーを定量化することにより信頼性解析を行った。また、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。

④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

フォールトツリー法を用いずに、技術的判断で非信頼度を求めたものはない。

1.1.2.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通原因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、

原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（http://www.nucia.jp/）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年５月公表）」に記載されているデータ（以下、国内故障率データ）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年２月）、電中研報告P00001、(財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。

③　機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

停止時PRAにおいては、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④　待機除外確率

定期検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保修を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期検査によって変わり得るが、本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各POSに対する待機状態を設定した。

⑤　共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

共通原因故障パラメータについては、NUREG/CR-5497（停止時PSA学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.2.g.　人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功または失敗の確率を評価することである。本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①　評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を使用して評価した。

(1) 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、手動弁及び

手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

運転操作エラー項目	操作場所	HEP
弁の操作忘れ	現場	1.0E-02

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は運転基準（手順書）に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。PRAにおいては、運転員が行う以下の行為を人的過誤の評価対象とする。

(a) 診断失敗

運転基準（手順書）へのエントリ失敗を、診断過誤として取り扱う。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転基準（手順書）の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー項目	診断過誤確率
診断失敗	3.0E-02

(b) 操作失敗・読取失敗

操作失敗については、運転基準（手順書）に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定する。

読取失敗については、運転基準（手順書）に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合には、失敗の確率が充分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の操作失敗に係る人的過誤確率（HEP）は下表のとおりである。

運転操作エラー項目	操作場所	HEP
弁の操作失敗	中央制御室	1.0E-03
補機の操作失敗	中央制御室	1.0E-03

本評価では、読取失敗に係る人的過誤を取り扱っていない。

(3) 起因事象発生に係わる人的過誤

オーバードレン、水位維持失敗及び反応度の誤投入の起因事象発生において、人的過誤を考慮した。本人的過誤では(2)(b)と同様の考え方に基づき、操作失敗及び読取失敗を取り扱

っている。

1.1.2.h.　炉心損傷頻度

①　炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。

炉心損傷頻度の算出のため、事故シーケンスの定量化を行った。事故シーケンスの定量化は、計算コードRisk Spectrumを使用して、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度を算出した。

また、停止時PRAにおける炉心損傷頻度は、分類された各POSの炉心損傷確率を合算することによって１回の停止当たりの炉心損傷確率を算出しており、１回の停止は通常時約１年に１回行われるため、算出した炉心損傷確率を年当たりの炉心損傷頻度（／炉年）とみなすことで得ることができる。

②　炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は4.7E-04（／炉年）となった。起因事象別・POS分類別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.2.h-1表、主要事故シーケンス及び主要カットセットを第1.1.2.h-2表に示し、POS別及び起因事象別の炉心損傷頻度の割合を第1.1.2.h-1図及び第1.1.2.h-2図に示す。

起因事象別の結果では、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与が最も大きくなっている。次いで、余熱除去機能喪失となっている。

炉心損傷頻度をPOS別に見ると、炉心損傷頻度は継続時間の長い順に大きくなっており、緩和手段が乏しい本評価では結果が継続時間に強く依存している。このため、継続時間の相対的に長いPOS9が最も厳しく、次いでPOS5及びPOS12の寄与が大きくなっている。

③　重要度解析

全炉心損傷頻度に対するFussell-Vesely（FV）重要度及びリスク増加価値（RAW）を評価し、全炉心損傷頻度への寄与の大きい因子を分析した。

(1) FV重要度

FV重要度は、炉心損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標である。FV重要度の評価結果を第1.1.2.h-3表に示す。

評価の結果、第１位は「診断失敗」の約７％、第２位・第３位は「Ｂ余熱除去冷却器冷却水第２出口弁　開操作失敗」、「Ａ余熱除去冷却器冷却水第２出口弁　閉操作失敗」の約0.2%ずつとなった。

第１位のFV重要度が約７％、第２位・第３位は約0.2%ずつしかないことから、全炉心損傷頻度の要因の大部分は、緩和系の失敗ではなく、緩和系に期待できない起因事象の発生であ

ることが分かる。

(2) リスク増加価値（RAW）

RAWは、対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標である。RAWの評価結果を第1.1.2.h-4表に示す。

評価の結果、RAWの上位は約３で同等の値を示していることから、機器故障やヒューマンエラーの発生で、炉心損傷に至るものが多数存在することが分かる。

④ 不確実さ解析

起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤等のパラメータが持つばらつき（不確実さ）が炉心損傷頻度に与える影響（炉心損傷頻度の平均値及びエラーファクタ（EF））を評価した。不確実さ解析の結果を第1.1.2.h-5表に示す。

評価の結果、全炉心損傷頻度（点推定値）は4.7E-04/炉年であったが、不確実さ解析の結果、CDF（平均値）は4.8E-04/炉年、不確実さ幅を示すエラーファクタは3.5となり、各パラメータの不確実さの影響により、上限値と下限値の間に約１桁程度の幅があることが分かった。

⑤ 感度解析

炉心損傷頻度に影響する因子として、運転中の充てん／高圧注入ポンプに期待できるとした場合に着目し、全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を対象に感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h-6表に示す。

感度解析の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の炉心損傷頻度は4.0E-07/炉年となりベースケースから約1/1000に低減し、全炉心損傷頻度は6.7E-05/炉年となりベースケースから約1/7に低減した。

運用上は運転が継続している充てん系に期待するだけでも、炉心損傷頻度が上記の程度まで低減することが分かった。

第1.1.2.a-1表　系統設備概要

原子炉保護系	４トレン 制御棒　48本
余熱除去系	余熱除去ポンプ　２台（うず巻式） ポンプ容量　約852m^3／ｈ（１台運転時） 約681m^3／ｈ（２台運転時）
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機　２台 発電容量　約7,200kVA／台
直流電源設備	安全系蓄電池　２組 容量　約1,200A・h／組 常用系蓄電池　１組 容量　約3,500A・h／組
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ　４台（うず巻式） ポンプ容量　約1,300m^3／ｈ／台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ　４台（斜流式） ポンプ容量　約2,200m^3／ｈ／台

第1.1.2.a-2表　川内１号炉及び２号炉定期検査の工程日数の比較

	定期検査	(1)ECCS自動起動信号ブロック ～RHR系による冷却状態② (POS3 ～ POS5)	(2)RHR系による冷却状態③ ～ECCS自動起動信号ブロック解除 (POS9 ～ POS13)	(1)＋(2) 合　計	定期検査 合計日数
川内1号炉	第17回 定期検査	８日	14日	22日	79日
	第18回 定期検査	８日	41日	49日	88日
	第19回 定期検査	９日	30日	39日	100日
	第20回 定期検査	８日	43日	51日	134日
川内2号炉	第16回 定期検査	８日	15日	23日	51日
	第17回 定期検査	８日	15日	23日	74日
	第18回 定期検査	10日	19日	29日	96日
	第19回 定期検査	８日	14日	22日	89日

第1.1.2.a-3表　各プラント状態の継続時間

プラント状態（POS）	POSの継続時間（ｈ）
4	72.7
5	102.2
9	178.2
10	42.3
12	95.8
14	40.9

第1.1.2.a-4表　緩和設備の使用可能性

プラント状態		(1) 部分出力運転	(2) 高温停止状態 (SIブロックまで)	(3) 高温停止状態 (RHR運転開始まで)	(4) RHR運転 ①RCS満水	(5) RHR運転 ②ﾐｯﾄﾞﾙｰﾌﾟ	(6) 原子炉 ｷｬﾋﾞﾃｨ 満水	(7) 燃料取り出し状態	(8) 原子炉 ｷｬﾋﾞﾃｨ 満水	(9) RHR運転 ③ﾐｯﾄﾞﾙｰﾌﾟ	(10) RHR運転 ④RCS満水	(11) 1次冷却系の漏洩試験	(12) RHR運転 ⑤RCS満水	(13) 高温停止状態 (RHR隔離以降)	(14) 高温停止状態 (SIﾌﾞﾛｯｸ解除以降)	(15) 部分出力運転
運転モード		1,2	3	3	5	6	6	-	6	6	5	4	5	3	3	2
6.6kV M／C母線	C	－			○		－			○		－	○	－		
	D	－			○		－			○		－	○	－		
440V P／C母線	C	－			○		－			○		－	○	－		
	D	－			○		－			○		－	○	－		
440V RCC母線	C	－			○		－			○		－	○	－		
	D	－			○		－			○		－	○	－		
125V非常用直流母線	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
115V計装用母線	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
	C	－			○		－			○		－	○	－		
	D	－			○		－			○		－	○	－		
外部電源	起動変圧器	－			○		－			○		－	○	－		
	予備変圧器	－			×		－			×		－	×	－		
ディーゼル発電機	A	－			△		－			△		－	△	－		
	B	－			△		－			△		－	△	－		
非常用直流電源（バッテリー）	A	－			△		－			△		－	△	－		
	B	－			△		－			△		－	△	－		
海水ポンプ	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
	C	－			△		－			△		－	△	－		
	D	－			×		－			×		－	×	－		
原子炉補機冷却水ポンプ＋原子炉補機冷却水冷却器	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			○		－			○		－	○	－		
	C	－			×		－			×		－	×	－		
	D	－			×		－			×		－	×	－		
余熱除去ポンプ＋余熱除去冷却器	A	－			○		－			○		－	○	－		
	B	－			△		－			△		－	△	－		

○：使用可能（運転中）　　△：使用可能（待機中）　　×：使用不可　　－：検討対象外

第1.1.2.b-1表　考慮している起因事象の比較

起　因　事　象	NSAC-84 (Zion)	NUREG/CR-5015 (Zion)	フランスPRA※1,2	JNES検討※3	本 評 価 (川内１号炉及び２号炉)
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (配管破断)	－	－	○	－	－
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (弁の誤開)	○	○	－	○	○
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	－	○	－	－
２次冷却系の破断	－	－	○	－	－
ＳＧＴＲ	－	－	○	－	－
ヒートシンク喪失	－	－	○	－	○ (補機冷却水喪失)
主給水喪失	－	－	○	－	－
外部電源喪失	○ (余熱除去機能喪失で評価)	○	○	○	○
過渡事象	－	－	○	－	－
反応度の誤投入	－	－	○	○	○
余熱除去機能喪失	○	○	－	○	○
低温過加圧	○	－	－	－	－
水位維持失敗／オーバードレン	－	－	－	○	○

※１：IPSN,”A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor”,Main Report,April 1990.
※２：EDF,”A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre(1300 MWe)”,Overall Report,May 31,1990.
※３：JNES,”JNES におけるPSA 手法の標準化＝停止時内的事象レベル1PSA 手法＝に関する報告書”、別冊１、平成20年８月.

第1.1.2.b-2表　起因事象発生頻度（平成23年３月31日迄）

プラント状態		継続時間※1 (hr)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失※2	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入
			8.2E-07(/hr)	4.1E-06(/炉年)	4.1E-06(/炉年)	5.8E-08(/hr)	5.5E-07(/hr)	2.3E-08(/hr)	3.1E-08(/炉年)
POS1	部分出力運転状態	3.9	－	－	－	－	－	－	－
POS2	高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロックまで）	8.7	－	－	－	－	－	－	－
POS3	高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック以降からRHR系運転開始まで）	10.7	－	－	－	－	－	－	－
POS4	RHR系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）	72.7	6.0E-05	－	－	4.2E-06	4.0E-05	1.7E-06	－
POS5	RHR系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	102.2	8.4E-05	4.1E-06	4.1E-06	6.0E-06	5.6E-05	2.4E-06	－
POS6	原子炉キャビティ満水状態	69.1	－	－	－	－	－	－	－
POS7	燃料取出し状態	1289.7	－	－	－	－	－	－	－
POS8	原子炉キャビティ満水状態	73.0	－	－	－	－	－	－	－
POS9	RHR系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	178.2	1.5E-04	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-05	9.8E-05	4.1E-06	－
POS10	RHR系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）	42.3	3.5E-05	－	－	2.5E-06	2.3E-05	9.7E-07	－
POS11	１次冷却系の漏えい試験（RHR系は一時的に隔離）	15.3	－	－	－	－	－	－	－
POS12	RHR系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）	95.8	7.9E-05	－	－	5.6E-06	5.3E-05	2.2E-06	－
POS13	RHR系隔離から高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除まで）	10.1	－	－	－	－	－	－	－
POS14	高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除以降）	40.9	－	－	－	－	－	－	3.1E-08
POS15	部分出力運転状態	117.5	－	－	－	－	－	－	－

※１：川内２号炉第19回定期検査実績　※２：待機中のRHR系による冷却失敗を含めて評価する。

第1.1.2.e-1表　相互依存表（1/2）

フロントライン系 （影響を受ける側）＼サポート系 （影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
RHR系※1	○	○	○			○

※1　評価期間内であれば換気空調系は不要。

第1.1.2.e-2表　相互依存表（2/2）

サポート系（影響を受ける側）／サポート系（影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系※2、3	○	○		○		○
換気空調系※2、4	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2	○	○			○	

※1　DGの起動・継続運転のための信号系/換気空調系/原子炉補機冷却水海水系が必要。
※2　通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。
※3　制御用空気圧縮機室換気空調系が必要。
※4　空調用冷水系には原子炉補機冷却水海水系が必要。

第1.1.2.h-1表　POS分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度

プラント状態		継続時間(hr)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入	合計(／炉年)
POS4	RHR系による冷却状態①（1次冷却系は満水状態）	72.7	6.0E-05	—	—	4.2E-06	1.5E-06	1.7E-06	—	6.7E-05
POS5	RHR系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	102.2	8.4E-05	4.1E-06	4.1E-06	6.0E-06	2.1E-06	2.4E-06	—	1.0E-04
POS9	RHR系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	178.2	1.5E-04	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-05	3.6E-06	4.1E-06	—	1.7E-04
POS10	RHR系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）	42.3	3.5E-05	—	—	2.5E-06	8.5E-07	9.7E-07	—	3.9E-05
POS12	RHR系による冷却状態⑤（1次冷却系は満水状態）	95.8	7.9E-05	—	—	5.6E-06	1.9E-06	2.2E-06	—	8.8E-05
POS14	高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除以降）	40.9	—	—	—	—	—	—	3.1E-08	3.1E-08
合　計（／炉年）		—	4.0E-04	8.2E-06	8.2E-06	2.9E-05	9.9E-06	1.1E-05	3.1E-08	4.7E-04

第1.1.2.h-2表　主要カットセット（POS5における事故シーケンス：海水ポンプD待機除外）

事故シーケンス		条件付き炉心損傷頻度	非信頼度	寄与率	カットセット
起因事象	緩和手段				
外部電源喪失	非常用所内交流電源失敗	1.1E-04	2.3E-05	20.9%	①DG-A継続運転失敗+海水ポンプC出口手動弁戻し忘れ
			1.6E-05	14.9%	②DG-A、B起動失敗CCF
			1.5E-05	13.7%	③DG-A起動失敗+海水ポンプC出口手動弁戻し忘れ
			5.2E-06	4.8%	④DG-A継続運転失敗+DG-B継続運転失敗
			5.1E-06	4.7%	⑤DG-A、B継続運転失敗CCF
外部電源喪失	RHR系による冷却失敗	3.7E-02	3.0E-02	81.9%	①診断失敗
			2.3E-03	6.2%	②DG-A継続運転失敗
			1.5E-03	4.1%	③DG-A起動失敗
			5.0E-04	1.4%	④余熱除去ポンプA,B起動操作失敗CCF
			2.4E-04	0.7%	⑤蓄電池A機能喪失

第1.1.2.h-3表　FV重要度評価結果

	基事象	FV重要度
1	診断失敗	6.7E-02
2	B余熱除去冷却器冷却水第2出口弁　開操作失敗	1.7E-03
3	A余熱除去冷却器冷却水第2出口弁　閉操作失敗	1.7E-03
4	B余熱除去冷却器出口流量制御弁　調整開操作失敗	1.7E-03
5	ディーゼル発電機A　継続運転失敗	1.3E-03
6	余熱除去ポンプA,B　起動操作失敗CCF	1.1E-03
7	余熱除去冷却器バイパス流調弁　開度調整信号発信失敗	1.0E-03
8	余熱除去ポンプ出口流量高ON　Bトレン信号発信失敗	1.0E-03
9	ディーゼル発電機A　起動失敗	8.5E-04
10	B余熱除去ポンプ　起動操作失敗	8.3E-04

第1.1.2.h-4表　RAW評価結果

	基事象	RAW
1	診断失敗	3.2E+00
2	余熱除去ポンプA,B起動操作失敗CCF	3.2E+00
3	原子炉補機冷却水ポンプA継続運転失敗	3.2E+00
4	原子炉補機冷却水ポンプB継続運転失敗	3.2E+00
5	A制御用空気圧縮機　継続運転失敗	3.2E+00
6	海水ポンプA　継続運転失敗	3.2E+00
7	海水ポンプB　継続運転失敗	3.2E+00
8	制御用空気圧縮機室給気ファン　継続運転失敗	3.2E+00
9	蓄電池室給気ファン　継続運転失敗	3.2E+00
10	蓄電池室排気ファン　継続運転失敗	3.2E+00

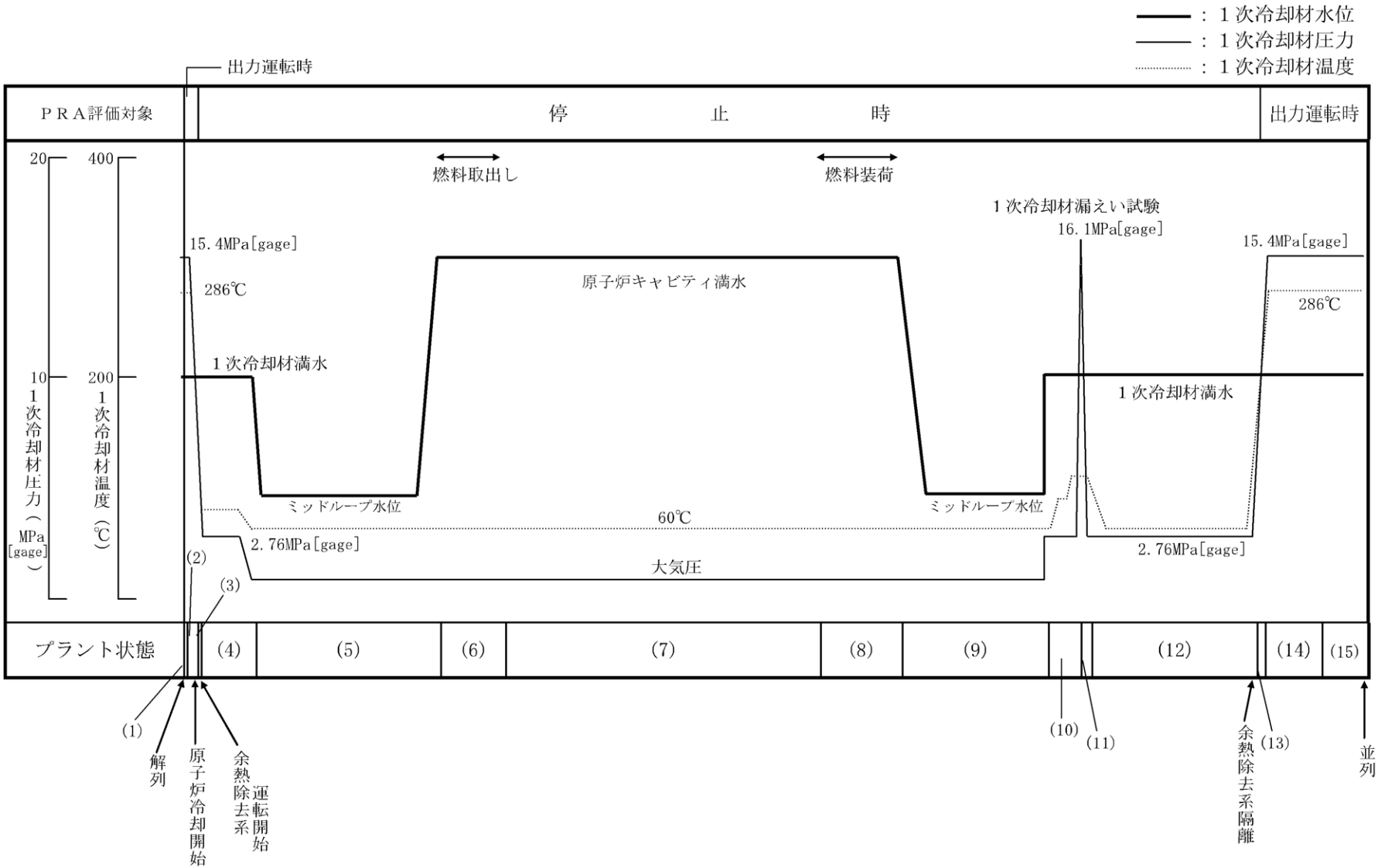
第1.1.2.h-5表　不確実さ解析結果

不確実さ	全炉心損傷頻度
95%上限値	1.3E-03（/炉年）
平均値	4.8E-04（/炉年）
中央値	3.2E-04（/炉年）
５%下限値	1.1E-04（/炉年）
点推定値	4.7E-04（/炉年）
エラーファクタ	3.5

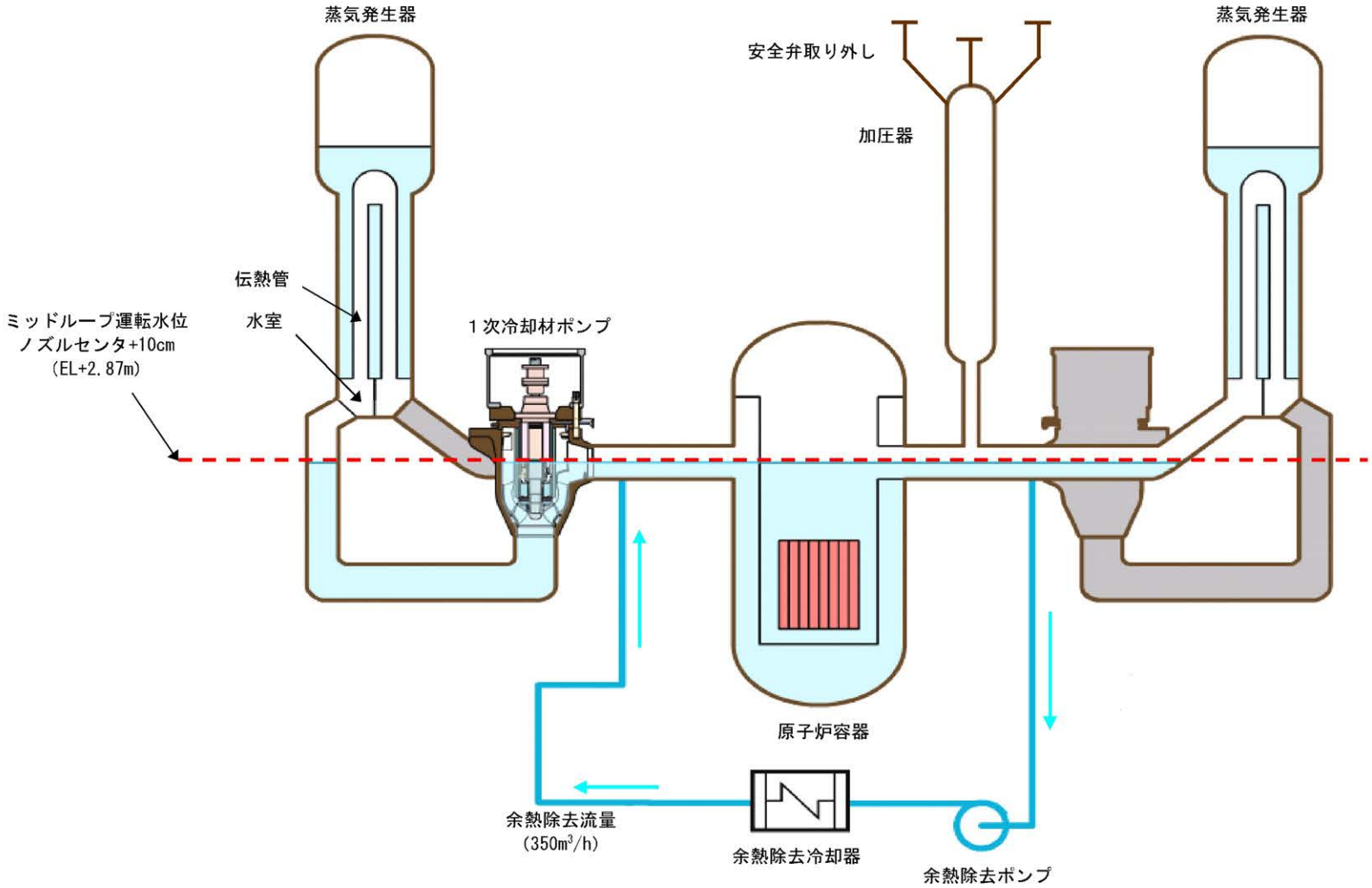
第1.1.2.h-6表　感度解析結果

プラント状態		継続時間(hr)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入	合計(／炉年)
POS4	RHR系による冷却状態①（1次冷却系は満水状態）	72.7	6.0E-08 (6.0E-05)	—	—	4.2E-06	1.5E-06	1.7E-06	—	7.4E-06 (6.7E-05)
POS5	RHR系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	102.2	8.4E-08 (8.4E-05)	4.1E-06	4.1E-06	6.0E-06	2.1E-06	2.4E-06	—	1.9E-05 (1.0E-04)
POS9	RHR系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	178.2	1.5E-07 (1.5E-04)	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-05	3.6E-06	4.1E-06	—	2.6E-05 (1.7E-04)
POS10	RHR系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）	42.3	3.5E-08 (3.5E-05)	—	—	2.5E-06	8.5E-07	9.7E-07	—	4.3E-06 (3.9E-05)
POS12	RHR系による冷却状態⑤（1次冷却系は満水状態）	95.8	7.9E-08 (7.9E-05)	—	—	5.6E-06	1.9E-06	2.2E-06	—	9.8E-06 (8.8E-05)
POS14	高温停止状態（ECCS自動起動信号ブロック解除以降）	40.9	—	—	—	—	—	—	3.1E-08	3.1E-08 (3.1E-08)
合　　計（／炉年）		—	4.0E-07 (4.0E-04)	8.2E-06	8.2E-06	2.9E-05	9.9E-06	1.1E-05	3.1E-08	6.7E-05 (4.7E-04)
比率（感度解析/ベースケース）		—	0.001	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.14

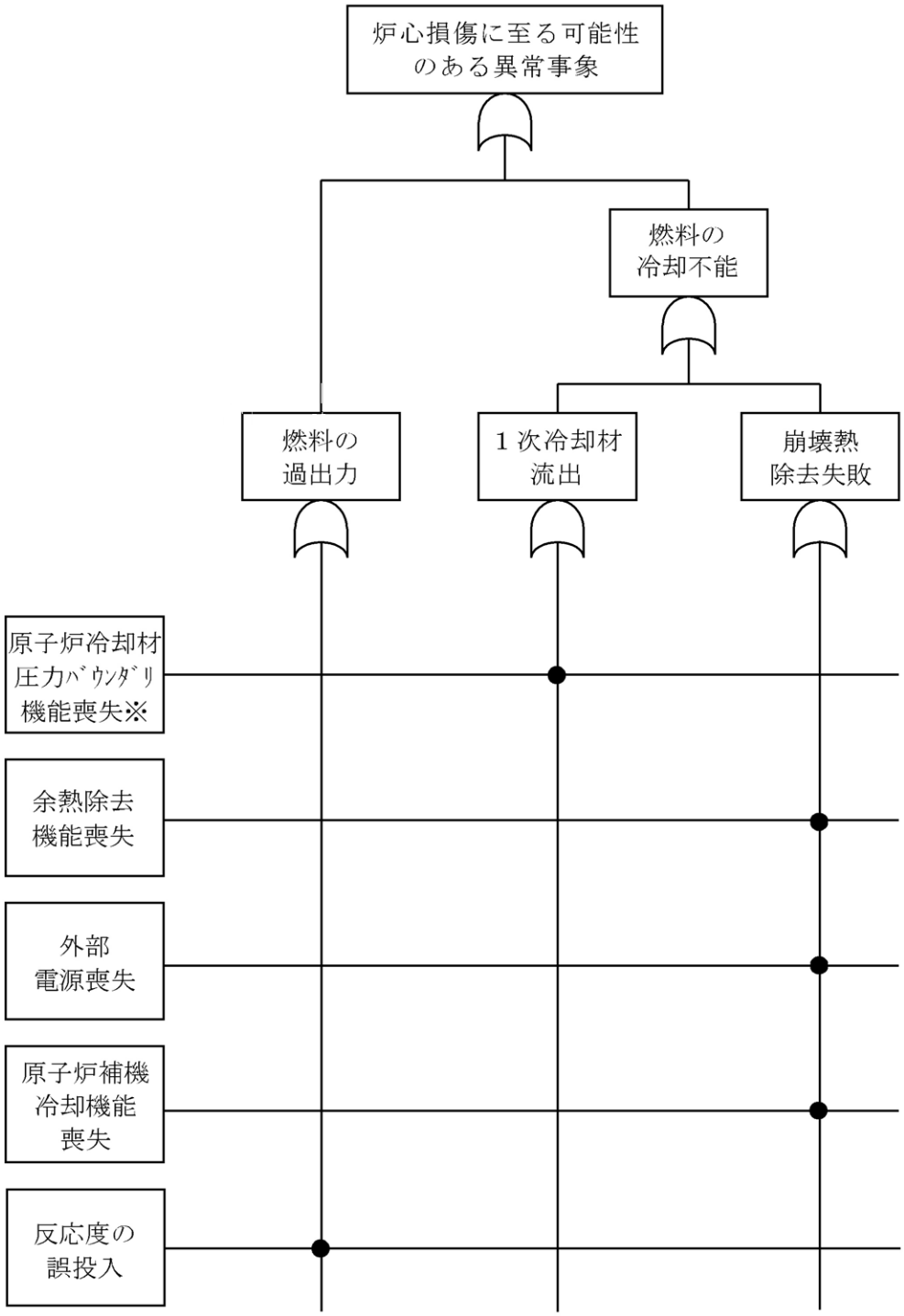
（　）はベースケースの炉心損傷頻度（変更箇所のみ記載）。ベースケースは緩和策として充てん系による注入に期待しない評価結果。



第1.1.2.a-1図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移



第1.1.2.a-2図　ミッドループ運転概要図



※原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（弁の誤開）、オーバードレン、水位維持失敗を想定

第1.1.2.b-1図　炉心損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジックダイヤグラム

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(a)図　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー

オーバードレン	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(b)図　オーバードレンイベントツリー

水位維持失敗	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(c)図　水位維持失敗イベントツリー

【仮定条件】

・原子炉冷却材バウンダリ機能喪失、オーバードレン及び水位維持失敗は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・原子炉冷却材バウンダリ機能喪失事象、オーバードレン及び水位維持失敗は、運転員による弁の誤操作又は過剰なドレン等による１次冷却材の系外への流出を起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

余熱除去機能喪失	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(d)図　余熱除去機能喪失イベントツリー

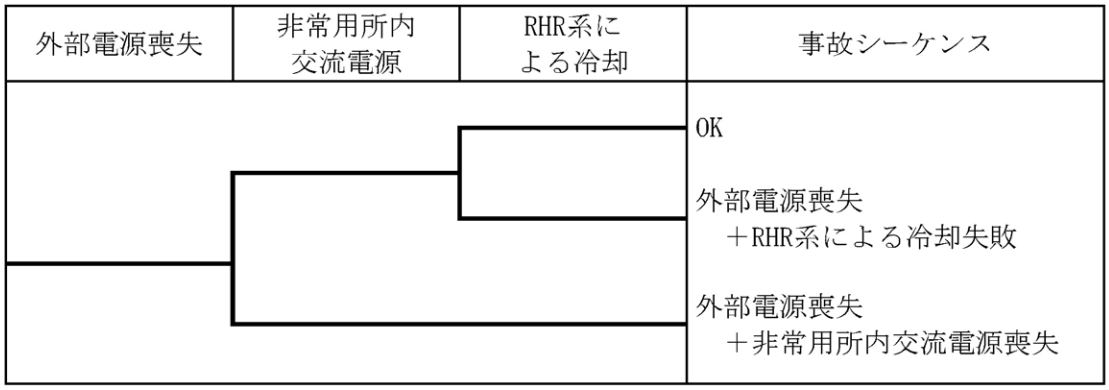
【仮定条件】

・運転中の余熱除去系１系列が機能喪失し、さらに待機側の運転に失敗することにより、余熱除去機能喪失になることを想定する。

・余熱除去機能喪失は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・余熱除去機能喪失事象は、RHR系統の故障により崩壊熱の除去に失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。



第1.1.2.d-1(e)図　外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

・外部電源喪失は、送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部または全部が喪失し、崩壊熱除去のための緩和系の運転状態が乱されるような事象を考慮している。

【イベントツリーの説明】

・外部電源喪失時には、非常用所内交流電源によってサポート系を健全にし、RHR系統によって安定した崩壊熱の除去が確保される。

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

第1.1.2.d-1(f)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

・原子炉補機冷却機能喪失は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・原子炉補機冷却機能喪失事象は、補機冷却水ポンプ全台または海水ポンプ全台の故障、もしくは、補機冷却水系または海水系の配管・弁等の破断によって冷却能力を喪失することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

反応度の誤投入	事故シーケンス
――――――	炉心損傷（緩和手段なし）

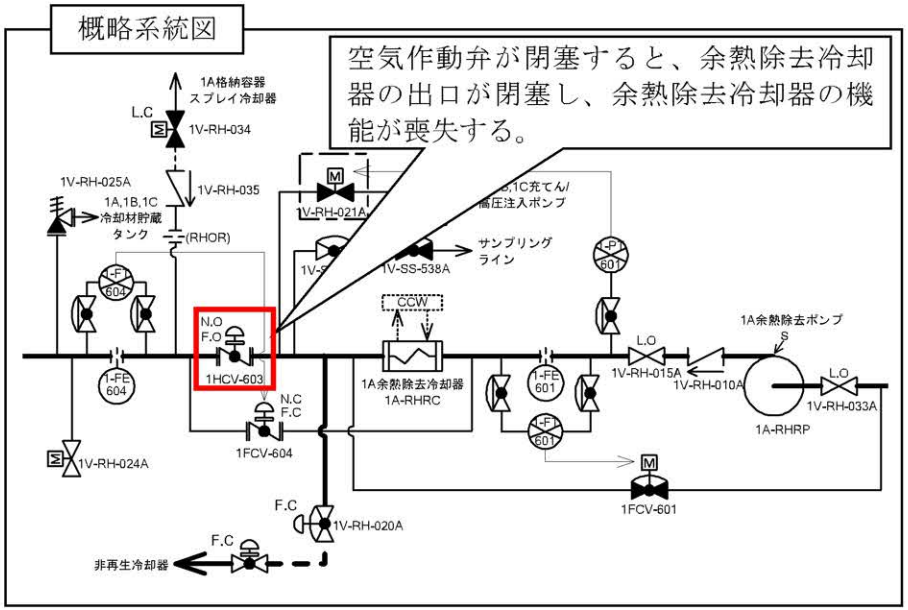
第1.1.2.d-1(g)図　反応度の誤投入イベントツリー

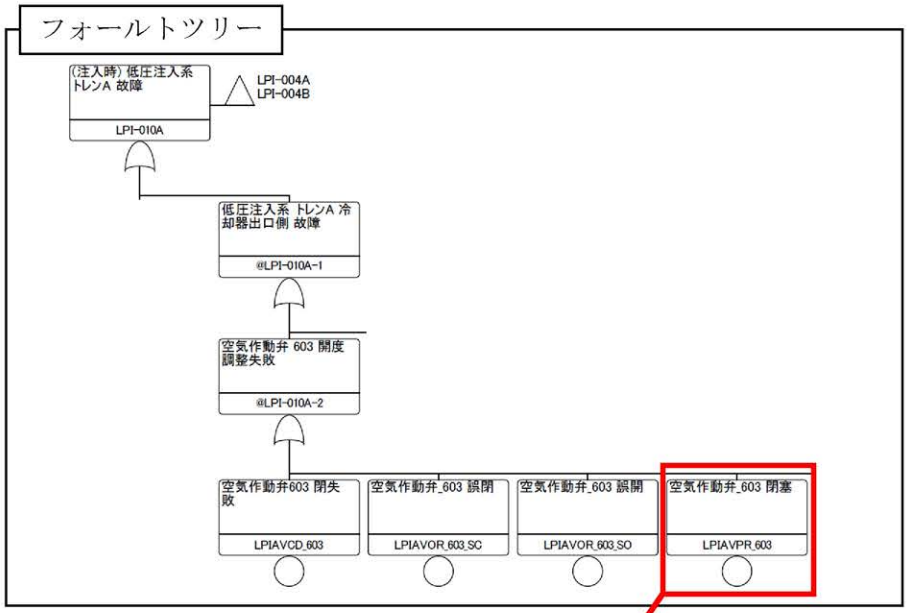
【仮定条件】

・反応度の誤投入は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・反応度の誤投入は、PWRプラントにおいて起動時に原子炉冷却系のほう素濃度の希釈を実施する際に希釈操作に失敗し、臨界に達することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。





(機器故障率データ)

機器タイプ	故障モード	平均値	EF
空気作動弁	開失敗	4.2E-5/d	7.7
	閉失敗	3.2E-4/d	41.4
	閉塞	1.0E-8/h	21.8
	内部リーク	2.0E-8/h	39.1
	誤開又は誤閉	2.7E-8/h	37.1
	外部リーク	1.0E-8/h	21.8

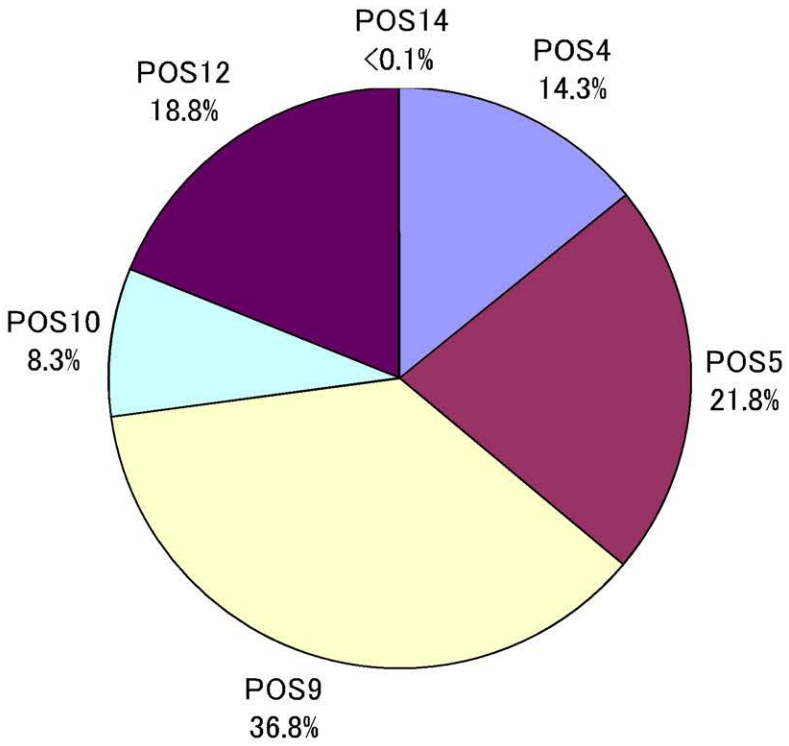
参照する国内故障率データの項目

基事象リスト

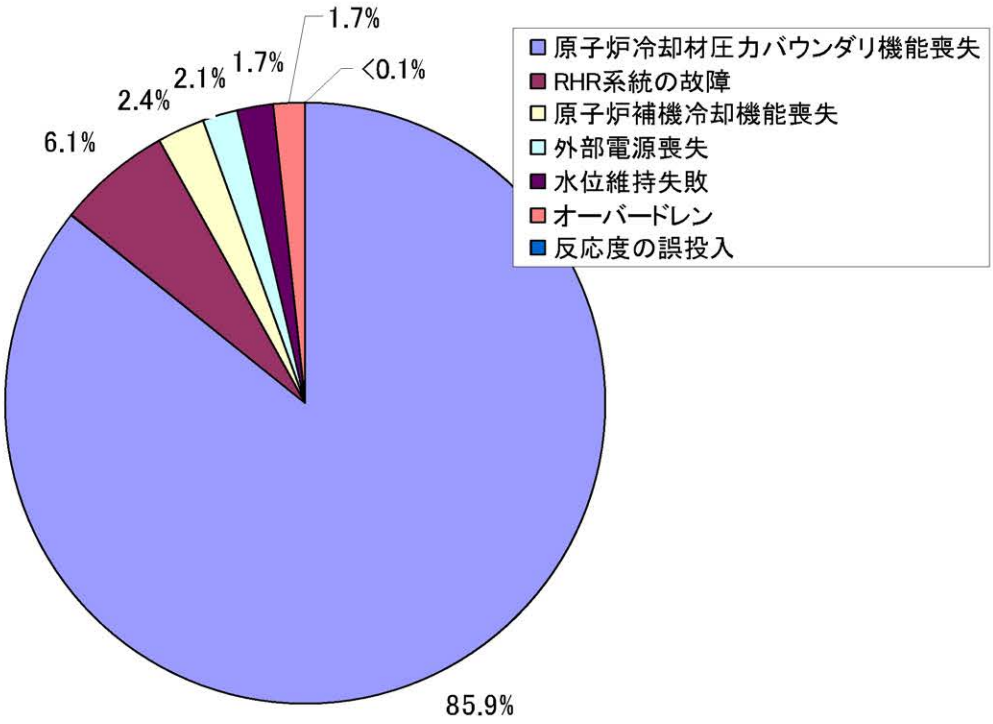
機器情報			事象	作動要求		故障モード	要否	基事象ID	モデル化しない理由／備考	使命時間 (h)	健全性確認間隔		
機器番号	機器名	機器タイプ		前の状態	後の状態						時間 (h)	設定根拠	なし理由
						制御回路の誤作動	3	-	-	-	-	-	-
						外部リーク	○	HPIMVRR021B	-	24	-	-	C
1HCV-603	空気作動弁 _603	空気作動弁	外部電源喪失時	Open	Open	開失敗	1	-	-	-	-	-	-
						閉失敗	○	LPIAVCD_603	当該機器の作動要求後は"調整開"となるため当該故障を考慮する。	-	-	-	A
						制御回路の作動失敗	1	-	-	-	-	-	-
						閉塞	○	LPIAVPR_603	-	24	-	-	C
						内部リーク	1	-	-	-	-	-	-
						誤開	○	LPIAVOR_603_SO	当該機器の作動要求後は"調整開"	24	-	-	C
						誤閉	○	LPIAVOR_603_SC	-	24	-	-	C
						制御回路の誤作動	3	-	-	-	-	-	-
						外部リーク	○	LPIAVRR_603	-	24	-	-	C
1HCV-613	空気作動弁 _613	空気作動弁	-	Close	Open	開失敗	○	LPIAVOD_613	-	-	-	-	A
						閉失敗	1	-	-	-	-	-	-
						制御回路の作動失敗	3	-	-	-	-	-	-
						閉塞	○	LPIAVPR_613	-	24	-	-	B
						内部リーク	1	-	-	-	-	-	-
						誤開							
						誤閉							
						制御回路の誤作動							
						外部リーク							
1FCV-604	空気作動弁 _604	空気作動弁	外部電源喪失時	Close	Open	開失敗							
						閉失敗							

空気作動弁 1HCV-603 の各故障モードのうち、「閉塞」に対する非信頼度を基事象リストに整理した情報を基に算出する。
非信頼度=「閉塞」の故障率×使命時間(24h)

第1.1.2.e-1図　システム信頼性の評価例



第1.1.2.h-1図　POS別炉心損傷頻度



第1.1.2.h-2図　起因事象別炉心損傷頻度

1.2　外部事象PRA

1.2.1　地震PRA

地震PRAは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007（以下「地震PSA学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.1-1図に示す。なお、今回の地震PRAでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震随伴に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.1.a.　対象プラントと事故シナリオ

①　対象とするプラントの説明

(1) サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象出力時レベル1PRAで収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、地震レベル1PRAを実施するために、プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.1.a-1表に示す。

(2) 機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.1　内部事象PRA」での記載と同様である。

(3) 地震に対する特徴

地震PRAでは、耐震性の低い以下の設備には期待しない評価を行った。

・常用電源（ただし、外部電源には期待する）
・主給水系
・タービンバイパス系
・常用系の２次系の水源
・所内空気系

また、地震PRAでは地震加速度が増加するにつれ、安全機能や緩和機能を有する機器が複数同時に損傷することが考えられるため、後述のとおり、地震損傷機器イベントツリーにおいて複数機器が同時に損傷する場合を考慮して評価を行った。また、階層イベントツリーでは起因事象の厳しいものから優先的に配列している。

(4) プラントウォークダウン

机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び、検討したシナリオの妥当性確認のため、地震レベル1PRAの観点から重要な機器を対象にプラントウォークダウンを実施し、主に以下の観点について問題ないことを確認した。評価対象機器選定フローを第1.2.1.a-1図に、評価結果の例を第1.2.1.a-2図に示す。

・耐震安全性の確認
・二次的影響の確認

・必要に応じた地震後のアクセス性の確認

プラントウォークダウンの結果、調査対象に対する耐震安全性や二次的影響等に関する問題はなく、フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項はないことを確認した。

(5) 今回実施した地震PRAの前提条件等について

今回実施した地震PRAについて、主に留意すべき点について以下に示す。

ａ．評価の前提条件

・評価地震動範囲は0.2G～1.2Gとし、0.2Gで主給水流量喪失が起こることを想定する。

・津波が建屋、機器及び地震影響緩和機能に及ぼす影響は考慮せず、地震の影響のみ評価する。

ｂ．地震の影響について

・冗長機器及び設備は、地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。

・余震による炉心損傷への影響は考慮しない。

・地震随伴津波などの重畳事象については、考慮しない。

ｃ．評価対象機器抽出の考え方・方針

・内部事象レベル1PRA評価において、当該系統・機器が損傷することで炉心損傷に至る恐れのある系統・設備を抽出しているため、内部事象PRAにおける評価範囲をベースとして、地震特有の設備の検討を行う。

ｄ．地震ハザードについて

・今回の地震PRA評価で使用した地震ハザードは、平成25年７月８日の原子炉設置変更許可申請で使用しているものである。

② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

収集したプラント関連情報及びプラントウォークダウンによって得られた情報を用いて、事故シナリオを広範に分析し、事故シナリオを設定した。事故シナリオの選定に当たっては、地震起因による安全機能を有する建屋・構築物、システム、機器（以下「SSC」という。）の損傷が直接炉心損傷事故に繋がる事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した。なお、地震PRAの対象範囲は、常用系で耐震クラスの低い主給水系の機器損傷による「主給水流量喪失事象の発生以上の規模」（地震加速度0.2G以上）とし、これ以上の地震では少なくとも「主給水流量喪失」が発生するとした。

選定した事故シナリオのうち、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行い、安全機能を有するSSCの損傷が直接炉心損傷事故に繋がる事故シナリオと合わせて事故シナ

リオの明確化を行った。安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオに対するスクリーニング結果を第1.2.1.a-2表に示す。また、明確になった事故シナリオにより誘発される起因事象の分析を実施し、以下の起因事象を選定した。

・格納容器バイパス
・直接炉心損傷に至る事象
・大破断LOCA
・中破断LOCA
・小破断LOCA
・２次冷却系の破断
・主給水流量喪失
・外部電源喪失
・原子炉補機冷却機能喪失

これらの分析結果に基づき、起因事象の要因となる機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係るSSCを抽出し、地震PRAで対象となる建屋・機器リストを作成した。なお、建屋、機器の選定に際しては、内部事象レベル1PRAで作成した機器リストをベースに、地震特有の事故シナリオから選定される建屋、機器を追加した。第1.2.1.a-3表に評価対象とした建屋・機器の選定方法、第1.2.1.a-4表に建屋・機器リストを示す（後述のフラジリティデータを合わせて記載）。

1.2.1.b.　確率論的地震ハザード

原子炉設置変更許可申請書の「基準地震動Ssの超過確率の参照」で示している確率論的地震ハザードは、以下のとおり評価している。

①　確率論的地震ハザード評価の方法

地震PSA学会標準の方法に基づき評価を行う。

②　確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

(1) 震源モデルの設定

震源モデルは、以下に示す特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。

ａ．特定震源モデル

基本的に川内原子力発電所敷地から100km程度以内にある「新編　日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層、防災科学技術研究所による震源インバージョン結果や地震調査研究推進本部の長期評価等を踏まえてモデル化し、敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層については、敷地周辺の地質調査結果に基づいてモデル化した。

第1.2.1.b-1図に敷地周辺の活断層の図を、第1.2.1.b-1表に主要な活断層の震源モデル

の諸元を示す。また、第1.2.1.b-2図に主要な断層の応答スペクトルを示す。

第1.2.1.b-3図にその他の活断層の図を、第1.2.1.b-2表にその他の活断層の諸元を示す。

b．領域震源モデル

領域震源モデルについては、萩原（1991）及び垣見ほか（2003）の領域区分に基づき、サイトから100km以内の領域を対象とし、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定した。第1.2.1.b-4図に萩原（1991）及び垣見ほか（2003）の領域区分の図を示す。また、第1.2.1.b-5図に川内原子力発電所周辺の各領域区分と実際の地震発生状況の図を示し、これに対応する各領域の諸元を第1.2.1.b-3表に示す。参考として地域ごとの地震規模別発生頻度の評価及びb値に関する図を第1.2.1.b-6図に示す。

(2) 地震動伝ぱモデルの設定

地震動伝ぱモデルとしてはNoda et al.(2002)による距離減衰式を用いる。また、ロジックツリーにおいて地震観測記録との補正の有無を考慮する。第1.2.1.b-7図に観測記録による補正に関する図を示す。

(3) ロジックツリーの作成

ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝ぱモデルの設定において、選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。特に敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層（五反田川断層、F-A断層、F-C断層）については、詳細なロジックツリーに展開し、評価した。作成したロジックツリーを第1.2.1.b-8図に示す。

③ 確率論的地震ハザード評価結果

(1) 確率論的地震ハザード曲線

上記により作成した平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-9図に、特定震源モデルによる確率論的地震ハザード曲線の内訳を第1.2.1.b-10図に示す。また、フラクタイル地震ハザード曲線を第1.2.1.b-11図に示し、距離減衰式に対する観測記録による補正の有無を第1.2.1.b-12図、第1.2.1.b-13図に示す。

(2) 一様ハザードスペクトル

基準地震動の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較を第1.2.1.b-14図に示す。基準地震動Ss－1$_H$及びSs－1$_V$の年超過確率は、10^{-4}～10^{-6}程度となっている。また、一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの確率論的地震ハザード曲線を第1.2.1.b-15図に示す。特定震源＋距離減衰式に対する平均ハザード曲線、領域震源＋距離減衰式に対する平均ハザード曲線及び全体のロジックツリーによる平均ハザード曲線を比較したものを第1.2.1.b-16図に示す。全体のハザードに与える影響は、特定震源＋距離減衰式も大きく変わらないことが確認できる。

(3) フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動は年超過確率10^{-4}の一様ハザードスペクトルに適合する模擬波とし、経時特性を基準地震動の策定と同様にNoda et al.(2002)に基づき地震規模M＝7.0、等価震源距離Xeq＝10kmとした。模擬波を第1.2.1.ｂ-17図に示す。

1.2.1.c-1.　建屋のフラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は、第1.2.1.a-4表の建屋・機器リストに記載されたものとし、原子炉建屋（O/S、I/C）及び原子炉補助建屋(A/B)とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第1.2.1.c-1-1図及び第1.2.1.c-1-2図に示す。原子炉補助建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第1.2.1.c-1-3図及び第1.2.1.c-1-4図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

建屋の要求機能喪失に繋がる支配的な構造的損傷モード及び部位として、建屋の崩壊シーケンスを踏まえ、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

②　フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法)」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

③　フラジリティ評価上の主要な仮定

(1) 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さ（以下「β_R」という。）と認識論的不確実さ（以下「β_U」という。）については、地震PSA学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第1.2.1.c-1-1表に示す。

(2) 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、耐震壁のせん断破壊の程度を表わすことができる指標として、せん断ひずみを選定した。

④　フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震PSA学会標準に示された実験結果に基づく値を用いることとし、対数正規分布を仮定した。実験結果に基づく値を第1.2.1.c-1-2表に示す。

⑤　フラジリティ評価における応答情報

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震PSA学会標準に基づき算出し、対数正規分布を

仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから、水平動による評価を行うこととした。

(1) 入力地震動

入力地震動は、川内サイトの最大加速度(PGA)をSsと同じ540cm/s^{2}を含めて1000cm/s^{2}から500cm/s^{2}刻みで大きくしたものを用いる(「1.2.1.b確率論的地震ハザード」の章を参照)。

(2) 現実的な物性値と応答解析モデル

川内サイトの地盤物性値を第1.2.1.c-1-3表に示す。原子炉建屋及び原子炉補助建屋の物性値をそれぞれ第1.2.1.c-1-4表及び第1.2.1.c-1-5表に示す。応答解析に用いる現実的な物性値は、地震PSA学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第1.2.1.c-1-6表に示す。

フラジリティ評価用の応答解析モデルはバックチェックに用いているモデルをベースとして設定する。原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-5図及び第1.2.1.c-1-7表～第1.2.1.c-1-10表に、原子炉補助建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-6図及び第1.2.1.c-1-11表～第1.2.1.c-1-13表に示す。

(3) 解析ケース

応答のばらつきを求めるための確率論的応答解析では、第1.2.1.c-1-6表に示すFc、Vs及びhの3つの主変動パラメータに対して2点推定法で得られた2つのサンプル点をすべて組み合せて、2^3=8ケースの解析を実施する。モデルの諸元と物性値の関係及び解析ケースを第1.2.1.c-1-14表及び第1.2.1.c-1-15表に示す。

(4) 現実的応答

現実的応答は地震PSA学会標準に準拠し対数正規分布を仮定し、確率論的応答解析結果より各ケースの重みを考慮して算出した。

⑥ 建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とHCLPFを算出した。フラジリティ曲線は、入力加速度レベルごとに最も損傷確率が大きい(信頼性指標が最も小さい)部材の値を用いて算定する。ここに損傷確率は現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。

選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は対数正規累積分布関数により近似し、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

HCLPFは信頼度95%フラジリティ曲線を基に算出した。原子炉建屋及び原子炉補助建屋のフラジリティ曲線を第1.2.1.c-1-7図及び第1.2.1.c-1-8図に示す。

また、R/B(I/C、NS方向)の中央値加速度（損傷確率50%の値）は3090cm/s^2、対数標準偏差は0.21であり、A/B(EW方向)の中央値加速度(損傷確率50%の値)は1860cm/s^2、対数標準偏差は0.16であった。

1.2.1.c-2.　屋外重要土木構築物のフラジリティ

①　評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は、取水ピット及び海水管ダクトのうち、耐震評価がより厳しい海水管ダクトとする。海水管ダクトの平面図を第1.2.1.c-2-1図に、断面図を第1.2.1.c-2-2図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

屋外重要土木構造物の損傷モードとしては、構造部材の曲げ及びせん断破壊のうち、耐震裕度がより厳しいせん断破壊を選定し、すべての鉛直部材を評価対象とする。

②　フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

ただし、部材のせん断耐力は、部材に作用する断面力に依存することから、現実的耐力と現実的応答を独立として見なすことが困難であるため、耐震裕度（許容限界値／応答値）として評価する。

③　フラジリティの評価

(1) 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶発的不確実さβ_Rと認識論的不確実さβ_Uについては、地震PSA学会標準等に基づき評価する。

(2) 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会、2005)」に基づくこととする。

④　フラジリティ評価における応答解析

(1) 入力地震動

入力地震動は、川内サイトの10^{-4}一様ハザードスペクトルに適合するように作成した模擬波を係数倍して用いる。

(2) 耐震裕度評価手法

地盤の応答と構造物の剛性や形状から定まる構造物の変形性能(荷重－変形角関係)から耐震裕度を評価する。なお、地盤応答解析は等価線形化法により地盤のひずみ依存性を考慮する。

(3) 変動因子

フラジリティ評価においては、屋外重要土木構造物の耐震評価に支配的と考えられる、埋

戻土の初期せん断剛性G_0、岩盤のせん断剛性G、コンクリートの圧縮強度Ｆｃの３つの変動因子を考慮する。下表に考慮した変動因子の考え方を示す。

(4) 損傷確率

損傷確率Ｐｆは、試行回数をＮ、耐震裕度が１以下になった回数をＮｆとすれば、Ｐｆ＝Ｎｆ／Ｎとして算定する。

⑤ 屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

各地震動レベルによる損傷確率よりフラジリティ曲線とHCLPFを算出する。屋外重要土木構造物のフラジリティ曲線を第1.2.1.c-2-3図に示す。

表　現実的な物性値の評価方法

	現実的な物性値の評価方法
コンクリート強度　Ｆｃ	平 均 値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
埋戻土の初期せん断剛性　G_0	平 均 値：室内試験結果に基づき設定 変動係数：試験結果のばらつきから設定
岩盤のせん断剛性　G （岩盤のせん断波速度Ｖｓ）	平 均 値：PS検層結果に基づき設定 変動係数：試験結果のばらつきから設定

1.2.1.c-3.　機器のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象は第1.2.1.a-4表で作成した建屋・機器リストに記載されたものとする。タンク・熱交換器のような静的機器については、構造損傷（延性破壊、脆性破壊等）の観点から評価し、電気盤類及びポンプ・弁のような動的機器については、システム評価上の要求に対応して構造損傷・機能損傷（動的機能限界、電気的機能限界等）双方の観点からフラジリティ評価を実施し、当該機器のフラジリティとして用いることとする。

なお、構造強度に関する評価では、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震性評価が実施されるが、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生応力）が異なり、また、同一部位でも評価応力の種類（引張応力、曲げ応力、組合せ応力等）によって裕度が異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価では、これらの各部位・各評価応力の中から、基本的には最も裕度が低かった部位・評価応力に着目して強度に関する係数等の評価を行う。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

③　フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）

機器フラジリティ評価とは、地震動の入力が増大し、評価対象機器が損傷に至る時点における最大地動加速度を評価尺度として表示するものである。このとき、最大地動加速度Ａをフラジリティ加速度と称し、機器フラジリティ解析ではこれを確率量として扱い、以下の式で表す。

$$A = Am \cdot \varepsilon_R \cdot \varepsilon_U$$

ここで、

Am　：機器が損傷に達するときの地震動強さ（フラジリティ加速度）Ａの中央値

ε_R　：物理現象固有の偶然的不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり、中央値は1.0、対数標準偏差はβ_Rで表わされる。

ε_U　：認識論的不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり、中央値は1.0、対数標準偏差はβ_Uで表わされる。

フラジリティ加速度Ａを累積分布関数で示したものが機器フラジリティ曲線である。

なお、フラジリティ評価では、直接Am、ε_R、ε_Uからフラジリティ加速度を算定せず、一般に安全係数の概念を用いて下式の様に算定する。

$$Am = F \times A_d \quad (式1.2.1\text{-}1)$$

ここで、

Am　：フラジリティ加速度中央値

Ｆ　：安全係数（裕度）

A_d　：基準地震動の最大地動加速度

（式1.2.1-1）の安全係数（裕度）は、（式1.2.1-2）のように基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが、（式1.2.1-3）のように評価対象機器の設計応答値に対する現実的な応答の割合（応答に関する安全係数）と現実的な耐力に対する設計応答値の割合（耐力に関する安全係数）に分離して評価する。

ただし、入力地震動に対する機器の応答には、機器自身の応答に加えて建屋の応答が影響することから、応答に関する係数は機器応答係数と建屋応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad (式1.2.1\text{-}2)$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答に関する係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力に関する係数}}$$

$$\therefore F = F_{ER} \times F_{SR} \times F_{EC} \quad (式1.2.1\text{-}3)$$

ここで、F_{ER}　：機器応答に関する係数

F_{SR}　：建屋応答に関する係数

F_{EC}　：耐力に関する係数

機器応答係数F_{ER}、建屋応答係数F_{SR}、及び耐力係数F_{EC}は、それぞれ以下に示す係数に分離して評価する。これらの係数は、フラジリティ評価上に存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり、すべて対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第1.2.1.c-3-1表に示す。

$F_{ER}=F_{ESS}\cdot F_{D}\cdot F_{EM}\cdot F_{EMC}$

ここで、

F_{ESS} ：機器応答評価用入力地震動に関する係数

F_{D} ：機器の設計用減衰定数に関する係数

F_{EM} ：機器の解析モデル化に関する係数

F_{EMC} ：機器のモード合成に関する係数

$F_{SR}=F_{SS}\cdot F_{\delta}\cdot F_{M}\cdot F_{NL}$

ここで、

F_{SS} ：入力地震動のスペクトル形状に関する係数

F_{δ} ：建屋の減衰に関する係数

F_{M} ：建屋のモデル化に関する係数

F_{NL} ：建屋の非線形応答に関する係数

建屋応答係数について、原子炉建屋（O/S、I/C）は第1.2.1.c-3-2表及び第1.2.1.c-3-3表、原子炉補助建屋(A/B)は第1.2.1.c-3-4表の値を使用する。

$F_{EC}=F_{S}\cdot F_{\mu}$

ここで、

F_{S} ：機器の限界強度に関する係数

F_{μ} ：機器の塑性化によるエネルギ吸収効果に関する係数

④ フラジリティ評価における耐力情報

評価部位、損傷モード（応力種類）についてはその機器において最も耐震性の低いものを選び、設定した。耐力値は、その評価部位に使われる部材のJSMEに記載されている許容値を適用した。確率分布については、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、β_{R}・β_{U}として定量化して考慮した。

なお、評価部位及び損傷モードの指標については本申請の基準地震動を用いた耐震評価で考慮されている。

⑤　フラジリティ評価における応答情報

評価部位、損傷モード（応力種類）についてはその機器において最も耐震性の低いものを選び、設定した。応答値はその部位にかかる発生応力を設定した。確率分布については、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、β_R・β_Uとして定量化して考慮した。

なお、機器応答の伝達特性については本申請の基準地震動を用いた耐震評価で考慮されている。

⑥　フラジリティ評価における参照データ

フラジリティ評価に当たっては、現実的な耐力、応答を参照するが、その際の基本的な考え方を以下に示す。なお、フラジリティ評価用データは１号炉を代表して評価している。

(1) 原則、以下の現実的な耐力、応答を参照

・現実的な耐力：既工認で使用した値

・現実的な応答：本申請の基準地震動を用いた耐震評価の値

(2) 以下の機器については、PRA結果に有意な影響を及ぼさないことを踏まえ、PWR標準の現実的な耐力、工認におけるシビアアクシデント設備に係る耐震Ｂ、Ｃクラスの耐震計算に基づく応答等を参照

・耐震Ｂ、Ｃクラス機器（ファン、ダクト）等

(3) PRA結果に有意な影響を及ぼすと考えられる機器のうち、以下のように適切な裕度向上を図ることが可能な機器については、(1)を見直した現実的な耐力又は応答を参照

・現実的な耐力、応答評価における保守性見直し（安全保護シーケンス盤など）

⑦　機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第1.2.1.a-4表に示す。機器フラジリティ評価は、その評価上の特徴を踏まえ、「主機」、「補機」、「動的機器」、「電気盤・計装」及び「配管」の５グループに分類した。また、グループごとに代表機器を抽出し、その評価の具体例を以下に示す。抽出に当たっては、川内１号炉の特徴及びFV重要度等を参照した。なお、５グループの分類の考え方については以下のとおり。

主機：１次冷却材バウンダリ設備で、多質点系時刻歴解析評価が主となる機器の構造損傷

補機：上記主機以外で、スペクトルモーダル解析評価が主となる機器の構造損傷

電気盤・計装：電気盤、計装品等の電気的機器の機能損傷

動的機器：ポンプ、内燃機関、電動弁等の動的機器の機能損傷

配管：配管・弁等の構造損傷

(1) 主機（蒸気発生器）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉建屋 内部コンクリートEL.19.364m

・耐震クラス：Ｓ

・固有振動数：14.4Hz

・各部位の基準地震動Ssに対する発生応力

・評価対象部位：蒸気発生器上部胴支持構造物用スナバ

・評価応力：引張

下表に、蒸気発生器上部胴支持構造物用スナバの耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表　蒸気発生器上部胴支持構造物用スナバの耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N/mm^2)	発生応力 (N/mm^2)	裕　度
タイボルト	SCM435	引張	444	192	2.31

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_Sの評価

本係数は、次式により評価する。

$$Fs=\frac{\sigma_C-\sigma_N}{\sigma_T-\sigma_N}$$

ここで、σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位であるタイボルトの材質はSCM435であることから、限界応力としてJSME発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ⅰ編付録図表Part5の引張応力Su＝847N/mm^2（最高使用温度270℃）を採用する。このSu値の1.1倍を限界応力の中央値とする。

したがって、

$\sigma_C=1.1\times Su=1.1\times 847=931.7\ N/mm^2$

また、地震時発生応力は192N/mm^2であるが、これは基礎ボルトの呼び径ベースで算定されたものであるため、谷径ベースに換算する必要がある。この換算のための係数としてJSME Ⅰ-解説8-23「メートルねじでの断面低減率」より“0.75”を用いる。

なお、通常運転時応力は安全側に無視して評価するものとする。

$\sigma_N=0\ N/mm^2$

以上より、強度に関する係数F_Sは、以下のとおりとなる。

$$Fs=\frac{\sigma_C}{\sigma_T}=\frac{1.1\times Su}{\sigma_T}=\frac{931.7}{192/0.75}=3.63$$

不確実さβ_Uとして、限界応力の中央値1.1×Suに対して、告示値Suが95%信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U=\frac{1}{1.65}\ln\left(\frac{1.1\times Su}{Su}\right)=0.06 \qquad (\beta_R=0)$$

(b) 塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

全体系の振動エネルギに比べ、基礎ボルトの弾塑性変形によるエネルギ吸収効果は小さいため、本係数は考慮しない。即ち、以下のとおりとする。

$F_\mu=1.0 \quad \beta_R=\beta_U=0$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_{ESS}=\frac{\mathrm{Sa(拡幅有り)}}{\mathrm{Sa(拡幅無し)}}$$

ただし、当機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

以上より、

$F_{ESS}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D=\frac{\mathrm{Sa(設計用減衰定数)}}{\mathrm{Sa(損傷時の減衰定数中央値)}}$$

ただし、当機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

$F_D=1.00$、$\beta_R=\beta_U=0$

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、当機器の耐震評価は、建屋連成解析モデルを用いて行われており、モデル化する不確実さ建屋応答係数に含まれるため、本係数は考慮しない。

$F_{EM}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

当機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

F_{EMC}＝1.0、β_R＝β_U＝0

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、建屋フラジリティ評価において評価する原子建屋の建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため、本係数は以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、β_R＝0.17、β_U＝0.10

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、蒸気発生器上部胴支持構造物用スナバのフラジリティ加速度の中央値Am、その不確実さβ_R・β_U及びHCLPFは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-1図に示す。

Am ＝1.76（G）

β_R＝0.19、β_U＝0.19

HCLPF＝Am×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝1.76×exp[－1.65×(0.19＋0.19)]

＝0.94（G）

表　蒸気発生器　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		3.63	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.89	0.99	1.00	1.00	1.76
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.17	0.19
	β_U	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.19

(2) 補機（余熱除去冷却器）

・評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：補助建屋 EL.-9.0m

・耐震クラス：S

・構造概要：横置円筒形サドル支持

・固有振動数：剛

・各部位の基準地震動Ssに対する発生応力：

下表に、余熱除去冷却器の耐震評価結果を示す。各部位・各評価応力のうち、設計許容値に対する発生応力の裕度が最小である胴板が、余熱除去冷却器の地震時の損傷に支配的であると考えられる。したがって、各安全係数は、余熱除去冷却器の胴板に着目して評価する。

表　余熱除去冷却器の耐震性評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値（Su） (N/mm^2)	発生応力 (N/mm^2)	裕　度
胴板	SGV410	1次応力	334	140	2.38
支持脚	SS400	組合せ応力	261	36	7.25
基礎ボルト	SS400	引張応力	210	54	3.88

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_sの評価

本係数は、次式により評価する。

$$Fs=\frac{\sigma_C-\sigma_N}{\sigma_T-\sigma_N}$$

ここで、σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位である胴板の材質はSGV410であることから、限界応力としてJSME発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ⅰ編付録図表Part5の引張応力Su＝373N/mm^2（最高使用温度95℃）が適用可能であるため、それを限界応力の中央値とする。

したがって、

σ_C＝1.1×Su＝1.1×373＝410.3N/mm^2

なお、通常運転時応力は耐震評価の時点で考慮されていないため、0とする。

σ_N＝0 N/mm^2

以上より、強度に関する係数F_Sは、以下のとおりとなる。

$$Fs=\frac{\sigma_C}{\sigma_T}=\frac{1.1\times Su}{\sigma_T}=\frac{410.3}{140}=2.93$$

不確実さβ_Uとして、限界応力の中央値1.1×Suに対して、告示値Suが95%信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U = \frac{1}{1.65}\ln\left(\frac{1.1\times Su}{Su}\right) = 0.06 \qquad (\beta_R = 0)$$

(b) 塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

支持脚の塑性変形によるエネルギ吸収効果はある程度期待できると考えられるが、今回の評価では安全側に本係数は考慮しないものとする。

すなわち、以下のとおりとする。

$F_\mu = 1.0 \quad \beta_R = \beta_U = 0$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a)床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_{ESS} = \frac{\mathrm{Sa(拡幅有り)}}{\mathrm{Sa(拡幅無し)}}$$

ただし、本機器は剛であるため、耐震評価において最大応答加速度（以下「ZPA」という。）の1.2倍が入力加速度として用いられていることから、ここではこの係数1.2を裕度として取り扱い、ばらつきは考慮しない。

以上より、$F_{ESS} = 1.20$、$\beta_R = \beta_U = 0$

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D = \frac{\mathrm{Sa(設計用減衰定数)}}{\mathrm{Sa(損傷時の減衰定数中央値)}}$$

本機器は剛な機器であるため、減衰定数による裕度は考慮できない。

したがって、本係数は以下のとおりとなる。

$F_D = 1.00$、$\beta_R = \beta_U = 0$

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、余熱除去冷却器の耐震評価においては、１質点系モデルを用いて行われており、モデル化に関する不確実さβ_Uは以下の値とする。

$F_{EM} = 1.0$、$\beta_U = 0$ 、$\beta_R = 0$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

本機器は１質点系モデルであるため、本係数及び不確実さは考慮しない。

F_{EMC}＝1.0、β_R＝β_U＝0

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、建屋フラジリティ評価において評価する原子炉建屋の建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。ただし、ZPA領域ではこの変動は小さいため、本係数は考慮せず以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、β_R＝0.0、β_U＝0.0

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、余熱除去冷却器のフラジリティ加速度の中央値Am、その不確実さβ_R・β_U及びHCLPFは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-2図に示す。

Am ＝3.62×0.551＝1.99（G）

β_R＝0.08、β_U＝0.17

HCLPF＝Am×exp[－1.65×（β_R＋β_U)]

＝1.99×exp[－1.65×(0.08＋0.17)]

＝1.31（G）

表　余熱除去冷却器　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		2.93	1.00	1.20	1.00	1.00	1.00	1.04	0.99	1.00	1.00	1.99
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08
	β_U	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.17

(3) 電気盤・計装（原子炉ソレノイド用直流分電盤）

・評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉補助建屋 EL.20.3m

・耐震クラス：S

・固有振動数：水平、上下とも30Hz以上

・基準地震動Ssに対する盤の設計応答加速度：

水平方向　4.45　G、　上下方向　0.80　G

→電気盤類については、水平方向と上下方向の同時入力が、電気盤（及びリレー等の内部取付電気品）の機能維持に対して与える影響は小さいことから、耐震評価における水平方向・上下方向のうち裕度が小さいほうに着目して評価する。

・機能維持確認済加速度（取付電気品ベース）：水平：□ G

：上下：□ G

（□は商業機密に属しますので公開できません。）

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_Sの評価

F_Sは下記の式で算出する。

$$F_S=\frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{盤応答加速度}}$$

・損傷加速度中央値について

電気盤類のように、構造強度のみでなく電気的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能確認済加速度など）に基づきフラジリティ評価を行う。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作･損傷が見られないことから、以下に示すβ設定法により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

［β設定法の概要］

フラジリティ評価において、HCLPFは次式により評価される。

$HCLPF=Am\times\exp(-1.65\times(\beta_R+\beta_U))$

ここで、　　Am：フラジリティ加速度の中央値

上式より、

$Am=HCLPF\times\exp(1.65\times(\beta_R+\beta_U))$

これと同様に、加振試験における損傷加速度の中央値とHCLPFの関係は次式により表される。

損傷加速度の中央値＝損傷加速度のHCLPF$\times\exp(1.65\times(\beta_R+\beta_U))$

したがって、“損傷加速度のHCLPF＝試験加速度”とし、不確実さβ_R及びβ_Uを与えることにより、損傷加速度の中央値を推定できる。

なお、既往の電気品の試験結果より、電気品の誤動作に関する不確実さは最低でも

β_R＝0.11、β_U＝0.17程度と考えられる。

ここで、β設定法では、βを大きく設定すると中央値も大きくなるため、過大なβは非安全側な中央値を与える可能性があるため、試験結果から得られる不確実さの最小値を採用した。また、電気盤全体のシステムとしての誤動作に関する不確実さは、電気品レベルでの不確実さよりも大きいと考えられるため、上記の電気品の不確実さデータに基づき中央値を推定するものとした。

したがって、原子炉ソレノイド用直流分電盤の損傷加速度の中央値は、β設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値＝試験加速度×exp(1.65×(β_R＋β_U))

＝[　　]×exp(1.65×(0.11＋0.17))＝[　　](G)

したがって、強度に関する係数Ｆｓ及びその不確実さは、以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度

＝[　　]

([　　]は商業機密に属しますので公開できません。)

β_R＝0.11、β_U＝0.17

(b) 塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

電気盤類については、弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため、本係数は考慮しない。

F_μ＝1.0、β_R＝β_U＝0

b. 機器応答係数F_{ER}

実機の加振試験に基づきF_{EC}を評価していることから、機器応答に関する裕度及び不確実さはすべて加振試験において考慮されていることになる。

ただし、本申請の基準地震動を用いた耐震評価における盤の応答値算定の際に、床応答曲線の拡幅及び減衰定数に関する裕度が含まれるため、これを評価する。

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものである。

ただし、床応答の拡幅による余裕は、前記のフラジリティ評価用盤応答加速度算出の段階で排除しているため、ここでは考慮しない。

したがって、

F_{ESS}＝1.0　β_R＝β_U＝0

とする。

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D = \frac{Sa(\text{設計用減衰定数})}{Sa(\text{損傷時の減衰定数中央 値})}$$

本電気盤は剛構造のため、ここでは考慮しない。したがって、

F_D＝1.0　$\beta_R = \beta_U$＝0

とする。

機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}、モード合成法に関する係数F_{EMC}は一質点系のため考慮しない。

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、建屋フラジリティ評価において評価した原子炉補助建屋の建屋応答係数のうち、水平・上下で厳しい方の値を用いる。

以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。

ここで、試験加速度はZPAベースであるが、ZPAについては建屋の非線形応答による加速度レベルに応じた変動は小さく、むしろ線形応答に比較した場合は、加速度レベルが上がるに従い低減する傾向にあると考えられる。

ただし、この様な低減については現状有効なデータはないため、安全側に本係数は考慮せず、以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、$\beta_R = \beta_U$＝0

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、原子炉ソレノイド用直流分電盤のフラジリティ加速度の中央値Am、その不確実さβ_R・β_U及びHCLPFは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-3図に示す。

Am ＝5.04（G）

β_R＝0.14、β_U＝0.23

HCLPF＝Am×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝5.04×exp[－1.65×(0.14＋0.23)]

＝2.73（G）

表　原子炉ソレノイド用直流分電盤　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_S	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		[redacted]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.04	0.99	1.00	1.00	5.04
不確実さ	β_R	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.14
	β_U	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.23

([redacted]は商業機密に属しますので公開できません。)

(4) 動的機器（内燃機関（ディーゼル発電機））

・評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：ディーゼル建屋 EL. 11.35m

・耐震クラス：S

・基準地震動Ssに対する設置床面のZPA：

水平方向　0.65G、　上下方向　0.34G → SRSS＝0.734G

→ポンプ及びディーゼル類については、水平方向と上下方向の同時入力が、機能維持に対して与える影響が否定できないため、水平方向と上下方向の入力加速度を二乗和平方根（SRSS）により合成するものとする。

・機能維持確認済加速度：水平：1.7G、上下：1.0G

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_Sの評価

ポンプのように、構造強度のみでなく動的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能確認済加速度など）に基づきフラジリティ評価を行う。この場合、電気盤類と同様にフラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作･損傷が見られないことから、β設定法に基づき損傷加速度の中央値の推定を行うことができる。なお、ポンプ等の動的機器に関する誤動作等の不確実さデータの知見は現状得られていないため、電気盤類の評価で用いた電気品の誤動作に関する不確実さよりも小さいと仮定し、$\beta_R = \beta_U = 0.10$とする。ここで、このβ設定法は、従来一般的に試験加速度として用いられてきた機能確認済加速度が、実際に誤動作等が生じる加速度レベルに対して十分に安全側との考えから適用されているものである。

以上から、損傷加速度の中央値は、β設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値＝試験加速度×$\exp(1.65\times(\beta_R+\beta_U))$

$=\sqrt{(1.7^2+1.0^2)}\times\exp(1.65\times(0.10+0.10))=2.74$（G）

したがって、強度に関する係数F_S及びその不確実さは、以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度

＝2.74/0.734＝3.74

β_R＝0.10、β_U＝0.10

(b) 塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

ポンプやディーゼル機関のような動的機器については、弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため、本係数は考慮しない。

F_μ＝1.0、β_R＝β_U＝0

b. 機器応答係数F_{ER}

実機の加振試験に基づきF_{EC}を評価していることから、機器応答に関する裕度及び不確実さはすべて加振試験において考慮されていることになる。また、本申請の基準地震動を用いた耐震評価におけるポンプ・動的機器類の機能維持評価では、ZPAを1.2倍することも行われていない。

したがって、機器応答係数F_{ER}は以下のとおりとする。

F_{ER}＝1.0　　β_R＝β_U＝0

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、建屋フラジリティ評価において評価した原子炉補助建屋の建屋応答係数のうち、水平・上下で厳しい方の値を用いる。

以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。

ここで、試験加速度はZPAベースであるが、ZPAについては建屋の非線形応答による加速度レベルに応じた変動は小さく、むしろ線形応答に比較した場合は、加速度レベルが上がるに従い低減する傾向にあると考えられる。

ただし、この様な低減については現状有効なデータはないため、安全側に本係数は考慮せず、以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、β_R＝β_U＝0

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、内燃機関のフラジリティ加速度の中央値Am、その不確実さβ_R・β_U及びHCLPFは、以下のとおりとなる。また、フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-4図に示す。

Am ＝2.12（G）

β_R＝0.13、β_U＝0. 19

HCLPF＝Am×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝2.12×exp[－1.65×(0.13＋0.19)]

＝1.25（G）

表　内燃機関(ディーゼル発電機)　安全係数評価結果一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		3.74	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.04	0.99	1.00	1.00	2.12
不確実さ	β_R	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.13
	β_U	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.19

(5) 配管（炉内計装引出管）

・評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉建屋 内部コンクリートEL.4.7m

・耐震クラス：S

・固有振動数：6.7Hz

・各部位の基準地震動Ssに対する発生応力

・評価対象部位：コンジットチューブ

・評価応力：１次応力

下表に、炉内計装引出管の耐震評価結果を示す。

表　炉内計装引出管の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N/mm^2)	発生応力 (N/mm^2)	裕　度
コンジット チューブ	SUS316TB	１次応力	80	342	4.27

a.機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_Sの評価

本係数は、次式により評価する。

$$Fs=\frac{\sigma_C-\sigma_N}{\sigma_T-\sigma_N}$$

ここで、σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位であるコンジットチューブの材質はSUS316TBであることから、限界応力と

してJSME発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ⅰ編付録図表Part5の引張応力Su＝427N/mm^2（最高使用温度343℃）を採用する。このSu値の1.1倍を限界応力の中央値とする。したがって、

$\sigma_C = 1.1 \times Su = 1.1 \times 427 = 469.7 N/mm^2$

なお、通常運転時応力は安全側に無視して評価するものとする。

$\sigma_N = 0\ N/mm^2$

以上より、強度に関する係数F_Sは、以下のとおりとなる。

$$Fs = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.1 \times Su}{\sigma_T} = \frac{469.7}{80} = 5.87$$

不確実さβ_Uとして、限界応力の中央値1.1×Suに対して、告示値Suが95%信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U = \frac{1}{1.65} \ln\left(\frac{1.1 \times Su}{Su}\right) = 0.06 \qquad (\beta_R = 0)$$

(b) 塑性エネルギ吸収効果に関する係数F_μ

コンジットチューブのような鋼構造機器では評価対象部位の降伏後の塑性変形による機器全体系としてのエネルギ吸収効果が期待できるが、保守的に本係数は考慮しない。

即ち、以下のとおりとする。

$F_\mu = 1.0 \quad \beta_R = \beta_U = 0$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_{ESS} = \frac{Sa(\text{拡幅有り})}{Sa(\text{拡幅無し})}$$

本申請の基準地震動を用いた耐震評価で用いている拡幅有りの場合の応答値とこれに対応する拡幅無しの応答値は下記のとおりである。

・I/C E.L.4.7m（質点：IC17） 固有値0.149秒 設計用減衰定数2.5%

拡幅有り：5.52G

拡幅無し：5.45G

以上より、

$$F_{ESS} = \frac{5.52}{5.45} = 1.01$$

床応答曲線の拡幅は、本来は建屋物性値及び地盤物性値の不確実さを考慮して実施され

るものである。これらの物性値の不確実さを含めた建屋応答解析に起因する不確実さは、建屋応答係数で評価される。また、床応答時刻歴波から床応答曲線を作成する過程では、有意な不確定要因は含まれないと考えられる。したがって、本係数では不確実さは考慮しない。

以上より、本係数は以下のとおりとなる。

$F_{ESS}=1.01$、$\beta_R=\beta_U=0$

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

固有周期が0.149秒であり、剛構造以外の機器に分類されるので、本係数を考慮する必要があり、「Newmark式」を適用して係数を算定する。Newmark式は以下により定義される。

なお、設計用減衰定数は2.5%で、減衰定数中央値は7.1%を適用する。

$$F_D=\frac{3.21-0.68\times\ln(\text{設計減衰定数})}{3.21-0.68\times\ln(\text{減衰定数中央値})}$$

$$\beta_R=0$$

$$\beta_U=\ln\left(\frac{3.21-0.68\times\ln(1\beta\text{相当減衰定数})}{3.21-0.68\times\ln(\text{減衰定数中央値})}\right)$$

以上より、本係数は以下のとおりとする。

$$F_D=1.38、\quad \beta_R=0、\quad \beta_U=0.17$$

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、本申請の基準地震動を用いた耐震評価において、多質点系モデルを用いており、モデル化に関する不確実さβ_Uは以下の値とする。

$F_{EM}=1.0$、$\beta_R=0$ 、$\beta_U=0.15$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

コンジットチューブは時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

$F_{EMC}=1.0$、$\beta_R=0$、$\beta_U=0$

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、建屋フラジリティ評価において評価する原子炉建屋の建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため、本係数は以下のとおりとする。

$F_{NL}=1.0$、$\beta_R=0.17$、$\beta_U=0.10$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、炉内計装引出管のフラジリティ加速度の中央値Am、その不確実さβ_R・β_U及びHCLPFは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-5図に示す。

Am ＝3.97（G）

β_R＝0.25、β_U＝0.30

HCLPF＝Am×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝3.97×exp[－1.65×(0.25＋0.30)]

＝1.60（G）

表　炉内計装引出管　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		5.87	1.00	1.01	1.38	1.00	1.00	0.89	0.99	1.00	1.00	3.97
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.08	0.00	0.17	0.25
	β_U	0.00	0.00	0.00	0.17	0.15	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.30

1.2.1.d.　事故シーケンス

①　起因事象

(1) 評価対象とした起因事象について

地震時特有の要因による分類を踏まえた地震PRAにおける起因事象の扱いは以下のとおりである。

ａ．格納容器バイパス：

蒸気発生器の内部構造品である伝熱管等の損傷により、格納容器バイパスを発生させ得る事象として想定する。

ｂ．Excess LOCA：

原子炉容器等の損傷によりECCS注入機能を上回るLOCAが発生する事象として想定する。

ｃ．大中小破断LOCA：

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する設備の損傷、損傷部位に応じて異なる起因事象が発生するとした。なお、小破断LOCAを下回る極小LOCAは、小破断LOCAで代表して評価する。

ｄ．２次冷却系の破断：

主蒸気ライン配管の破損若しくはライン上の付帯機器(主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁)の損傷による２次系冷却の喪失事象を想定する。耐震クラスＣの配管、機器については地震時には損傷しているとして扱っている。

ｅ．原子炉補機冷却機能喪失：

原子炉補機冷却系の機能喪失を想定する。なお、本事象はサポート系で扱っている。

ｆ．外部電源喪失：

特高開閉所内の電気設備の碍子部を含めて、外部電源系の喪失を想定する。なお、本事象はサポート系で扱っている。

ｇ．初期にPCS（主給水、主蒸気、復水系）が使用不可能な過渡事象／初期にPCSが使用可能な過渡事象：

地震時には過渡事象が想定されるが、過渡事象は、主給水流量喪失で代表して評価する。

ｈ．インターフェイスシステムLOCA(IS-LOCA)：

IS-LOCAは、余熱除去系隔離弁の誤開若しくは弁の内部破損により１次系の冷却材が低圧設計の２次側に流出する事象として想定される。ただし、地震により多重の余熱除去系隔離弁(電動弁)が同時に誤開するような状況は稀有である。また、地震により弁体内部破損のような構造損傷が発生するよりも弁と接続する配管の構造損傷の方が先行して発生すると考えられ、配管破損であれば隔離弁は健全な可能性が高く隔離機能に期待できる。したがって、IS-LOCAが発生する頻度は稀有として評価対象外とする。

ｉ．手動停止：

地震では原子炉トリップを想定するため、手動停止は評価対象外とする。

ｊ．ATWS：

原子炉トリップ失敗事象としてATWSを想定する。地震によるATWSは燃料棒や制御棒クラスタの損傷によるトリップ失敗を想定し、保守的に炉心損傷に至るものとして炉心損傷頻度評価を行った。

(2) 階層イベントツリーについて

事故シーケンスの定量化では、第1.2.1.d-1図の起因事象階層ツリーで、地震により発生する炉心損傷起因事象の発生確率の和が1.0を越えないように取り扱う。発生する起因事象は事象の厳しいものが優先して配列され、ヘディングで設定した事象が発生しない場合は、主給水流量喪失のイベントツリーで評価する。

階層化した各起因事象の発生確率は、それぞれ対象とする建物・構築物・機器などを設定し、そのフラジリティを評価することで算出する。また、後続のヘディングで考慮する起因事象の発生確率は、先行のヘディングで設定した起因事象が発生しない条件付きの確率として評価する。起因事象の条件付き発生確率を第1.2.1.d-1表に示す。

② 成功基準

(1) 成功基準について

炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準及び余裕時間は、地震時においても内部事象出力時レベル1PRAと相違ない。したがって、地震PRAにおける成功基準は、内部事象出力時レベル1PRAと同様のものを採用する。

使命時間については、内部事象出力時レベル1PRAと同様に24時間を考慮し、地震動で損傷した機器の修理は期待していない。また、空調系の機能喪失から７日後に部屋の温度が許容温度を超える場合には、室内にある設備が機能喪失するとした。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

イベントツリーのヘディングは、地震に引き続き発生する、プラントの事故に至る起因事象、緩和機能及び緩和機能に関わるシステム等を選定した。

イベントツリーの展開では、第1.2.1.d-1図に示した起因事象の階層イベントツリーと緩和機能の状態を表す事象進展イベントツリーに展開する。

イベントツリーは、内部事象出力時レベル1PRAで作成された影響緩和系を頂上事象としたフロントライン系イベントツリーを基にする。緩和系システムのサポート系及び緩和系システム間の共用系をフロントライン系から分離し、それぞれをイベントツリーに展開し、各々のイベントツリーを結合する。本評価では、以下に示す５つのイベントツリーを作成し、各々を結合した。地震評価用のイベントツリーの展開構成を第1.2.1.d-2図に示す。結合した各イベントツリーの情報は下流のイベントツリーに引き継がれる。

a．地震損傷機器イベントツリー

地震により機器が損傷した場合に影響を受けるシステムを、地震損傷機器イベントツリーのヘディングに設定する。地震損傷機器イベントツリーでは、地震による建物・構築物・機器の地震損傷をモデル化する。地震損傷機器イベントツリーを第1.2.1.d-3図に示す。

b．サポート系イベントツリー

フロントラインのサポーティングシステムである電源系、計測・制御系、冷却水系等のシステムをサポート系イベントツリーのヘディングに設定する。サポート系イベントツリーでは、内部事象出力時レベル1PRAで考慮したランダム故障及び人的過誤をモデル化する。サポート系イベントツリーを第1.2.1.d-4図に示す。

c．起因事象階層ツリー

地震に引き続き発生する、プラントの事故に至る起因事象は、起因事象階層ツリーで考慮する。起因事象階層ツリーは第1.2.1.d-1図で記載のとおりである。

d．共用系イベントツリー

フロントラインシステムで共用される設備や運転員操作等を共用系イベントツリーのヘディングに設定する。共用系イベントツリーでは、内部事象出力時レベル1PRAで考慮したランダム故障及び人的過誤をモデル化する。共用系イベントツリーを第1.2.1.d-5図に示す。

e．フロントライン系イベントツリー

フロントライン系イベントツリーでは、内部事象出力時レベル1PRAで構築したイベントツリーを用いる。フロントライン系イベントツリーでは、内部事象出力時レベル1PRAで考慮したランダム故障及び人的過誤をモデル化する。フロントライン系イベントツリーとして、大破断LOCAイベントツリー、中破断LOCAイベントツリー、小破断LOCAイベントツリー、２次冷却系の破断イベントツリー及び主給水流量喪失イベントツリーを第1.2.1.d-6(a)～(e)図に示す。

なお、起因事象のうち外部電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失については、当該機能を構成する機器が地震により損傷する確率を地震損傷機器イベントツリーのヘディングとして考慮しており、イベントツリーリンキングで結合した情報が下流のイベントツリーに引き継がれるため、イベントツリー全体の評価結果を分析することで外部電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の起因事象に対する炉心損傷頻度を整理している。

④　システム信頼性

(1) 評価対象としたシステム

内部事象出力時レベル1PRA評価でまとめた情報の活用や、地震による建屋・機器ごとの損傷モードによるプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象出力時レベル1PRAと同等である。

また、Ｂ及びＣクラス機器に対しても地震の影響を考慮している。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

高圧注入系統等の冗長設備は、基本的に同一の耐震設計がなされた上で同一フロアに設置されているため、冗長するすべての機器は損傷するとして完全相関を想定した。それ以外の機器間の相関は完全独立を想定した。

(3) システム信頼性評価結果

条件付き分岐確率イベントツリー法により解析しているため、地震による損傷を考慮したシステムごとの信頼性は、システムごとに機器の損傷確率と地震加速度との関係を考慮して、更にランダム故障を含めて評価している。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度

地震レベル1PRAでは損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合は封水注入及びRCPサーマルバリアによる冷却機能が喪失し復旧に期待できないことから、原子炉補機冷却機能喪失のRCPシールLOCAヘディングの失敗確率を1.0とした。

⑤ 人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤

内部事象PRAでは、事故前と事故後の人的過誤についてTHERP手法を用いて評価している。これを基に地震PRAでは人的過誤の扱いを以下のとおりとしている。

a．事故前の人的過誤

事故前の人的過誤は、試験や点検等による手動弁やダンパの戻し忘れであるため、内部事象出力時レベル1PRAと同等の評価をしている。

b．事故後の人的過誤

内部事象PRAで想定している中央制御室での操作は考慮した。地震後の現場操作については、実施が困難である可能性があるため期待していない。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

炉心損傷頻度評価（点推定）は、炉心損傷に至る各事故シーケンスの発生頻度を合計して算出した。各事故シーケンスの発生頻度は、地震ハザードから求めた発生頻度に事故シーケンスの条件付き発生確率を乗じて算出した。なお、解析コードはRISKMANを用い、評価地震動範囲は0.2G～1.2Gとした。

安全機能が喪失する事象が重畳する場合は、地動最大加速度の増加に伴う複数機器の同時損傷により複数の起因事象が発生する可能性があるため、起因事象は起因事象階層イベントツリーにおいて階層化を行い、発生する事象の厳しいものを優先して配列することで、事象が重畳する場合は影響の大きい事象で代表させて炉心損傷頻度を算出した。例えば、格納容器バイパス事象の炉心損傷頻度にはLOCA事象が重畳した場合の炉心損傷頻度も含めて算出し

た。

一方、更に異なる組合せや複数の安全機能が喪失する事象が重畳する場合も想定されるが、すべての重畳の組合せを事故シーケンスとして区別すると複雑になりすぎるため、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理した。

(2) 炉心損傷頻度結果

上記のとおりの手順でモデルを定量化した結果、全炉心損傷頻度は3.1E-05（／炉年）となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-2表に示す。起因事象別の結果では、外部電源喪失を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。

また、地震PRAでは大型静的機器、建屋及び操作盤等の損傷による事故シナリオを考慮しており、蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）、Excess LOCA、原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷、複数の信号系損傷、炉内構造物損傷等を新たな事故シーケンスとして整理している。

さらに、加速度区分別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-3表に示す。加速度区分別では、0.6～0.8Gが支配的となっており、次いで0.4～0.6G、0.8～1.0Gが支配的となっている。

起因事象別のCDF寄与割合を示すパイチャートを第1.2.1.d-7図に、加速度区分ごとのCDF寄与割合を第1.2.1.d-8図及び加速度区分ごとの条件付き炉心損傷確率を第1.2.1.d-9図に示す。

(3) 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

ａ．重要度解析

地震PRAで評価したSSCが、炉心損傷に与える影響を把握するために重要度評価として、Fussell-Vesely（FV）重要度を実施した（重要度は地震PRAで評価対象とした0.2Gから1.2Gの全加速度範囲の炉心損傷頻度の積分値に対して算出）。

なお、定義式は以下に示すとおりである。

$$\text{Fussell-Vesely指標} = \frac{P_i(top)}{P(top)} = 1 - \frac{P(top/A=0)}{P(top)}$$

ここで、

Ｐi(top)：機器ｉの機能喪失が寄与して発生する頂上事象の発生確率

Ｐ(top)：頂上事象の発生確率

地震で損傷するSSCのFussell-Vesely（FV）重要度評価結果及び事故シーケンスグループごとの重要度評価結果を第1.2.1.d-4表及び第1.2.1.d-5表に示す。FV重要度は、炉心損傷頻度に寄与する相対的な割合を表すものである。

重要度の高い機器についてプラントへの影響を以下に示す。

第1.2.1.d-4表で示した機器が損傷した場合の事故シナリオは、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に分類される。地震で中央制御室空調ユニット、空調用冷水膨張タン

ク、空調用冷水設備逆止弁、空調用冷水設備隔離弁、空調用冷水設備流量調整弁が損傷し、空調用冷水設備が機能喪失することから、安全補機開閉器室空調系の除熱に失敗する。また、地震でSWGR室空調系逆止弁、SWGR室空調系ダクトが損傷することで、安全補機開閉器室の除熱に失敗する。安全補機開閉器室の除熱に失敗し、安全補機開閉器室の室温が上昇することで、室内のメタルクラッド開閉装置が故障しSBOが発生する。

ディーゼル発電機室給気ファンが地震で損傷した場合、ディーゼル発電機室の温度が上昇することで、ディーゼル発電機が機能喪失し非常用所内交流電源の供給に失敗する。地震による外部電源喪失とディーゼル発電機の機能喪失により、安全機能のサポート機能喪失（SBO）となる。

このフラジリティ評価の結果は、空調関連設備のフラジリティが相対的に低い結果となっており、これらの機器のFV重要度が高い結果となっている。

b．不確実さ解析

地震ハザード、機器フラジリティ、ランダム故障の不確かさに着目した全炉心損傷頻度の不確実さ解析として、全炉心損傷頻度の下限値、中央値、平均値及び上限値を評価した。

不確実さ解析の結果を第1.2.1.d-6表に示す。

平均値は点推定値とほぼ同値の3.2E-05となった。また、エラーファクタは4.0と評価され、95%上限値と5%下限値の間に約16倍の不確実さ幅があるという結果となった。炉心損傷頻度への寄与が高い0.4G～1.0Gの地震ハザード曲線の超過発生頻度（年）は、第1.2.1.d-7表より、信頼度区分90%～最大値と、最小値～10%の間に約6～17倍の差があることから、炉心損傷頻度の不確実さは、地震ハザードの不確実さの影響が支配的であると考えられる。

また、シーケンスごとの不確実さ解析として、地震特有のシーケンスに着目して不確実さ解析を実施した。評価結果を第1.2.1.d-8表及び第1.2.1.d-10図に示す。上限値（95%値）、平均値、中央値（50%値）、下限値（5%値）のそれぞれについて、全CDFと地震特有のシーケンスのCDFの比を比較したところ、最大で0.03程度であった。したがって、不確実さを考慮しても、地震特有のシーケンスが全CDFに対して支配的ではないことを確認した（全CDFとシーケンスのCDFの比が1.0の場合、当該シーケンスのCDFが全CDFと等しくなる）。

c．感度解析

冗長となる機器について完全相関として評価していたが、この冗長の機器について独立として評価した場合の感度解析を実施した。具体的には、第1.2.1.d-4表に示すFV重要度が0.01以上の機器について独立として評価した。

冗長設備を完全相関にした場合の条件付き損傷確率を第1.2.1.d-9表に示す。また、独立とした場合の条件付き損傷確率を第1.2.1.d-10表に示す。冗長設備を独立にすることによって、条件付き損傷確率が低下していることが確認できる。

感度解析の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-11表に示す。ベースケースでは空調チラー設備の

冗長機器がFV重要度の上位であったため、炉心損傷頻度は、約6割程度低減する結果となった。加速度区分別に結果を分析すると中程度の加速度（0.2G～0.8G）では、相関性の効果はある程度見られるが、高加速度（0.6G以上）では、相関の程度には関係せず、独立としても完全相関と同様の結果となった。これは、高加速度においては、機器の損傷確率が高いこと並びに炉心損傷に直結する機器の寄与が高くなることが影響している。

感度解析の結果から、完全相関とした評価でも過度に保守性な評価にはならないことを確認した。

第1.2.1.a-1表　地震レベル1PRAを実施するために収集した情報及び主な情報源

	PRA評価作業		情　　報	主な情報源
1	プラントの設計・運転の把握		PRA実施にあたり必要とされる設計、運転管理に関する情報	・内部事象出力時レベル1PRA で使用した設計図書（原子炉設置許可申請書、工事計画認可申請書、保安規定等） ・全体機器配置図、換気空調設備図、構内配置図、耐震計算書、プラントウォークダウン
2	確率論的地震ハザード評価		対象サイト周辺地域での地震発生様式を考慮し、震源モデルの設定に係る震源特性や、地震動伝ぱモデルの設定に係わる地震動伝ぱ特性に関する情報	・文献調査結果 ・地質調査結果 ・気象庁地震カタログ
3	建屋・機器フラジリティ評価		プラント固有の建屋・機器の耐力評価ならびに応答評価に関する情報	・国内外のPRA情報
4	事故シーケンス評価	a)事故シナリオの分析と起因事象の分類	大規模地震時に想定されるプラント状態	・国内外のPRA情報
		b)事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系などのシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記１の情報源 ・既往のPRA情報
		c)システムのモデル化	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態	
		d)事故シーケンスの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（1/4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
①安全機能SSC以外の屋内設備の損傷による間接的影響		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉容器、原子炉格納容器への影響	・原子炉格納容器ポーラークレーンはSs地震動に対する地震動に対して落下防止装置を有する。 ・万一落下防止装置が破損しても、リングガータの内径はクレーン内径より小さいため物理的にもクレーンが落下することはない。 ・仮に落下を想定しても、架台等の構造物があることから直接原子炉容器に衝突することはない。	除外
耐震Ｂ、Ｃクラスの機器の損傷に伴うＳクラス機器の損傷	・耐震設計審査指針では、Ｓクラスの機器は、Ｂ、Ｃクラスの機器の破損によって波及的破損が生じないことを要求しており、耐震設計で考慮されている。 ・プラントウォークダウンによりＳクラス機器が波及的影響を受けないことを確認している。	除外
タービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	・タービンミサイルの影響は原子炉設置許可申請において評価・審査されており、万一、タービンの設計最大速度でミサイルとなった場合も原子炉格納容器を貫通しないことを確認している。	除外

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（2/4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
②安全機能SSC以外の屋外設備の損傷による間接的影響		
排気筒などの転倒による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・PWRの排気筒は原子炉格納容器に沿った、ステンレス製の軽量のダクト形状であり、万一損傷して落下しても建屋等を損傷させることはない。	除外
斜面崩壊による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・評価プラントは平地に設置されているため、斜面崩壊による影響はない。	除外
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	・地震PRAでは外部電源のフラジリティは、米国事例に基づく保守的な想定で考慮している。	地震PRAで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	・安全上重要な設備の冷却用水源（海水取水設備、原子炉補機冷却水サージタンク、燃料取替用水タンク、復水タンク）のフラジリティについては地震PRAで考慮済みである。	地震PRAで考慮

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（3/4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
③運転員操作の阻害による波及的影響		
地震前（設計、製作、組立、検査等）のミス	・設計、製作、組立、検査等のミスは、設計、据付段階における品質管理プログラムでの適正管理、並びに工事認可申請等で確認されている。 ・万一、これらのミスがあったとしても、多重性を備えた設備のすべてに同様のミスを犯す可能性は小さく、また、地震PRAでは保守的に多重設備の損傷の完全相関を想定している。	除外
地震時、地震後の人的過誤	・地震により原子炉はトリップされ、プラントは長期炉心冷却モードに移行する。この安全停止のための運転員操作は地震収束後であり運転員の操作は可能である。 ・地震により炉心損傷に至るような事象が発生したとしても、地震PRAで期待する運転員による緩和操作は中央制御室近傍で操作可能である。	地震PRAで考慮
変圧器などの碍子類の損傷によるサイト電源の停電に伴うバックアップ操作の支障	・非常用母線及び常用母線からの給電ができない場合のバックアップ操作（ディーゼル発電機の起動等）は、運転基準（手順書）に従い、中央制御室近傍で操作可能である。	地震PRAで考慮
構内通行支障、要員への影響	・地震後のプラントの安全停止のための運転員操作は、中央制御室近傍で操作可能であり、構内通行支障による影響はない。 ・プラントウォークダウンにより、アクセスルートを塞いでしまう設備がないことを確認している。	除外

第1.2.1.a-2表　地震による事故シナリオのスクリーニング（4/4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
その他の事故シナリオ		
④余震による地震動の安全機能への影響		
本震直後の余震による炉心損傷への影響	・確率論的地震ハザード評価では余震を除外し、本震で発生頻度が評価されている。また本震を上回るような余震の可能性は低い。 ・本震後、原子炉はトリップされ、運転基準（手順書）に従い安全停止に移行するため、余震が発生したとしても影響はない。 ・地震PSA学会標準では余震の評価手法が例示されてはいるが、系統的な評価手法は確立されておらず、今後の課題とする。	余震による影響は今後の課題であるが、影響が大きいのは本震である。
⑤経年変化を考慮した場合の影響		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	・予防保全で設計想定以上の劣化が予測された場合は補修や交換がなされる。	除外

第1.2.1.a-3表　建屋・機器選定のステップ（1/2）

ステップ	内容（内部事象レベル1PRA）		
	機器	建屋	屋外重要土木構造物
1-1	・ランダム故障をきっかけとして炉心損傷に至る起因事象を選定。	—	—
1-2	・各起因事象について、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、イベントツリーを作成して、収束シナリオを特定。	—	—
1-3	・系統図等をもとに炉心損傷頻度を評価する上で有意な影響が考えらない機器を除外。 【考え方】:炉心損傷頻度を評価する上で有意な影響がないこと 【対　象】:小口径枝管の配管、弁など	—	—
1-4	・フォールトツリーを作成して関連する設備を抽出し、機器リストを作成。	—	—

第1.2.1.a-3表　建屋・機器選定のステップ（2/2）

ステップ	内容（地震レベル1PRA）		
	機器	建屋	屋外重要土木構造物
2-1	以下を追加する。 ・地震で損傷した際に起因事象を発生させる機器／建屋／土木構築物 ・起因事象発生後に事象を緩和させる機器／建屋／土木構築物		
	［考え方］：①地震動による安全上重要な建物、構築物、配管などの大型静的機器の損傷に伴い、緩和設備によって事象の進展を抑制できず、炉心損傷に至る機器／建屋／土木構築物を追加 ②地震動による安全機能への広範な影響を及ぼす計装・制御系、非常用系を追加		
	［対象］：①RV、炉内構造物、燃料 ②電気盤（メタルクラッド開閉装置、主盤）などを追加	［対象］：①原子炉建屋、原子炉補助建屋などを追加 ②追加なし	［対象］：①海水管ダクトなどを追加 ②追加なし
2-2	選定した起因事象に基づき、機器／建屋／土木構築物を削除		
	［考え方］：地震が発生した場合に期待できない機器／建屋／土木構築物を削除		
	［対　象］：タービンバイパス弁などを削除	［対　象］：削除なし	［対　象］：削除なし
2-3	プラントウォークダウンにより二次的な影響を及ぼす機器／建屋／土木構築物を追加		
	［考え方］：地震PSA学会標準及び過去に実施した当社のプラントウォークダウン実績をもとに、重要事故シーケンス選定に当たって確認が必要な機器を抽出し、以下の観点で影響機器の有無を確認 ・倒壊により被害を受けないか ・周辺機器の損傷時、周辺機器の保有水による影響はないか　など		
	［対　象］：追加なし	［対　象］：追加なし	［対　象］：追加なし

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（1/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
ALEX：Excess-LOCA	原子炉建屋	構造損傷	－	3.15 0.21 0.15	1.74	原子炉建屋の構造損傷により、安全上重要な設備の機能が不能となり直接炉心損傷に至ることを想定する。		
ALSB：SBO+LUHS	原子炉補助建屋	構造損傷	－	2.36 0.33 0.15	1.07	原子炉補助建屋の構造損傷により、安全上重要な設備の機能が不能となり直接炉心損傷に至ることを想定する。		
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	安全保護シーケンスキャビネット	機能損傷	－	2.08 0.14 0.23	1.14	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		③裕度向上ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	主盤	機能損傷	－	2.72 0.22 0.27	1.21	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	フレーム	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	原子炉補助盤	機能損傷	－	2.01 0.22 0.27	0.89	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	中央制御室外原子炉停止盤	機能損傷	－	12.43 0.14 0.23	6.75	中央制御室外での安全停止操作盤。プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	中央制御室外での安全停止操作盤。プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	原子炉安全保護盤	機能損傷	－	2.07 0.13 0.23	1.14	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		③裕度向上ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	原子炉保護系計器ラック盤	機能損傷	－	1.38 0.13 0.23	0.76	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		③裕度向上ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	炉内構造物	構造損傷	ラジアルサポート	1.61 0.20 0.25	0.78	炉心への冷却材の流れを大幅に阻害するような損傷により、直接炉心損傷に至る。		③裕度向上ベース
ALEX：Excess-LOCA	原子炉容器 (冷却材出口管台(セーフエンド))	構造損傷	冷却材出口管台(セーフエンド)	2.42 0.19 0.19	1.29	原子炉容器の構造損傷により制御できない大規模LOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
SL：小破断LOCA	原子炉容器 (空気抜管台)	構造損傷	空気抜管台	1.48 0.20 0.19	0.77	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。		②ＰＷＲ標準ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（2/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
ALEX：Excess-LOCA	一次冷却材配管（ホットレグ）	構造損傷	ホットレグ	3.49 0.19 0.19	1.86	全ループでの一次冷却材管破損により直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
LL：大破断LOCA	一次冷却材配管（蓄圧タンク注入管台）	構造損傷	蓄圧タンク注入管台	16.62 0.20 0.19	8.73	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。		②ＰＷＲ標準ベース
ML：中破断LOCA	一次冷却材配管（充てん管台）	構造損傷	充てん管台	11.06 0.20 0.19	5.81	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。		②ＰＷＲ標準ベース
－	１次冷却材ポンプ	機能損傷	－	－		炉心損傷防止機能に影響なし。		－
ALEX：Excess-LOCA		構造損傷	吐出口	2.06 0.19 0.19	1.10	全１次冷却材ポンプの大規模なバウンダリ損傷により制御できない大規模LOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	ケーブルトレイ	構造損傷	－	1.82 0.19 0.18	0.99	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		③裕度向上ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	原子炉ソレノイド用直流分電盤	機能損傷	－	5.04 0.14 0.23	2.73	[redacted]電磁弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。		③裕度向上ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	[redacted]電磁弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	１次系補助リレーラック	機能損傷	－	2.08 0.14 0.23	1.12	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	－	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	安全保護系補助リレーラック	機能損傷	－	2.08 0.14 0.23	1.12	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	－	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	端子台収納盤	機能損傷	－	3.81 0.14 0.23	2.06	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	－	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	安全保護系テストラック	機能損傷	－	2.08 0.14 0.23	1.12	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱		構造損傷	－	－ － －	－	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	機能損傷で包絡	－

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（3/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
ALSV：LUHS	電動弁	機能損傷	ー	3.74 0.30 0.34	1.30	[redacted]電動弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。	一般弁の値	①工認ベース
ALSV：LUHS	電動弁	構造損傷	ー	－ － －	－	[redacted]電動弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。	構造損傷は配管に包絡	－
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	逆止弁	機能損傷	ー	1.82 0.13 0.19	1.07	[redacted]逆止弁の機能損傷により直接炉心損傷に至る場合を想定。		①工認ベース
ALTR：過渡事象＋2次系除熱	逆止弁	構造損傷	ー	－ － －	－	[redacted]逆止弁の機能損傷により直接炉心損傷に至る場合を想定。	構造損傷は配管に包絡	－
ALEX：Excess-LOCA	炉内計装用コンジットチューブ	構造損傷	コンジットチューブ	3.97 0.25 0.30	1.60	構造損傷によりRV下部での制御できないLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALAT：地震AT＋制御棒挿入不能	燃料集合体	構造損傷	燃料被覆管	1.49 0.27 0.27	0.61	燃料集合体の損傷とともに、制御棒挿入が不能となる。 (ATWS事象は、炉心損傷を想定)		①工認ベース
ALAT：地震AT＋制御棒挿入不能	制御棒クラスタ	構造損傷	制御棒被覆管（半挿入時）	2.52 0.25 0.25	1.10	制御棒クラスタの損傷とともに、制御棒挿入が不能となる。 (ATWS事象は、炉心損傷を想定)		①工認ベース
ALEX：Excess-LOCA	制御棒クラスタ駆動装置	構造損傷	（サポートタイロッドUリンク）	3.02 0.25 0.25	1.32	制御棒駆動機能の全喪失とともに、全制御棒での圧力ハウジング損傷による制御できないLOCAを想定し、直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALEX：Excess-LOCA	原子炉格納容器（CV座屈以外）	構造損傷	ー	2.68 0.19 0.25	1.31	原子炉格納容器の損傷により制御できない大規模LOCAを想定し、直接炉心損傷に至る。		①工認ベース
ALEX：Excess-LOCA	蒸気発生器（冷却材出口管台セーフエンド）	構造損傷	冷却材出口管台セーフエンド	2.05 0.19 0.19	1.10	蒸気発生器の構造損傷により制御できない大規模なLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る[redacted]		①工認ベース
VR：Excess-LOCA＋CVバイパス	蒸気発生器上部胴支持構造物用スナバ（タイボルト）	構造損傷	伝熱管	1.76 0.19 0.19	0.94	蒸気発生器の構造損傷により制御できない大規模なLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。また、接続する主給水、主蒸気配管はCVバイパス経路となる。		①工認ベース
MB：2次系破断	蒸気発生器（給水入口管台）	構造損傷	蒸気出口管台	1.62 0.19 0.19	0.87	主蒸気ラインまたは主給水配管の損傷による2次冷却系破断を想定。		①工認ベース
LL：大破断LOCA	加圧器（ガイドブラケット）	構造損傷	ガイドブラケット	2.79 0.25 0.26	1.20	加圧器の構造損傷により１ループでの大破断LOCAを想定。		①工認ベース
SL：小破断LOCA	加圧器（スプレイライン用管台セーフエンド）	構造損傷	スプレイライン用管台セーフエンド	2.07 0.25 0.25	0.90	加圧器の構造損傷により１ループでの小破断LOCAを想定。		②ＰＷＲ標準ベース
LL：大破断LOCA	SIS 蓄圧タンク低温側注入配管	構造損傷	配管本体	3.84 0.31 0.36	1.27	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。	安全注入設備配管の値	①工認ベース
ML：中破断LOCA	SIS 高圧、RHRS 低圧高温側注入配管	構造損傷	配管本体	3.44 0.31 0.31	1.24	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	安全注入設備配管の値	①工認ベース
SL：小破断LOCA	CVCS 余剰抽出配管	構造損傷	配管本体	5.18 0.28 0.33	1.89	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	該当LOCAに相当する配管のうち最も脆弱な配管で代表 一般配管の値	①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（4/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QU：加圧器圧力制御系	加圧器安全弁	機能損傷	－	1.89 0.13 0.18	1.13	加圧器安全弁の機能喪失。		①工認ベース
SL：小破断LOCA		構造損傷	－	－ － －	－	加圧器安全弁からの小破断LOCAが発生。	構造損傷は配管に包絡	－
QU：加圧器圧力制御系	加圧器逃がし弁	機能損傷	－	4.13 0.21 0.25	1.93	加圧器逃がし弁の機能喪失。		①工認ベース
SL：小破断LOCA		構造損傷	－	－ － －	－	加圧器逃がし弁からの小破断LOCAが発生。	構造損傷は配管に包絡	－
QV：主蒸気圧力制御系	主蒸気逃がし弁	機能損傷	－	3.03 0.21 0.25	1.42	主蒸気安全弁の機能喪失。 (2次系冷却には主蒸気逃がし弁または主蒸気安全弁の作動が必要)		①工認ベース
MB：2次系破断		構造損傷	－	－ － －	－	主蒸気逃がし弁の構造損傷により2次系破断が発生。	構造損傷は配管に包絡	－
Q5：主蒸気安全弁	主蒸気安全弁	機能損傷	－	2.32 0.21 0.25	1.09	主蒸気安全弁の機能喪失。 (2次系冷却には主蒸気逃がし弁または主蒸気安全弁の作動が必要)		①工認ベース
MB：2次系破断		構造損傷	－	－ － －	－	主蒸気安全弁の構造損傷により2次系破断が発生。	構造損傷は配管に包絡	－
MB：2次系破断	主蒸気ライン配管	構造損傷	配管本体	6.70 0.31 0.36	2.22	主蒸気ライン配管からの蒸気流出により2次系破断が発生。	主蒸気設備配管の値	①工認ベース
QA：外部電源系	外部電源系	機能損傷	－	0.30 0.25 0.50	0.09	外部電源の喪失。		文献値(1992年 IPEEE Seabrook)による。
QB：125V DC電源	直流コントロールセンタ	機能損傷	－	4.23 0.14 0.23	2.29	直流電源の喪失。		①工認ベース
QB：125V DC電源		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	直流電源の喪失。	機能損傷で包絡	－
QB：125V DC電源	リレー室直流分電盤	機能損傷	－	1.61 0.14 0.23	0.87	直流電源の喪失。		①工認ベース
QB：125V DC電源		構造損傷	－	－ － －	－	直流電源の喪失。	機能損傷で包絡	－
QB：125V DC電源	ドロッパ盤 （バッテリー分電盤）	機能損傷	－	1.84 0.22 0.25	0.84	直流電源の喪失。		①工認ベース
QB：125V DC電源		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	直流電源の喪失。	機能損傷で包絡	－

[redacted] 内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（5/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR / βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QG：125V DC電源	充電器盤（充電器を含む）	機能損傷	ー	2.29 0.22 0.27	1.02	バッテリー充電器機能及び直流電源の喪失。		①工認ベース
QG：125V DC電源		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	バッテリー充電器機能及び直流電源の喪失。	機能損傷で包絡	－
QC：125V DC電源(バッテリ)	バッテリーラック（蓄電池を含む）	構造損傷	柱部	3.04 0.19 0.21	1.57	バッテリーの機能喪失。		①工認ベース
QD：6.6kV非常用電源	メタルクラッド開閉装置	機能損傷	ー	1.32 0.14 0.23	0.71	非常用6.6kV母線の機能喪失。		①工認ベース
QD：6.6kV非常用電源		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	非常用6.6kV母線の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル建屋	構造損傷	ー	2.36 0.33 0.15	1.07	非常用所内交流電源の機能喪失。		
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機（内燃機関、保護継電装置を含む）	機能損傷	ー	2.12 0.13 0.19	1.25	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	過給機	機能損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料オイル配管	構造損傷	配管本体	5.18 0.28 0.33	1.89	非常用所内交流電源の機能喪失。	一般配管の値	①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機励磁装置	機能損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	シリンダ冷却水タンク	構造損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	シリンダー冷却ポンプ（機関付）	機能損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	清水冷却器	構造損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料弁冷却水タンク	構造損傷	ー	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（6/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料弁冷却水冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料弁冷却水ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料油第１コシ器、第２コシ器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	潤滑油冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	潤滑油ポンプ（機関付）	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	潤滑油タンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機制御盤	機能損傷	－	2.21 0.11 0.17	1.39	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	ボルト	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機コントロールセンタ	機能損傷	－	5.22 0.21 0.23	2.52	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料油貯油槽	構造損傷	－	8.48 0.08 0.17	5.61	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料移送ﾎﾟﾝﾌﾟ	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料油サービスタンク	構造損傷	取付けボルト	2.31 0.07 0.17	1.55	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	燃料供給ポンプ（機関付）	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	D/G出力電圧	機能損傷	－	3.30 0.13 0.23	1.82	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース

[redacted] 内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（7/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機空気だめ	構造損傷	胴板	3.62 0.08 0.17	2.39	非常用所内交流電源の機能喪失。		①工認ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	主始動弁 (電磁弁を含む)	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内交流電源の機能喪失。	DG機能維持に包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室給気ファン VSF39C,D	機能損傷	－	0.90 0.09 0.15	0.60	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	基礎(取付)ボルト	2.92 0.09 0.17	1.90	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室給気フィルタ	構造損傷	フィルタ取付ボルト	86.82 0.20 0.20	44.87	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室換気系ダクト	構造損傷	－	1.71 0.31 0.33	0.59	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	空気作動ダンパ　D-VS-402B	機能損傷	リンク	1.81 0.20 0.20	0.93	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	－	－ － －	－	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	空気作動ダンパ D-VS-401C,D	機能損傷	リンク	1.45 0.20 0.19	0.76	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	－	－ － －	－	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室室内空気温度計 (1TC-2660,2661,2662,2663)	機能損傷	－	3.77 0.15 0.23	2.01	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室給気ファン現場操作箱	機能損傷	－	1.86 0.14 0.23	1.01	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QE：6.6kV非常用電源DG		構造損傷	ボルト	－ － －	－	ディーゼル発電機空調系の機能喪失により室温が上昇し、DGが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QF：440V非常用電源	パワーセンタ	機能損傷	－	1.38 0.13 0.23	0.76	非常用440Vパワーセンタ母線の機能喪失。		①工認ベース
QF：440V非常用電源		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	非常用440Vパワーセンタ母線の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QF：440V非常用電源	動力変圧器	機能損傷	－	－ － －	－	非常用440V母線の機能喪失.	構造損傷で包絡	－
QF：440V非常用電源		構造損傷	基礎ボルト	2.19 0.19 0.22	1.11	非常用440V母線の機能喪失.		①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（8/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR / βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QF：440V非常用電源	原子炉コントロールセンタ	機能損傷	－	3.75 0.14 0.23	2.03	非常用440V原子炉コントロールセンタ母線の機能喪失.		①工認ベース
QF：440V非常用電源		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	非常用440V原子炉コントロールセンタ母線の機能喪失.	機能損傷で包絡	－
QH：115V 計装用電源	計器用インバータ盤	機能損傷	－	6.35 0.14 0.23	3.44	計装用電源の喪失。		①工認ベース
QH：115V 計装用電源		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	計装用電源の喪失。	機能損傷で包絡	－
QH：115V 計装用電源	計装用交流分電盤	機能損傷	－	2.56 0.22 0.27	1.14	計装用電源の喪失。		①工認ベース
QH：115V 計装用電源		構造損傷	基礎溶接部	－ － －	－	計装用電源の喪失。	機能損傷で包絡	－
QH：115V 計装用電源	自動切替器盤	機能損傷	－	3.75 0.14 0.23	2.03	計装用電源の喪失。		①工認ベース
QH：115V 計装用電源		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	計装用電源の喪失。	機能損傷で包絡	－
QK：安全注入信号 QN：格納容器スプレイ系	ΔPトランスミッタ（格納容器）	機能損傷	－	3.83 0.14 0.23	2.07	格納容器スプレイ系、安全注入信号の機能喪失。 安全注入信号は、加圧器圧力とリダンダント		①工認ベース
QK：安全注入信号	ΔPトランスミッタ（加圧器）	機能損傷	－	3.39 0.14 0.23	1.84	安全注入信号は、格納容器内圧力とリダンダント		①工認ベース
QJ：原子炉ﾄﾘｯﾌﾟ	原子炉トリップ遮断器盤	機能損傷	－	0.88 0.13 0.23	0.48	原子炉トリップ機能の喪失。		①工認ベース
QJ：原子炉ﾄﾘｯﾌﾟ		構造損傷	基礎ボルト	－ － －	－	原子炉トリップ機能の喪失。	機能損傷で包絡	－
QJ：原子炉ﾄﾘｯﾌﾟ	地震加速度計（制御用地震計）	機能損傷	－	1.40 0.14 0.23	0.76	原子炉トリップ機能の喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
QS：高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ	機能損傷	－	12.47 0.08 0.15	8.53	充てん／高圧注入ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QI：RWST		構造損傷	基礎ボルト	4.80 0.08 0.17	3.17	充てん／高圧注入ポンプから燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とする全ての設備の機能喪失に至る。		①工認ベース
QS：高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ現場操作盤	機能損傷	－	1.81 0.14 0.23	0.98	充てん／高圧注入ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QS：高圧注入系		構造損傷	ボルト	－ － －	－	充てん／高圧注入ポンプの機能喪失。	機能損傷で包絡	－

[redacted] 内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（9/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QS：高圧注入系	ほう酸注入タンク	構造損傷	ー	3.03 0.19 0.20	1.59	充てん／高圧注入系の機能喪失		①工認ベース
QS：高圧注入系	封水冷却器	構造損傷	ー	12.82 0.08 0.17	8.48	充てん／高圧注入系の機能喪失		①工認ベース
QS：高圧注入系	封水フィルタ	構造損傷	ー	9.06 0.08 0.17	5.99	充てん／高圧注入系の機能喪失		①工認ベース
QS：高圧注入系 QI：蓄圧注入系	空気弁（電磁弁を含む）	機能損傷	ー	4.62 0.11 0.19	2.82	充てん／高圧注入系の機能喪失 蓄圧注入系の機能喪失		①工認ベース
QS：高圧注入系 QI：蓄圧注入系	空気弁（電磁弁を含む）	構造損傷	ー	－ － －	－	充てん／高圧注入系の機能喪失 蓄圧注入系の機能喪失	構造損傷は配管に包絡	－
QM：低圧注入系	余熱除去ポンプ	機能損傷	ー	5.94 0.08 0.26	3.38	余熱除去ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QI：RWST	余熱除去ポンプ	構造損傷	基礎ボルト	5.18 0.08 0.17	3.42	余熱除去ポンプから燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とする全ての設備の機能喪失に至る。		①工認ベース
QM：低圧注入系	余熱除去ポンプ現場操作盤	機能損傷	ー	1.81 0.14 0.23	0.98	余熱除去ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QM：低圧注入系	余熱除去ポンプ現場操作盤	構造損傷	ボルト	－ － －	－	余熱除去ポンプの機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QM：低圧注入系	余熱除去流量計	機能損傷	ー	3.01 0.13 0.23	1.66	余熱除去流量計の機能損傷により、余熱除去ミニフローライン弁の制御に失敗し、低圧注入系が機能喪失となる。		①工認ベース
QN：格納容器スプレイ系	格納容器スプレイリングヘッダ	構造損傷	配管本体	5.18 0.28 0.33	1.89	格納容器スプレイ系の機能喪失に至る。	格納容器スプレイ設備配管の値	①工認ベース
QN：格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ	機能損傷	ー	5.94 0.08 0.26	3.38	格納容器スプレイポンプの機能喪失		①工認ベース
QI：RWST	格納容器スプレイポンプ	構造損傷	基礎ボルト	4.32 0.08 0.17	2.85	格納容器スプレイポンプから燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とする全ての設備の機能喪失に至る。		①工認ベース
QN：格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ現場操作盤	機能損傷	ー	1.81 0.14 0.23	0.98	格納容器スプレイポンプの機能喪失		①工認ベース
QN：格納容器スプレイ系	格納容器スプレイポンプ現場操作盤	構造損傷	ボルト	－ － －	－	格納容器スプレイポンプの機能喪失	機能損傷で包絡	－
QN：格納容器スプレイ系	よう素除去薬品タンク	構造損傷	基礎ボルト	3.39 0.25 0.26	1.46	よう素除去薬品タンクの構造損傷により、[redacted]により故障する。		①工認ベース
QI：RWST	高圧注入配管	構造損傷	配管本体	3.84 0.31 0.36	1.27	高圧注入配管から燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	一般配管と安全注入設備配管のHCLPFの小さい方の値を記入	①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（10/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QI：RWST	低圧注入配管	構造損傷	配管本体	3.84 0.31 0.36	1.27	低圧注入配管から燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	安全注入設備配管の値	①工認ベース
QI：RWST	スプレイライン配管	構造損傷	配管本体	3.44 0.31 0.31	1.24	スプレイライン配管から燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	一般配管の値	①工認ベース
QI：RWST	RWST系配管 （RWST加熱器廻り）	構造損傷	配管本体	5.18 0.28 0.33	1.89	RWST系配管(RWST加熱器廻り)から燃料取替用水が流出し、燃料取替用水を水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	一般配管の値	①工認ベース
QI：RWST	燃料取替用水タンク	構造損傷	－	1.62 0.17 0.18	0.90	燃料取替用水を水源とする全ての設備の機能喪失に至る。		①工認ベース
－	燃料取替用水ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	ATWS時の緩和系であるがATWSは保守的に炉心損傷直結と評価しているため、考慮しない。		－
QI：RWST		構造損傷	電動機取付ボルト	8.39 0.08 0.17	5.55	RWSポンプの構造損傷により、燃料取替用水を水源とする全ての設備の機能喪失に至る。		①工認ベース
QI：RWST	燃料取替用水タンク加熱器	構造損傷	－	2.42 0.08 0.17	1.60	当該機器の構造損傷により、燃料取替用水を水源とする全ての設備の機能喪失に至る。		①工認ベース
QQ：海水系	海水系配管	構造損傷	配管本体	5.18 0.28 0.33	1.89	海水系配管が損傷し、海水系機能喪失に至る。	一般配管の値	①工認ベース
QQ：海水系	原子炉補機冷却水冷却器	構造損傷	胴板	3.39 0.25 0.25	1.48	CCW冷却器からCCW冷却水及び海水が流出し、海水系喪失に至る。		①工認ベース
QQ：海水系	海水ポンプ	機能損傷	電動機軸受荷重	－ － －	－	海水ポンプの機能喪失。	構造損傷で包絡	－
QQ：海水系		構造損傷	振れ止めボルト	1.89 0.00 0.06	1.71	海水ポンプから海水が流出し、海水系喪失に至る。		①工認ベース
QQ：海水系	海水ポンプ現場操作盤	機能損傷	－	1.76 0.11 0.17	1.10	海水ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QQ：海水系		構造損傷	ボルト	－ － －	－	海水ポンプの機能喪失。	機能損傷で包絡	－
Q3：空調用冷水設備	空調用冷凍機　CHE1A,C,B,D	機能損傷	－	2.43 0.13 0.19	1.43	空調用冷水系による冷却失敗。		②ＰＷＲ標準ベース
QQ：海水系		構造損傷	基礎ボルト	3.10 0.08 0.17	2.05	空調用冷凍機から海水が流出し、海水系喪失に至る。		①工認ベース
QQ：海水系	海水取水ライン構造物 （海水管ダクト）	構造損傷	－	2.92 0.12 0.12	1.67	海水系の機能喪失。		
QQ：海水系	海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	1.59 0.20 0.16	0.87	海水ストレーナから海水が流出し、海水系喪失に至る。		①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（11/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QL：補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ	機能損傷	－	4.86 0.08 0.26	2.77	CCWポンプの機能喪失。		①工認ベース
QL：補機冷却水系		構造損傷	電動機取付ボルト	－ － －	－	CCWポンプからCCW冷却水が流出し、CCW喪失に至る。	機能損傷で包絡	－
QL：補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ現場操作盤	機能損傷	－	1.81 0.14 0.23	0.98	CCWポンプの機能喪失。		①工認ベース
QL：補機冷却水系		構造損傷	ボルト	－ － －	－	CCWポンプの機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QL：補機冷却水系	CCW配管	構造損傷	配管本体	5.18 0.28 0.33	1.89	補機冷却水系配管からCCW冷却水が流出し、CCW喪失に至る。	一般配管の値	①工認ベース
QL：補機冷却水系	原子炉補機冷却水サージタンク	構造損傷	胴板	2.36 0.17 0.23	1.21	サージタンク構造損傷によってCCW水が流出し、CCW喪失に至る。		①工認ベース
QL：補機冷却水系	余熱除去冷却器	構造損傷	胴板	1.99 0.08 0.17	1.31	余熱除去冷却器からCCW冷却水が流出し、CCW喪失に至る。		①工認ベース
QL：補機冷却水系	格納容器スプレイ冷却器	構造損傷	基礎ボルト	2.28 0.08 0.17	1.50	格納容器スプレイ冷却器からCCW冷却水が流出し、CCW喪失に至る。		①工認ベース
QL：補機冷却水系	使用済燃料ピット冷却器	構造損傷	基礎ボルト	2.58 0.08 0.17	1.73	使用済燃料ピット冷却器からCCW冷却水が流出し、CCW喪失に至る。		③裕度向上ベース
QL：補機冷却水系	試料冷却器	構造損傷	配管本体	28.87 0.25 0.25	12.65	試料冷却器からCCW冷却水が流出し、CCW喪失に至る。		②ＰＷＲ標準ベース
－	制御用空気除湿装置	機能損傷	－	－ － －	－	制御用空気への早期の影響は小さいと考えられるため考慮しない。		－
QT：制御用空気系		構造損傷	胴板	4.40 0.08 0.17	2.91	制御用空気除湿装置が構造損傷し、制御用空気が機能喪失する。		①工認ベース
QO：補助給水系	補助給水系配管	構造損傷	配管本体	3.94 0.31 0.31	1.42	補助給水系配管から復水タンクの水が流出し、補助給水系が機能喪失に至る。	一般配管の値	①工認ベース
QO：補助給水系	復水タンク	構造損傷	－	1.89 0.23 0.21	0.91	補助給水系の機能喪失に至る。		①工認ベース
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ電動弁盤	機能損傷	－	1.81 0.14 0.23	0.98	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ		構造損傷	ボルト	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QO：補助給水系	蒸気発生器水位（狭域）	機能損傷	－	4.42 0.14 0.23	2.40	[redacted]つである蒸気発生器水位低（狭域）が喪失する。また、SGへの給水流量の調整も失敗するため、補助給水喪失とする。		①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（12/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ	機能損傷	ー	12.25 0.08 0.15	8.38	電動動補助給水ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QO：補助給水系		構造損傷	電動機取付ボルト	9.25 0.08 0.17	6.12	電動動補助給水ポンプから復水タンクの水が流出し、補助給水系の機能喪失に至る。		①工認ベース
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ電動弁盤	機能損傷	ー	1.81 0.14 0.23	0.98	電動動補助給水ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ー	－ － －	－	電動動補助給水ポンプの機能喪失。	機能損傷で包絡	－
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室 給気ファン・排気ファン	機能損傷	ー	2.24 0.13 0.19	1.32	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		①工認ベース
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	電動機取付ボルト	－ － －	－	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QX：電動補助給水ポンプ	補助給水ポンプ室給気フィルタ	構造損傷	フィルタ取付ボルト	373.76 0.20 0.20	193.17	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QX：電動補助給水ポンプ	空調ダクト	構造損傷	ー	3.61 0.28 0.31	1.36	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		①工認ベース
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室 空気作動ダンパ	機能損傷	リンク	－ － －	－	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		－
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ー	3.61 0.28 0.31	1.36	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。	ダクトに包絡	①工認ベース
QX：電動補助給水ポンプ	防火ダンパ F-VS-414	機能損傷	ベーン	3.98 0.20 0.20	2.05	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ー	－ － －	－	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QX：電動補助給水ポンプ	空気作動ダンパ D-VS-411C,D	機能損傷	リンク	1.03 0.20 0.19	0.54	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ー	－ － －	－	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室温度計	機能損傷	ー	2.17 0.15 0.23	1.15	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ー	－ － －	－	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－

[redacted] 内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（13/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QX：電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ室給気ファン現場操作箱	機能損傷	ー	1.86 0.14 0.23	1.01	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QX：電動補助給水ポンプ		構造損傷	ボルト	－ － －	－	電動補助給水ポンプの空気冷却に失敗し、電動補助給水ポンプが機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ	機能損傷	ー	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。 （タービン動補助給水ポンプ駆動用タービンに包絡される）		－
QO：補助給水系		構造損傷	基礎ボルト	6.15 0.08 0.17	4.07	タービン動補助給水ポンプから復水タンク水が流出し、補助給水系の機能喪失に至る。		①工認ベース
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ起動弁	機能損傷	ー	3.56 0.21 0.25	1.67	タービン動補助給水ポンプ起動弁の機能損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失。	一般弁の値	①工認ベース
MB：2次系破断		構造損傷	ー	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプ起動弁の構造損傷により2次系破断が発生する。	構造損傷は配管に包絡	－
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁	機能損傷	ー	1.82 0.13 0.19	1.07	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁の機能損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失		①工認ベース
MB：2次系破断		構造損傷	ー	－ － －	－	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁の構造損傷により2次系破断が発生する。	構造損傷は配管に包絡	－
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ駆動用タービン	機能損傷	弁取付部	1.38 0.13 0.19	0.81	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。		①工認ベース
QY：ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	補助給水流量調整弁	機能損傷	ー	1.94 0.19 0.25	0.95	タービン動補助給水ポンプの機能喪失。		③裕度向上ベース
QO：補助給水系		構造損傷	ー	－ － －	－	補助給水失敗。		－
Q4：安全補機開閉器室空調系 QO：補助給水系 QT：制御用空気系 QR：再循環切替信号 ー ー	換気空調系集中現場盤	機能損傷	ー	1.81 0.14 0.23	0.98	換気空調盤の機能喪失により、当該緩和系の機能喪失に至る。		①工認ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系 QO：補助給水系 QT：制御用空気系 QR：再循環切替信号 ー ー		構造損傷	ー	－ － －	－	換気空調盤の構造喪失により、当該緩和系の機能喪失に至る。	機能損傷で包絡	－
Q3：空調用冷水設備	空調用冷凍機制御盤	機能損傷	ー	4.35 0.13 0.23	2.40	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	ボルト	16.05 0.08 0.17	10.62	空調用冷水系の機能喪失。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（14/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水ポンプ　CHP1C	機能損傷	ポンプ(軸)	28.42 0.08 0.17	18.81	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	基礎ボルト	38.15 0.08 0.17	25.25	空調用冷水系の機能喪失。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水膨張タンク　CHT1	構造損傷	基礎ボルト	0.75 0.08 0.17	0.49	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備	安全補機開閉器室空調ユニット（冷却コイル）VSA6A,B	構造損傷	コイル	3.34 0.08 0.17	2.21	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備	安全補機開閉器室空調ユニット VSA6A,B	構造損傷	基礎ボルト	1.46 0.08 0.17	0.96	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備	中央制御室空調ユニット　VSA4B	構造損傷	基礎ボルト	0.73 0.08 0.17	0.48	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備	流量調整弁　TCV-2879	機能損傷	弁本体	0.99 0.25 0.25	0.43	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水系の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
Q3：空調用冷水設備	隔離弁 CH-032,033	機能損傷	弁本体	0.99 0.25 0.25	0.43	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水系の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
Q3：空調用冷水設備	逆止弁　CH-006C	機能損傷	弁本体	0.99 0.25 0.25	0.43	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水系の機能喪失。	機能損傷で包絡	－
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水配管（手動弁含む）	構造損傷	配管本体	1.77 0.31 0.31	0.63	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備	空調用冷水ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	1.86 0.14 0.23	1.01	空調用冷水系の機能喪失。		②ＰＷＲ標準ベース
Q3：空調用冷水設備		構造損傷	ボルト	16.84 0.08 0.17	11.14	空調用冷水系の機能喪失。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調ファン VSF27B	機能損傷	基礎(取付)ボルト	1.80 0.25 0.27	0.76	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	基礎(取付)ボルト	1.80 0.25 0.27	0.76	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（15/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR / βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
Q4：安全補機開閉器室空調系	中央制御室給気加熱コイル VCTHC-E	構造損傷	コイル	4.02 / 0.19 / 0.19	2.14	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	中央制御室加湿器	構造損傷	接続ボルト	10.08 / 0.19 / 0.20	5.29	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	SWGR室空調系ダクト（手動ダンパ含む）	構造損傷	ー	1.71 / 0.31 / 0.33	0.59	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	空気作動ダンパ D-VS-533A,B、534A,B	機能損傷	リンク	2.28 / 0.20 / 0.19	1.19	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	逆止弁 V-VS-981D	機能損傷	弁本体	0.99 / 0.25 / 0.25	0.43	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	ー	- / - / -	-	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失	機能損傷で包絡	-
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調ファン現場操作箱	機能損傷	ー	1.86 / 0.14 / 0.23	1.01	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系		構造損傷	ボルト	16.84 / 0.08 / 0.17	11.14	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調ユニット（加熱コイル）　VSA6A,B	構造損傷	コイル	6.91 / 0.19 / 0.20	3.63	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	中央制御室給気加熱コイル VCTHC-C	構造損傷	コイル	4.82 / 0.19 / 0.19	2.57	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調ユニット（加熱コイル）　VSA6A,B	構造損傷	コイル	8.10 / 0.19 / 0.19	4.32	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	中央制御室給気加熱コイル VCTHC-D	構造損傷	コイル	3.34 / 0.19 / 0.21	1.72	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
Q4：安全補機開閉器室空調系	安全補機開閉器室空調ユニット（加熱コイル）　VSA6A,B	構造損傷	コイル	6.09 / 0.19 / 0.19	3.25	安全補機開閉器室空調設備の機能喪失		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機盤	機能損傷	ー	3.12 / 0.13 / 0.23	1.72	制御用空気圧縮機の機能喪失。		①工認ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	- / - / -	-	制御用空気圧縮機の機能喪失。	機能損傷で包絡	-
QT：制御用空気系	制御用空気系配管	構造損傷	配管本体	5.18 / 0.28 / 0.33	1.89	制御用空気系の機能喪失。	一般配管の値	①工認ベース
QT：制御用空気系	制御用空気だめ	構造損傷	胴板	5.62 / 0.08 / 0.17	3.72	空気だめの構造損傷により制御用空気系の機能喪失に至る。		①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（16/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR / βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮装置	機能損傷	圧縮機	2.50 / 0.13 / 0.23	1.38	制御用空気圧縮機の機能喪失。		①工認ベース
QL：補機冷却水系		構造損傷	圧縮機基礎ボルト	7.48 / 0.08 / 0.17	4.95	制御用空気圧縮機の構造損傷によりCCW水が流出する。		①工認ベース
QT：制御用空気系	制御用空気供給ヘッダ圧力計	機能損傷	－	3.40 / 0.14 / 0.23	1.84	制御用空気系Cヘッダ隔離失敗を想定。		①工認ベース
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給気ファンVSF42B 制御用空気圧縮機室排気ファンVSF43B	機能損傷	－	3.95 / 0.08 / 0.15	2.70	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	電動機取付ボルト	24.49 / 0.09 / 0.17	15.94	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系	空気作動ダンパ　D-VS-433B、434B	機能損傷	リンク	1.81 / 0.20 / 0.20	0.93	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ / － / －	－	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給排気系ダクト	構造損傷	－	1.71 / 0.31 / 0.33	0.59	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系	防火ダンパ F-VS-433、434	機能損傷	ベーン	3.98 / 0.20 / 0.20	2.05	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ / － / －	－	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QT：制御用空気系	空気作動ダンパ D-VS-431A,B、432A,B	機能損傷	リンク	1.03 / 0.20 / 0.19	0.54	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ / － / －	－	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給気フィルタ	構造損傷	フィルタ取付ボルト	86.82 / 0.20 / 0.20	44.87	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室室内空気温度計（1TC-2710,2711）	機能損傷	－	4.19 / 0.15 / 0.23	2.23	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	－	－ / － / －	－	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。	機能損傷で包絡	－
QT：制御用空気系	制御用空気圧縮機室給気ファン現場操作箱	機能損傷	－	1.86 / 0.14 / 0.23	1.01	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QT：制御用空気系		構造損傷	ボルト	16.84 / 0.08 / 0.17	11.14	制御用空気圧縮機室の空調喪失により、制御用空気圧縮機が機能喪失する。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（17/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QS：高圧注入系	封水注入フィルタ	構造損傷	胴板	3.70 0.08 0.17	2.44	封水注入フィルタから充てんライン水が流出し、高圧注入に失敗する。		①工認ベース
QZ：主蒸気隔離 QO：補助給水系	主蒸気隔離弁（電磁弁を含む）	機能損傷	－	1.97 0.13 0.18	1.18	2次系破断時に主蒸気隔離失敗する。また、耐震クラスが低い主蒸気隔離弁より下流の主蒸気配管の損傷を想定した際に、主蒸気隔離失敗により主蒸気圧力制御が不能となるため、補助給水系による2次系除熱の失敗を想定する。		①工認ベース
MB：2次系破断		構造損傷	－	－ － －	－	主蒸気隔離弁の構造損傷により2次系破断が発生。	構造損傷は配管に包絡	－
QO：補助給水系 QZ：主蒸気隔離	蒸気ライン圧力計	機能損傷	－	3.40 0.14 0.23	1.84	2次系破断時に主蒸気隔離弁の閉止に失敗する。また、2次系の冷却において、主蒸気圧力高信号による主蒸気逃し弁の開に失敗する。		①工認ベース
QR：再循環切替信号	安全補機室給気ユニット VSA12 安全補機室排気フィルタユニット VSU12	構造損傷	基礎ボルト	3.60 0.09 0.17	2.34	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号	燃料取替用水タンク水位計	機能損傷	－	4.18 0.11 0.17	2.63	燃料取替用水の水位低信号の喪失により、再循環切替操作できず、再循環切替に失敗する。		①工認ベース
QR：再循環切替信号	原子炉制御系計器ラック	機能損傷	－	1.81 0.14 0.23	0.98	余熱除去冷却器からバイパスによる低圧再循環失敗及び格納容器スプレイ系のよう素除去薬品タンクの隔離失敗による格納容器スプレイ再循環失敗。		①工認ベース
QR：再循環切替信号		構造損傷	－	－ － －	－	余熱除去冷却器からバイパスによる低圧再循環失敗及び格納容器スプレイ系のよう素除去薬品タンクの隔離失敗による格納容器スプレイ再循環失敗。	機能損傷で包絡	－
QR：再循環切替信号	安全補機室給気ファン VSF62B 安全補機室排気ファン VSF35B （換気冷却に付き、給排気ファンが対象）	機能損傷	－	0.19 0.14 0.19	0.11	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号		構造損傷	基礎(取付)ボルト	0.66 0.09 0.17	0.42	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号	安全補機室冷却系ダクト（手動ダンパ含む）	構造損傷	－	1.71 0.31 0.33	0.59	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号	防火ダンパ F-VS-308	機能損傷	ベーン	3.98 0.20 0.20	2.05	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号		構造損傷	－	－ － －	－	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。	機能損傷で包絡	－
QR：再循環切替信号	空気作動ダンパ D-VS-301B、304B、305B、306B、307B、308B	機能損傷	リンク	1.03 0.20 0.19	0.54	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号		構造損傷	－	－ － －	－	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。	機能損傷で包絡	－
QR：再循環切替信号	逆止弁 V-VS-963B	機能損傷	弁本体	0.99 0.25 0.25	0.43	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号		構造損傷	－	－ － －	－	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。	機能損傷で包絡	－

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.a-4表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（18/18）

[redacted]	設　　備	損傷モード	評価部位	川内１号機 Median(G) βR βU	川内１号機 HCLPF(G)	影響	備考	フラジリティの参照元
QR：再循環切替信号	格納容器再循環ｻﾝﾌﾟｽｸﾘｰﾝ	構造損傷	－	3.62 0.09 0.23	2.13	再循環サンプからの取水に失敗する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号	安全補機室冷却ファン現場操作箱	機能損傷	－	1.86 0.14 0.23	1.01	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。		②ＰＷＲ標準ベース
QR：再循環切替信号		構造損傷	ボルト	16.84 0.08 0.17	11.14	充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプの空調による冷却機能が喪失する。	機能損傷で包絡	②ＰＷＲ標準ベース
Q1：蓄圧注入系	蓄圧タンク	構造損傷	基礎ボルト	2.27 0.19 0.20	1.19	蓄圧タンクの構造損傷により、蓄圧注入機能が喪失する。		①工認ベース
Q1：蓄圧注入系	蓄圧注入配管	構造損傷	配管本体	3.84 0.31 0.36	1.27	蓄圧注入配管の構造損傷により、蓄圧注入機能が喪失する。	安全注入設備配管の値	①工認ベース

[redacted]内は商業機密に属しますので公開できません。

第1.2.1.b-1表　主な活断層の震源モデルの諸元

断層名	ケース	長さ(km)	M(松田式)	Xeq(km)
五反田川	基本ケース	18.6	6.9	17.8
	断層の拡がり考慮	20	7.0	17.4
	傾斜角(60度)考慮	18.6	6.9	21.4
F-A	基本ケース	18.3	6.9	19.4
	断層の拡がり考慮①	20	7.0	18.4
	断層の拡がり考慮②	21.4	7.1	18.5
	傾斜角(60度)考慮	18.3	6.9	19.4
F-C	基本ケース	16.1	6.8	21.5
	断層の拡がり考慮	20	7.0	19.0
	傾斜角(60度)考慮	16.1	6.8	22.2

※）Xeqは、上端深さ3km、下端深さ20kmの断層面を考慮し、
一様すべりで評価した結果

第1.2.1.b-2表　その他の活断層の諸元

番号	断層名	長さ(km)	M	Δ(km)	Xeq(km)	活動度
1	出水断層系	23.0	7.1	35.5	39.5	平均活動間隔約8000年
2	水俣断層群 笠山周辺断層群	31.8	7.3	33.7	39.8	C
3	長島断層群 長島西断層	20.0	7	33.8	37.3	C
4	辻の堂	12.3	6.6	28.8	30.7	(B)
5	玉反田川	18.6	6.9	16	21.4	(C)
6	泊野リニアメント	3.4	5.7	20.4	20.9	(C)
7	紫尾山南リニアメント	6.8	6.2	21.4	22.6	(C)
8	F-A-1	18.3	6.9	18.8	23.6	(B)
9	F-A-2					
10	F-B	14.9	6.8	38.9	41	(B)
11	F-C	16.1	6.8	20.7	24.4	(B)
12	F-D	10.1	6.5	32.1	33.6	(B)
13	F-E	9.1	6.4	22.3	24	(B)
14	F-F	18.0	6.9	26.6	30.2	(B)
15	布田川－日奈久断層帯	90.0	8.1	94	105.8	B
16	人吉盆地南縁	22.0	7.1	79.1	81.1	平均活動間隔約8000年以上
17	緑川断層系	38.9	7.5	112.9	115.9	(C)
18	甑島東側海域(F-C)	10.0	6.5	36.77	38	B
19	甑島南側海域	38.0	7.5	75.94	80.4	B
20	男女海盆海域	52.0	7.7	106.2	111	B
21	甑島西側海域	40.0	7.5	44.46	51.5	B
22	雲仙地溝帯	18.0	6.9	99.97	101	B
23	千々石	24.0	7.1	105.6	107.1	A
24	高岩山	6.5	6.2	96.72	97	B(3.0×10^{-4})
25	諏訪池	4.0	5.8	93.58	93.7	B
26	布津断層海底	12.5	6.7	97.24	98	(B)
27	橘湾断層群	4.0	5.8	98.61	98.7	(B)
28	橘湾断層群	3.0	5.6	96.27	96.4	(B)
29	〃	5.0	6	94.85	95	(B)
30	厳野―出春	8.0	6.3	98.86	99.2	(C)
31	鶴木場	9.0	6.4	91.89	92.3	(C)
32	椎葉	13.0	6.7	92.7	93.5	(C)
33	新深田	2.0	5.3	78.57	78.6	C(5.0×10^{-5})
34	高原―朝ノ追	5.0	6	76.95	77.2	C(1.0×10^{-4})

番号	断層名	長さ(km)	M	Δ(km)	Xeq(km)	活動度
35	新開―坂谷	5.0	6	89.74	89.9	(C)
36	小浦―今泉	16.0	6.8	86.54	87.5	(C)
37	大島子	3.0	5.6	71.08	71.2	C(3.0×10^{-5})
38	井手河内	4.0	5.8	72.16	72.3	(C)
39	上綱田	3.0	5.6	98.27	98.4	(C)
40	金焼三	2.0	5.3	62.65	62.7	(C)
41	上場	3.8	5.8	40.62	40.9	C(5.0×10^{-5})
42	崎森	7.0	6.2	49.49	50	(C)
43	敷根	2.0	5.3	60.88	61	B
44	鹿児島湾東縁	15.0	6.8	61.91	63.3	(C)
45	松浦	1.6	5.2	51	51.1	(C)
46	鹿児島湾西縁	20.0	7	44.15	46.9	(C)
47	高千穂峰断層系	2.5	5.5	69.66	69.8	B
48	〃	2.5	5.5	69.58	69.7	B
49	稲葉崎断層系	1.2	5	52.59	52.6	(C)
50	〃	2.5	5.5	52.36	52.5	(C)
51	〃	3.0	5.6	52.75	52.9	(C)
52	〃	3.0	5.6	53.17	53.3	(C)
53	〃	3.0	5.6	53.49	53.7	(C)
54	忽林嶽断層系	3.0	5.6	41.23	41.4	(C)
55	市来断層系	4.0	5.8	22.61	23.2	(C)
56	〃	5.0	6	22.24	23.1	(C)
57	〃	1.5	5.1	22.89	23	(C)
58	市来断層系	2.0	5.3	23.8	24	(C)
59	〃	3.0	5.6	23.89	24.3	(C)
60	鬼門平	10.0	6.5	74.27	74.9	A(2.1×10^{-3})
61	〃	2.0	5.3	76.83	76.9	(C)
62	小浜	2.0	5.3	74.18	74.2	(C)
63	清見岳東方	1.4	5.1	76.61	76.7	(C)
64	新永吉―松ヶ窪	4.0	5.8	76.55	76.7	(C)
65	鹿児島湾海域	4.7	6	79.85	80.1	(B)
66	〃	7.8	6.3	85.34	85.7	(B)
67	海域	-29.3	7.3	83.34	86.1	(B)
68	〃	-7.1	6.3	58.97	59.5	(B)
69	〃	-14.2	6.8	86.4	87.4	(B)
70	〃	-22.1	7.1	109.1	110.6	(B)
71	〃	-10.9	6.6	55.89	56.9	(B)

□ は、主要活断層として、評価しているため、「その他の活断層」としては評価していない。

第1.2.1.b-3表　各領域の諸元

萩原（1991）の領域における諸元

領域名	最小M	最大M	b値	年発生頻度 (回/年)	震源深さ
J	5.0	7.1 6.6	1.03	0.92 (1.37E-05)	平均13km 標準偏差6.0km の正規分布
N	5.0	6.9	1.10	0.34 (2.05E-05)	平均9.8km 標準偏差3.4km の正規分布
O	5.0	6.6	0.97	0.29 (1.01E-05)	深さ3～27kmの一様分布

※）年発生頻度の( )内は単位面積あたり（単位：回/年/km^2）

垣見ほか（2003）の領域における諸元

領域名	最小M	最大M	b値	年発生頻度 (回/年)	震源深さ
11B1	5.0	—*1	0.97	0.39 (1.17E-05)	平均14km 標準偏差6.3km の正規分布
11C1	5.0	7.1 6.6	0.92	0.27 (1.17E-05)	深さ3～15kmの一様分布
11X0	5.0	6.9	1.14	0.34 (1.59E-05)	平均9.7km 標準偏差3.3km の正規分布
11X1	5.0	6.6	1.01	0.34 (0.810E-05)	深さ3～27kmの一様分布

*1）過去にM6.5以上の大きな地震が観測されていない。

※）年発生頻度の( )内は単位面積あたり（単位：回/年/km^2）

第1.2.1.c-1-1表　考慮する不確実さ要因の例

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
建物構築物	現実的耐力	・構造材料定数 ・損傷限界時ひずみ	・施工精度 ・実験データの統計的精度 ・耐力評価式の誤差
	現実的応答	・構造材料定数 ・地盤材料定数	・モデル形態 ・剛性評価の仮定 ・復元力特性のモデル化 ・耐震要素の評価範囲

第1.2.1.c-1-2表　損傷限界点の現実的な値（地震PSA学会標準）

損傷限界点の指標		平均値	変動係数
せん断ひずみ	ボックス壁	5.36E-03	0.24
	円筒壁	9.77E-03	0.33

第1.2.1.c-1-3表　地盤定数

ヤング係数 $\times 10^3$(N/mm^2)	ポアソン比	単位体積質量 (t/m^3)	せん断波速度 (m/s)
16.7	0.36	2.7	1500

第1.2.1.c-1-4表　川内１号炉原子炉建屋の上部構造物の物性値

構造物	使用材料	ヤング係数 $\times 10^3$(N/mm^2)	せん断弾性係数 $\times 10^3$ (N/mm^2)	減衰定数 (%)
外部しゃへい壁 内部コンクリート	ｺﾝｸﾘｰﾄ：Fc=22.1N/mm^2 鉄筋：SD35	22.0	9.18	5.0
原子炉格納容器	－	196	75.4	1.0
蒸気発生器 (サポートも含む)	－	185 (180^{*1}) (177^{*2})	71.2 (69.2^{*1}) (68.1^{*2})	水平3.0

※蒸気発生器のうち、部材番号57は(^{*1})、52は(^{*2})の値。

第1.2.1.c-1-5表　川内１号炉原子炉補助建屋の上部構造物の物性値

構造物	使用材料	ヤング係数 $\times 10^3$(N/mm^2)	せん断弾性係数 $\times 10^3$ (N/mm^2)	減衰定数 (%)
RC部分	ｺﾝｸﾘｰﾄ：Fc=22.1N/mm^2 鉄筋：SD35	22.0	9.18	5.0

※）解析モデルの部材はすべてRC部分として取り扱う

第1.2.1.c-1-6表　現実的な物性値の評価方法

	現実的な物性値の評価方法
コンクリート強度　Fc	平均値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
コンクリートの減衰定数　h	平均値：5% 変動係数：0.25
地盤のせん断波速度　Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
鉄筋の降伏強度　$s\sigma y$	平均値：1.1×規格降伏点 変動係数：0.0　（考慮しない）

第 1.2.1.c-1-7 表　川内１号炉原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元

構造物	質点番号	質 量 (t)	部材番号	方 向	せん断断面積 (m^2)	断面２次モーメント (m^4)
外部しゃへい壁 (O/S)	1	160.7	1	EW、NS	39.78	699.6
	2	373.0	2	〃	40.49	4926.2
	3	609.1	3	〃	40.52	10534.2
	4	582.1	4	〃	40.70	15688.4
	5	761.8	5	〃	40.79	19105.4
	6	1267.6	6	〃	63.62	32219.1
	7	2002.6	7	〃	〃	〃
	8	3144.4	8	〃	63.62	32219.1
	9	3234.7	9	〃	66.18	32858.2
	10	3188.0	10	〃	72.60	36559.0
	11	3495.9	11	〃	78.99	39616.6
	12	2838.9	12	〃	83.78	41892.5
	13	1984.7	13	〃	86.99	43408.3
	14	1891.2	14	〃	89.78	44722.5
原子炉格納容器 (C/V)	24	21.6	24	〃	0.3830	16
	25	107.8	25	〃	0.8815	192
	26	164.6	26	〃	1.1585	437
	27	367.5	27	〃	2.3905	957
	28	884.9	28	〃	〃	〃
	29	198.9	29	〃	〃	〃
	30	193.1	30	〃	〃	〃
	31	313.6	31	〃	〃	〃
	32	231.3	32	〃	〃	〃
	33	205.8	33	〃	〃	〃
	34	340.1	34	〃	〃	〃
	35	191.1	35	EW、NS	2.3905	957
基礎	36	87534.6	—	—	—	—

第1.2.1.c-1-8表　川内１号炉原子炉建屋の水平方向解析モデル諸元(続き)

構造物	質点番号	質 量 (t)	部材番号	方 向	せん断断面積 (m^2)	断面２次モーメント (m^4)
内部コンクリート(I/C)	15	1119.9	15	EW	43.80	919.1
				NS	52.21	1530.7
	16	5033.3	16	EW	80.07	3621.8
				NS	120.34	18170.0
	17	7332.0	17	EW	116.77	4674.0
				NS	155.59	20690.0
	18	9362.6	18	EW	214.17	44690.0
				NS	161.54	49900.0
蒸気発生器(S/G)	50	121.1	50	EW、NS	2.00	9.59
	51	212.4	51	〃	2.00	9.59
	52	88.8	52	〃	1.85	6.98
	53	136.1	53	〃	1.35	3.84
	54	226.8	54	〃	1.35	3.84
	55	89.1	55	〃	1.40	3.98
	56	318.1	56	〃	1.40	3.98
	57	13.4	57	〃	10.60	54.34
	58	144.2	－	－	－	－

第1.2.1.c-1-9表　川内１号炉原子炉建屋蒸気発生器サポート部のばね定数

	部材番号	水平方向ばね ($\times10^6$kN/m)		回転方向ばね ($\times10^6$kN･m/rad)	
		X方向	Y方向	X方向	Y方向
S/Gサポート	K1	3.75	3.75	－	－
	K2	12.5	23.3	－	－
	K3	10.3	5.43	－	－
	K4	－	－	46.2	33.3

第1.2.1.c-1-10表　川内１号炉原子炉建屋の地盤のばね定数及び減衰係数

	方向	ばね定数	連成１次振動数 (Hz)	減衰定数 (%)	減衰係数
水平(K_S)	EW	8.451×10^8(kN/m)	7.826	27.41	9.423×10^6(kN･s/m)
	NS		9.043	31.90	9.489×10^6(kN･s/m)
回転(K_R)	EW	6.247×10^{11}(kN･m/rad)	7.826	6.004	1.526×10^9(kN･m･s/rad)
	NS		9.043	8.132	1.788×10^9(kN･m･s/rad)
側面(K_H)	EW	1.149×10^8(kN/m)	7.826	112.7	5.270×10^6(kN･s/m)
	NS		9.043	129.0	5.215×10^6(kN･s/m)

第1.2.1.c-1-11表　川内1号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデル諸元（基準応答モデル）

質点番号	質量 (t)	回転慣性質量 $\times 10^6$(t・m^2)	重心	
			G_X (m)	G_Y (m)
⑤	16647	17.595	52.51	23.89
④	29064	34.297	60.43	29.89
③	35186	42.690	57.46	30.61
②	38290	44.223	55.40	30.88
①	22070	16.912	58.59	43.34

基準座標(13c、Fa通り)

第1.2.1.c-1-12表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデルの鉛直部材のばね値、剛心位置

部材番号	質点間	ばね値			剛心	
		K_X $\times 10^6$(kN/m)	K_Y $\times 10^6$(kN/m)	K_θ $\times 10^6$(kN・m/rad)	R_X (m)	R_Y (m)
6	⑤-④	154.61	64.33	73320	50.05	10.38
5	④-③	335.89	186.76	299270	57.92	18.00
4	③-②	340.13	210.08	379020	59.93	20.62
3	②-①	302.99	209.32	674130	56.54	36.89
2	②-固定点	263.00	155.92		44.31	4.73
1	①-固定点	370.72	249.16	314990	58.53	41.98

基準座標(13c、Fa通り)

第1.2.1.c-1-13表　川内１号炉原子炉補助建屋の水平方向解析モデルの水平部材のばね値、剛心位置

部材名	質点間	ばね値		剛心座標		
		${}_hK_N$(軸) $\times 10^6$ (kN/m)	${}_hK_S$(せん断) $\times 10^6$ (kN/m)	位置	R_X (m)	R_Y (m)
△a	固定点-①	35.7	9.92	固定点	43.625	20.00
				建屋側	43.625	21.00
△b		35.7	9.92	固定点	83.875	20.00
				建屋側	83.875	21.00

第1.2.1.c-1-14表　現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係

		物性値			
		Fc	h	Vs	sσy
RC部	E	○	－	－	－
	G	○	－	－	－
	h	－	○	－	－
	Q－γ ｽｹﾙﾄﾝ	○	－	－	○
	M－φ ｽｹﾙﾄﾝ	○	－	－	○
地盤ばね	ばね値	－	－	○	－
	減衰	○	－	○	－

※)「○」は物性値が変動することによって、その諸元が変動することを表す。

第1.2.1.c-1-15表　２点推定法による解析ケース

解析ケース	Fc	h	Vs
1	＋	＋	＋
2	＋	－	＋
3	＋	＋	－
4	＋	－	－
5	－	＋	＋
6	－	－	＋
7	－	＋	－
8	－	－	－

第1.2.1.c-3-1表　現実的耐力及び現実的応力の不確実さ要因の整理

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
機器配管系	現実的耐力	・機能試験データの統計的精度	・試験データの統計的精度
	現実的応答	・水平・上下地震荷重組合せ方法 ・モード合成法	・床応答スペクトル ・解析モデルの評価法

第1.2.1.c-3-2表（1/3）　原子炉建屋（O/S）の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	1.25	0.99	0.99	1.23
β_{R}	0.00	0.08	0.01	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-2表（2/3）　原子炉建屋（O/S）の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	1.25	0.99	0.99	1.23
β_{R}	0.00	0.08	0.01	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-2表（3/3）　原子炉建屋（O/S）の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.91	0.99	1.00	0.90
β_{R}	0.00	0.08	0.00	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-3表（1/3）　原子炉建屋（I/C）の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.89	0.99	1.00	0.88
β_{R}	0.00	0.08	0.00	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-3表（2/3）　原子炉建屋（I/C）の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.89	0.99	1.00	0.88
β_{R}	0.00	0.08	0.00	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-3表（3/3）　原子炉建屋（I/C）の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.91	0.99	1.01	0.91
β_{R}	0.00	0.07	0.08	0.11
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-4表 (1/3)　　原子炉補助建屋(A/B)の水平方向ＮＳの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	1.12	0.99	1.00	1.10
β_{R}	0.00	0.08	0.00	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-4表 (2/3)　　原子炉補助建屋(A/B)の水平方向ＥＷの建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	1.04	0.99	1.00	1.03
β_{R}	0.00	0.08	0.00	0.08
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.c-3-4表 (3/3)　　原子炉補助建屋(A/B)の鉛直方向の建屋応答係数

係数	F_{SS}	F_{δ}	F_{M}	F_{SR}
中央値	0.92	0.99	1.03	0.94
β_{R}	0.00	0.06	0.01	0.06
β_{U}	0.00	0.00	0.15	0.15

第1.2.1.d-1表　起因事象の条件付き発生確率

起因事象	加速度レベル（G）				
	0.2～0.4	0.4～0.6	0.6～0.8	0.8～1.0	1.0～1.2
格納容器バイパス	－	2.65E-06	3.20E-04	5.87E-03	3.75E-02
直接炉心損傷に至る事象（Excess LOCA）	－	6.86E-07	1.08E-04	2.79E-03	2.51E-02
直接炉心損傷に至る事象（原子炉補助建屋損傷）	1.53E-08	1.05E-05	3.76E-04	3.59E-03	1.65E-02
直接炉心損傷に至る事象（原子炉補機冷却機能喪失）	1.54E-08	4.46E-06	1.01E-04	7.72E-04	3.27E-03
直接炉心損傷に至る事象（過渡事象）	2.79E-07	1.60E-04	5.52E-03	4.93E-02	2.10E-01
直接炉心損傷に至る事象（ATWS）	1.84E-05	1.86E-03	2.13E-02	8.72E-02	2.10E-01
大破断LOCA	4.87E-08	9.53E-06	2.16E-04	1.83E-03	8.63E-03
中破断LOCA	1.73E-08	5.41E-06	1.30E-04	1.02E-03	4.38E-03
小破断LOCA	9.50E-08	8.93E-05	4.17E-03	4.06E-02	1.62E-01
２次冷却系の破断	－	1.02E-05	9.09E-04	1.32E-02	6.99E-02
主給水流量喪失	1.0E+00				

第1.2.1.d-2表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	起因事象別炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
大破断LOCA	大破断LOCA＋低圧注入失敗	1.2E-08	1.4E-08	0.1未満
	大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	ε		
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗	1.4E-09		
中破断LOCA	中破断LOCA＋高圧注入失敗	6.2E-09	7.8E-09	0.1未満
	中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	ε		
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	ε		
	中破断LOCA＋低圧再循環失敗	7.8E-10		
	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	7.8E-10		
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	ε		
小破断LOCA	小破断LOCA＋補助給水失敗	1.0E-10	3.4E-07	1.1
	小破断LOCA＋高圧注入失敗	3.0E-07		
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	ε		
	小破断LOCA＋低圧再循環失敗	2.0E-08		
	小破断LOCA＋高圧再循環失敗	2.0E-08		
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	ε		
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	8.5E-08	9.0E-08	0.3
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗	4.7E-09		
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	2.3E-08	2.3E-08	0.1未満
外部電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	2.9E-05	2.9E-05	92.7
	外部電源喪失＋補助給水失敗	4.1E-08		
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	2.3E-08	2.3E-08	0.1未満
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	ε		
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	ε		
直接炉心損傷に至る事象	Excess LOCA	3.5E-08	1.7E-06	5.5
	複数の信号系損傷	2.3E-07		
	原子炉補助建屋損傷	3.6E-08		
	炉内構造物損傷	3.1E-07		
	地震によるAT＋制御棒挿入不能（ATWS）	1.1E-06		
	原子炉建屋損傷	2.7E-11		
	原子炉格納容器損傷	3.3E-09		
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	7.0E-08	7.3E-08	0.2
合　計		3.1E-05		-

ε ：1.0E-11未満

第1.2.1.d-3表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果

加速度区分	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
区分１（0.2G～0.4G）	1.7E-06	5.5
区分２（0.4G～0.6G）	1.1E-05	35.9
区分３（0.6G～0.8G）	1.3E-05	41.8
区分４（0.8G～1.0G）	4.1E-06	13.0
区分５（1.0G～1.2G）	1.2E-06	3.8
合計	3.1E-05	100

第1.2.1.d-4表　建屋・機器ごとのFV重要度評価結果

建屋・機器 ＼ ケース		ベースケース（炉心損傷頻度：3.1E-05／炉年）		
		中央値（G）	HCLPF（G）	FV重要度
1. 中央制御室空調ユニット	構造損傷	0.73	0.48	0.11
2. 空調用冷水膨張タンク	構造損傷	0.75	0.49	0.09
3. SWGR室空調系逆止弁	機能損傷	0.99	0.43	0.08
4. 空調用冷水設備逆止弁	機能損傷	0.99	0.43	0.08
5. 空調用冷水設備隔離弁	機能損傷	0.99	0.43	0.08
6. 空調用冷水設備流量調整弁	機能損傷	0.99	0.43	0.08
7. ディーゼル発電機室給気ファン	機能損傷	0.90	0.60	0.01
8. SWGR室空調系ダクト	構造損傷	1.71	0.59	0.01

注.(1) FV重要度の評価範囲は、加速度区分0.2G～1.2Gとした。

(2) FV重要度が0.01以上のSSCのみ記載した。

第1.2.1.d-5表　事故シーケンスグループごとのFV重要度評価結果

事故シーケンス グループ	事故シーケンス		CDF (/炉年)	全CDF に対する 寄与割合	FV重要度上位の機器	HCLPF	FV 重要度
ECCS注水機能喪失	①	小破断LOCA＋高圧注入失敗	3.0E-07	1.0%	原子炉容器（空気抜管台）	0.77	0.78
					加圧器（スプレイライン用管台セーフエンド）	0.90	0.20
					ディーゼル発電機室給気ファン	0.60	0.06
					中央制御室空調ユニット	0.48	0.03
					空調用冷水膨張タンク	0.49	0.03
					安全補機開閉器室空調系逆止弁	0.43	0.02
２次系からの除熱機能喪失	②	過渡事象＋補助給水失敗 （原子炉盤等の損傷）	5.4E-07	1.7%	炉内構造物	0.78	0.58
					原子炉保護系計器ラック（鉛直）	0.76	0.16
					ケーブルトレイ	0.99	0.07
					逆止弁	1.07	0.03
					１次系補助リレーラック	1.12	0.02
全交流動力電源喪失	③	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失（空調用冷水設備の喪失／安全補機開閉器室空調系の喪失）	2.8E-05	92.6%	中央制御室空調ユニット	0.48	0.14
					空調用冷水膨張タンク	0.49	0.10
					安全補機開閉器室空調系逆止弁	0.43	0.09
原子炉停止機能喪失	④	地震によるAT＋制御棒挿入不能	1.1E-06	3.5%	燃料集合体	0.61	0.98
					制御棒クラスタ	1.10	0.01

第1.2.1.d-6表　不確実さ解析結果

不確実さ	全CDF
95%上限値	8.4E-05（／炉年）
平均値	3.2E-05（／炉年）
中央値	2.3E-05（／炉年）
5%下限値	5.2E-06（／炉年）
点推定値	3.1E-05（／炉年）
エラーファクタ	4.0

第1.2.1.d-7表　川内サイト地震ハザードデータ

		m=1	m=2	m=3	m=4	m=5	m=6	m=7	m=8	m=9	m=10
G	平均	min～10%	10～20%	20～30%	30～40%	40～50%	50～60%	60～70%	70～80%	80～90%	90%～max
0.01	1.95E-01	1.39E-01	1.40E-01	1.55E-01	1.65E-01	1.66E-01	2.19E-01	2.20E-01	2.40E-01	2.56E-01	2.58E-01
0.02	7.59E-02	5.10E-02	5.22E-02	5.71E-02	6.05E-02	6.15E-02	8.72E-02	8.80E-02	9.66E-02	1.03E-01	1.05E-01
0.03	4.09E-02	2.74E-02	2.79E-02	2.99E-02	3.14E-02	3.21E-02	4.77E-02	4.85E-02	5.27E-02	5.61E-02	5.70E-02
0.04	2.56E-02	1.70E-02	1.75E-02	1.83E-02	1.90E-02	1.95E-02	3.04E-02	3.11E-02	3.34E-02	3.52E-02	3.60E-02
0.05	1.75E-02	1.16E-02	1.19E-02	1.22E-02	1.25E-02	1.29E-02	2.12E-02	2.17E-02	2.30E-02	2.41E-02	2.47E-02
0.06	1.26E-02	8.26E-03	8.43E-03	8.61E-03	8.76E-03	9.01E-03	1.56E-02	1.61E-02	1.68E-02	1.74E-02	1.79E-02
0.07	9.47E-03	6.08E-03	6.21E-03	6.30E-03	6.46E-03	6.60E-03	1.19E-02	1.23E-02	1.27E-02	1.30E-02	1.34E-02
0.08	7.29E-03	4.55E-03	4.69E-03	4.74E-03	4.88E-03	5.01E-03	9.32E-03	9.63E-03	9.89E-03	1.00E-02	1.04E-02
0.09	5.74E-03	3.51E-03	3.59E-03	3.67E-03	3.76E-03	3.91E-03	7.47E-03	7.65E-03	7.81E-03	7.97E-03	8.17E-03
0.10	4.59E-03	2.75E-03	2.80E-03	2.90E-03	2.96E-03	3.10E-03	6.05E-03	6.21E-03	6.30E-03	6.46E-03	6.60E-03
0.11	3.73E-03	2.19E-03	2.22E-03	2.30E-03	2.36E-03	2.49E-03	4.94E-03	5.10E-03	5.15E-03	5.31E-03	5.43E-03
0.12	3.07E-03	1.72E-03	1.79E-03	1.86E-03	1.92E-03	2.04E-03	4.07E-03	4.20E-03	4.27E-03	4.38E-03	4.53E-03
0.13	2.55E-03	1.40E-03	1.46E-03	1.53E-03	1.57E-03	1.69E-03	3.40E-03	3.49E-03	3.58E-03	3.67E-03	3.81E-03
0.14	2.14E-03	1.14E-03	1.20E-03	1.26E-03	1.30E-03	1.41E-03	2.86E-03	2.93E-03	3.03E-03	3.10E-03	3.24E-03
0.15	1.81E-03	9.44E-04	9.96E-04	1.05E-03	1.09E-03	1.19E-03	2.40E-03	2.49E-03	2.56E-03	2.64E-03	2.77E-03
0.16	1.54E-03	7.86E-04	8.33E-04	8.80E-04	9.18E-04	1.01E-03	2.04E-03	2.12E-03	2.20E-03	2.26E-03	2.39E-03
0.17	1.32E-03	6.61E-04	7.02E-04	7.44E-04	7.79E-04	8.59E-04	1.74E-03	1.83E-03	1.90E-03	1.96E-03	2.08E-03
0.18	1.14E-03	5.56E-04	5.94E-04	6.33E-04	6.65E-04	7.37E-04	1.50E-03	1.58E-03	1.65E-03	1.70E-03	1.82E-03
0.19	9.87E-04	4.71E-04	5.05E-04	5.41E-04	5.71E-04	6.35E-04	1.30E-03	1.37E-03	1.44E-03	1.49E-03	1.60E-03
0.20	8.60E-04	4.02E-04	4.33E-04	4.65E-04	4.92E-04	5.50E-04	1.13E-03	1.20E-03	1.26E-03	1.30E-03	1.41E-03
0.21	7.53E-04	3.43E-04	3.73E-04	4.01E-04	4.26E-04	4.79E-04	9.84E-04	1.05E-03	1.11E-03	1.15E-03	1.25E-03
0.22	6.62E-04	2.95E-04	3.23E-04	3.48E-04	3.72E-04	4.19E-04	8.64E-04	9.23E-04	9.75E-04	1.02E-03	1.11E-03
0.23	5.84E-04	2.56E-04	2.80E-04	3.03E-04	3.25E-04	3.68E-04	7.61E-04	8.16E-04	8.64E-04	9.03E-04	9.88E-04
0.24	5.17E-04	2.21E-04	2.45E-04	2.65E-04	2.85E-04	3.23E-04	6.73E-04	7.24E-04	7.68E-04	8.05E-04	8.85E-04
0.25	4.59E-04	1.93E-04	2.15E-04	2.32E-04	2.50E-04	2.85E-04	5.97E-04	6.44E-04	6.85E-04	7.19E-04	7.94E-04
0.27	4.09E-04	1.69E-04	1.88E-04	2.04E-04	2.20E-04	2.52E-04	5.29E-04	5.73E-04	6.12E-04	6.44E-04	7.14E-04
0.28	3.65E-04	1.48E-04	1.65E-04	1.80E-04	1.95E-04	2.24E-04	4.70E-04	5.11E-04	5.49E-04	5.79E-04	6.43E-04
0.29	3.27E-04	1.30E-04	1.46E-04	1.59E-04	1.73E-04	2.00E-04	4.21E-04	4.59E-04	4.92E-04	5.21E-04	5.81E-04
0.30	2.93E-04	1.15E-04	1.29E-04	1.41E-04	1.53E-04	1.78E-04	3.75E-04	4.11E-04	4.43E-04	4.71E-04	5.26E-04
0.31	2.64E-04	1.01E-04	1.14E-04	1.25E-04	1.36E-04	1.59E-04	3.37E-04	3.72E-04	4.00E-04	4.26E-04	4.78E-04
0.32	2.38E-04	8.93E-05	1.01E-04	1.11E-04	1.21E-04	1.42E-04	3.04E-04	3.36E-04	3.62E-04	3.87E-04	4.35E-04
0.33	2.15E-04	7.92E-05	8.98E-05	9.90E-05	1.08E-04	1.28E-04	2.73E-04	3.04E-04	3.29E-04	3.52E-04	3.97E-04
0.34	1.94E-04	7.05E-05	8.01E-05	8.82E-05	9.67E-05	1.15E-04	2.47E-04	2.76E-04	2.98E-04	3.20E-04	3.62E-04
0.35	1.76E-04	6.26E-05	7.14E-05	7.89E-05	8.67E-05	1.03E-01	2.23E-01	2.50E-01	2.72E-04	2.92E-04	3.31E-04
0.36	1.60E-04	5.59E-05	6.39E-05	7.05E-05	7.78E-05	9.30E-05	2.02E-01	2.28E-01	2.48E-04	2.66E-04	3.03E-04
0.37	1.46E-04	5.00E-05	5.72E-05	6.33E-05	7.01E-05	8.40E-05	1.81E-01	2.08E-01	2.26E-04	2.43E-04	2.78E-04
0.38	1.33E-04	4.47E-05	5.15E-05	5.71E-05	6.32E-05	7.60E-05	1.67E-04	1.90E-04	2.07E-04	2.23E-04	2.55E-04
0.39	1.21E-04	4.01E-05	4.63E-05	5.15E-05	5.71E-05	6.88E-05	1.52E-04	1.74E-04	1.89E-04	2.04E-04	2.35E-04
0.40	1.10E-04	3.60E-05	4.17E-05	4.64E-05	5.16E-05	6.24E-05	1.39E-04	1.59E-04	1.73E-04	1.88E-04	2.16E-04
0.41	1.01E-04	3.24E-05	3.76E-05	4.19E-05	4.67E-05	5.66E-05	1.27E-04	1.45E-04	1.59E-04	1.72E-04	1.99E-04
0.42	9.26E-05	2.92E-05	3.40E-05	3.79E-05	4.24E-05	5.15E-05	1.16E-04	1.33E-04	1.46E-04	1.59E-04	1.84E-04
0.43	8.49E-05	2.63E-05	3.07E-05	3.44E-05	3.85E-05	4.68E-05	1.06E-04	1.22E-04	1.34E-04	1.46E-04	1.70E-04
0.44	7.79E-05	2.38E-05	2.78E-05	3.12E-05	3.50E-05	4.27E-05	9.70E-05	1.12E-04	1.23E-04	1.34E-04	1.57E-04
0.45	7.16E-05	2.15E-05	2.52E-05	2.83E-05	3.18E-05	3.89E-05	8.90E-05	1.03E-04	1.14E-04	1.24E-04	1.46E-04
0.46	6.59E-05	1.95E-05	2.29E-05	2.57E-05	2.89E-05	3.55E-05	8.17E-05	9.48E-05	1.05E-04	1.15E-04	1.34E-04
0.47	6.06E-05	1.77E-05	2.08E-05	2.33E-05	2.63E-05	3.24E-05	7.51E-05	8.74E-05	9.66E-05	1.06E-04	1.25E-04
0.48	5.59E-05	1.60E-05	1.89E-05	2.11E-05	2.40E-05	2.97E-05	6.90E-05	8.06E-05	8.92E-05	9.77E-05	1.16E-04
0.49	5.16E-05	1.46E-05	1.72E-05	1.93E-05	2.19E-05	2.72E-05	6.34E-05	7.42E-05	8.23E-05	9.04E-05	1.07E-04
0.50	4.76E-05	1.35E-05	1.57E-05	1.76E-05	2.00E-05	2.49E-05	5.84E-05	6.86E-05	7.62E-05	8.38E-05	9.98E-05
0.51	4.40E-05	1.21E-05	1.43E-05	1.61E-05	1.83E-05	2.28E-05	5.39E-05	6.35E-05	7.04E-05	7.77E-05	9.28E-05
0.56	3.01E-05	7.60E-06	9.15E-06	1.04E-05	1.19E-05	1.49E-05	3.65E-05	4.37E-05	4.87E-05	5.41E-05	6.53E-05
0.61	2.09E-05	4.95E-06	5.98E-06	6.82E-06	7.86E-06	9.99E-06	2.52E-05	3.05E-05	3.43E-05	3.83E-05	4.66E-05
0.66	1.48E-05	3.29E-06	4.00E-06	4.58E-06	5.31E-06	6.80E-06	1.77E-05	2.17E-05	2.44E-05	2.75E-05	3.39E-05
0.71	1.06E-05	2.22E-06	2.71E-06	3.12E-06	3.63E-06	4.70E-06	1.26E-05	1.56E-05	1.76E-05	2.00E-05	2.48E-05
0.76	7.70E-06	1.52E-06	1.86E-06	2.15E-06	2.52E-06	3.29E-06	9.06E-06	1.13E-05	1.29E-05	1.47E-05	1.84E-05
0.82	5.66E-06	1.05E-06	1.29E-06	1.50E-06	1.77E-06	2.33E-06	6.61E-06	8.36E-06	9.48E-06	1.09E-05	1.37E-05
0.87	4.20E-06	7.47E-07	9.14E-07	1.06E-06	1.26E-06	1.67E-06	4.88E-06	6.22E-06	7.09E-06	8.16E-06	1.04E-05
0.92	3.15E-06	5.29E-07	6.54E-07	7.65E-07	9.03E-07	1.21E-06	3.63E-06	4.67E-06	5.36E-06	6.19E-06	7.89E-06
0.97	2.38E-06	3.81E-07	4.73E-07	5.54E-07	6.55E-07	8.87E-07	2.73E-06	3.52E-06	4.06E-06	4.72E-06	6.06E-06
1.02	1.82E-06	2.77E-07	3.45E-07	4.05E-07	4.80E-07	6.56E-07	2.07E-06	2.69E-06	3.10E-06	3.62E-06	4.68E-06
1.07	1.40E-06	2.05E-07	2.55E-07	3.00E-07	3.56E-07	4.89E-07	1.58E-06	2.07E-06	2.40E-06	2.80E-06	3.64E-06
1.12	1.08E-06	1.51E-07	1.89E-07	2.24E-07	2.66E-07	3.67E-07	1.22E-06	1.60E-06	1.86E-06	2.17E-06	2.85E-06
1.17	8.41E-07	1.13E-07	1.42E-07	1.68E-07	2.00E-07	2.78E-07	9.46E-07	1.24E-06	1.45E-06	1.70E-06	2.25E-06
1.22	6.60E-07	8.49E-08	1.08E-07	1.27E-07	1.51E-07	2.12E-07	7.44E-07	9.74E-07	1.14E-06	1.34E-06	1.78E-06

第1.2.1.d-8表　全CDFの不確実さと地震特有のシーケンスの不確実さによる比の確認

不確実さ	全CDF	地震特有のシーケンス							
		① 過渡事象 ＋補助給水失敗 （炉内構造物等の損傷）	全CDFとの比	② 外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失 （原子炉補助建屋損傷）	全CDFとの比	③ SGTR （複数本破断）	全CDFとの比	④ Excess LOCA	全CDFとの比
95%上限値	8.4E-05	2.4E-06	(0.028)	1.5E-07	(0.002)	3.3E-07	(0.004)	1.6E-07	(0.002)
平均値	3.2E-05	5.5E-07	(0.018)	3.7E-08	(0.001)	7.0E-08	(0.002)	3.9E-08	(0.001)
中央値	2.3E-05	1.6E-07	(0.007)	1.1E-08	(0.001未満)	1.4E-08	(0.001)	5.8E-09	(0.001未満)
5%下限値	5.2E-06	6.9E-09	(0.001)	6.5E-10	(0.001未満)	2.8E-10	(0.001未満)	1.6E-10	(0.001未満)
エラーファクタ	4.0	18.4	－	15.4	－	34.2	－	32.0	－
点推定値	3.1E-05	5.4E-07	(0.017)	3.6E-08	(0.001)	7.0E-08	(0.002)	3.8E-08	(0.001)

全CDFとの比：同じ不確実さパラメータ（95%上限値、平均値、中央値、又は5%下限値）における、（地震特有のシーケンスのCDF／全CDF）

第1.2.1.d-9表　相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率（完全相関の場合）

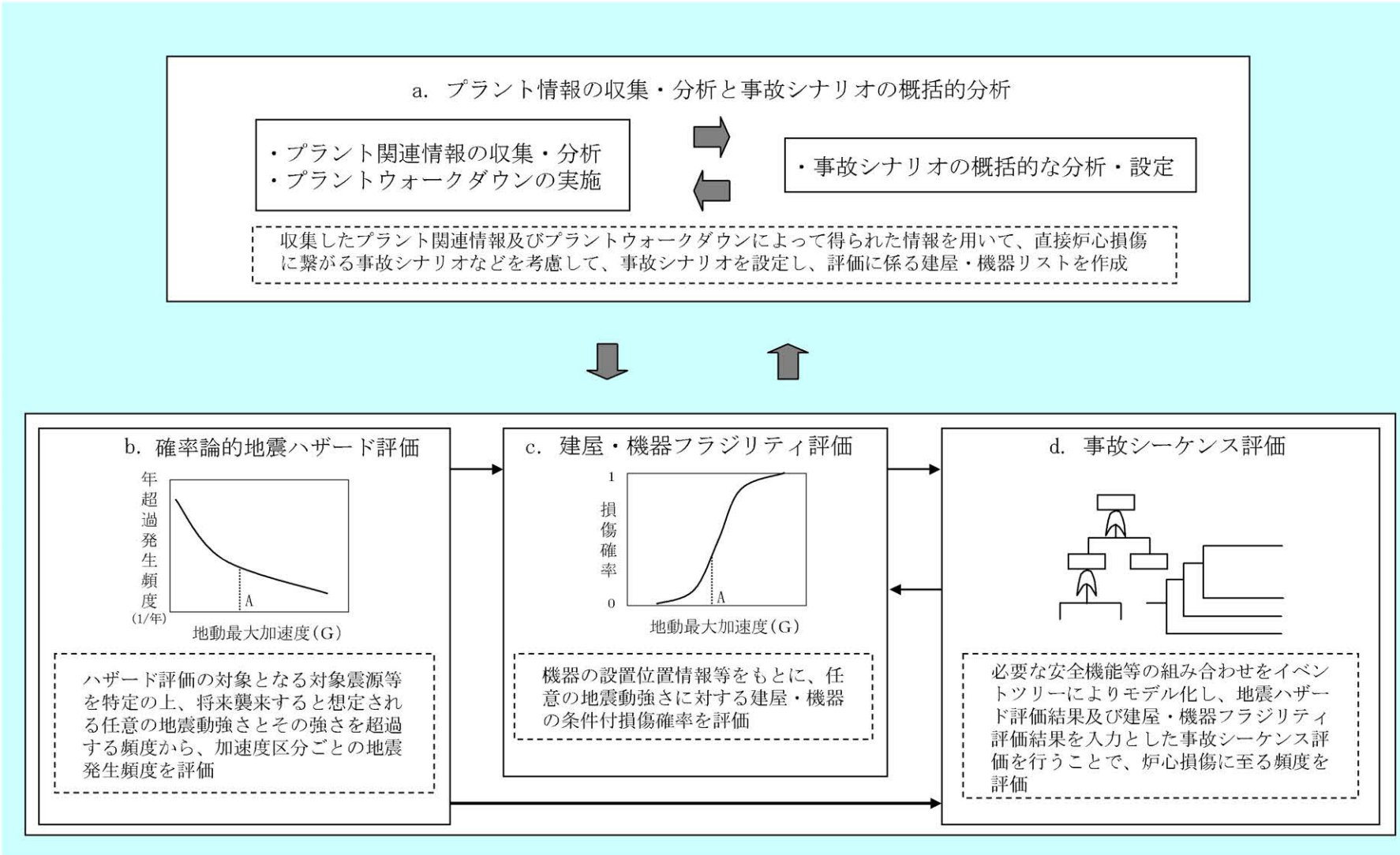
イベントツリー頂上事象	地震評価用機器		加速度中央値(G)	β_R	β_U	加速度レベル（G）				
起因事象	機　器	損傷モード				0.2～0.4	0.4～0.6	0.6～0.8	0.8～1.0	1.0～1.2
6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室給気ファン（冗長４基　完全相関）	機能損傷	0.90	0.09	0.15	3.32E-08	8.49E-04	6.79E-03	4.45E-01	8.43E-01
空調用冷水設備	逆止弁（冗長４基　完全相関）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	4.00E-04	2.21E-02	1.45E-01	3.68E-01	5.97E-01
	空調用冷水膨張タンク（冗長２基　完全相関）	構造損傷	0.75	0.08	0.17	1.17E-05	1.66E-02	3.01E-01	7.86E-01	9.70E-01
	隔離弁（冗長２基　完全相関）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	4.00E-04	2.21E-02	1.45E-01	3.68E-01	5.97E-01
	流量調整弁（冗長２基　完全相関）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	4.00E-04	2.21E-02	1.45E-01	3.68E-01	5.97E-01
	中央制御室空調ユニット（冗長２基　完全相関）	構造損傷	0.73	0.08	0.17	2.02E-05	2.24E-02	3.48E-01	8.23E-01	9.78E-01
安全補機開閉器室空調系	逆止弁（冗長２基　完全相関）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	4.00E-04	2.21E-02	1.45E-01	3.68E-01	5.97E-01

第1.2.1.d-10表　相関性を設定した冗長設備の条件付き損傷確率（独立の場合）

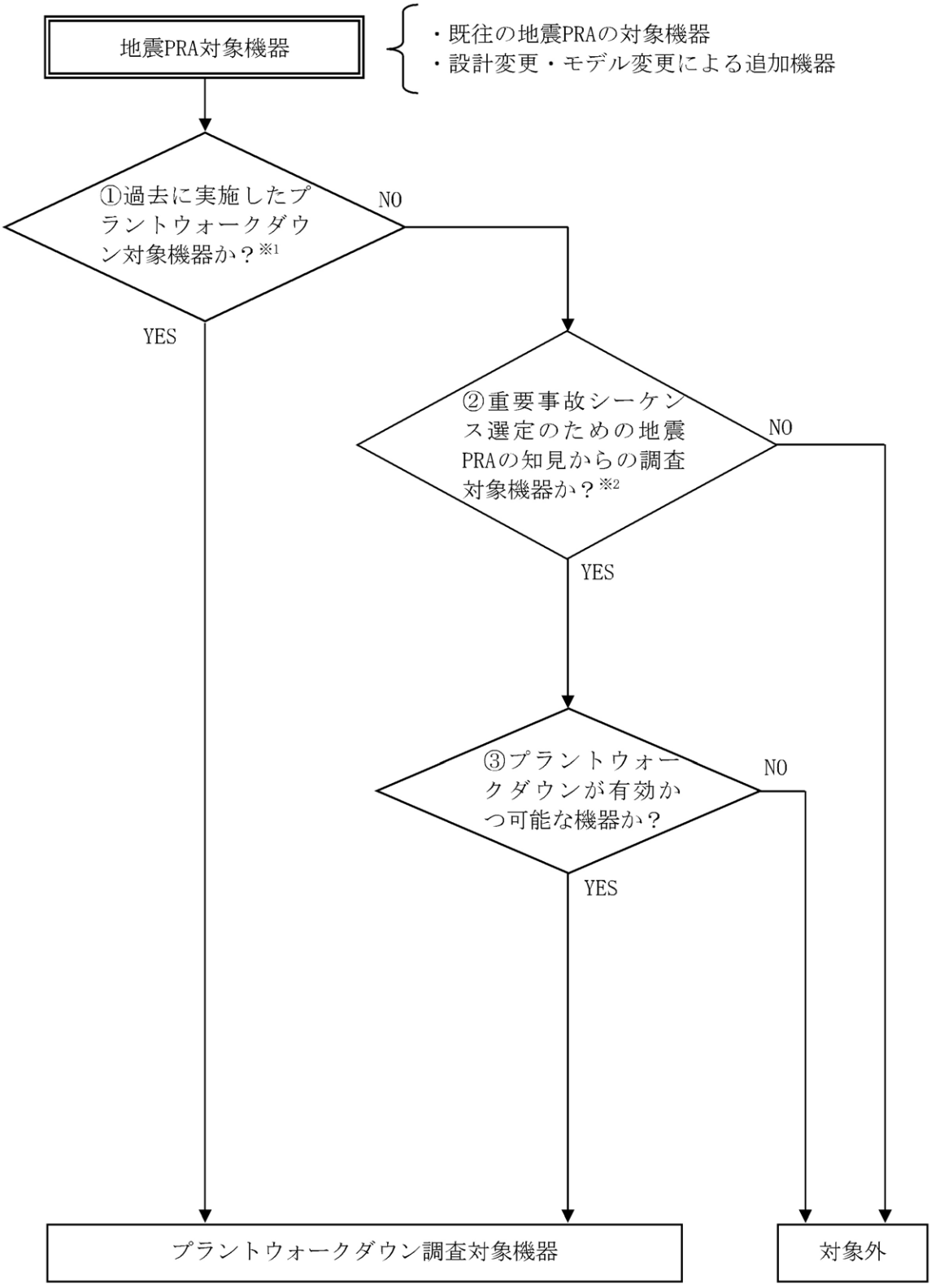
イベントツリー頂上事象	地震評価用機器		加速度中央値(G)	β_R	β_U	加速度レベル（G）				
起因事象	機　器	損傷モード				0.2～0.4	0.4～0.6	0.6～0.8	0.8～1.0	1.0～1.2
6.6kV非常用電源DG	ディーゼル発電機室給気ファン（冗長４基　独立）	機能損傷	0.90	0.09	0.15	1.21E-30	5.20E-13	2.13E-05	3.92E-02	5.05E-01
空調用冷水設備	逆止弁（冗長４基　独立）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	2.56E-14	2.39E-07	4.42E-04	1.83E-02	1.27E-01
	空調用冷水膨張タンク（冗長２基　独立）	構造損傷	0.75	0.08	0.17	1.37E-10	2.76E-04	9.06E-02	6.18E-01	9.41E-01
	隔離弁（冗長２基　独立）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	1.60E-07	4.88E-04	2.10E-02	1.35E-01	3.56E-01
	流量調整弁（冗長２基　独立）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	1.60E-07	4.88E-04	2.10E-02	1.35E-01	3.56E-01
	中央制御室空調ユニット（冗長２基　独立）	構造損傷	0.73	0.08	0.17	4.08E-10	5.02E-04	1.21E-01	6.77E-01	9.56E-01
安全補機開閉器室空調系	逆止弁（冗長２基　独立）	機能損傷	0.99	0.25	0.25	1.60E-07	4.88E-04	2.10E-02	1.35E-01	3.56E-01

第1.2.1.d-11表　感度解析結果

加速度区分	ベースケース		感度解析	
	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)	CDF (／炉年)	寄与割合 (%)
区分1 (0.2G～0.4G)	1.7E-06	5	4.0E-07	3
区分2 (0.4G～0.6G)	1.1E-05	36	1.1E-06	9
区分3 (0.6G～0.8G)	1.3E-05	42	5.6E-06	46
区分4 (0.8G～1.0G)	4.1E-06	13	3.9E-06	32
区分5 (1.0G～1.2G)	1.2E-06	4	1.2E-06	10
全炉心損傷頻度	3.1E-05	100	1.2E-05	100

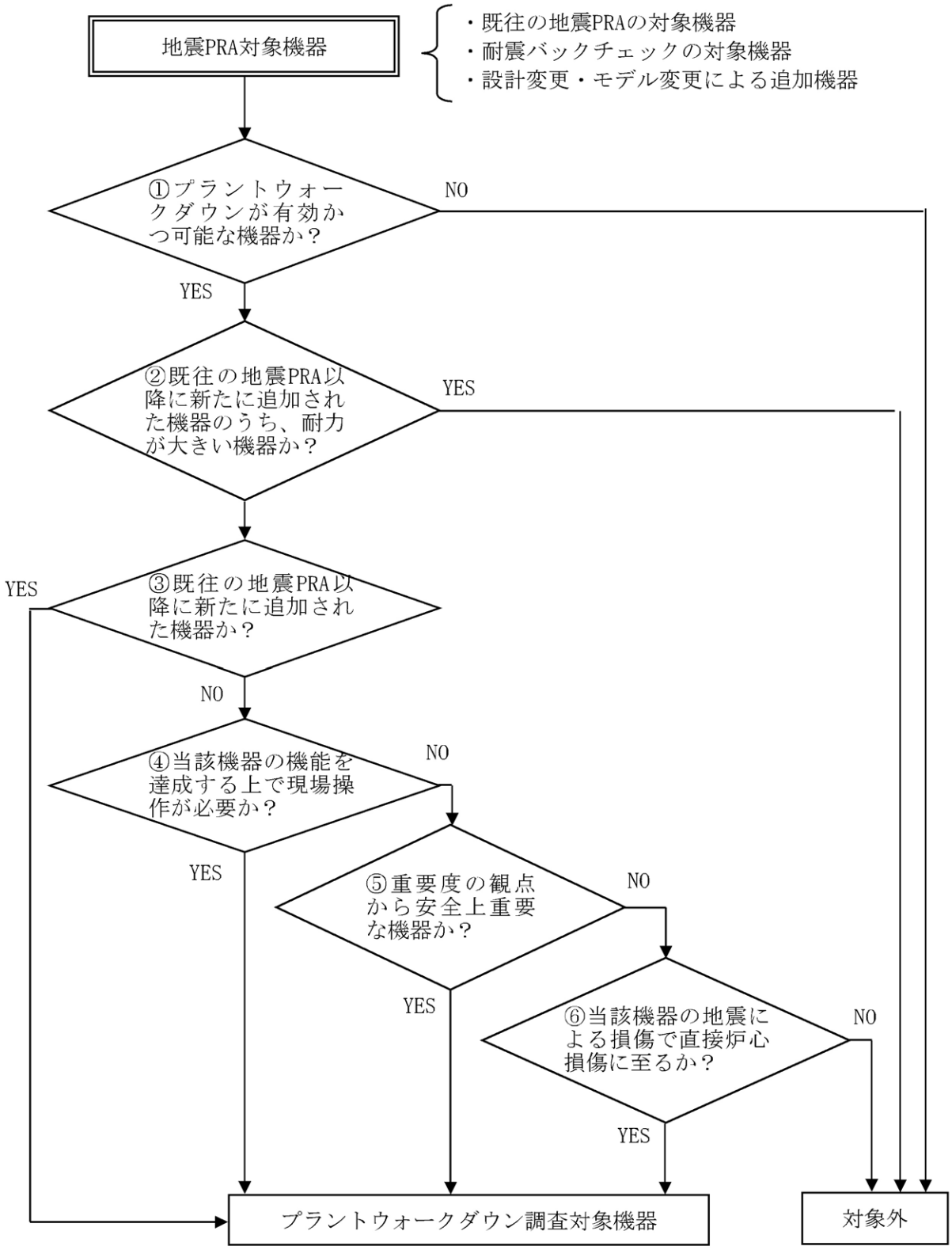


第1.2.1-1図　地震レベル1PRAの評価フロー



※ 1：次ページ参照。
※ 2：耐震クラスＢ、Ｃ（安全補機開閉器室空調系ファン、空調用冷水ポンプ等）であるが、安全上重要な設備のサポート系として選定。

第1.2.1.a-1図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー(1/2)



第1.2.1.a-1図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー(2/2)

川内原子力発電所　１号機　プラントウォークダウンチェックシート(地震)

機器名称：　原子炉ソレノイド用直流分電盤

機器ＩＤ：　1A1SD, 1A2SD, 1A3SD, 1B1SD, 1B2SD, 1B3SD,　　耐震クラス：　S

1C1SD, 1C2SD, 1C3SD, 1C4SD, 1C5SD

建屋：　C/B　　床ＥＬ：　EL. 20. 3m

形状：　壁掛盤　　支持タイプ：　基礎ボルト

二次的影響を考慮する設備：　―

アクセス性（ルート：　―　）

モデル化の前提条件（リカバリー条件の概要）／ロジック
条件① 条件② ・ ・ ・

［チェック対象項目］

A）耐震安全性の確認（二次的影響の確認）　☑

B）リカバリー操作の確認　☑

C）モデル化の前提条件の確認　☐

備考
・特記事項なし

実施日：　Ｈ２５年　８月２０日

実施者：　[redacted]

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（1/5）

機器ＩＤ：　1A1SD, 1A2SD, 1A3SD, 1B1SD, 1B2SD, 1B3SD, 1C1SD, 1C2SD, 1C3SD, 1C4SD, 1C5SD

A）耐震安全性の確認

対象機器本体の評価

	Y	N	U	N／A
1．対象機器の図面（外形図・耐震計算書等）と外見上相違点は無い	☑	☐	☐	☐
2．対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	☑	☐	☐	☐
3．配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	☐	☐	☐	☑
4．配管接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	☐	☐	☐	☑

アンカーボルト評価

	Y	N	U	N／A
1．図面（外形図・耐震計算書等）と外見上の相違は無い	☑	☐	☐	☐
2．外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	☑	☐	☐	☐
3．締め付け強度は適切に管理されている（管理要領書等で確認）	☑	☐	☐	☐

二次的影響について

	Y	N	U	N／A
1．周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない	☑	☐	☐	☐
2．倒壊により被害を与えうる周辺の機器の耐震性は問題ない（対象機器本体の評価に準じた評価）	☑	☐	☐	☐
3．無筋のブロック壁が近傍にない	☑	☐	☐	☐
4．周辺機器の損傷時、周辺機器の保有水による影響はない	☑	☐	☐	☐
5．周辺に仮置の火災源はない	☑	☐	☐	☐

二次的影響についての気づき事項を記載
・

（記号の説明）　Y：YES,　N：NO,　U：調査不可,　N／A：対象外

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（2/5）

機器ＩＤ：　1A1SD, 1A2SD, 1A3SD, 1B1SD, 1B2SD, 1B3SD, 1C1SD, 1C2SD, 1C3SD, 1C4SD, 1C5SD

B）リカバリー操作の確認

アクセス性

	Y	N	U	N／A
1．対象機器の識別が可能である	☑	☐	☐	☐
2．周辺設備からの被害を受けない	☑	☐	☐	☐
3．可動部分のある器具は存在しない	☑	☐	☐	☐
4．近傍の設備の倒壊によりアクセスルートが塞がれる可能性はない	☑	☐	☐	☐

現場操作性

	Y	N	U	N／A
1．現場での操作が可能である	☑	☐	☐	☐
2．操作のための場所が確保できる	☑	☐	☐	☐
3．機器の作動状態が確認できる	☑	☐	☐	☐

C）モデル化の前提条件の確認

	Y	N	U	N／A
1．モデル化の前提条件①が適切である	☐	☐	☐	☑
2．モデル化の前提条件①が適切でない場合、モデルの変更を行う	☐	☐	☐	☑
3．モデル化の前提条件②が適切である	☐	☐	☐	☑
4．モデル化の前提条件②が適切でない場合、モデルの変更を行う	☐	☐	☐	☑

・
・
・

（記号の説明）　Ｙ：YES,　Ｎ：NO,　Ｕ：調査不可,　Ｎ／Ａ：対象外

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（3/5）



原子炉ソレノイド用直流分電盤（外観）



原子炉ソレノイド用直流分電盤（銘板）

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（4/5）

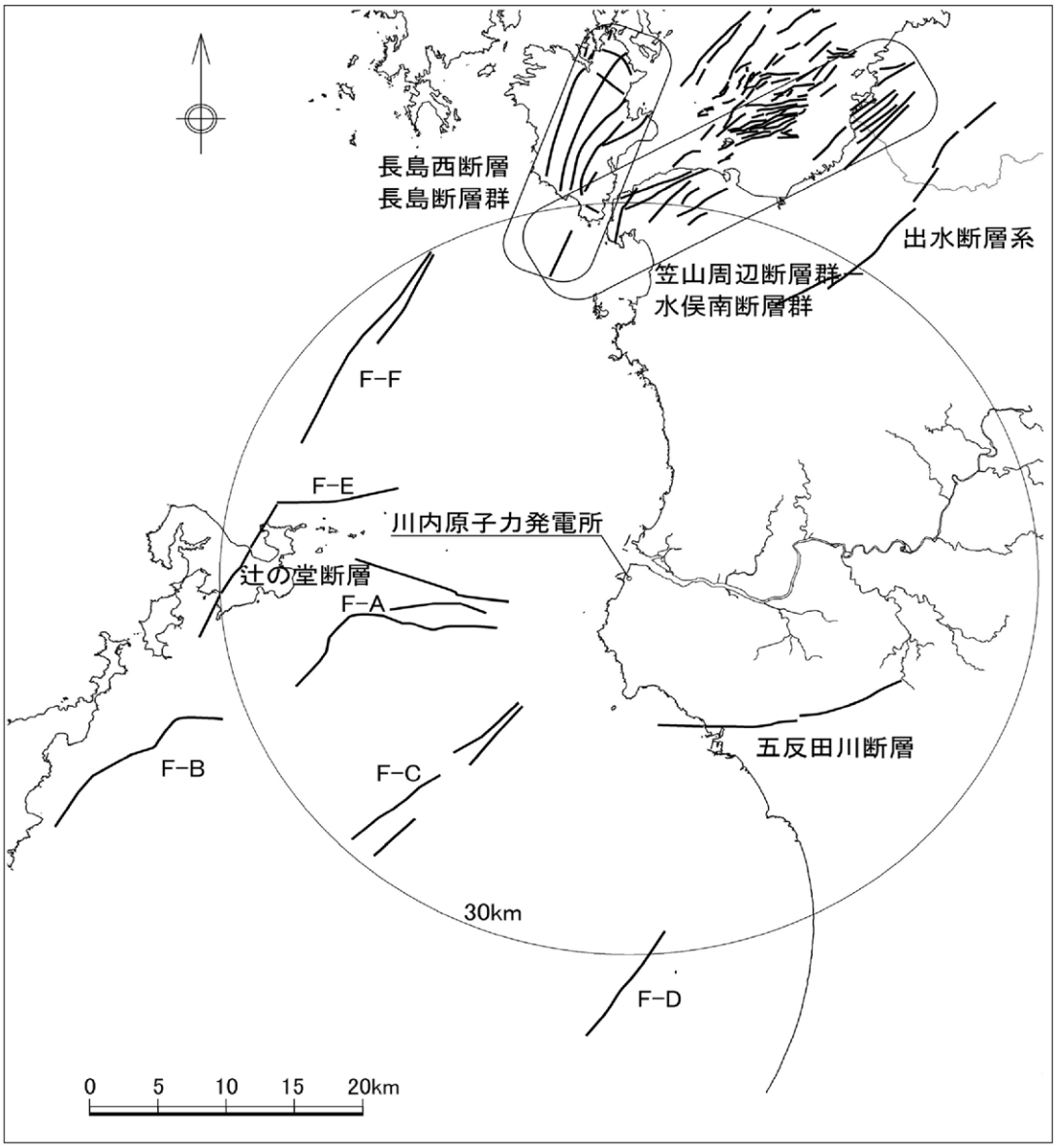


原子炉ソレノイド用直流分電盤（基礎ボルト）

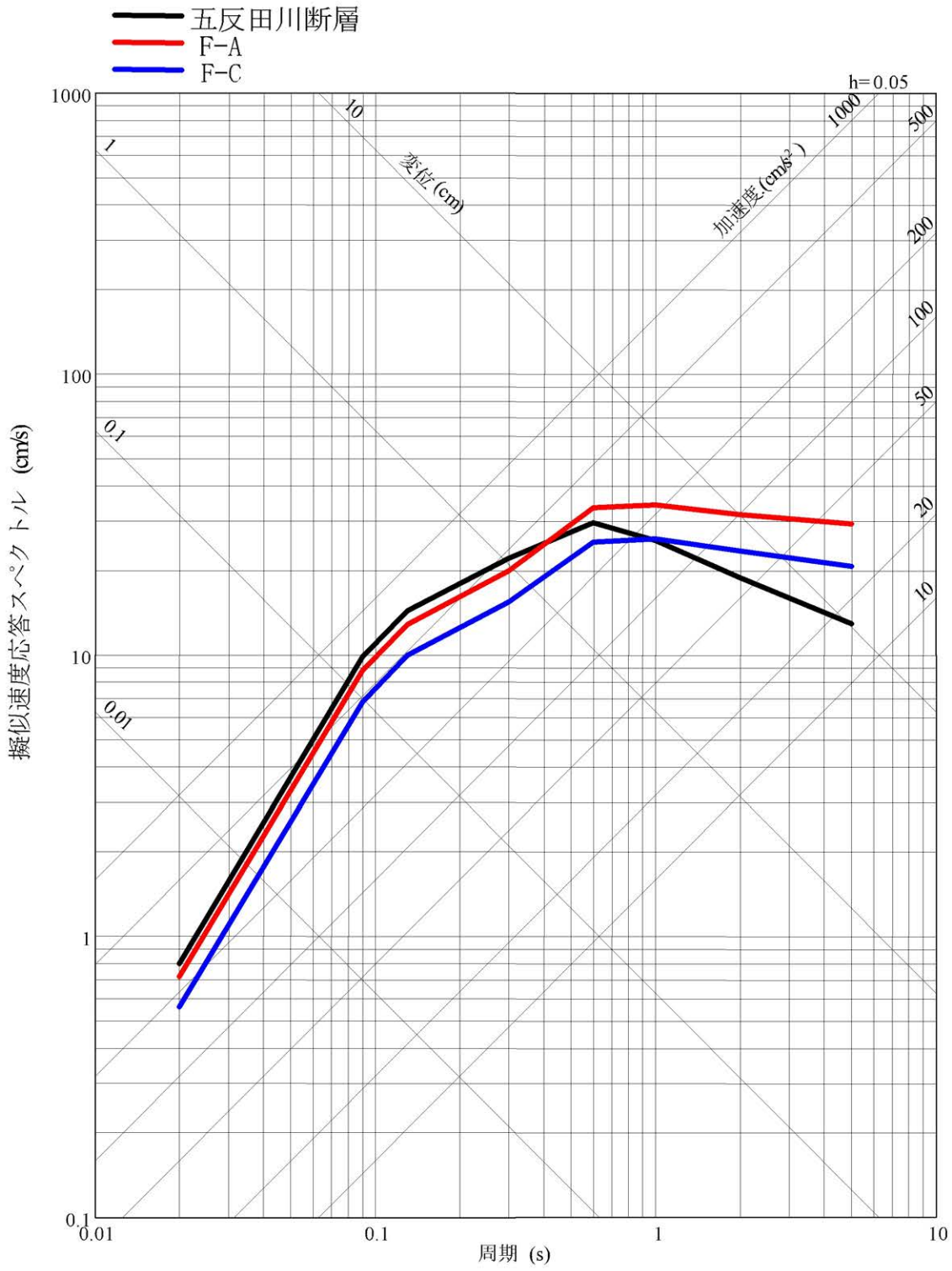


原子炉ソレノイド用直流分電盤（基礎ボルト）

第1.2.1.a-2図　プラントウォークダウン結果（5/5）

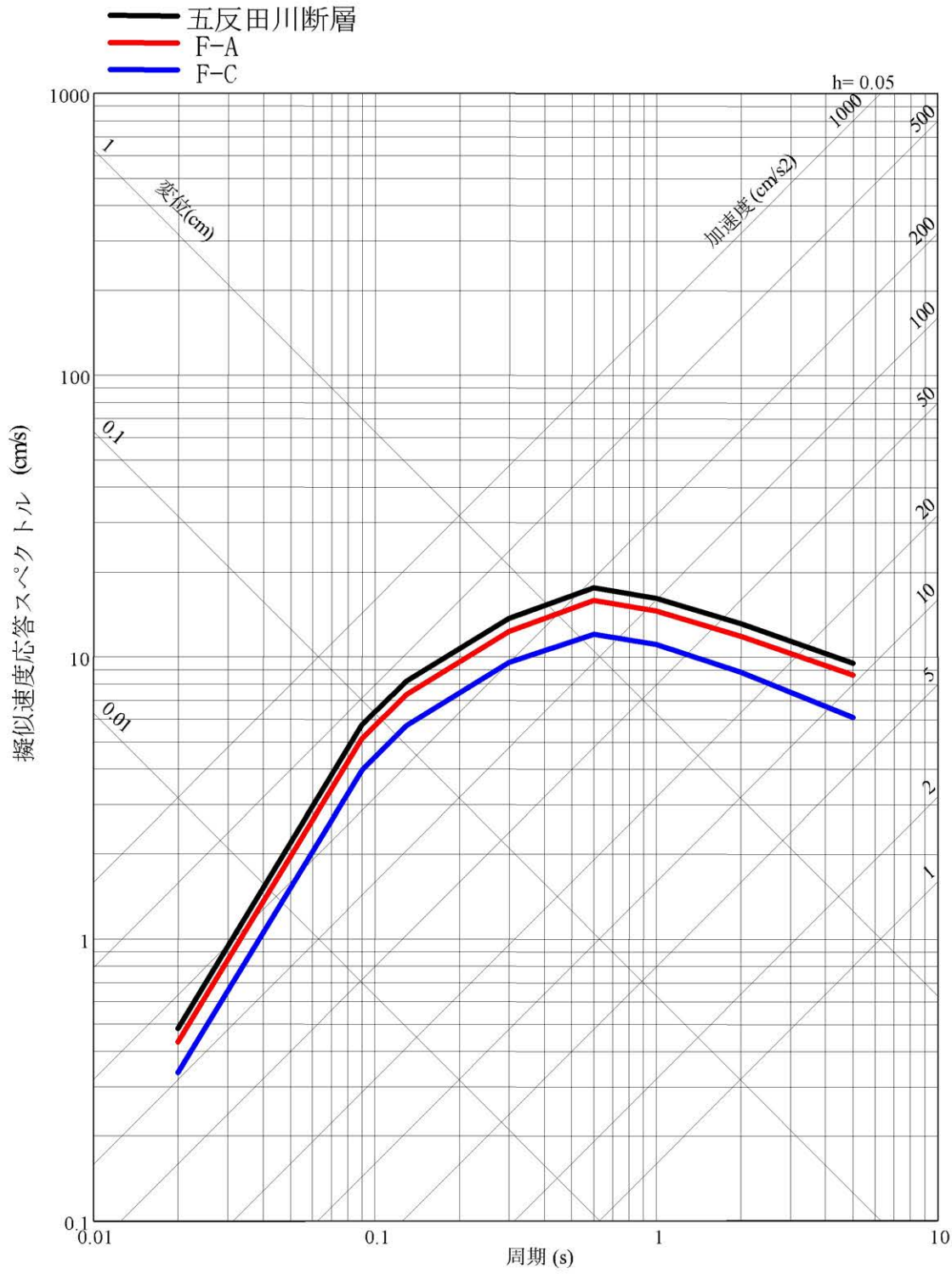


第1.2.1.b-1図　敷地周辺の主な活断層



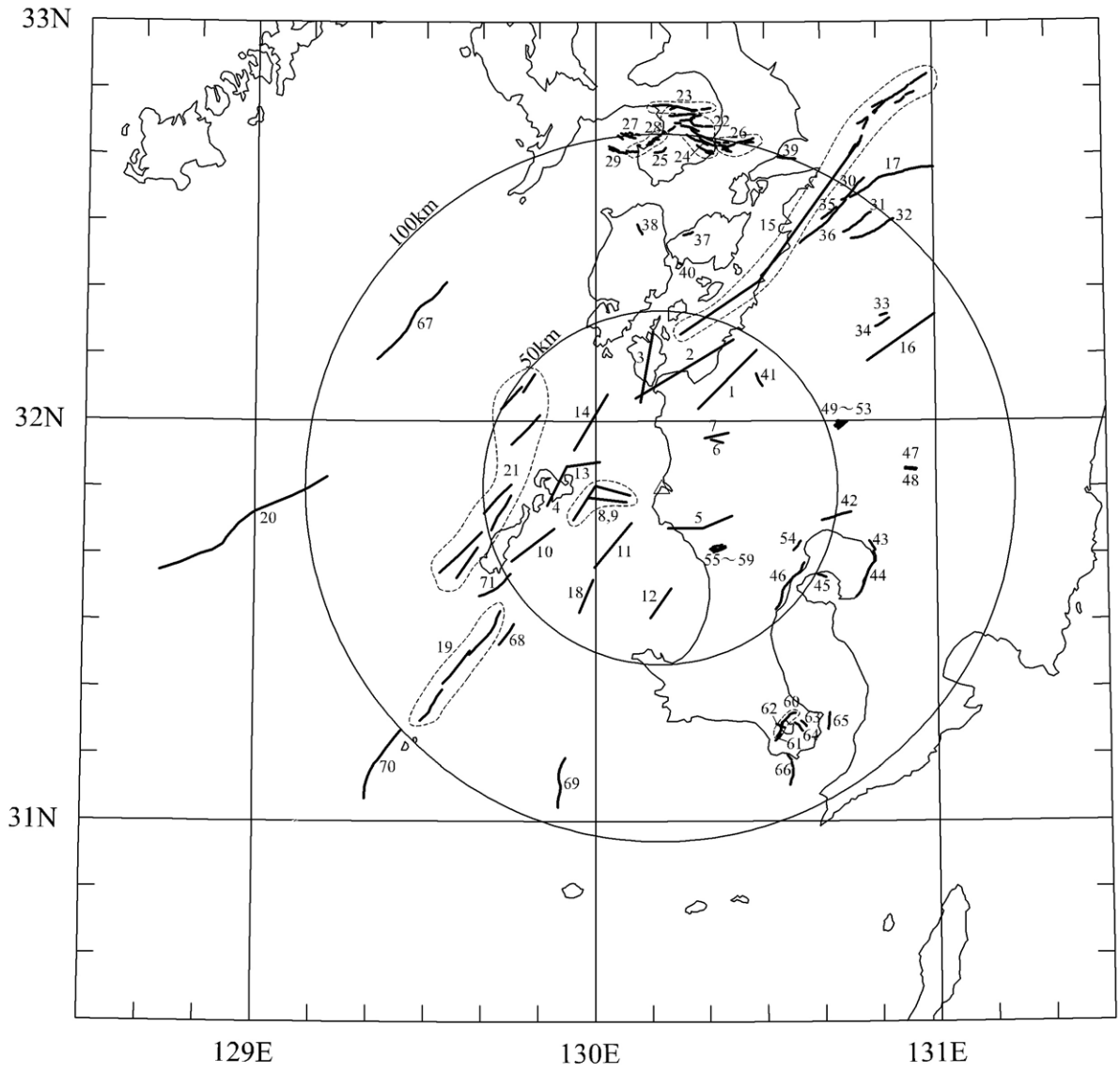
(水平方向)

第1.2.1.b-2図　代表断層の応答スペクトル (1/2)

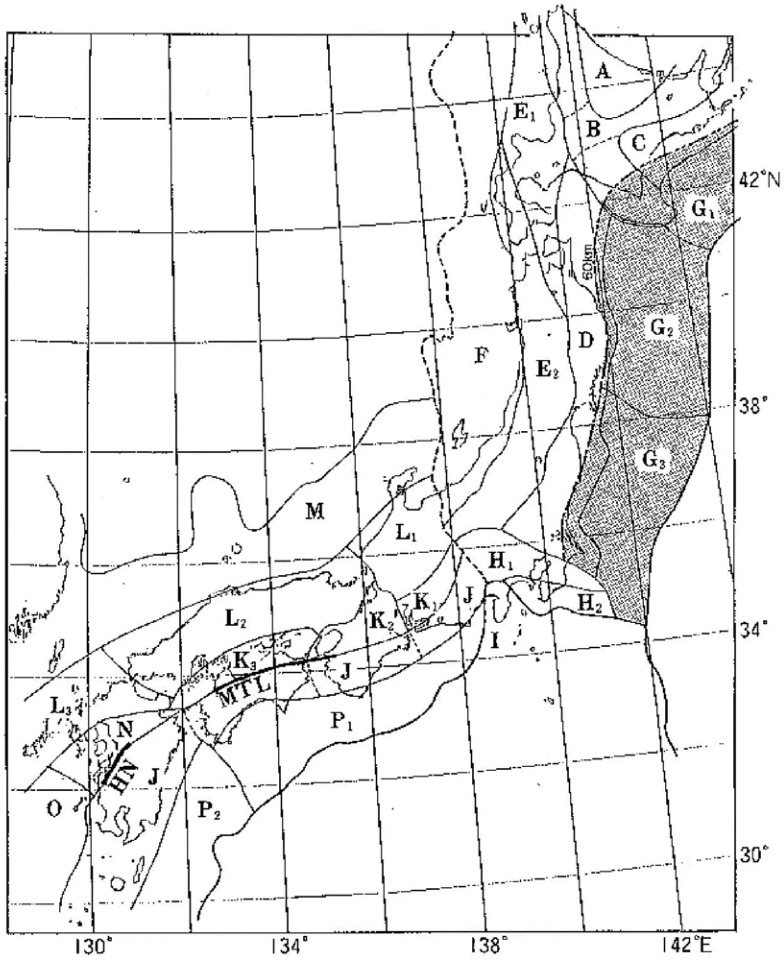


（鉛直方向）

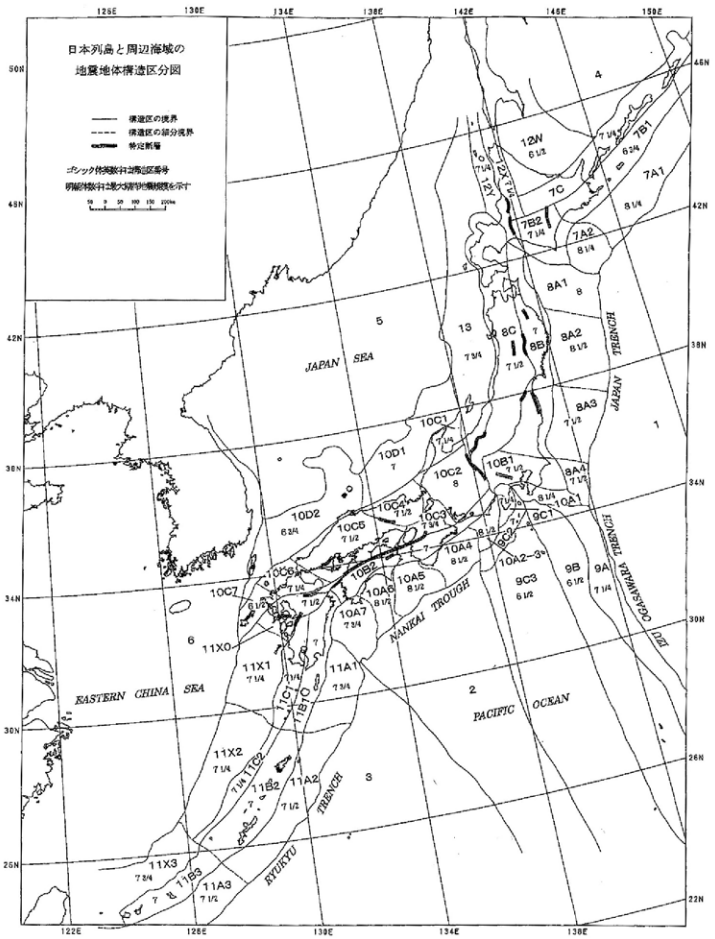
第1.2.1.b-2図　代表断層の応答スペクトル（2/2）



第1.2.1.b-3図　その他の活断層



萩原（1991）の地震地体構造区分



垣見ほか（2003）の地震地体構造区分

第1.2.1.b-4図　萩原（1991）及び垣見ほか（2003）による領域区分