

第1表 地震 PRA における事故シーケンスごとの主要な FV 重要度上位機器

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	FV 重要度上位機器	対策	対策 有効性	その他 対策
外部電源喪失 +非常用所内交流 電源喪失	2.9E-05	92.6%	ディーゼル発電機室 給気ファン	大容量空冷式発電機 + 2次系強制冷却+ 常設電動注入ポンプ による炉心注入	○	-
			ディーゼル発電機室 換気系ダクト		○	-
			ディーゼル発電機室 空気作動ダンパ		○	-
			中央制御室空調 ユニット		×	○※1
			空調用冷水膨張タンク		×	
			安全補機開閉器室 空調系逆止弁		×	
起因事象+原子炉 トリップ失敗	1.1E-06	3.5%	燃料集合体	多様化自動作動設備	×	○※2
			制御棒クラスタ		×	○※2

※1：例えば、負荷を切り離して室温上昇から機能喪失に至るまでの時間余裕を確保する、ドア開放及び可搬式送風機等を設置して室温上昇を抑制する、等の対策が考えられる。

※2：本設の保護系による補助給水起動には期待できるものの、地震時には耐震性の低いタービントリップ信号及び多様化自動作動設備からの主蒸気隔離信号は発信に期待できない可能性がある。ただし、ATWS が発生する規模の地震発生時には、タービンが健全に動き続けていることは考えにくく、耐震性の低い2次系での破断、漏えいにより本設の主蒸気隔離信号が発信するならば事象緩和に期待できる。

第2表 津波 PRA における事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	主要なカットセット	対策	対策 有効性	その他 対策
外部電源喪失 +非常用所内交流 電源喪失	4.9E-12	<0.1%	所内/主/予備変圧器喪失 +ディーゼル発電機機能喪失	大容量空冷式発電機 + 2次系強制冷却+ 常設電動注入ポンプ による炉心注入	○	-
原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA	3.8E-08	99.5%	原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA発生	2次系強制冷却+ 常設電動注入ポンプ による炉心注入	○	-
原子炉補機冷却機 能喪失+加圧器逃 がし弁/安全弁 LOCA	1.7E-10	0.4%	原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁再閉止失敗		○	-

対策有効性の記号の意味

○：内部事象 PRA と同様の対策が有効

×

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、審査ガイドでは次のように記載されている。

（５） 格納容器直接接触（シェルアタック）

a. 現象の概要

原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。

この格納容器直接接触（シェルアタック）については、NUREG/CR-6025 にて知見がまとめられている。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）について、NUREG/CR-6025 では、メルトアタック及びライナーアタックと呼ばれている。

- ・ NUREG/CR-6025 では格納容器直接接触（シェルアタック）について、BWR マーク I 型プラントに対する検討が行われている。BWR マーク I 型のドライウェル及びサブプレッションプールの模式図を図 1 及び図 2 に示す。BWR マーク I 型では原子炉容器から流出した溶融炉心がペデスタルと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが、ペデスタルに開口部があり、溶融炉心が広がった際に格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。
- ・ このような事象が発生しやすいプラント構造は、マーク I 型 BWR 特有であり、PWR では原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない（図 3 参照）。このため、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。
- ・ よって、必ず想定する格納容器破損モードであるが、PWR プラントの原子炉格納容器の構造上、発生の可能性がないため想定する格納容器破損モードから除外した。

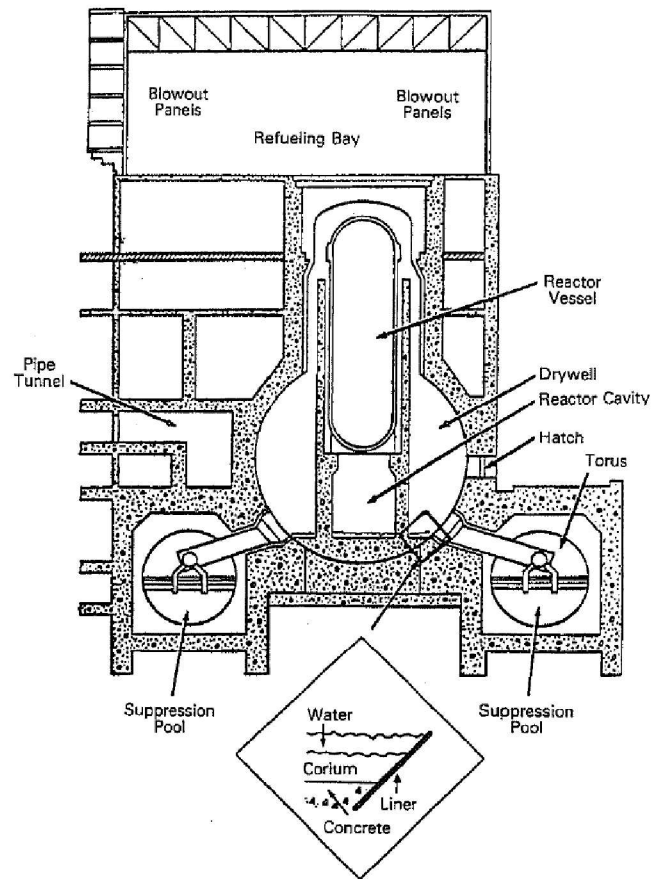


図1 BWRマーク I 型プラントにおける格納容器直接接触

出典：NUREG/CR-6025, The Provability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993

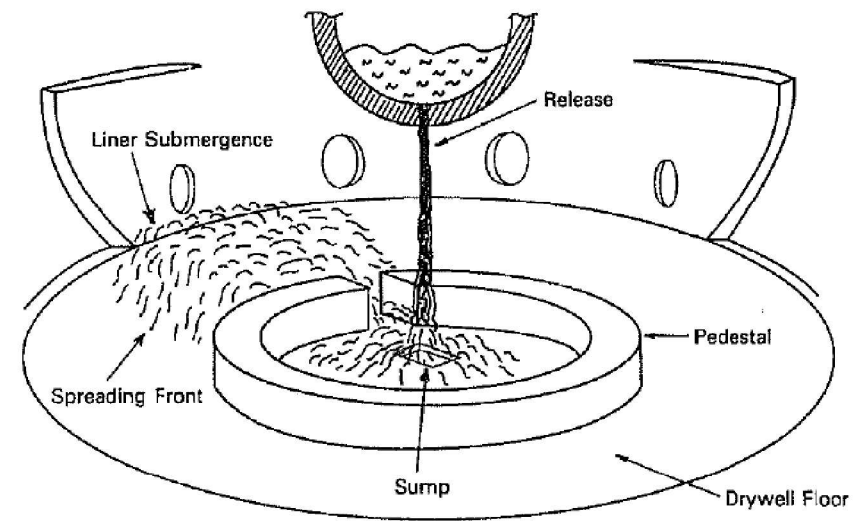


図2 BWRマーク I 型プラントにおける格納容器直接接触の物理現象図

出典：NUREG/CR-6025, The Provability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993

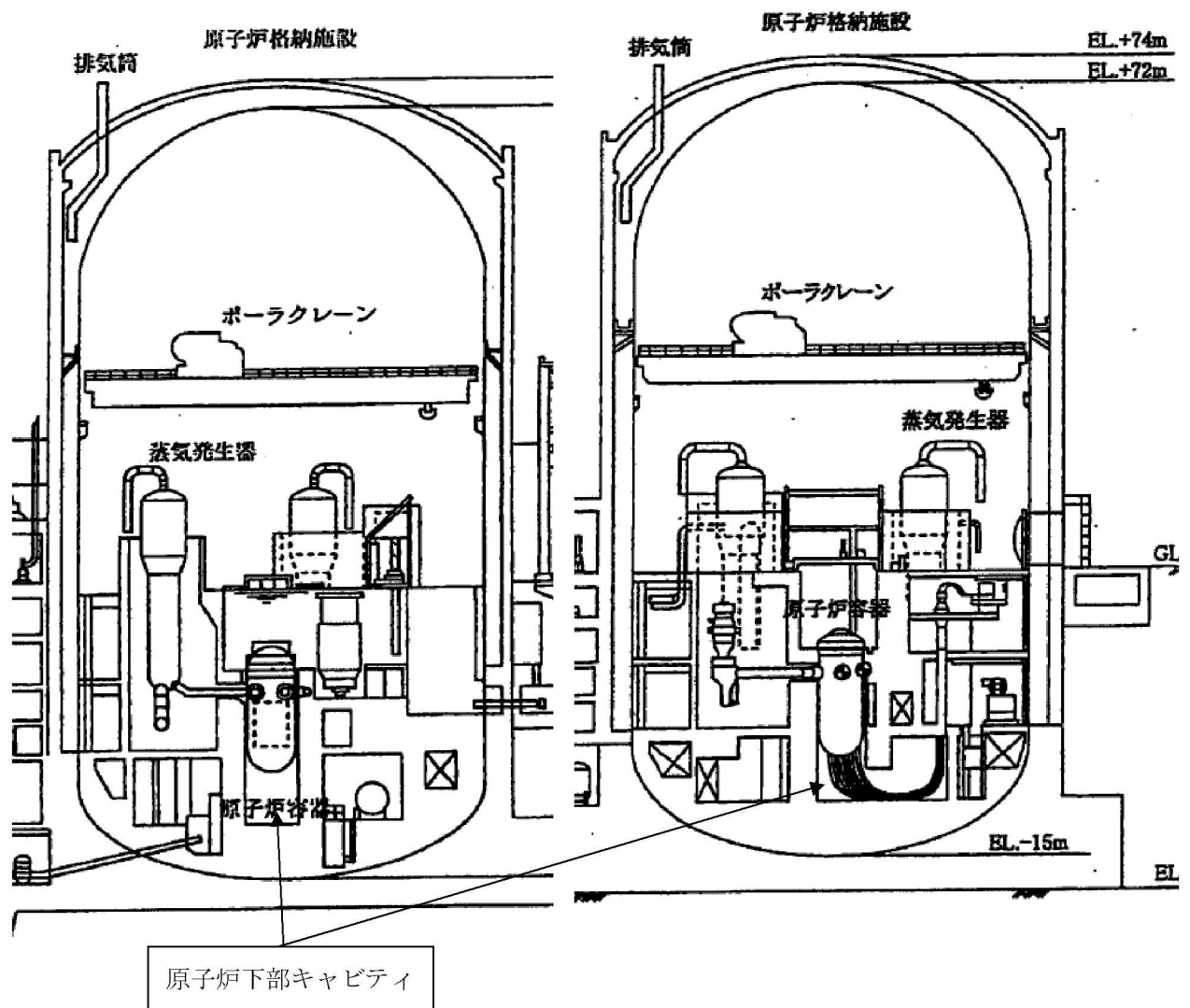


図3 川内1号炉及び2号炉の原子炉下部キャビティ

別紙 8

 α モード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について

α モードについては、学会標準及び NUREG に以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国 WH 社プラントと構造の類似している国内 PWR でも、同様に α モード破損は無視し得ると考える。

【学会標準 7.4.1 項抜粋】

原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって格納容器バウンダリを破損する可能性がある。

WASH-1400 の評価においては、特に、後者が α モード破損として、早期格納容器破損モードとして指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、 α モード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

【NUREG】

SERG-1 (NUREG-1116) 及び SERG-2 (NUREG-1524) において、米国での専門家による評価では、 α モード破損はリスクの観点から無視するという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは、次のとおりである。^{注)}

- ①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい）。
- ②低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料－冷却材相互作用のエネルギーが抑制される。
- ③高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガが起きにくい。
- ④原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝ば爆発することが物理的に起きにくい。
- ⑤機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギー吸収等）がある。

注) 日本原子力学会、シビアアクシデント熱流動現象評価、平成 13 年 3 月

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 $5.0\text{E-}03$ 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気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気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気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気漏えいする。

・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気漏えいする可能性がある。

②人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ

・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、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。

$$L = A / (2.55E-08 \times V)$$

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しており、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）を除いて算出する。さらに、川内 1 号炉及び 2 号炉の炉心損傷頻度（ $2.5\text{E-}04/\text{炉年}$ ）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： $2.5\text{E-}04 \times 0.0023 = 5.8\text{E-}07$ （/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 $4.3\text{E-}08$ /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。

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、ライナー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。

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 $2.3\text{E-}08$ で③が CDF で $5.5\text{E-}07$ 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 $7.2\text{E-}09$ 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ため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。

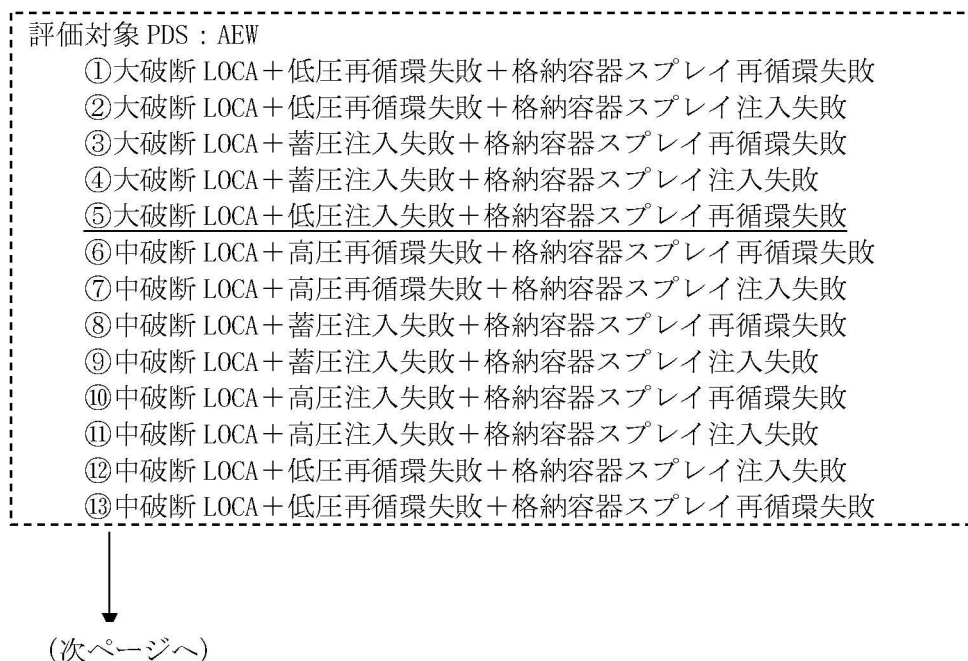
- ・ 溶融炉心がより高温となる観点から、事象進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA (A**) が厳しくなる。
- ・ 冷却水から蒸気が急激に生成する観点から格納容器内の冷却がない (**W) が厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

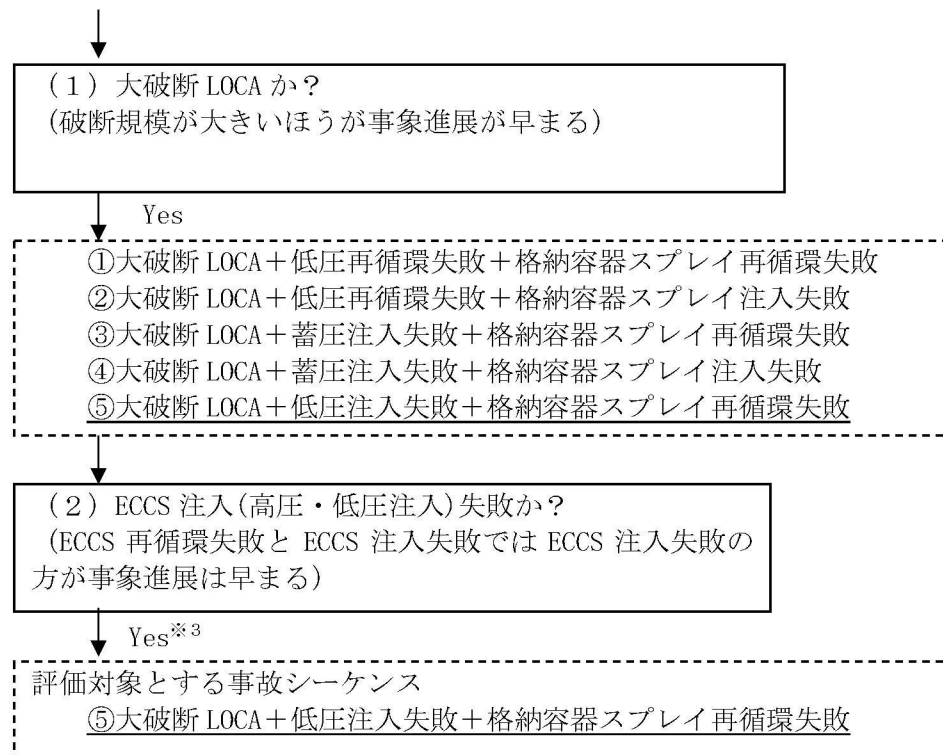
評価対象の PDS である AEW のうち、格納容器への負荷 (蒸気生成) 及び事象進展の観点から抽出する。AEW のうち、破断規模が大きいほうが事象進展が早まることから、大破断 LOCA を抽出する。また、ECCS 注入 (高圧・低圧注入) が失敗したほうが事象進展が早まることから、⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

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)



(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－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を前提とすると、各PDSで炉心内のZr－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점에서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。

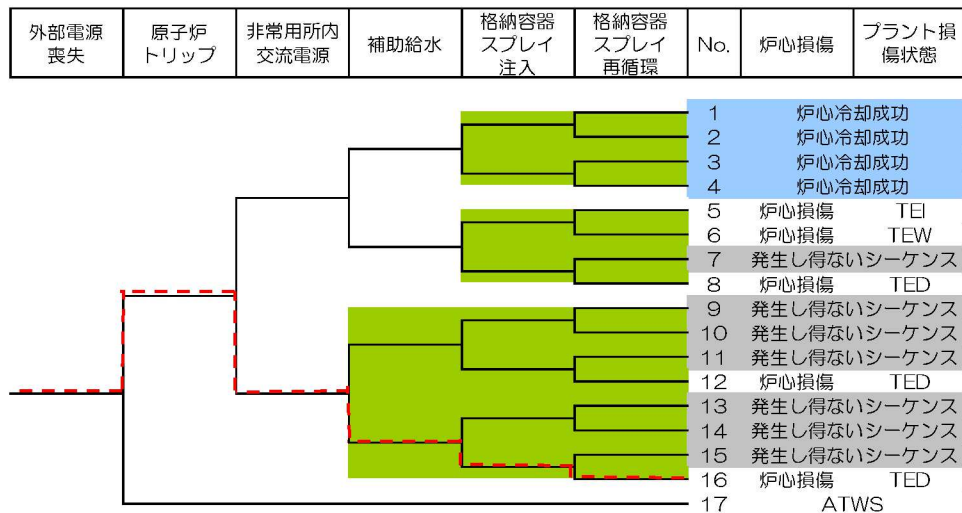


図 1 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

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。

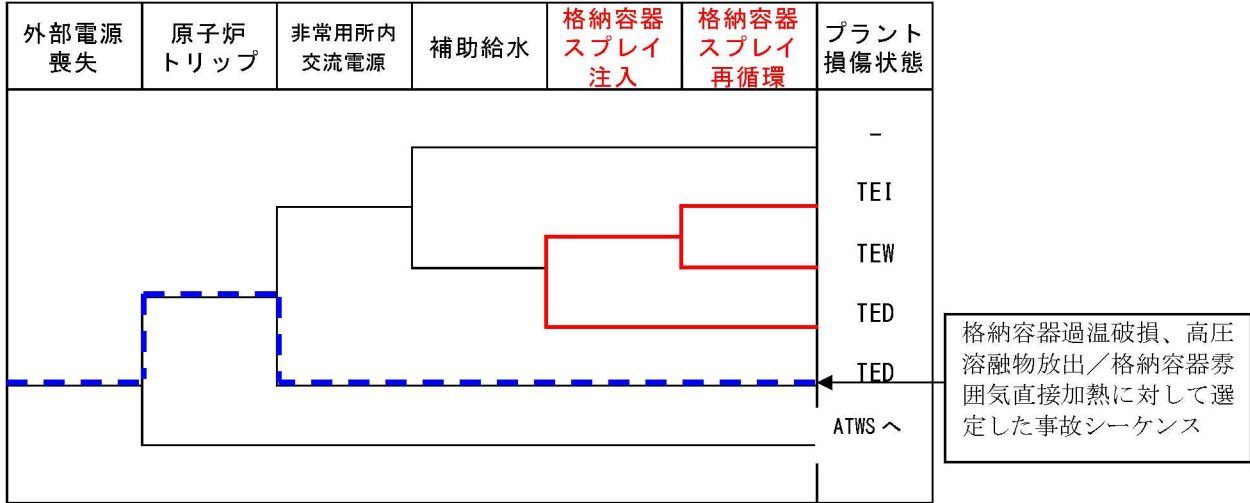


図2 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

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。

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つては、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、両方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は同様に判断し、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で選定している起回事象
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	グループ化した起回事象
第1.1.1. b-6表	選定した起回事象一覧表
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	起回事象発生頻度（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	起回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	起回事象別重要度評価結果（FV重要度上位）
第1.1.1. h-4表	起回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	起回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	考慮している起回事象の比較
第1.1.2. b-2表	起回事象発生頻度（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・起回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IPRA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	考慮する不確かさ要因の例
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かさ要因の整理
第1.2.1.c-3-2表(1/3)	原子炉建屋 (O/S) の水平方向N Sの建屋応答係数
第1.2.1.c-3-2表(2/3)	原子炉建屋 (O/S) の水平方向E Wの建屋応答係数
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
第1.2.1.c-3-3表(1/3)	原子炉建屋 (I/C) の水平方向N S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E W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N S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E W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	不確かさ解析結果
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の不確かさと地震特有のシーケンスの不確かさによる比の確認
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アグラム
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（㊸－㊸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（㊸－㊸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）
- －一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) 対象外とする起回事象

以下に示す起回事象については、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の起回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 $1\text{E}-07$ ／炉年、 $1\text{E}-08$ ／炉年以下となっており、十分に低い値が得られている。

(3) 起回事象のグループ化

起回事象については、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、事象の類似した起回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。起回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回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、起回事象としては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シーリング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回事象として14事象を選定した。選定した起回事象は第1.1.1.b-6表に示す。

(4) 起回事象の発生頻度評価

起回事象の発生頻度は、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回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以外の起回事象は、a. の手法を用いて、起回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。

一国内で発生実績のある起回事象は、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。

一国内及び米国ともに発生実績のない起回事象は、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回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回事象発生頻度を算出した。

起回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がある「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

$$= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2\text{E-}04 / \text{炉年}$$

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

$$= 2.2\text{E-}04 / 10 = 2.2\text{E-}05 / \text{炉年}$$

○：中破断LOCAの発生頻度

$$= (\text{大破断LOCAの発生頻度} \times \text{小破断LOCAの発生頻度})^{1/2}$$

$$= 6.8\text{E-}05 / \text{炉年}$$

(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

$$= 0.5 / (481 + 1839) \times 2 = 4.3\text{E-}04 / \text{炉年}$$

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

$$= 0.5 / (632 + 1839) = 2.0\text{E-}04 / \text{炉年}$$

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

$$= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2\text{E-}04 / \text{炉年}$$

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

$$=1 / 475 = 2.1\text{E-}03 / \text{炉年}$$

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

$$=5 / 475 = 1.1\text{E-}02 / \text{炉年}$$

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

$$=3 / 621 = 4.8\text{E-}03 / \text{炉年}$$

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

$$=1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3386 \times 3) \times 8760 = 2.4\text{E-}03 / \text{炉年}$$

1：発生実績^{※5}（件）

※5：美浜2号（1991/2/9）

4.1×10¹⁰：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

$$=46 / 475 = 9.7\text{E-}02 / \text{炉年}$$

46：過度事象の発生実績（件）

475：国内PWRプラント発電期間（年）

○：手動停止の発生頻度

$$=110 / 475 = 2.3\text{E-}01 / \text{炉年}$$

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。

$$\text{ATWSの発生頻度} = (34 / 475) \times 5.7\text{E-}07$$

$$= 4.0\text{E-}08/\text{炉年}$$

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、

$$\text{逆止弁リーク} : 7.1\text{E-}09/\text{h}$$

$$\text{電動弁リーク} : 4.1\text{E-}09/\text{h}$$

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、

$$\begin{aligned} P1 &= 6 \times (P(V3))^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\ &= 4.1E-15/\text{炉年} \end{aligned}$$

$P(V3)^3$ ：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、

$$\begin{aligned}
 P_2 &= 2 \times (P(V_3)^2 \times P(V_4) + P(V_1)^2 \times P(V_2) \times P(V_5)) \\
 &\quad + 2 \times P(V_1) \times P(V_2) \times P(V_3) \times P(V_5) + P(V_2) \times P(V_3)^2 \times P(V_5) \\
 &\quad + P(V_1)^2 \times P(V_4) \times P(V_5) + 2 \times P(V_1) \times P(V_3) \times P(V_4) \times P(V_5)) \\
 &= 8.0E-16 / \text{炉年}
 \end{aligned}$$

$P(V_3)^2 \times P(V_4)$: 2つの直列な逆止弁が破損し、電動弁が破損

$P(V_1)^2 \times P(V_2) \times P(V_5)$: 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

$P(V_1) \times P(V_2) \times P(V_3) \times P(V_5)$: 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

$P(V_2) \times P(V_3)^2 \times P(V_5)$: 電動弁リーク、2つの逆止弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V_1)^2 \times P(V_4) \times P(V_5)$: 2つの逆止弁リーク、電動弁破損、逃がし弁開失敗

$P(V_1) \times P(V_3) \times P(V_4) \times P(V_5)$: 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、

$$\begin{aligned}
 P_3 &= 2 \times (P(V_4)^2 + P(V_2)^2 \times P(V_5) + 2 \times P(V_2) \times P(V_4) \times P(V_5)) \\
 &= 3.0E-11 / \text{炉年}
 \end{aligned}$$

$P(V_4)^2$: 2つの電動弁の破損

$P(V_2)^2 \times P(V_5)$: 2つの電動弁リークし、逃がし弁開失敗

$P(V_2) \times P(V_4) \times P(V_5)$: 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、

$$\begin{aligned}
 P &= P_1 + P_2 + P_3 \\
 &= 3.0E-11 / \text{炉年}
 \end{aligned}$$

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ル水の温度が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ルに切り替えて、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。

$$\begin{aligned} \text{※1} \quad & 1,617\text{m}^3 / (147\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台} + 681\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台} + 940\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台}) \\ & = \text{約}27\text{分} \end{aligned}$$

【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表に示しておりである。

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

$$Q=Q_d \text{ (} Q_d: \text{デマンド故障率)}$$

- ・機能維持失敗確率

$$Q=1-\exp(-\lambda_r T_m) \text{ (} \lambda_r: \text{機能維持失敗の故障率、} T_m: \text{時間パラメータ※)}$$

※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可否について検討し、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。