

原子力発 第03270号
平成16年 3月26日

愛媛県知事
加戸守行 殿

四国電力株式会社
取締役社長
大西 淳

「アクシデントマネジメント整備後確率論的安全評価報告書
(伊方発電所1号炉及び3号炉)」の提出について

拝啓 時下ますますご清祥のこととお慶び申し上げます。

平素は、当社事業につきまして格別のご理解を賜り、有り難くお礼申し上げます。

さて、当社は、平成14年1月11日付原子力安全・保安院の「代表原子力発電施設等以外のPSA（アクシデントマネジメント(AM)導入後の評価）の実施依頼」を受け、伊方1号機及び3号機について、アクシデントマネジメント整備後の確率論的安全評価を行ってまいりました。

このほど、その報告書をとりまとめ、本日、原子力安全・保安院に提出いたしましたので、安全協定第10条第4項に基づきご報告いたします。

敬 具

提出資料 アクシデントマネジメント整備後確率論的安全評価報告書
 (伊方発電所1号炉及び3号炉)

**アクシデントマネジメント整備後
確率論的安全評価報告書**

(伊方発電所 1 号炉及び 3 号炉)

平成 1 6 年 3 月

四 国 電 力 株 式 会 社

目次

1. はじめに	1
2. 評価対象プラントにおいて整備したアクシデントマネジメント策の概要	2
2. 1 伊方発電所1号炉（ドライ型2ループプラント）	2
2. 2 伊方発電所3号炉（ドライ型3ループプラント）	4
3. 確率論的安全評価手法の概要	16
3. 1 炉心の健全性に関するP S A	16
3. 2 格納容器の健全性に関するP S A	16
4. アクシデントマネジメントの有効性評価結果	18
4. 1 伊方発電所1号炉	18
4. 2 伊方発電所3号炉	19
5. まとめ	23

添付資料 確率論的安全評価手法

1. はじめに

加圧水型軽水炉（以下「PWR」という。）を所有する国内の5電力会社は、平成6年3月にとりまとめたアクシデントマネジメント検討報告書に示された整備方針に基づき、平成13年度までに全ての原子力発電所においてアクシデントマネジメントの整備を完了し、平成14年5月に経済産業省に整備結果を報告した¹。また、併せて整備したアクシデントマネジメントの有効性を定量的に確認する観点から、PWRの型式毎に選定した代表炉について、これらに対するアクシデントマネジメント策を考慮した確率論的安全評価（以下「PSA」という。）を実施し、その結果をとりまとめ同省に報告した²。

本報告書は、「代表原子力発電施設等以外のPSA（アクシデントマネジメント（AM）導入後の評価）の実施依頼」（平成13・12・25 原院第9号平成14年1月11日 NISA-133b-01-3）に基づき、当社のプラントのうち、上記の有効性評価ではアクシデントマネジメント策を考慮したPSAを実施していない伊方発電所1、3号炉に対しても、型式毎の代表炉と同様に、アクシデントマネジメント策を考慮したPSAを実施し、その結果をとりまとめたものである。

¹「伊方発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（平成14年5月）

²「アクシデントマネジメント整備有効性評価報告書」（平成14年5月）

2. 評価対象プラントにおいて整備したアクシデントマネジメント策の概要

PWRプラントは安全に係わる主要な系統・設備の構成により、大きくドライ型2ループプラント、ドライ型3ループプラント、アイスコンデンサ型4ループプラント、ドライ型4ループプラントに分類できる。

評価対象プラントである伊方発電所1号炉はドライ型2ループプラントとして、伊方発電所3号炉はドライ型3ループプラントとして分類される。当該炉の主要な系統・設備及び整備したアクシデントマネジメント策の概要を以下に示す。

なお、各々のアクシデントマネジメント策の詳細については、「伊方発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」にまとめている。

2. 1 伊方発電所1号炉（ドライ型2ループプラント）

(1) 主要な系統・設備

ドライ型2ループプラントとして分類される伊方発電所1号炉の設備構成の概要を図2.1-1に示す。

原子炉の停止に関する系統として安全保護系及び自重落下式の制御棒を、炉心の冷却に関する系統として高圧注入系、低圧注入系、蓄圧注入系からなる非常用炉心冷却系（以下「ECCS」という。）、蒸気発生器、補助給水系及び主蒸気安全弁等を、放射性物質の閉じ込めに関する系統として格納容器本体、格納容器スプレイ系を、さらにこれら安全機能をサポートする系統として非常用所内電源系、直流電源系、原子炉補機冷却水系（以下、「補機冷却水系」という。）、海水系及び制御用空気系等を備えている。

(2) 整備したアクシデントマネジメント策

伊方発電所1号炉で整備したアクシデントマネジメント策の概要を以下に示す。

a. 緊急2次系冷却の多様化

原子炉の停止及び補助給水系の起動に失敗した場合に、主給水系を手動起動し、蒸気発生器により炉心発生熱を除去するものである。

b. 主蒸気ダンプ系（以下、「タービンバイパス系」という。）の活用

高圧注入系の多重故障等により炉心の冷却に失敗し、さらに主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの冷却に失敗した場合に、タービンバイパス系を使用して蒸気発生器からの除熱を行い、原子炉を冷却、減圧することにより、低圧注入系で注入又は再循環を行うものである。

c. 代替再循環（図2.1-2）

ECCS再循環に失敗した場合に、代替再循環ポンプにより、格納容器内

に持ち込まれたほう酸水を再循環して炉心に注入し、炉心崩壊熱を除去するものである。

d. 格納容器内自然対流冷却（図 2.1-3）

格納容器スプレイ系の作動に失敗し、格納容器圧力が異常に上昇した場合に、格納容器空気再循環設備に補機冷却水を通水して水蒸気を凝縮させ、自然対流により格納容器内を減圧、冷却するものである。

e. 代替補機冷却（図 2.1-4）

余熱除去ポンプを冷却している補機冷却水系が機能喪失した場合に、既設の消火水系を補機冷却水系に接続し、余熱除去ポンプの代替冷却を実施することにより、余熱除去ポンプの運転を再開するものである。

f. クールダウン&リサーキュレーション

蒸気発生器伝熱管損傷等が発生し、漏えい箇所の隔離に失敗した場合に、蒸気発生器からの除熱等で原子炉を減圧して漏えいを抑制し、余熱除去系により長期的に炉心を冷却するものである。また、余熱除去系による冷却に失敗した場合は、フィードアンドブリード³によりECCS再循環を実施するものである。

g. 格納容器内注水（図 2.1-5）

炉心損傷を検知し、さらに格納容器スプレイ系の作動に失敗した場合に、ろ過水タンクの水を消火ポンプを用いて、あるいは原水タンクの水を重力により、格納容器スプレイ系のスプレイヘッドからスプレイすることにより格納容器内に注水し、崩壊熱により水蒸気を発生させた上で、その水蒸気を格納容器内自然対流冷却等により凝縮するものである。

h. 1次系強制減圧

高圧注入系の作動失敗及び蒸気発生器による除熱失敗により、原子炉が高圧状態となった場合に、加圧器逃がし弁を手動で開放して原子炉を減圧することにより格納容器雰囲気直接加熱⁴の発生を防止するものである。

³ フィードアンドブリード：2次系からの除熱機能喪失時に高圧注入系による注入（フィード）と加圧器逃がし弁手動開による排出（ブリード）により炉心冷却機能を維持するアクシデントマネジメント策

⁴ 格納容器雰囲気直接加熱：溶融炉心が原子炉容器下部を貫通した場合には、原子炉容器内が高圧状態であると溶融炉心が噴出して格納容器内に分散放出される可能性がある。溶融炉心が高圧で原子炉容器外に分散放出されると、微粒化して表面積が増し、崩壊熱や化学反応で生じた熱により格納容器雰囲気（気相部）を直接、急激に加温・加圧して、格納容器破損に至らしめる可能性が生じる。これを格納容器雰囲気直接加熱という。

2. 2 伊方発電所3号炉（ドライ型3ループプラント）

(1) 主要な系統・設備

ドライ型3ループプラントとして分類される伊方発電所3号炉の設備構成の概要を図2.2-1に示す。

原子炉の停止に関する系統として安全保護系及び自重落下式の制御棒を、炉心の冷却に関する系統としてECCS、蒸気発生器、補助給水系及び主蒸気安全弁等を、放射性物質の閉じ込めに関する系統として格納容器本体、格納容器スプレイ系を、さらにこれら安全機能をサポートする系統として非常用所内電源系、直流電源系、補機冷却水系、海水系及び制御用空気系等を備えている。

(2) 整備したアクシデントマネジメント策

伊方発電所3号炉で整備したアクシデントマネジメント策の概要を以下に示す。

a. 緊急2次系冷却の多様化

原子炉の停止及び補助給水系の起動に失敗した場合に、主給水系を手動起動し、蒸気発生器により炉心発生熱を除去するものである。

b. タービンバイパス系の活用

高圧注入系の多重故障等により炉心の冷却に失敗し、さらに主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの冷却に失敗した場合に、タービンバイパス系を使用して蒸気発生器からの除熱を行い、原子炉を冷却、減圧することにより、低圧注入系で注入又は再循環を行うものである。

c. 代替再循環（図2.2-2）

ECCS再循環に失敗した場合に、再循環バイパスラインにより、格納容器内に持ち込まれたほう酸水を再循環して炉心に注入し、炉心崩壊熱を除去するものである。

d. 格納容器内自然対流冷却（図2.2-3）

格納容器スプレイ系の作動に失敗し、格納容器圧力が異常に上昇した場合に、格納容器再循環装置に補機冷却水を通水して水蒸気を凝縮させ、自然対流により格納容器内を減圧、冷却するものである。

e. 代替補機冷却（図2.2-4）

余熱除去ポンプを冷却している補機冷却水系が機能喪失した場合に、既設の空調用冷水系を補機冷却水系に接続し、余熱除去ポンプの代替冷却を実施することにより、余熱除去ポンプの運転を再開するものである。

f. クールダウン&リサーキュレーション

蒸気発生器伝熱管損傷等が発生し、漏えい箇所の隔離に失敗した場合に、

蒸気発生器からの除熱等で原子炉を減圧して漏えいを抑制し、余熱除去系により長期的に炉心を冷却するものである。また、余熱除去系による冷却に失敗した場合は、フィードアンドブリードによりECCS再循環を実施するものである。

g. 格納容器内注水（図 2.2-5）

炉心損傷を検知し、さらに格納容器スプレイ系の作動に失敗した場合に、ろ過水貯蔵タンクの水を消火ポンプを用いて格納容器スプレイ系のスプレイヘッドからスプレイすることにより格納容器内に注水し、崩壊熱により水蒸気を発生させた上で、その水蒸気を格納容器内自然対流冷却等により凝縮するものである。

h. 1次系強制減圧

高圧注入系の作動失敗及び蒸気発生器による除熱失敗により、原子炉が高圧状態となった場合に、加圧器逃がし弁を手動で開放して原子炉を減圧することにより格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するものである。

i. 号機間電源融通

全交流電源喪失が発生した場合に、隣接する原子炉施設の非常用ディーゼル発電機のうち1系列から電源を融通することにより、原子炉施設の安全系母線の電圧を確立させ、その後順次安全系機器を手動で起動していくものである。

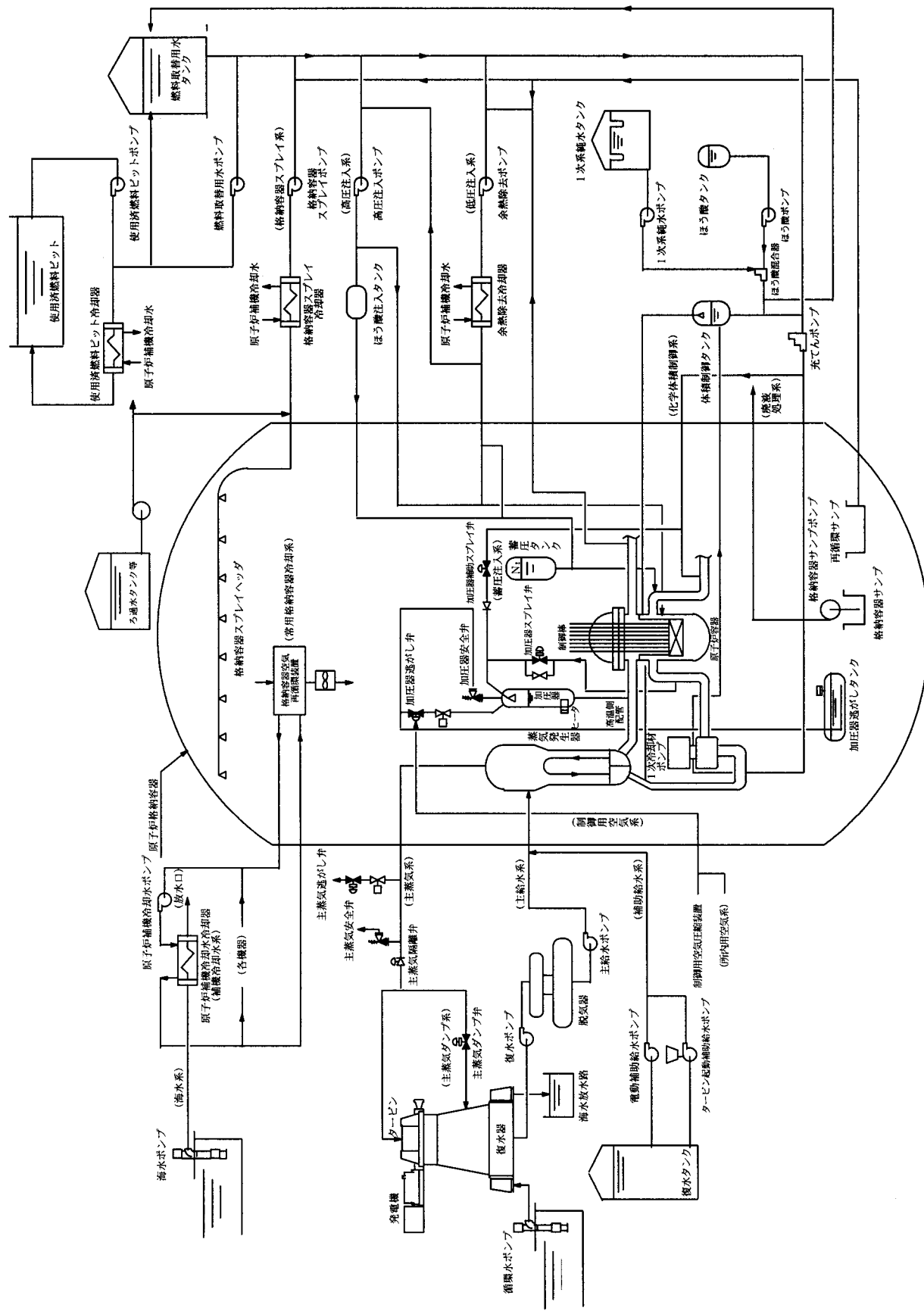


図 2.1-1 伊方発電所1号炉の設備構成の概要

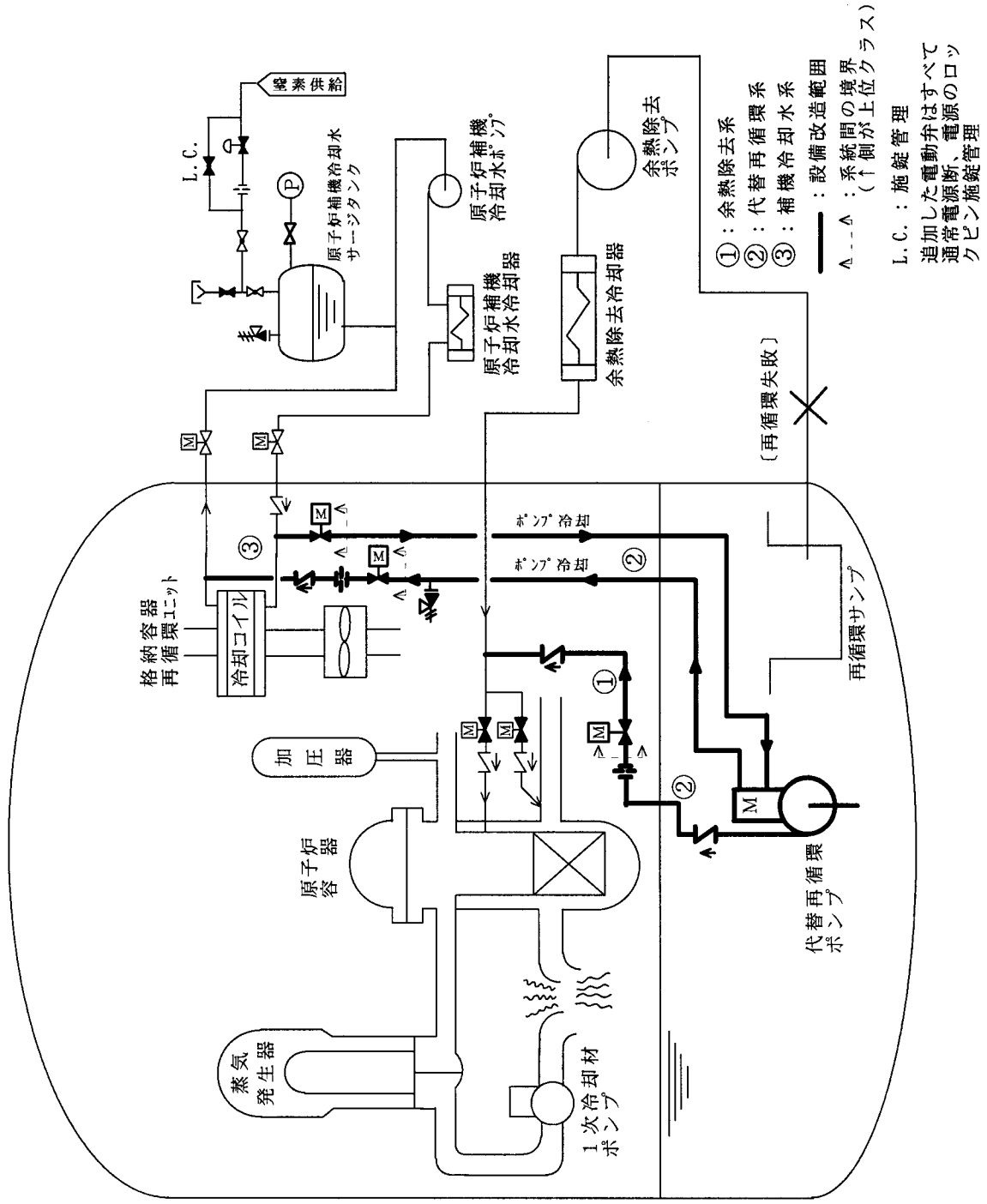


図 2.1-2 代替再循環（概念図）（伊方発電所 1 号炉）

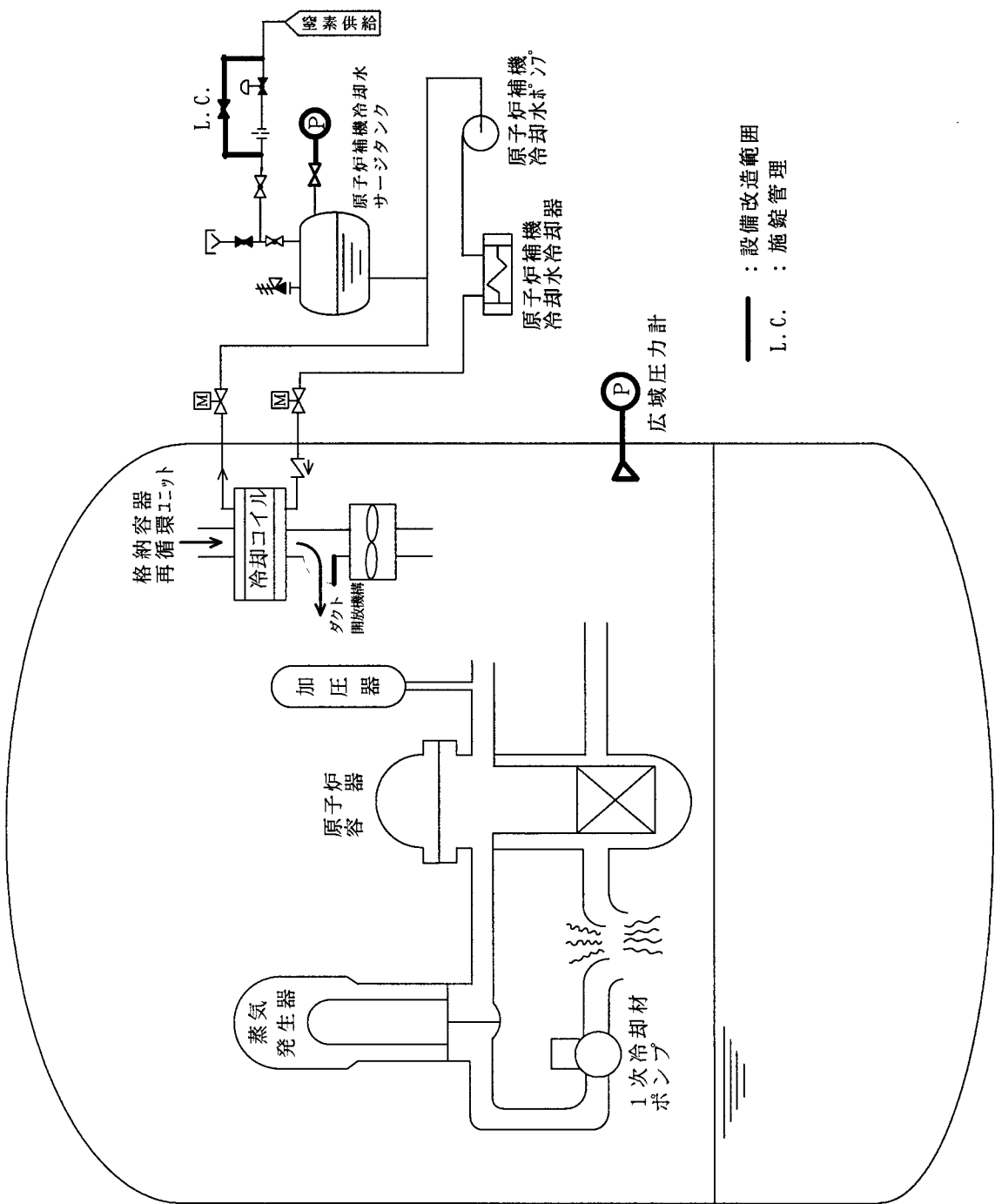


図2.1-3 格納容器内自然対流冷却（概念図）（伊方発電所1号炉）

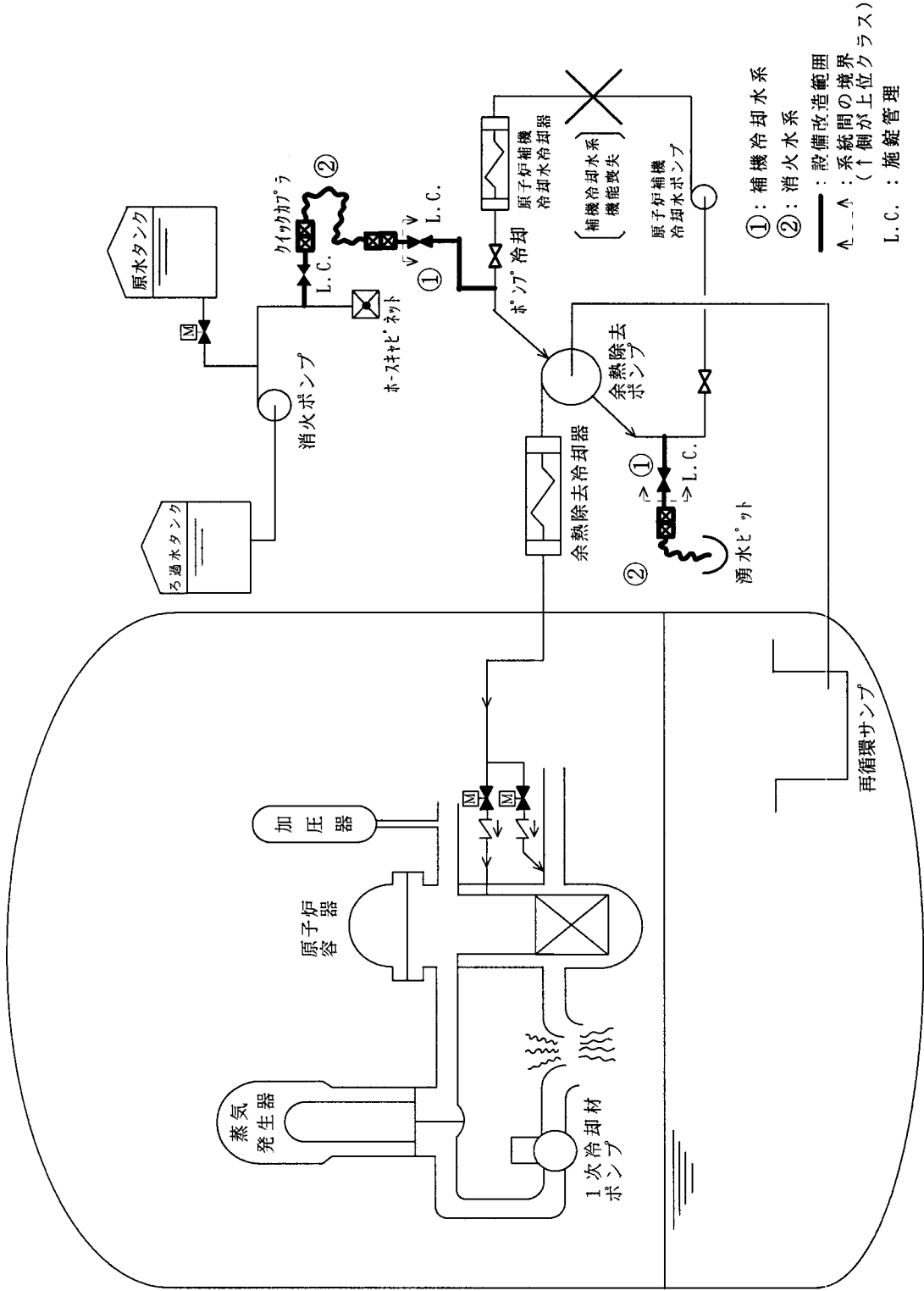


図 2.1.4 代替補機冷却 (概念図) (伊方発電所 1号炉)

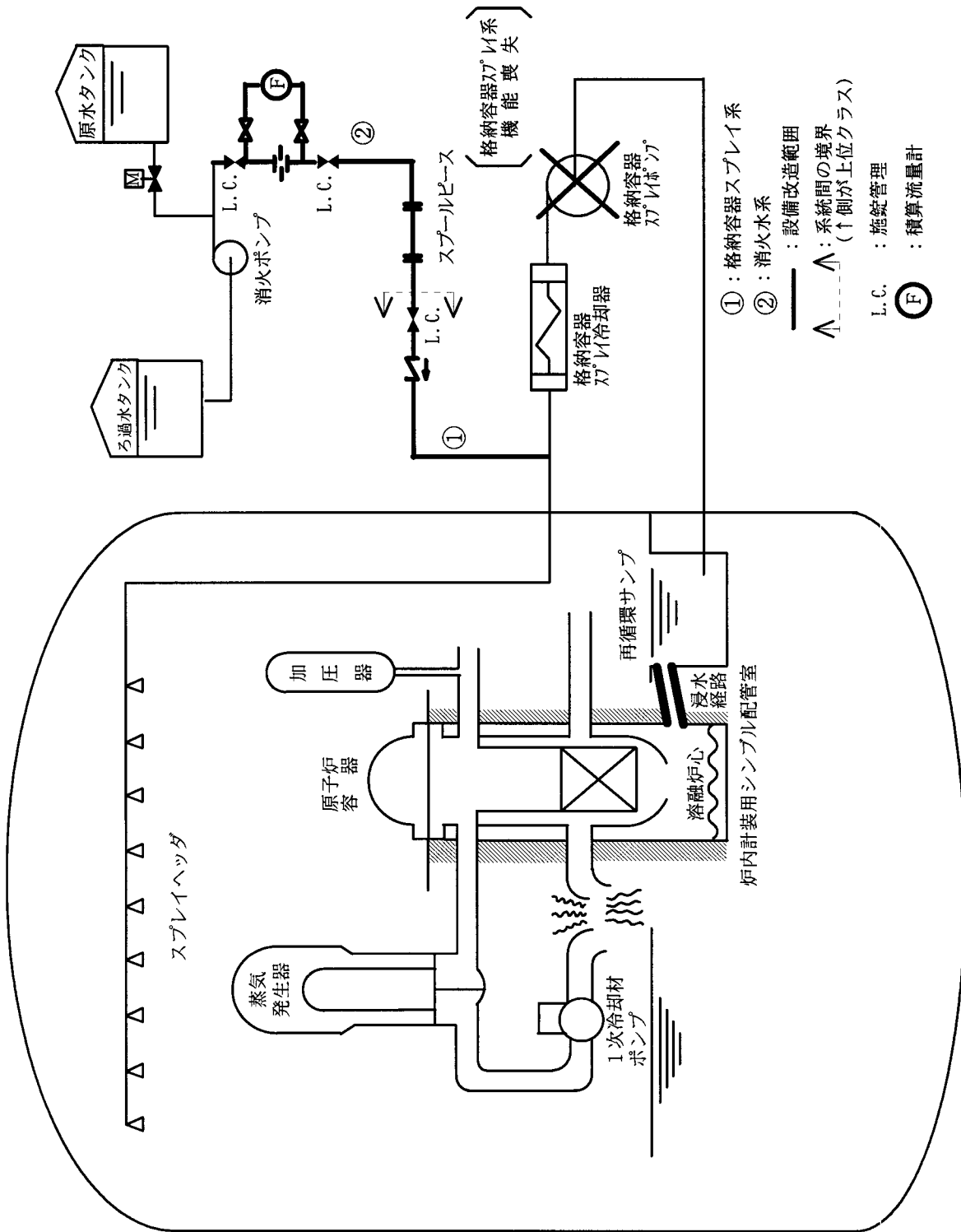


図 2.1-5 格納容器内注水 (概念図) (伊方発電所 1 号炉)

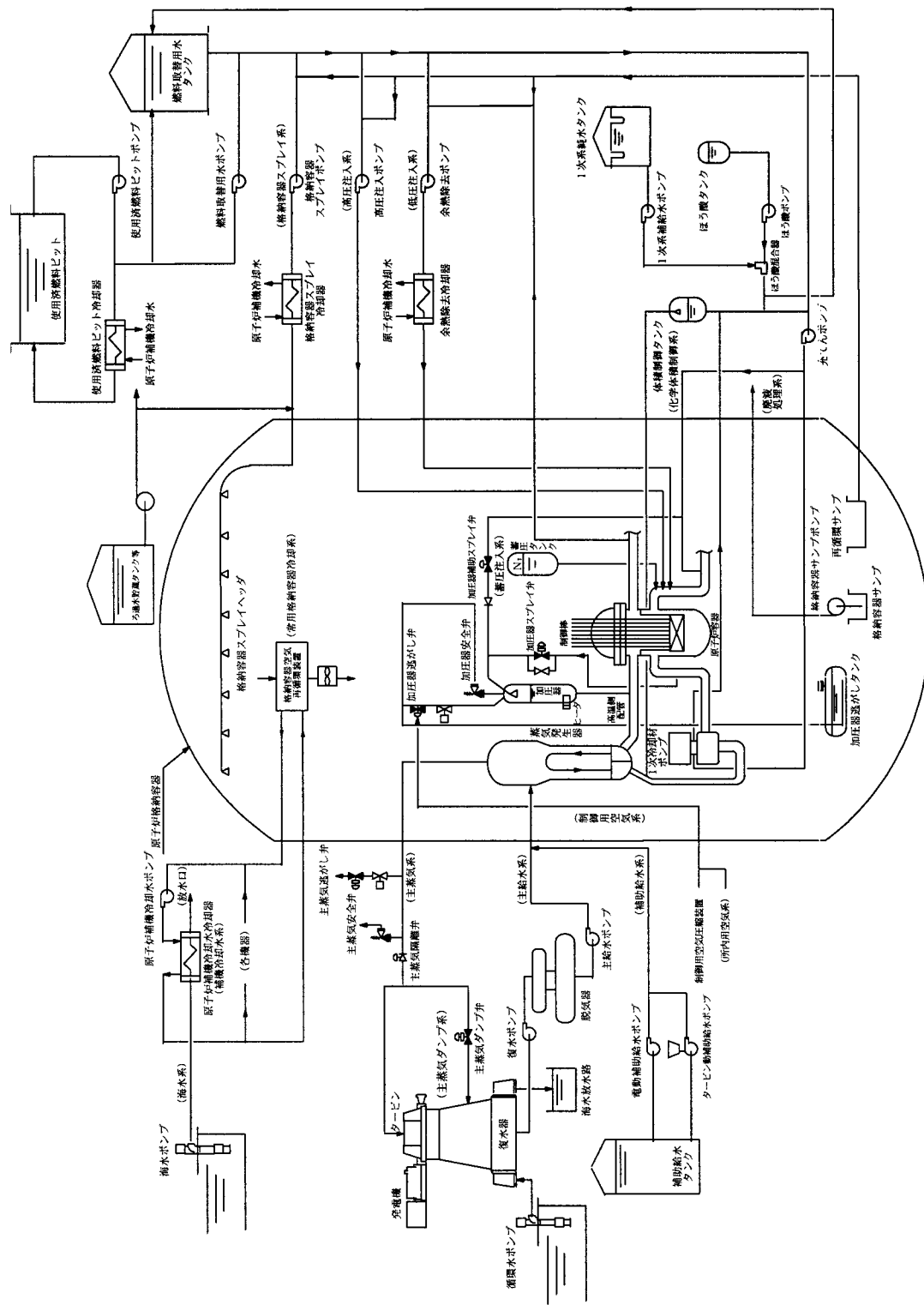


図 2.2-1 伊方発電所 3 号炉の設備構成の概要

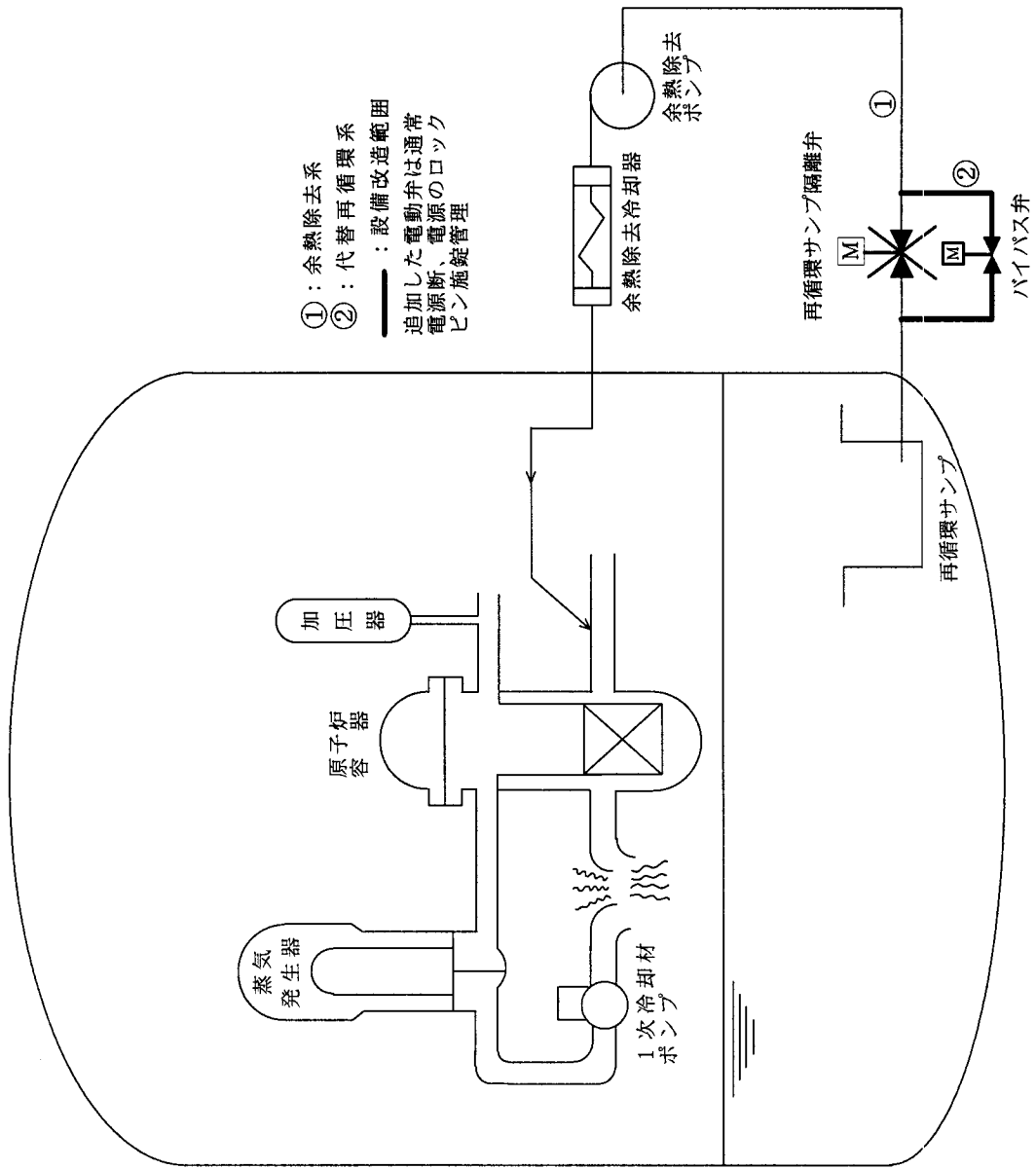


図 2.2-2 代替再循環（概念図）（伊方発電所 3 号炉）

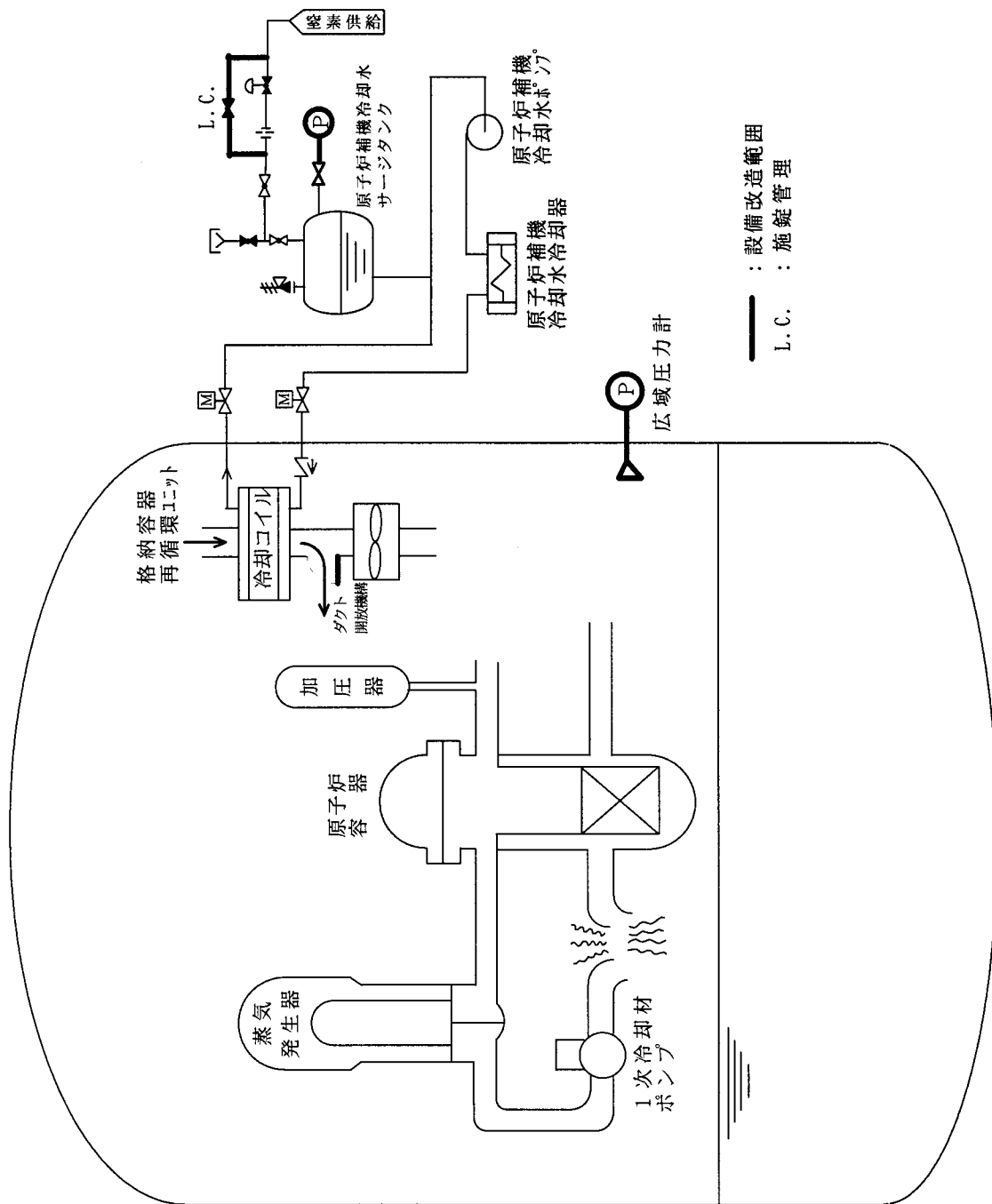


図 2.2-3 格納容器内自然対流冷却（概念図）（伊方発電所3号炉）

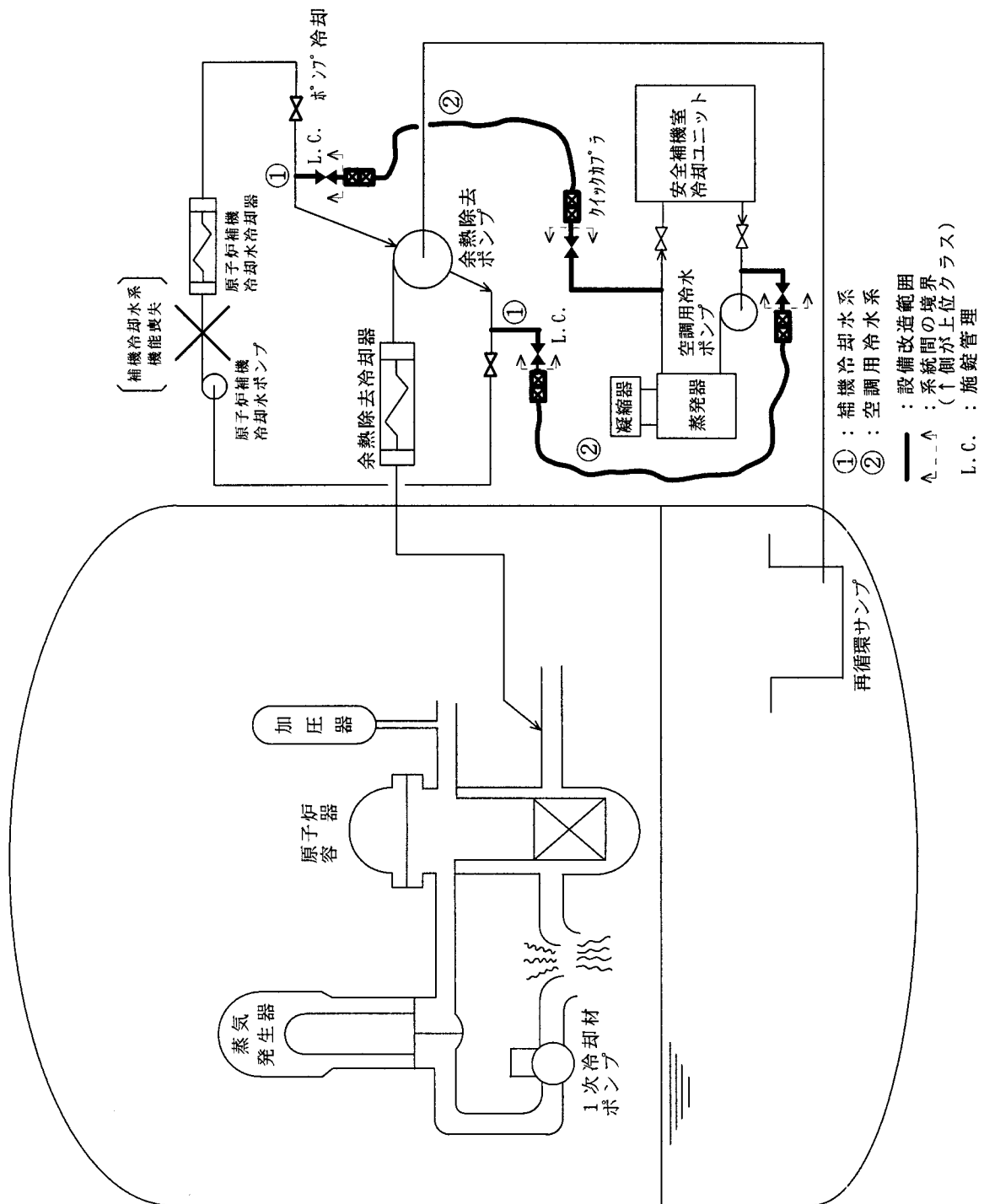


図 2.2-4 代替補機冷却 (概念図) (伊方発電所 3号炉)

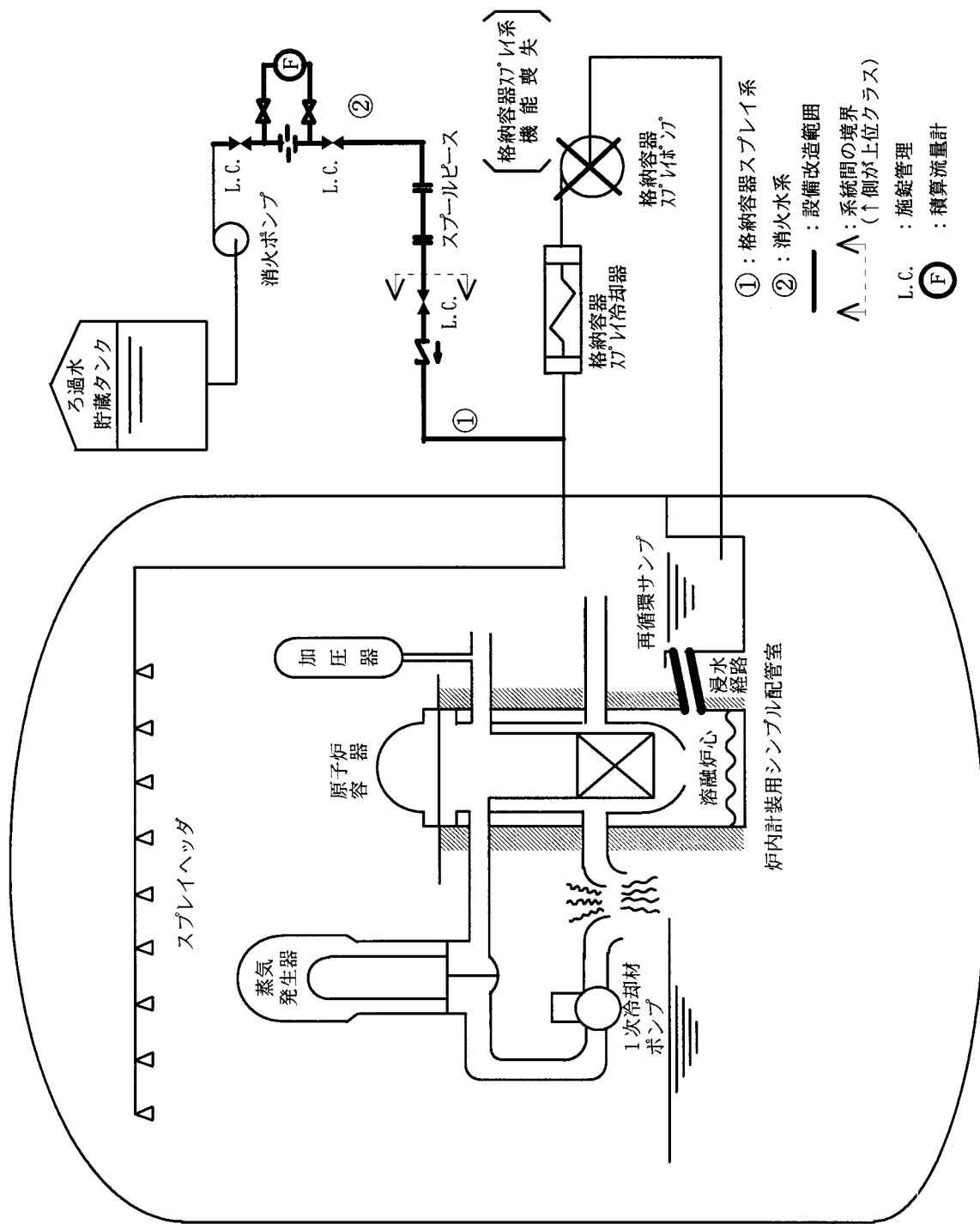


図 2.2-5 格納容器内注水 (概念図) (伊方発電所 3 号炉)

3. 確率論的安全評価手法の概要

今回の有効性評価に際して実施した、炉心及び格納容器の健全性に関するPSAにおいて用いた評価手法をそれぞれ以下に示す。なお、この評価手法は、平成6年3月に報告したアクシデントマネジメント検討で用いた手法と同様である。

3. 1 炉心の健全性に関するPSA

炉心の健全性に関するPSA（以下「レベル1PSA」という。）の手法は、（財）原子力安全研究協会が発行している確率論的安全評価の実施手順（「確率論的安全評価（PSA）実施手順に関する調査検討－レベル1PSA、内的事象－」平成4年7月）に準拠している。

レベル1PSAでは、まず原子炉を異常な状態にする起因事象の選定を行い、原子炉を安全に停止するための成功基準を設定し、事象の進展を考慮してイベントツリーを作成した。イベントツリーの各要素に対してフォールトツリー等によりシステムをモデル化した。整備したアクシデントマネジメント策は、イベントツリー又はフォールトツリー解析において考慮している。次に、従属故障及び人間信頼性の解析を行うとともに必要なデータベースを作成し、事象シーケンスを定量化して炉心損傷頻度を評価した。定量化された事象シーケンスを、主として喪失した安全機能に着目して、「ECCS再循環機能喪失」、「ECCS注入機能喪失」、「漏えい箇所の隔離機能喪失」、「2次系からの除熱機能喪失」、「安全機能のサポート機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「格納容器の除熱機能喪失」の7つのカテゴリ⁵に分類した。

3. 2 格納容器の健全性に関するPSA

格納容器の健全性に関するPSA（以下「レベル2PSA」という。）の手法は、（財）原子力安全研究協会が発行している確率論的安全評価の実施手順（「確率論的安全評価（PSA）実施手順に関する調査検討－レベル2PSA、内的事象－」平成5年10月）に準拠している。

レベル2PSAでは、レベル1PSAの結果から事象シーケンスのグループ化を行うとともに、プラント損傷状態を定義した。次に事象の防止・緩和手段を検討し、格納容器イベントツリーのヘディングを選定するとともに、格納容

⁵ カテゴリ分類については、添付資料「確率論的安全評価手法」添付-6ページを参照のこと

器の健全性が脅かされるモードを検討し、イベントツリーを展開した。整備したアクシデントマネジメント策は格納容器イベントツリー解析において考慮している。最後に事象進展の類似性等を考慮して選定した事象に沿って、原子炉容器内及び格納容器内での事象進展等の評価を行い、イベントツリーを定量化して格納容器破損頻度を評価した。定量化された事象シーケンスを格納容器破損モードに着目して、「水蒸気（崩壊熱）による過圧」、「漏えい箇所の隔離機能喪失」、「コンクリート侵食」、「格納容器隔離機能喪失」、「貫通部過温」、「水蒸気爆発」、「可燃性ガスの高濃度での燃焼」、「格納容器雰囲気直接加熱」、「格納容器への直接接触」の9つのカテゴリ⁶に分類した。

⁶ カテゴリ分類については、添付資料「確率論的安全評価手法」添付10ページを参照のこと。

4. アクシデントマネジメントの有効性評価結果

各プラントにおけるアクシデントマネジメントの整備前及び整備後（以下、それぞれ「AM整備前」、「AM整備後」という。）のレベル1 P S A及びレベル2 P S A結果とアクシデントマネジメント策の効果に関する主な特徴について以下に示す。

また、今回整備したアクシデントマネジメント策と、そのアクシデントマネジメント策により発生頻度が低減した主な事象シーケンスとの対応について、図 4-1 に示す

4. 1 伊方発電所1号炉

伊方発電所1号炉でのレベル1 P S A結果を図 4.1-1 に示す。

AM整備後の炉心損傷頻度の平均値については 5.2×10^{-7} /炉年となり、AM整備前の 1.2×10^{-6} /炉年から約6割低減した。

AM整備前では、主に「E C C S再循環機能喪失」と「E C C S注入機能喪失」が炉心損傷頻度に対して支配的であり、AM整備後においてもその傾向は同様である。

アクシデントマネジメントを整備した結果、「E C C S再循環機能喪失」については主に代替再循環により、その発生頻度がAM整備前に比べて約7割低減した。また、「E C C S注入機能喪失」については主にタービンバイパス系の活用により、その発生頻度がAM整備前に比べて約1割低減した。

伊方発電所1号炉でのレベル2 P S A結果を図 4.1-2 に示す。

AM整備後の格納容器破損頻度については 7.4×10^{-8} /炉年となり、AM整備前の 4.5×10^{-7} /炉年から約8割低減した。

AM整備前では、主に「水蒸気（崩壊熱）による過圧」と「漏えい箇所の隔離機能喪失」が格納容器破損頻度に対して支配的であり、AM整備後においてもその傾向は同様である。

アクシデントマネジメントを整備した結果、「水蒸気（崩壊熱）による過圧」については主に格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水により、その発生頻度がAM整備前に比べて約8割低減した。また、「漏えい箇所の隔離機能喪失」については主にクールダウン&リサーキュレーションにより、その発生頻度がAM整備前に比べて約8割低減した。

なお、「水蒸気爆発」、「可燃性ガスの高濃度での燃焼」及び「格納容器雰囲気

直接加熱」についてはアクシデントマネジメントを整備したことから、格納容器内への注水が成功する確率が増えることなどにより発生頻度がわずかに増加しているが、AM整備後の格納容器破損頻度に対する寄与割合は全て1%以下と小さい値になっている。

4. 2 伊方発電所3号炉

伊方発電所3号炉でのレベル1 P S A結果を図4.2-1に示す。

AM整備後の炉心損傷頻度の平均値については 1.5×10^{-7} /炉年となり、AM整備前の 2.9×10^{-7} /炉年から約5割低減した。

AM整備前では、主に「E C C S再循環機能喪失」と「E C C S注入機能喪失」が炉心損傷頻度に対して支配的であり、AM整備後においてもその傾向は同様である。

アクシデントマネジメントを整備した結果、「E C C S再循環機能喪失」については主に代替再循環により、その発生頻度がAM整備前に比べて約6割低減した。また、「E C C S注入機能喪失」については主にタービンバイパス系の活用により、その発生頻度がAM整備前に比べて約1割低減した。

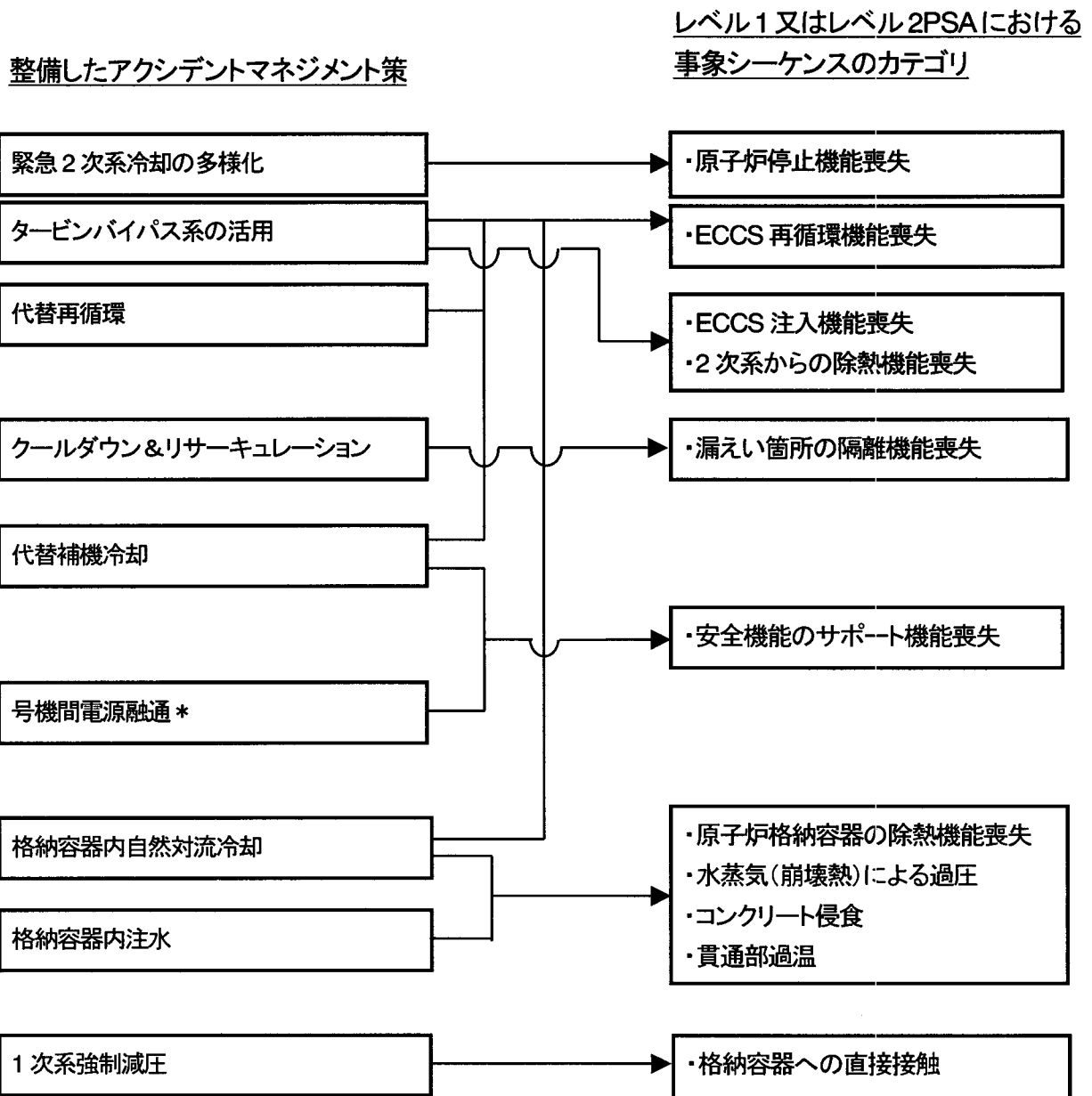
伊方発電所3号炉でのレベル2 P S A結果を図4.2-2に示す。

AM整備後の格納容器破損頻度については 2.2×10^{-8} /炉年となり、AM整備前の 8.3×10^{-8} /炉年から約7割低減した。

AM整備前では、主に「水蒸気（崩壊熱）による過圧」と「漏えい箇所の隔離機能喪失」が格納容器破損頻度に対して支配的であり、AM整備後においてもその傾向は同様である。

アクシデントマネジメントを整備した結果、「水蒸気（崩壊熱）による過圧」については主に格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水により、その発生頻度がAM整備前に比べて約8割低減した。また、「漏えい箇所の隔離機能喪失」については主にクールダウン&リサーキュレーションにより、その発生頻度がAM整備前に比べて約7割低減した。

なお、「可燃性ガスの高濃度での燃焼」についてはアクシデントマネジメントを整備したことから、格納容器内への注水が成功する確率が増えることなどにより発生頻度が増加しているが、AM整備後の格納容器破損頻度に対する寄与割合は1%以下と小さい値になっている。



*：伊方発電所1号炉では、平成6年3月以前に整備済み。

図4-1 整備したアクシデントマネジメント策と発生が低減される事象シーケンスのカテゴリ

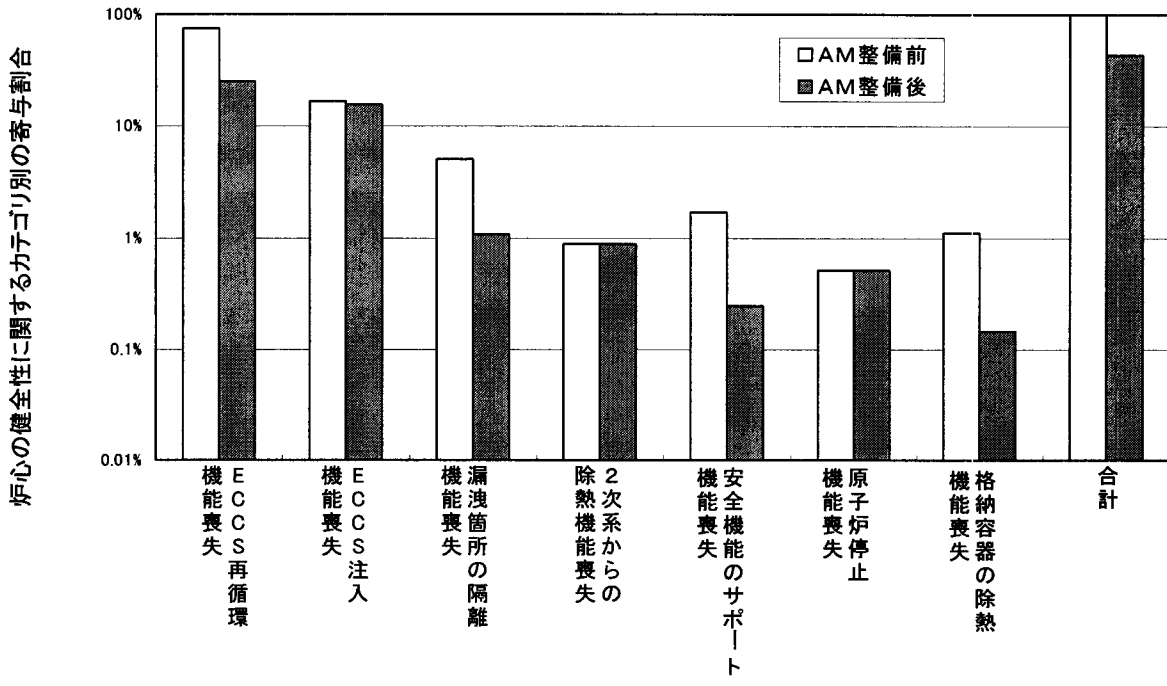


図 4.1-1 炉心の健全性に関する PSA (レベル 1PSA) (伊方発電所 1 号炉)

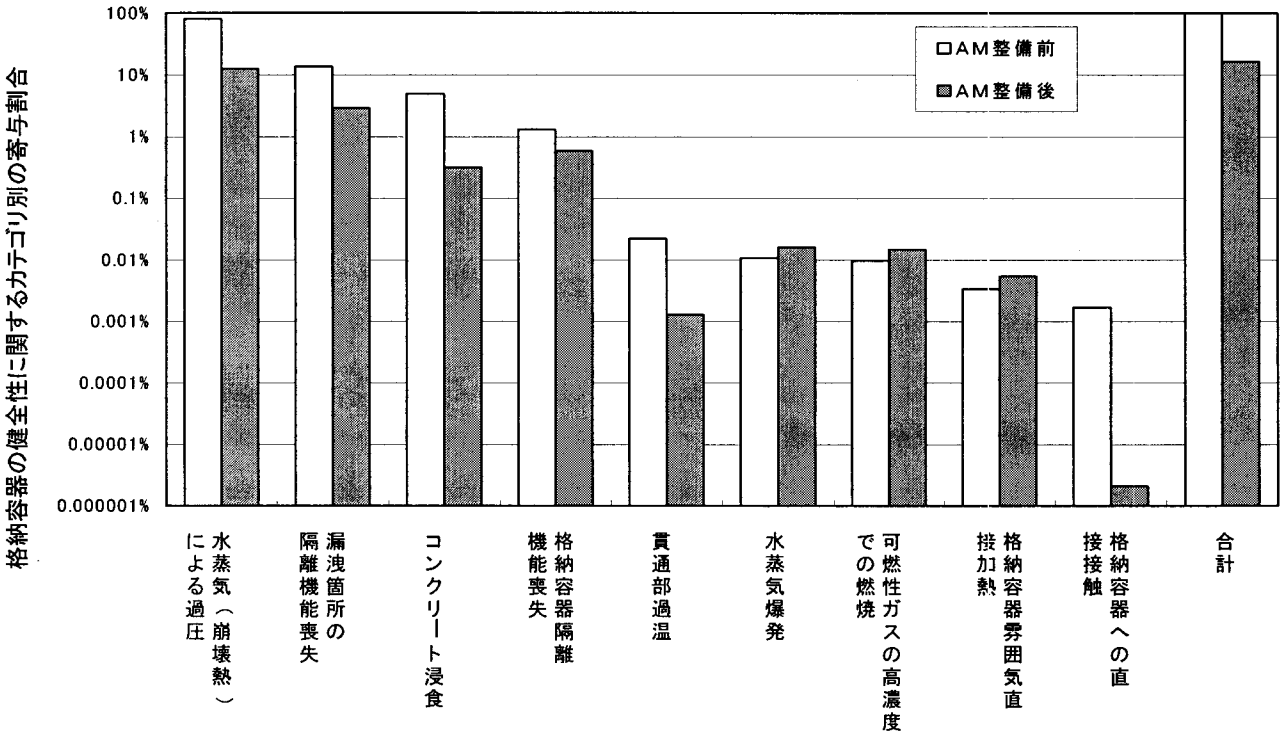


図 4.1-2 格納容器の健全性に関する PSA (レベル 2PSA) (伊方発電所 1 号炉)

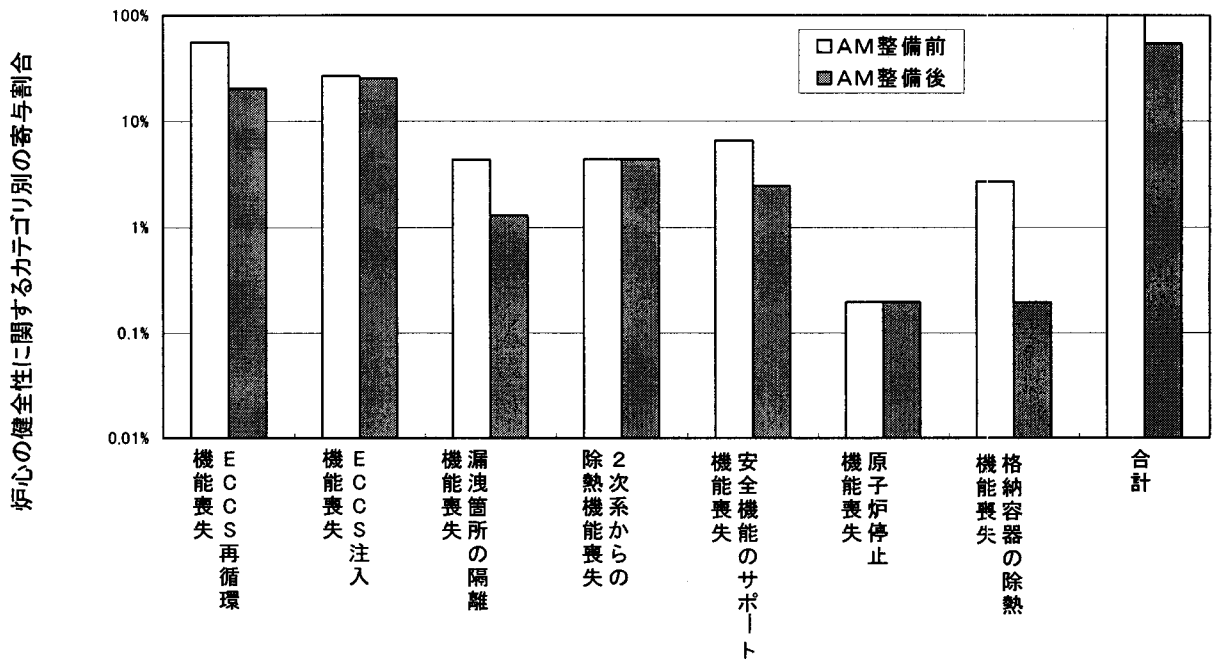


図 4.2-1 炉心の健全性に関する PSA (レベル 1PSA) (伊方発電所 3 号炉)

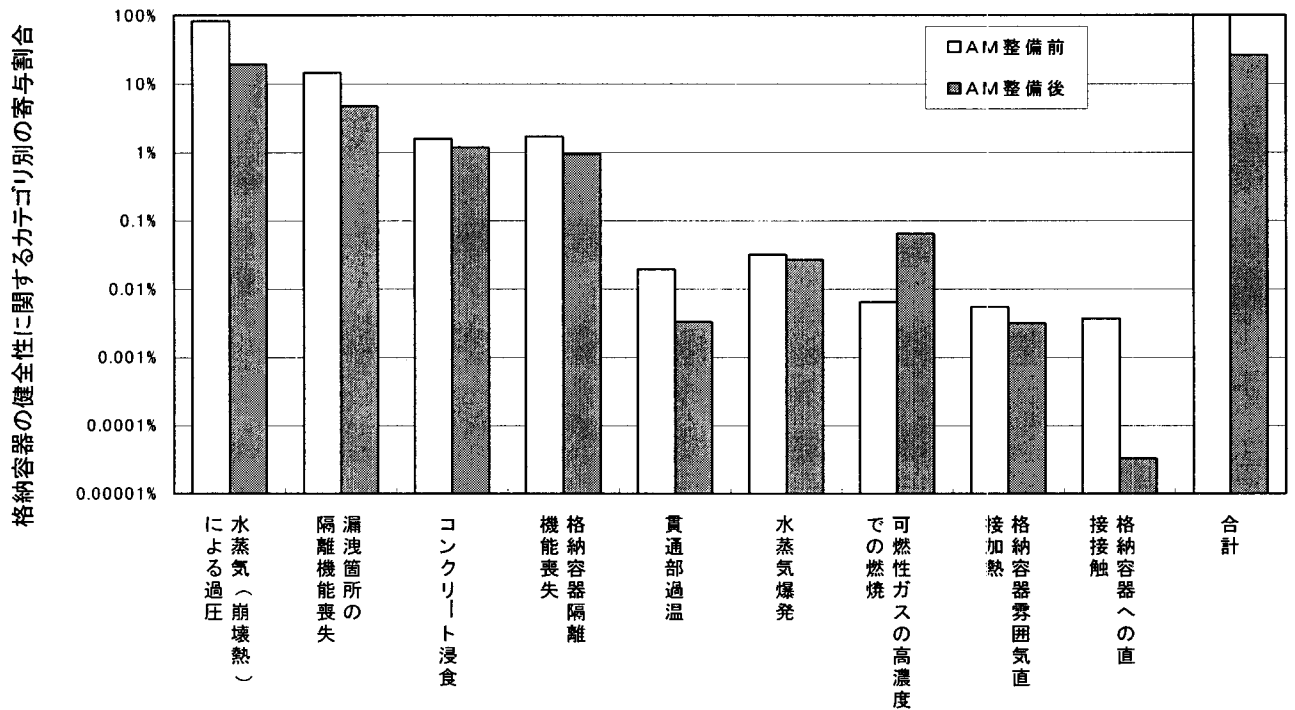


図 4.2-2 格納容器の健全性に関する PSA (レベル 2PSA) (伊方発電所 3 号炉)

5. まとめ

本報告書は、伊方発電所1号炉、3号炉を対象に、アクシデントマネジメント策を考慮して実施したPSAの結果をとりまとめたものである。評価の結果、アクシデントマネジメントの整備により、炉心損傷頻度については伊方発電所1号炉で約6割、伊方発電所3号炉で約5割低減され、格納容器破損頻度については、伊方発電所1号炉で約8割、伊方発電所3号炉で約7割低減されていることを確認した。

確率論的安全評価手法

本資料は、本文で実施している「炉心の健全性に関するPSA」及び「格納容器の健全性に関するPSA」の評価手法をまとめたものである。なお、この評価手法は、平成6年3月に報告したアクシデントマネジメント検討で用いた手法と同様である。

1. 炉心の健全性に関するPSA

炉心の健全性に関するPSA(以下、レベル1PSA)の評価手法は、(財)原子力安全研究協会が発行している確率論的安全評価実施手順書^{注1}に準拠している。

原子炉施設のレベル1PSA評価手法(図:添付1-1「レベル1PSAの作業フロー」)ではまず、原子炉を異常な状態にする起回事象の選定を行い、原子炉を安全に停止するための成功基準を決定し、事象の進展を考慮してイベントツリーを作成した。イベントツリーの各要素(以下「ヘディング」という。)に対してフォールトツリー等によりシステムをモデル化し、従属故障及び人間信頼性の解析を行うとともに必要なデータベースを作成した後、事象シーケンスを定量化して炉心損傷頻度を評価した。

以下に評価手法の各々について示す。

1.1 起回事象の選定と成功基準の設定

(1) 起回事象の選定

起回事象は、原子炉施設の通常運転を阻害し、工学的安全施設等の作動が必要となる故障又は運転員誤操作に起因する外乱である。本PSAの対象としている通常運転中の起回事象は、LOCA及び過渡事象で考えることができる。

LOCAについては、成功基準の観点から大、中、小破断LOCAに分類した。

過渡事象については、外部電源の有無、2次系設備の使用可能性等を勘案し、種々の事象を同一のイベントツリーで扱えるかどうかという観点から分類を行った。また、これらの過渡事象に比べて原子炉施設に与える影響は穏やかであるが、外乱に発展する可能性が潜在している事象として、手動停止と電源系などのサポート系の故障に起因する事象が考えられる。このため、評価ではこれらの事象についても起回事象として考慮した。ここで、サポート系の故障に起因する事象については、原子炉施設の構成及び特性を考慮し、原子炉施設への影響が大きい事象を選定した(表:添付1-1「起回事象の分類と発生頻度」)。

^{注1} 「確率論的安全評価(PSA)実施手順に関する調査検討

—レベル1 PSA、内的事象—、平成4年7月

(財)原子力安全研究協会(PSA実施手順調査検討専門委員会)

(2) 成功基準の設定

各起因事象について、原子炉施設を安全に停止するために必要な安全機能を抽出し、成功基準を設定した(表:添付1-2「成功基準の例」)。原子炉施設で必要不可欠な安全機能は下記の3機能である。

- ・原子炉の停止
- ・炉心冷却
- ・格納容器からの除熱

これらの安全機能を確保するために、最低限必要な系統構成・作動機器台数を原子炉施設の構成・特性から決定した。この決定においては、必要に応じて許認可コード等を用いた解析を実施した。解析結果に対する判断基準は、現行の安全評価と同程度の保守性を有している。例えば、燃料被覆管温度に関しては1200°C以下を1つのめやすとして成功基準を設定した。(燃料被覆管温度1200°C以下は、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」の基準の一部である。)

1.2 イベントツリーの作成

イベントツリーは、各起因事象が発生した時に、原子炉の安全を確保するため必要な安全機能やシステムの成功又は失敗の組み合わせによって事象の進展を表わす評価方法である。イベントツリーの作成においては、各起因事象に対する原子炉施設の応答を設置許可解析、設計データ等を基に検討した。(図:添付1-2「イベントツリー解析の流れ」参照)

イベントツリーの構造には、大イベントツリー／小フォールトツリーまたは小イベントツリー／大フォールトツリーの手法を用い、系統間従属性や機器間従属性を適切に考慮して、原子炉施設の構成・特性に対応したヘディングとツリーの構築を行った(図:添付1-3「イベントツリーの例」)。

1.3 システムのモデル化

イベントツリーの定量化には、各ヘディングに対して、対象となるシステムの信頼性解析を行いシステムレベルの非信頼度を得るために、フォールトツリー手法によりシステムのモデル化を行った。

(1) フォールトツリーの作成

フォールトツリー解析によりシステムの信頼性解析を行い、その結果をイベントツリーの分岐確率に用いた。フォールトツリーは最新の設計図書等を使用し、成功基準を基に、頂上事象を明確にして系統の機能喪失に至る原因を展開することによって作成した。フォールトツリー解析の対象となる系統設備は、大きく分けて次の2つのシステムである。

- ・フロントラインシステム(ECCS等)
- ・サポートシステム(非常用所内電源設備、原子炉補機冷却水系統等)

フォールトツリーの解析結果からイベントツリーの分岐確率を求める際には、フロントラインシステムーサポートシステム間及びサポートシステムーサポートシステム間の従属性をイベントツリーへ反映するために、従属関係にあるサポートシステムの成功／失敗に対応した分岐確率を算出した。

また、フォールトツリーの作成においては、保安規定の維持基準を検討の上、次のアンアベイラビリティの構成要素を考慮した。

- ・機器故障及び機能回復
- ・試験及び保守
- ・従属故障
- ・人的過誤

以下にこれらのアンアベイラビリティの構成要素について記す。

(2) 機器の故障及びその復旧

フォールトツリー解析において、主要な機器故障として、待機中の機器の起動失敗や不動作と、起動後の運転継続失敗を考慮した。

a. 起動失敗・不動作

系統待機中の機器故障率が1回の動作要求に対する故障確率で与えられるものはこれを使用した。系統待機中の機器故障率が、時間当たりの故障率 λ で与えられている機器の系統起動要求時の故障確率 q には、下記の式を用いた。

$$q = \lambda \times T_s / 2$$

ここで、 T_s は機器の健全性の確認が行われる周期であり、機器のサーベイランス試験を行っている機器では、機器のサーベイランス試験周期を用いた。

b. 運転継続失敗

系統起動後も引き続きその機能が必要な機器については、時間当たりの運転継続失敗確率 λ' を考慮して、運転継続失敗確率 q' として、下記の式を用いた。

$$q' = \lambda' \times T_M$$

ここで T_M は使命時間であり原則として24時間を使用した。

C. 復旧

一方、運転員によるバックアップ操作や、故障復旧が期待できる場合には、これらによる機能回復を考慮した。機器の復旧については、平均修復時間 τ を考慮して、復旧失敗確率 P_R として下記の式を用いた。

$$P_R = \exp(-T / \tau)$$

ここで T は機能回復に利用できる余裕時間である。

また、外部電源についても復旧が期待できるため、別途、国内実績による復旧確率を考慮した。

(3) 試験及び保守時の待機除外

フォールトツリー解析においては、サーベイランス試験及び試験・点検等で発見された故障機器の保守によるアンアベイラビリティを考慮した。ただし、試験時でも作動要求があった場合、自動的に待機除外が解除されるような場合はこれを含めて考慮した。

保守による系統のアンアベイラビリティ q_{mu} には、下記の式を用いた。

$$q_{\text{mu}} = \sum_i (\lambda_{\text{mui}} \times T_{\text{mui}})$$

ただし、

λ_{mui} : サーベイランス試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生頻度

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

この他、試験・保守時に閉じた弁の開け忘れ等の人的過誤についても考慮した。この失敗については、「1.5 人間信頼性解析」に示す手法を用いた。

1.4 従属故障の解析

システム信頼性解析で考慮すべき従属故障は、系統間の従属性と機器間の従属性である。この従属性については、前節の「(1)フォールトツリーの作成」で述べたように、フォールトツリー解析によって求めた系統間の従属関係毎の分岐確率を用いて、イベントツリーで表現することによって考慮される。

また、機器間の従属性には、ある共通の原因によって複数機器に影響を与えるが、システムモデルにおいて明示的に示すことが困難である共通原因故障が考えられる。共通原因故障の適用範囲は、設計、製造過程、使用環境並びに運用管理等における類似性によって決定されるものである。しかしながら共通原因故障の発生原因は潜在的なものであり、実際には、この類似性を明確にすることは困難である。本評価では、冗長機器の共通原因故障について β ファクター法を適用した。具体的には、余熱除去設備等のポンプ、弁、非常用ディーゼル発電機、安全保護系等があげられる。

1.5 人間信頼性解析

人間信頼性解析は、以下のように分類し、重要と判断した操作についてはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法を使用して詳細に評価した。また、その他の一般的な操作については、フォールトツリーの作成の中において一般的な人的過誤データを各操作に対応させて評価した。

(1) 事象発生前の人的過誤

試験・保守時において作業終了後、その系統あるいは機器の状態を正しい状態に復帰させる際の復旧忘れや復旧失敗を考慮した。具体的には弁の開け忘れや閉め忘れ、及び計測器の誤較正が挙げられる。これらの人的過誤について考慮した。

(2) 事象発生後の人的過誤

事象発生後の運転員に対して要求される手動操作や、運転員が対応可能なバックアップ操作について、その操作失敗を考慮した。これらの操作は、運転手順書等で確立するものである。

1.6 データベースの作成

原子炉施設のPSAを実施するためのデータベースは、起回事象の発生頻度、機器故障率関連データ、共通原因故障データ及び人的過誤確率データを設定した。

(1) 起回事象の発生頻度

各起回事象の発生頻度は、次のように算定した(表:添付1-1「起回事象の分類と発生頻度」)。

a. LOCAの発生頻度

LOCAの発生頻度は、これまで日米ともに発生経験がなく、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、米国PWRの運転実績を使用して小破断LOCAの発生頻度を算定した。大、中破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度を基にWASH-1400で採用された比率を用いて算定した。

b. 過渡事象の発生頻度

過渡事象は、国内での発生実績のあるものは日米で運転実績の差が明確に得られているため、国内PWRの運転実績に基づいて算定した。運転実績には平成13年度(平成14年3月)までのデータを用いた。日米ともにこれまで発生経験のないものは、日米間で設計に大きな差異がないものは米国PWRの運転実績を使用し、その他はシステム信頼性解析から発生確率を算定した。

(2) 機器故障率関連データ

機器故障率関連データには、故障率データ、修復時間データ及び待機除外データがある。

故障率の算出では、同一機種では故障率は同一として点推定値(平均値)を求めているが、実際には、同一機種においても設計・製造方法の相違や、プラント毎の保全方法・環境条件の相異がある。算出した機器故障率には、これらの相異に由来したばらつき(不確実さ)があると考えられる。本PSAにおいては、この不確実さを定量化して扱うために、機器故障率に対数正規分布を仮定し、エラー

ファクタとして不確実さを表現している。

なお、上記のデータに関しては、平成6年3月のアクシデントマネジメント検討時に実施したPSAで使用した以下のデータを使用した。

非常用ディーゼル発電機には国内の実績データを使用した。それ以外のものについては、主に米国におけるPSA用の公開データソースに基づいて決定した(表:添付1-3「機器故障率データベースの例」、表:添付1-4「修復時間、復旧特性データの例」)。これには、下記の文献を参照した。

- ・米国LERIに基づく故障率 (NUREG/CR-1205、NUREG/CR-1363等)
- ・IEEE std-500(1984,1977)
- ・米国NRCのPSA用データ(WASH-1400等)

文献データ間の優先度は、発表年度、他のPSAのレポートでの取り扱い及び判断に基づいて決定した。

(3) 共通原因故障データ

共通原因故障の評価に用いた β ファクター法の同時故障発生割合は、米国NUREG-1150の最新の β ファクター値を使用した(表:添付1-5「 β ファクター値の例」)。

(4) 人的過誤率データ

人的過誤の評価は、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法を用いた。したがってこの評価に用いるデータも同ハンドブックの値を用いた(表:添付1-6「人的過誤率データの例」)。

1.7 イベントツリーの定量化

選定された起回事象ごとに作成したイベントツリーに基づき、起回事象の発生頻度とイベントツリーの分岐確率により、各事故シーケンスを定量化した。イベントツリーの分岐確率には選定された成功基準に基づき従属故障等を考慮したシステム信頼性解析結果を用いた(表:添付1-7「イベントツリー分岐確率の例」)。

定量化されたシーケンスを、主として喪失した安全機能に着目することにより、以下の7つのカテゴリーに分類・集計し、炉心損傷頻度を求めた。また、それぞれのカテゴリーに含まれる事象シーケンスの例を挙げる。

- a. ECCS再循環機能喪失(例:LOCA時に再循環運転に失敗するシーケンス)
- b. ECCS注入機能喪失(例:LOCA時に炉心への注入運転に失敗するシーケンス)
- c. 漏えい箇所の隔離機能喪失(例:1次系冷却材が格納容器バウンダリ外に直接漏えいする事象が発生し、漏えい箇所の隔離に失敗するシーケンス)
- d. 2次系からの除熱機能喪失(例:補助給水系及び主給水系喪失時にフィードアンドブリードに失

敗するシーケンス)

- e. 安全機能のサポート機能喪失(例:補機冷却水系の喪失時に、補機冷却水系の復旧に失敗するシーケンス)
- f. 原子炉停止機能喪失(例:制御棒の挿入失敗時に補助給水系が喪失するシーケンス)
- g. 格納容器の除熱機能喪失(例:LOCA時に格納容器からの除熱に失敗するシーケンス)

2. 格納容器の健全性に関するPSA

格納容器の健全性に関するPSA(以下、レベル2PSA)の評価手法は、(財)原子力安全研究協会が発行している確率論的安全評価実施手順書^{注2)}に準拠している。

レベル2PSAの評価手法(図:添付2-1「レベル2PSAの作業フロー」)ではまず、レベル1PSAの結果からイベントツリーで定義される事象シーケンス及びその発生頻度をもとに、原子炉施設の事象シーケンスのグループ化を行うとともにプラント損傷状態を定義した。次に、事象の防止・緩和手段を検討し、格納容器イベントツリーのヘディングを選定するとともに格納容器の健全性が脅かされるモードを検討し、イベントツリーを展開した。最後に、事象進展の類似性等を考慮して選定した事象に沿って原子炉容器内及び格納容器内での事象進展等の評価を行い、イベントツリーを定量化した。

以下に評価手法の各々について示す。

2.1 事象シーケンスのグループ化とプラント損傷状態の定義

(1) 事象シーケンスのグループ化

レベル1PSAで得られた炉心の健全性を脅かす事象シーケンスを、炉心の状態、格納容器内事象進展、事象の防止・緩和手段の作動・不作動等を考慮してグループ化し、格納容器イベントツリーの初期状態に設定した。

(2) プラント損傷状態の定義

原子炉施設の炉心の健全性が脅かされる事象シーケンスグループの原子炉冷却系の圧力、炉心の健全性が脅かされる時期、格納容器内事象進展というプラントの状態をそれぞれ組み合わせることにより定義した。

a. 事象のタイプと原子炉冷却系の圧力

LOCA及び過渡事象を原子炉冷却系の圧力を考慮して分類した。(高圧、中圧、低圧)

b. 炉心の健全性が脅かされる時期

異常事象の発生からの時間で分類した。(早期、後期)

c. 格納容器内事象進展

ECCS注入／再循環機能の状態及び格納容器の除熱機能の状態、及び炉心損傷時期と格納容器破損時期の前後関係を考慮して分類した。(ECCS作動の有無、格納容器スプレイ作動の有無、格納容器内自然対流冷却の有無等)

^{注2)}「確率論的安全評価(PSA)実施手順に関する調査検討

－レベル2PSA、内的事象－」、平成5年10月

(財)原子力安全研究協会(PSA実施手順調査検討専門委員会)

2.2 格納容器イベントツリーの作成

事象進展に影響を与えるヘディングを選定し、これらを基本的に格納容器内で発生すると考えられる順に時系列的に配列し、また、格納容器の健全性を脅かすモードを検討するとともに、格納容器イベントツリーの最終端に格納容器の健全性を脅かすモードを割り付けることで、格納容器イベントツリーを展開した(図:添付2-2「格納容器イベントツリー」)。

(1) 事象の防止・緩和手段の検討

格納容器の健全性が脅かされる事象の防止・緩和手段を考慮する場合には、その防止・緩和手段に用いられる設備や運転手順を調査して、対象となる手段が有効となるタイミングや操作の時間余裕等を検討した。

(2) 格納容器イベントツリーのヘディングの選定

格納容器イベントツリーのヘディングは、格納容器の健全性が脅かされるモードの検討及び事象の防止・緩和手段の検討結果に基づいて選定した。原子炉施設に関連するものを下記に示すように、物理現象に関するヘディング及び事象の防止・緩和に関するヘディングの2種類に分けて選定した。

a. 物理現象に関するヘディング

- ・ 格納容器バイパス経路の形成
- ・ 可燃性ガスの燃焼
- ・ 水蒸気爆発
- ・ 原子炉容器破損
- ・ 原子炉容器破損時の溶融物分散放出
- ・ 格納容器雰囲気直接過熱
- ・ 溶融物の冷却
- ・ 格納容器破損形態

b. 事象の防止・緩和手段に関連するヘディング

- ・ 格納容器隔離の有無
- ・ 1次系強制減圧の有無
- ・ 1次系への注入の有無
- ・ 原子炉キャビティ部の水の有無
- ・ 格納容器スプレイまたは格納容器内自然対流冷却の有無
- ・ 安全設備の復旧の有無
- ・ CV内液相部への蓄熱の有無

(3) 格納容器の健全性が脅かされるモードの検討

格納容器イベントツリーの最終端に割り付けられる格納容器の健全性が脅かされるモードを格納容器内事象進展挙動に基づき検討し、そのモードを以下の9つのカテゴリに分類した。

- ・ 水蒸気(崩壊熱)による過圧

主に注水された水が崩壊熱により蒸発して発生する蒸気により圧力がゆっくりと上昇していく事象であり、この他に溶融炉心が冷却できていない場合のコンクリート侵食により発生する非凝縮性ガスが蓄積するものが含まれる。

- ・ 漏えい箇所の隔離機能喪失

蒸気発生器伝熱管損傷等が発生し、その隔離機能が喪失した場合に1次系保有水が少なくなることにより、炉心の冷却が損なわれる事象である。

- ・ コンクリート侵食

溶融炉心が冷却できていない場合に格納容器の構造物であるコンクリートが侵食されていく事象である。

- ・ 格納容器隔離機能喪失

事故時において必要な格納容器の隔離機能が喪失することにより格納容器の健全性が脅かされる事象である。

- ・ 貫通部過温

溶融炉心から発生する崩壊熱により格納容器内部がゆっくりと加熱され、格納容器の貫通部が損傷することにより格納容器の健全性が脅かされる事象である。

- ・ 水蒸気爆発

高温の物質が大量に水中に落下し、何らかの原因で微細化するような場合に、瞬時に高温の物質の持つ熱エネルギーが機械的エネルギーに変換される事象である。

- ・ 可燃性ガスの高濃度での燃焼

燃料被覆管と水の反応、水の放射線分解等により主に水素ガスが発生し、高濃度で着火すると格納容器へ大きな圧力負荷がかかる事象である。

- ・ 格納容器雰囲気直接加熱

溶融炉心が高圧で原子炉容器外に分散放出され、微粒化して格納容器雰囲気(気相部)を直接、急激に加温・加圧して、格納容器の健全性が脅かされる事象である。

- ・ 格納容器への直接接触

原子炉容器が高圧状態で破損した場合に溶融炉心が格納容器側壁に直接接触し、側壁を侵食していく事象である。

2.3 事象進展評価

事象進展は、事象シーケンスグループ毎で利用可能な事象の防止・緩和手段を考慮し、事象進展過程における原子炉容器内及び格納容器内での物理現象等を解析することにより、格納容器イベントツリーを定量化するための参考として、重要な事象の発生の有無とタイミングを評価した。これらの評価にあたっては、炉心・原子炉容器・格納容器の特徴、起因事象や事象を防止・緩和する安全機能の状態、及び運転員操作等を考慮し、事象進展過程において格納容器が健全な状態で終息するか、あるいは格納容器の健全性が脅かされるまでの現象を解析した。事象進展評価の対象シーケンスを選定する際には、事象シーケンスグループを更にその類似性等を考慮してまとめ、発生頻度の低いものは除くといった作業を行った。

2.4 格納容器イベントツリーの定量化

グループ化された事象シーケンスごとに、事象シーケンスグループの発生頻度と各ヘディングの分岐確率を割り当てることにより、格納容器イベントツリーを定量化した。

物理現象に関するヘディングについては、事象進展評価によって得られた、重要な事象の発生の有無やタイミングを参考にするとともに、これまでに実施されたシビアアクシデント研究の知見から工学的な判断を加えて分岐確率を決定した(表:添付2-1「格納容器イベントツリー分岐確率の例」)。事象の防止・緩和手段に関するヘディングについては、有効となるタイミングや操作時間余裕等から機器の故障や機能の回復を考慮して分岐確率を決定した。

格納容器イベントツリーの定量化により、その最終端に割り付けた格納容器の健全性が脅かされるモード別(2.2「格納容器イベントツリーの作成」参照)の寄与割合を評価した。

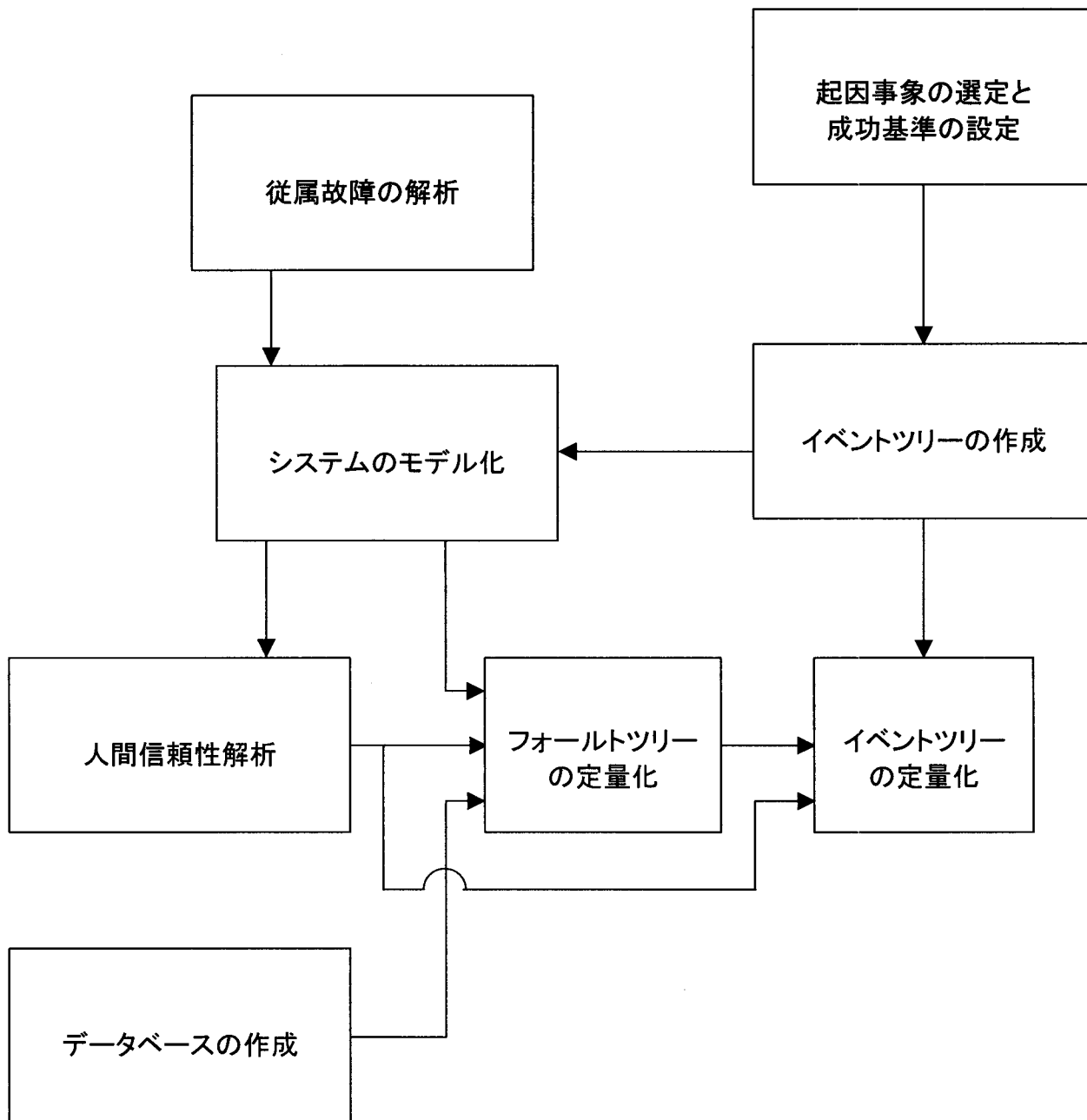


図: 添付 1-1 レベル1PSAの作業フロー

表:添付 1-1 起因事象の分類と発生頻度

起因事象		発生頻度 (1/炉年)	備 考
1	大破断 LOCA	1.8×10^{-5}	これまでに日米とも発生経験がなく、米国 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)に基づき小 LOCA の発生頻度を算出。WASH-1400 の大中小 LOCA の比率を採用。
2	中破断 LOCA	5.6×10^{-5}	
3	小破断 LOCA	1.8×10^{-4}	
4	余熱除去系隔離弁 LOCA	3.1×10^{-9}	弁の故障率より評価
5	主給水喪失	1.4×10^{-2}	国内 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)
6	外部電源喪失	7.1×10^{-3}	国内 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)
7	ATWS	2.3×10^{-6}	国内 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)
8	蒸気発生器伝熱管破損	1.7×10^{-3}	国内 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)
9	過渡事象	1.0×10^{-1}	国内 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)
10	2次冷却系の破断	3.6×10^{-4}	これまでに日米とも発生経験がなく、米国 PWR 実績データで評価。 (平成 14 年3月末時点)
11	補機冷却水の喪失	1.8×10^{-4}	
12	DC電源 1 系列失敗	1.8×10^{-4}	
13	手動停止	1.4×10^{-1}	国内 PWR 実績データ(平成 14 年3月末時点)

表:添付 1-2 成功基準の例

	注入段階	再循環段階	格納容器熱除去
大破断LOCA	〔蓄圧注入系 1/1〕 AND 〔余熱除去ポンプ 1/2〕	余熱除去ポンプ 1/2 AND 当該トレイン熱交換器	〔格納容器スプレイポンプ 1/2〕 AND 当該トレイン熱交換器
中破断LOCA	〔高圧注入ポンプ 1/2〕 AND 〔蓄圧注入系 1/1〕 OR 〔主蒸気逃がし弁強制開 AND 補助給水ポンプ 1/3〕 AND 〔蓄圧注入系 1/1〕 AND 〔余熱除去ポンプ 1/2〕	〔余熱除去ポンプ 1/2*〕 AND 高圧注入ポンプ 1/2 AND 当該トレイン熱交換器〕 OR 〔主蒸気逃がし弁強制開 AND 補助給水ポンプ 1/3〕 AND 余熱除去ポンプ 1/2 AND 当該トレイン熱交換器〕 * 余熱除去ポンプはブースティングのみ	同 上
小破断LOCA	〔高圧注入ポンプ 1/2〕 AND 〔補助給水ポンプ 1/3〕 OR 〔PORV操作による フィードアンドブリード操作〕 OR 〔主蒸気逃がし弁強制開 AND 補助給水ポンプ 1/3〕 AND 〔蓄圧注入系 1/2〕 AND 〔余熱除去ポンプ 1/2〕	〔余熱除去ポンプ 1/2*〕 AND 高圧注入ポンプ 1/2 AND 当該トレイン熱交換器〕 OR 〔主蒸気逃がし弁強制開 AND 補助給水ポンプ 1/3〕 AND 余熱除去ポンプ 1/2 AND 当該トレイン熱交換器〕 * 余熱除去ポンプはブースティングのみ	同 上
過渡事象	補助給水ポンプ 1/3 OR 主給水ポンプ 1/3 OR 〔高圧注入ポンプ 1/2〕 AND 〔PORV操作による フィードアンドブリード操作〕	〔余熱除去ポンプ 1/2*〕 AND 高圧注入ポンプ 1/2 AND 当該トレイン熱交換器〕 * 余熱除去ポンプはブースティングのみ	同 上

* 余熱除去ポンプはブースティングのみ

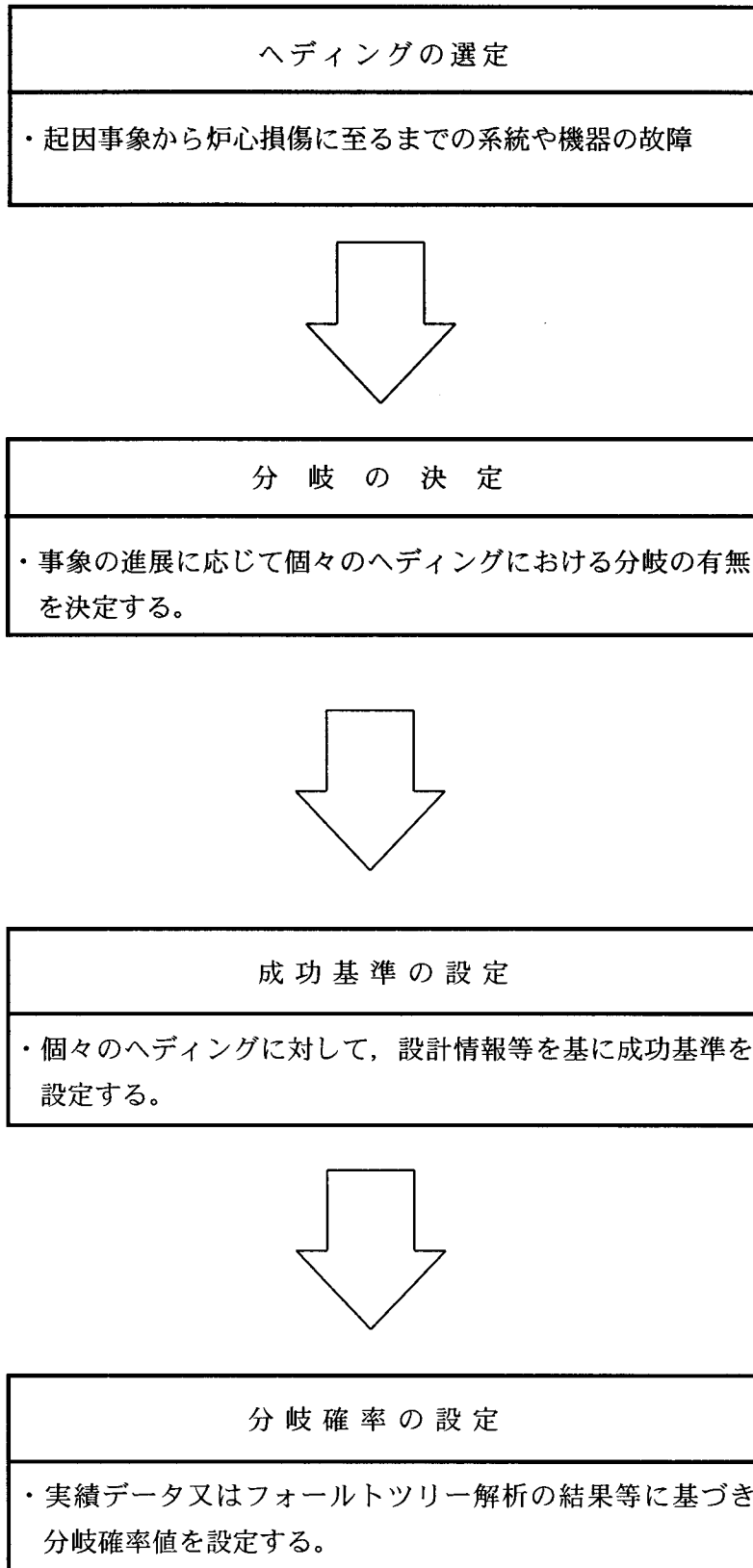


図:添付 1-2 イベントツリー解析の流れ

大破断LOCA

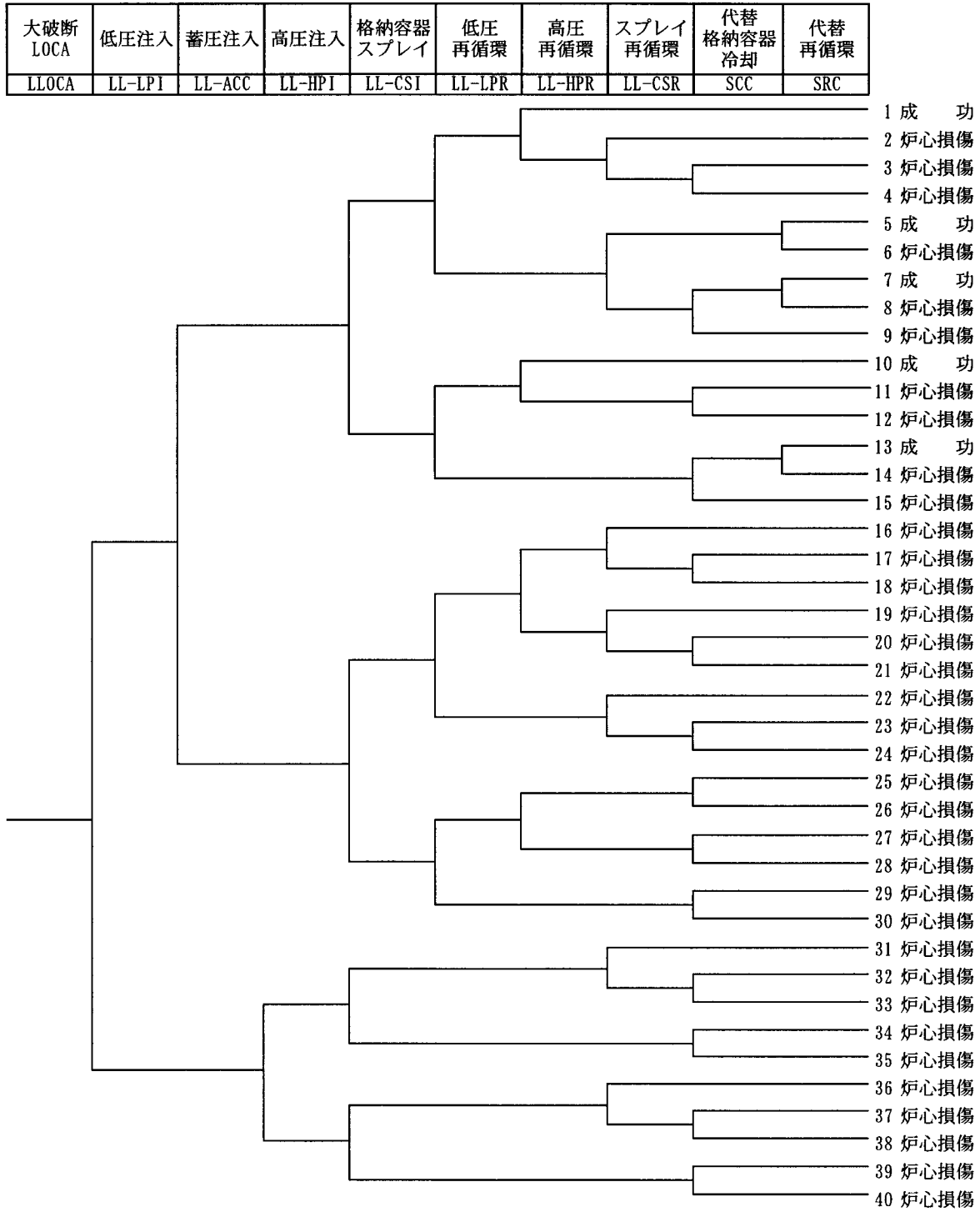


図: 添付 1-3 イベントツリーの例

表:添付 1-3 機器故障率データベースの例

機 器	故障モード	故障率データ ^a			備 考
		平均値	中央値	EF	
電動ポンプ	起動失敗	$5 \times 10^{-4}/d$	$2 \times 10^{-4}/d$	10	LER(NUREG/CR-1205)Rev.1
	継続運転失敗	$5 \times 10^{-6}/h$	$2 \times 10^{-6}/h$	10	LER(NUREG/CR-1205)Rev.1
タービン動ポンプ	起動失敗	$1 \times 10^{-2}/d$	$8 \times 10^{-3}/d$	3	LER(NUREG/CR-1205)Rev.1
	継続運転失敗	$4 \times 10^{-5}/h$	$2 \times 10^{-5}/h$	10	LER(NUREG/CR-1205)Rev.1
電動弁	作動失敗	$4 \times 10^{-3}/d$	$2 \times 10^{-3}/d$	10	LER(NUREG/CR-1363)
	外部リーク	$1 \times 10^{-7}/h$	$4 \times 10^{-8}/h$	10	''
	内部リーク	$1 \times 10^{-7}/h$	$4 \times 10^{-8}/h$	10	''
	閉塞	$6 \times 10^{-8}/h$	$5 \times 10^{-8}/h$	3	''
空気/流体作動弁	作動失敗	$7 \times 10^{-4}/d$	$6 \times 10^{-4}/d$	3	LER(NUREG/CR-1363)
	外部リーク	$2 \times 10^{-7}/h$	$8 \times 10^{-8}/h$	10	''
	内部リーク	$2 \times 10^{-7}/h$	$8 \times 10^{-8}/h$	10	''
	閉塞	$1 \times 10^{-7}/h$	$8 \times 10^{-8}/h$	3	''
逆止弁	開失敗	$1 \times 10^{-4}/d$	$8 \times 10^{-5}/d$	3	LER(NUREG/CR-1363)
	外部リーク	$5 \times 10^{-8}/h$	$2 \times 10^{-8}/h$	10	''
	内部リーク	$7 \times 10^{-7}/h$	$3 \times 10^{-7}/h$	10	''
非常用 ディーゼル発電機	起動失敗	$1.1 \times 10^{-3}/d$	$9 \times 10^{-4}/d$	3	全交流電源喪失事象検討WG報告書;70年4月から90年3月末迄の運転実績
	継続運転失敗	$1.7 \times 10^{-4}/h$	$6 \times 10^{-5}/h$	10	$\frac{1.1E-3}{(4E-2)} \times (6E-3) = 1.7E-4$ ():LER

a. EF:エラーファクター, 1/d=回/要求, 1/h=回/時間。

表：添付 1-4 修復時間、復旧特性データの例

機 器	修復時間、復旧特性 データ	出 典	備 考
ポンプ	平均修復時間 19時間	WASH-1400	余熱除去系など安全系に対する値
弁	平均修復時間 7時間	WASH-1400	同上
非常用 ディーゼル発電機	平均修復時間 21時間	WASH-1400	
外部電源復旧特性 (1時間の場合)	復旧失敗確率 0.07	国内実績	1962年から1987年までのデータに基づく

表:添付 1-5 β ファクター値の例

機 器	β ファクター値
原子炉トリップしゃ断器	0.0792 (EF=3)
非常用ディーゼル発電機	0.0380 (EF=3)
電動弁	0.0880 (EF=3)
安全/逃がし弁	0.0700 (EF=3)
安全注入ポンプ	0.210 (EF=3)
余熱除去ポンプ	0.150 (EF=3)
格納容器スプレイポンプ	0.110 (EF=3)
補助給水ポンプ	0.056 (EF=3)
補機冷却水ポンプ	0.026 (EF=3)
バッテリー	0.008 (EF=3)
空気作動弁	0.100 (EF=3)

出典: NUREG-1150(最終報告書) [NUREG/CR-4550 Rev.1]

ただし、原子炉トリップしゃ断器は最終報告書に記載がないため、
NUREG-1150(第1ドラフト) [NUREG/CR-4550 Rev.0]の値を用いた。

表:添付 1-6 人的過誤率データの例

エラーモード	人的過誤率	
	平均値	エラーファクター
高ストレス		
フィードバック無	3.0×10^{-2}	10
フィードバック有	3.0×10^{-3}	10
低ストレス		
フィードバック無	4.0×10^{-3}	3
フィードバック有	8.0×10^{-4}	10

表: 添付 1-7 イベントツリー分岐確率の例

システム	分岐確率 (1/demand)	
サポートシステム	6.6kV 交流母線	3.0×10^{-7}
	補機冷却系統 (注入時)	1.3×10^{-5}
	補機冷却系統 (再循環時)	7.0×10^{-5}
ECCS (大 LOCA 時)	蓄圧注入	5.7×10^{-4}
	低圧注入	6.1×10^{-3}
	低圧再循環	4.0×10^{-3}
	高圧注入	1.3×10^{-3}
	高圧再循環	2.5×10^{-3}
	格納容器スプレイ注入	1.2×10^{-3}
	格納容器スプレイ再循環	1.5×10^{-2}
	格納容器自然対流冷却	9.0×10^{-1}
	代替再循環	2.6×10^{-1}
ECCS (中 LOCA 時)	蓄圧注入	6.9×10^{-4}
	低圧注入 (高圧注入成功)	6.7×10^{-4}
	低圧注入 (高圧注入失敗)	6.1×10^{-3}
	低圧再循環	3.5×10^{-3}
	高圧注入	1.3×10^{-3}
	高圧再循環	5.2×10^{-3}
	格納容器スプレイ注入	1.2×10^{-3}
	格納容器スプレイ再循環	1.4×10^{-2}
	格納容器自然対流冷却	9.0×10^{-1}
	代替再循環	2.6×10^{-1}
ECCS (小 LOCA 時)	蓄圧注入	1.8×10^{-5}
	低圧注入 (高圧注入成功)	5.4×10^{-4}
	低圧注入 (高圧注入失敗)	6.1×10^{-3}
	低圧再循環	2.7×10^{-3}
	高圧注入	1.3×10^{-3}
	高圧再循環	4.5×10^{-3}
	格納容器スプレイ注入	1.2×10^{-3}
	格納容器スプレイ再循環	1.4×10^{-2}
	格納容器自然対流冷却	9.0×10^{-1}
代替再循環	2.6×10^{-1}	
補助給水 (小 LOCA 時)	4.0×10^{-7}	
非常用ディーゼル発電機 全台故障	5.1×10^{-5}	
原子炉トリップ (主給水喪失、過渡事象)	3.3×10^{-5}	

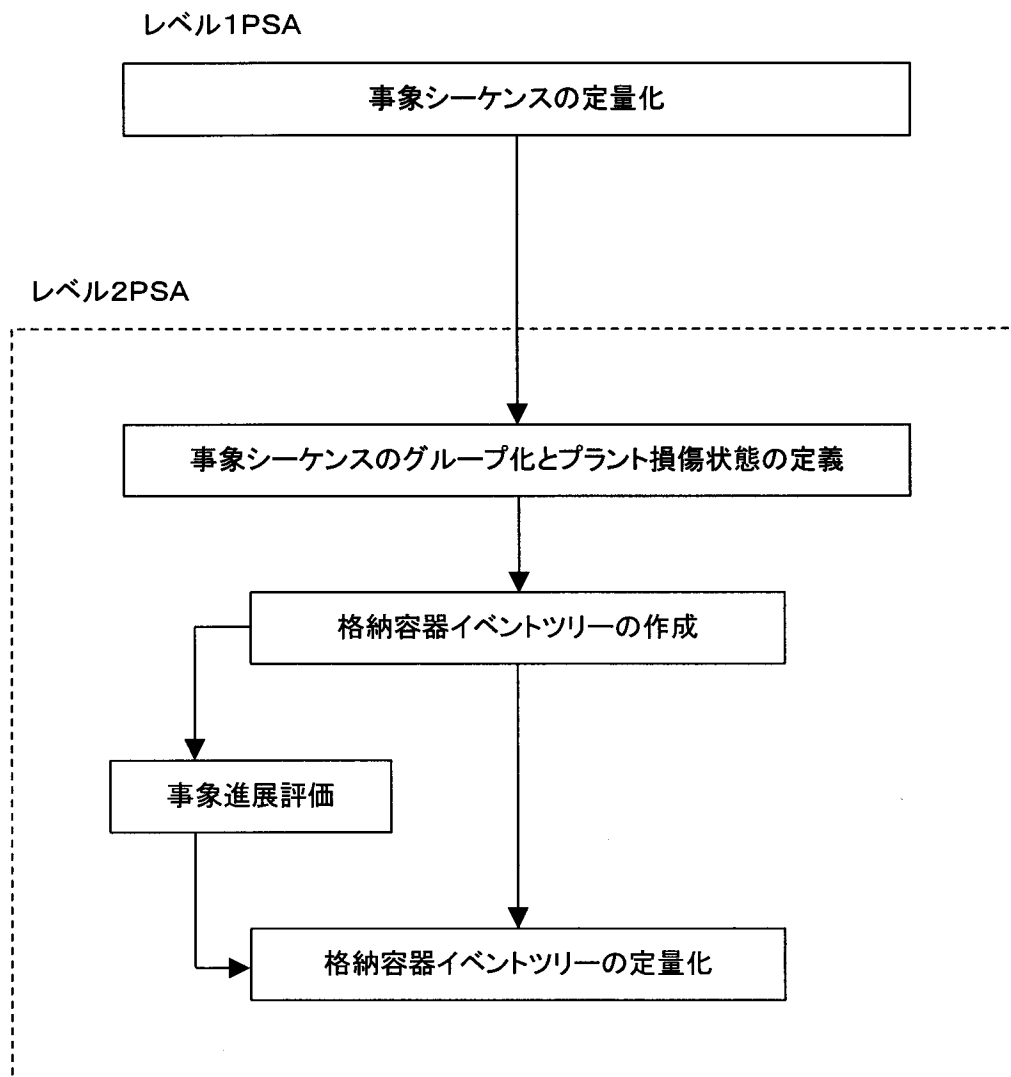
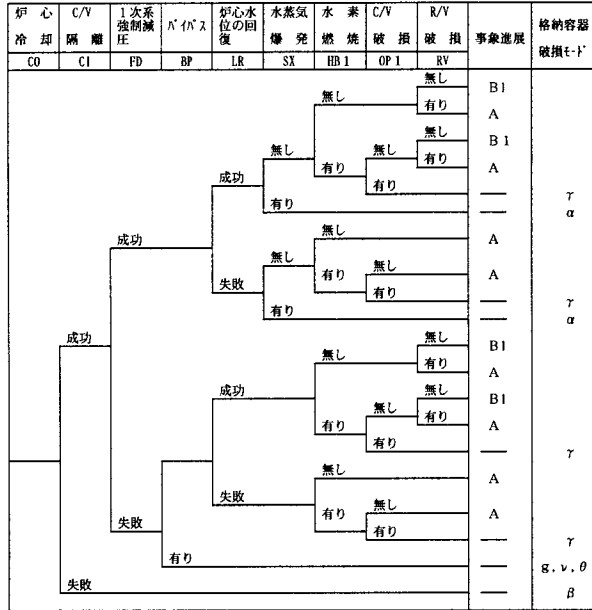
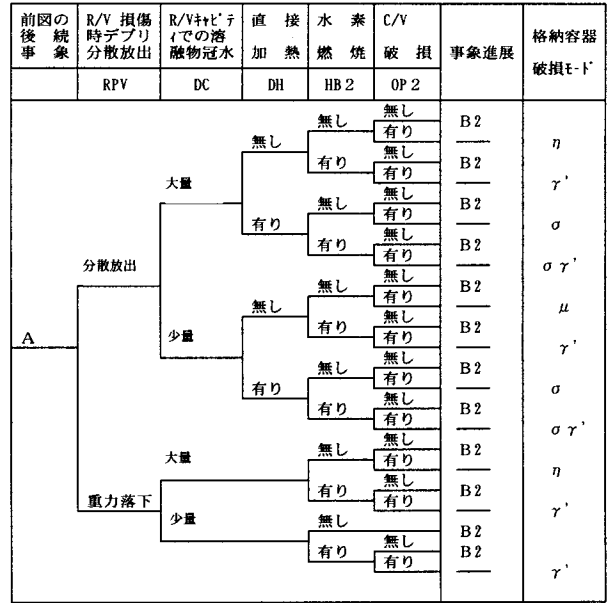


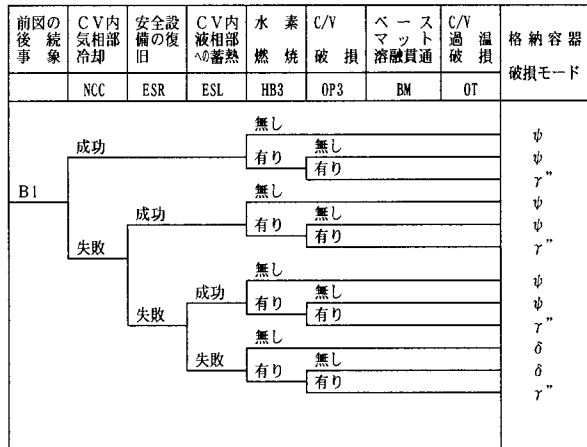
図:添付 2-1 レベル2PSAの作業フロー



A: R/V破損有り
B1: R/V破損無し

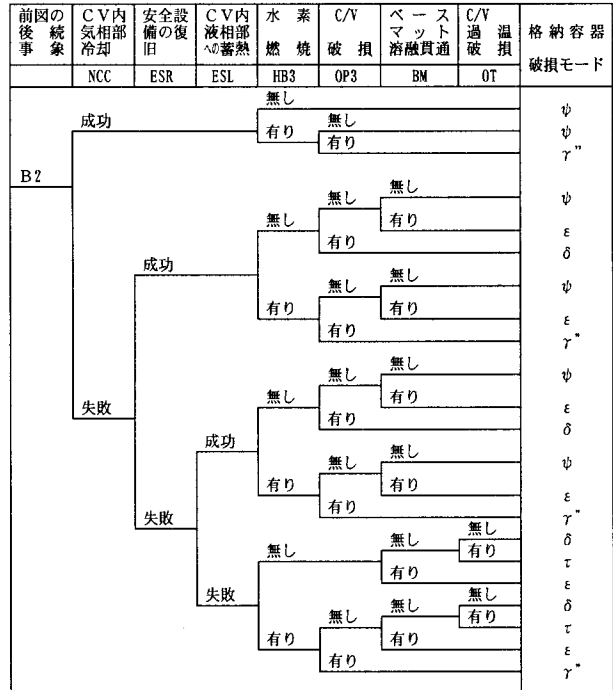


B2: R/V破損有り



B1: R/V破損無し
ベースマット溶融貫通及びC/V過温損傷のC/V破損モードがない

- (注1) 事象進展の-はその時点での格納容器の破損を意味する。
(注2) 格納容器破損モード:
α=原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β=格納容器隔離失敗
γ, γ', γ''=水素燃焼または水素爆轟による過圧破損
δ=炉心損傷後の崩壊熱除去失敗に伴う後期過圧破損
ε=コア・コンクリート反応によるベースマット溶融貫通
θ=炉心損傷前の崩壊熱除去失敗に伴う過圧破損
η=水蒸気爆発または水蒸気スパイクによる破損
σ=格納容器直接過熱による破損
g=蒸気発生器伝熱管破損事故後の炉心損傷による格納容器パイパス
ν=余熱除去系隔離弁 LOCA 後の炉心損傷による格納容器パイパス
μ=炉心デブリの格納容器構造物への直接接触による破損
τ=崩壊熱による貫通部過温破損
φ=格納容器が健全に維持され、FP は設計漏えい率で放出



B2: R/V破損有り

図: 添付 2-2 格納容器イベントツリー

表:添付 2-1 格納容器イベントツリー分岐確率の例

現象等	条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器隔離	格納容器バイパス事象以外	5×10^{-3}	NUREG/CR-4220 "Reliability Analysis of Containment Isolation Systems" の Large Leakage Events で の unavailability 5×10^{-3} を採用する。
格納容器バイパス	格納容器バイパス事象	1.0	SGTR で2次系開放のシーケンス、インターフェース LOCA シーケンス、格納容器先行破損は格納容器バイパスであることから、これらのプラント損傷状態については 1.0 を採用する。
	1次系高圧状態で炉心損傷が進む事象	0.1	NUREG/CR-4551, Vol.2, Rev.1, Part1 "Evaluation of Severe Accident Risks Quantification of Major Input Parameters"によれば、SG2次側がドライアウトし1次側が高圧状態に保持される事故シーケンスにおいては、ホットレグクリープ破損が先行する確率を 0.72、Temperature Induced SGTR が先行する確率を 0.018 としている。この知見に基づきホットレグクリープ破損が起きない条件での Temperature Induced SGTR の確率を 0.1 とする。
水蒸気爆発	1次系低圧状態で炉心損傷に至る事象	1×10^{-4}	NUREG-1116 として NRC の水蒸気爆発検討グループがまとめた PWR プラントの低圧シーケンスの α モード破損確率を参照して、1次系低圧状態で炉心損傷が進むプラント損傷状態に対しては、 1×10^{-4} を採用する。
原子炉容器破損前の水素燃焼	水素濃度 $\geq 8\%$	0.9	水素濃度 8%以上で完全燃焼領域に入ることから、水素燃焼割合発生 の判断基準を 8%以上とする。但し、水蒸気が 55%以上の場合には不活性化されるため、この場合には水素濃度によらず燃焼しないこととする。水素濃度及び水蒸気濃度は MAAP 解析結果を参照する。MAAP コードの炉心溶融進展モデル及び水素生成モデルには不確実さがあるので、水素濃度 8%以上の場合の分岐確率を 0.9、水素濃度 8%以下で 4%以上の場合には 0.1、水素濃度 4%以下では 0.01 を採用する。また、水蒸気濃度 55%以上の場合には 0.01 を採用する。
	$4\% \leq$ 水素濃度 $< 8\%$	0.1	
	水素濃度 $< 4\%$	1×10^{-2}	