

JAERI-Tech
97-045



改良船用炉MRXの工学設計

1997年10月

原子力船研究開発室

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。

入手の問合わせは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-11 茨城県那珂郡東海村）あて、お申し越してください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-11 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information Division, Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-11, Japan.

© Japan Atomic Energy Research Institute, 1997

編集兼発行 日本原子力研究所
印 刷 (株)原子力資料サービス

改良船用炉MRXの工学設計

日本原子力研究所東海研究所
原子力船研究開発室

(1997年8月27日受理)

原研では、原子力船「むつ」の研究開発により得られた知見を十分活用しつつ、経済性及び信頼性の優れた改良船用炉MRXの研究開発を進めた。MRXは砕氷船及び一般商船への搭載を想定した熱出力100MWの改良船用炉であり、試設計、概念設計の後、工学設計を平成5年度から4年計画で実施した。本報告書はその成果を取りまとめたものである。

設計されたMRXの特徴は次の通りである。

- (1) 蒸気発生器、加圧器、制御棒駆動機構等の一次系機器を原子炉容器に内装する一体型PWRの採用により原子炉システムの小型化、軽量化及び系統の簡素化を達成した。また一次系循環配管が不用となることにより、大口徑配管破断事故(大LOCA)を排除することが可能になり、安全性の向上と工学的安全系の簡素化を実現した。
- (2) 原子炉容器内装型制御棒駆動機構採用により制御棒飛び出し事故の排除及び原子炉システムの小型化を達成した。
- (3) 格納容器内に水を充填した水張格納容器方式を採用することにより、LOCA時の受動的炉心冠水を達成させるとともに格納容器内充填水を放射線遮へい体に活用することにより、2次遮へい体を削除し大幅な軽量化の実現を図った。
- (4) 受動的炉心冠水の確保とともに、事故時の崩壊熱除去を自然循環で行う受動的安全系を採用することにより工学的安全系の簡素化及び安全性向上を図った。
- (5) 系統の簡素化、受動的工学的安全系、高度自動化等の採用により、運転性の向上を図った。

工学設計担当者と執筆担当分野（平成5年度～平成8年度）

氏名	従事期間（記載無しは全期間従事）	担当分野及び執筆
原子力船研究開発室		
石黒 幸雄	(～平成5.6.14)	統括、室長
星 蔦雄		統括、室長(*1)
迫 淳	(～6.9.31)	特別研究員
山路 昭雄(*2)	(～8.3.31)	2章、4章、5.1、5.3、9.1、 9.2、9.3、9.7、11章、16章
中澤 利雄		8.8、9章、14章、16章
高橋 照雄	(5.6.1～)	計測制御系設計
船用炉設計研究室		
飯田 浩正	(～7.3.31)	総括、室長
落合 政昭	(7.4.1～8.3.31)	総括、室長、20章
石田 紀久		総括、室長(*3)、1章
福原 彬文	(7.5.1～)	3章、8.1、8.2、8.4、8.6、 8.7、8.9、8.10、10章、 13章、21章
石坂 雄一	(～5.5.31)	制御棒駆動機構設計
笠原 芳幸(*4)	(～8.3.31)	制御棒駆動機構設計
布川 浩	(8.4.1～)	5.2
楠 剛		2章、6章、8.5
大久保哲朗(*5)	(6.2.1～9.3.31)	4章、5.5、7章、9.5、9.7、 18章、19章
頼経 勉	(5.4.16～)	5.1、5.3、8.3、9.3、11章、 12章、15章、17章、20章
安達 雅樹	(8.4.1～)	5.4、9.8
原子力船システム研究室		
落合 政昭	(～7.3.31)	総括、室長、20章
島崎 潤也		総括、室長(*6)
小林日出雄(*7)	(～5.12.31)	船体・推進設計
佐藤 和男(*8)	(5.7.1～9.6.30)	計測制御系設計
藪内 典明	(7.10.1～)	計測制御系設計
高橋 博樹	(6.4.16～)	8.8、9.4、9.6

京谷 正彦

計測・制御設計

兼 務

中川 正幸 (*9)	(~ 7.7.31)	核設計
板垣 正文 (*10)	(~ 6.3.31)	核設計
坂本 幸夫 (*11)	(~ 7.3.31)	遮蔽設計
岩村 公道 (*12)	(~ 7.9.30)	非常用崩壊熱除去系設計

(備 考)

- (* 1) 室長：H5.10.1より
- (* 2) 現在：運輸省船舶技術研究所
- (* 3) 室長：H8.4.1より
- (* 4) 現在：三菱重工業株式会社
- (* 5) 現在：石川島播磨重工業株式会社
- (* 6) 室長：H7.4.1より
- (* 7) 現在：石川島播磨重工業株式会社
- (* 8) 現在：石川島播磨重工業株式会社
- (* 9) 現在：原子炉工学部
- (* 10) 現在：北海道大学
- (* 11) 現在：原子炉工学部 粒子線工学研究室
- (* 12) 現在：企画室

Engineering Design of Advanced Marine Reactor MRX

Office of Nuclear Ship Research and Development

Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received August 27, 1997)

JAERI has studied the design of an advanced marine reactor (named as MRX), which meets requirements of the enhancement of economy and reliability, by reflecting results and knowledge obtained from the development of N.S. Mutsu. The MRX with a power of 100 MWt is intended to be used for ship propulsion such as an ice-beaker, container cargo ship and so on. After completion of the conceptual design, the engineering design was performed in four year plan from FY 1993 to 1996.

This report presents the results of the engineering design which has the following unique technical features.

- (1) Compactness, light-weightness and simplicity of the reactor system are realized by adopting an integral-type PWR, i.e. by installing the steam generator, the pressurizer, and the control rod drive mechanism (CRDM) inside the pressure vessel. Because of elimination of the primary coolant circulation pipes in the MRX, possibility of large-scale pipe break accidents can be eliminated. This contributes to improve the safety of the reactor system and to simplify the engineered safety systems.
- (2) The in-vessel type CRDM contributes not only to eliminate possibilities of rod ejection accidents, but also to make the reactor system compact.
- (3) The concept of water-filled containment where the reactor pressure vessel is immersed in the water is adopted. It can be of use for emergency core cooling system which maintains core flooding passively in case of a loss-of-coolant accident. The water-filled containment system also contributes essentially light-weightness of the reactor system since the water inside containment acts as a radiation shield and in consequence the secondary radiation shield can be eliminated.

- (4) Adoption of passive decay heat removal systems has contributed in a greater deal to simplification of the engineered safety systems and to enhancement of reliability of the systems.
- (5) Operability has been improved by simplification of the whole reactor system, by adoption of the passive safety systems, advanced automatic operation systems, and so on.

Keywords: Marine Reactor, PWR, Integral Type, Passive Safety, Ice Breaker

Members of Design

Office of Nuclear Ship Research and Development

Y.Ishiguro (~'93.6.14)
T.Hoshi
K.Sako (~'94.9.31)
A.Yamaji (~'96.3.31)
T.Nakazawa
T.Takahashi ('93.6.1~)
M.Nakagawa (~'95.7.31)
M.Itagaki (~'94.3.31)
Y.Sakamoto (~'95.3.31)
T.Iwamura (~'95.9.30)

Advanced Marine Reactor Laboratory

H.Iida (~'95.3.31)
M.Ochiai ('95.4.1~'96.3.31)
T.Ishida
Y.Fukuhara ('95.5.1~)
Y.Ishizaka (~'93.5.31)
Y.Kasahara (~'96.3.31)
H.Nunokawa ('96.4.1~)
T.Kusunoki
T.Ookubo ('94.2.1~'97.3.31)
T.Yoritsune ('93.4.16~)
M.Adachi ('96.4.1~)

Nuclear Ship System Laboratory

M.Ochiai (~'95.3.31)
J.Shimazaki
H.Kobayashi (~'93.3.31)
K.Sato ('93.7.1~'97.6.30)
N.Yabuuchi ('95.10.1~)
H.Takahashi ('94.4.16~)
M.Kyoya

まえがき

改良船用炉の研究開発は、昭和55年4月、原子力委員会が「原子力船に関する研究開発の進め方について」に示した方針に従い、昭和56年度から開始されているものである。原子力委員会の方針は、「むつ」の放射線もれを契機にそれまでの原子力船に関する研究開発計画（原子力第1船「むつ」の開発を行うこと）の見直しを行って決定されたものである。この中では、原子力船の研究開発の必要性を再認識し、原子力船「むつ」の建造、運航に加えて、原子力船を実用化するには、原子力船の経済性、信頼性の向上を目指した研究開発についても国が中心となり、相当期間かけて取り組む必要性のあることを示すとともに、長期にわたって一貫した体制で研究を進めるために、恒久的な原子力関係機関と統合することも示した（昭和60年3月には日本原子力研究所に統合）。

具体的には、小型・軽量で、かつ経済性、信頼性の優れた船用炉の開発として、最適な船用炉等の概念の確立のために設計評価研究を進めることとした。

設計評価研究は以下の段階を経て研究が進められた。

昭和56～57年度	調査
昭和58年～61年度	試設計
昭和62年～平成4年度	概念確立設計（MRX及びDRXの概念創出）
平成5年度～	工学設計研究

本報告書「改良船用炉MRXの工学設計」は、概念確立設計で創出された大型船舶用原子炉MRXについて、詳細設計、建造の見通しを得る程度まで設計を固めることを目的として、プラント全体にわたって設計を行った成果である。設計の内容は、原子炉及び各系統機器について設計を行うとともに安全性評価を実施し、併せて関連法規・指針等への適合性について検討した。報告書は原子炉設置許可申請書（添付書類八及び十）に準じて取りまとめたが、特に安全性については、今後の議論の参考のために設計の考え方についてもできる限り記述した。

改良船用炉の研究開発においては、設計研究と並行して要素技術の開発、安全性の基礎実験等を進めているところである。しかし、これらの研究は現在進行中であるのでこれらの成果は残念ながら本設計研究に反映されていない。したがって、要素技術、安全性の基礎実験等の成果については適時設計との比較を行い、設計の再評価、見直し等を進めて行くことが必要と考えている。

本報告書は現研究室員の執筆によって作成したものであるが、改良船用炉の研究開発は原子力船研究開発事業団当時から多くの人達によって進められてきたものである。本報告書を取りまとめるに当たり、関係者に深甚の謝意を表します。

平成9年6月 原子力船研究開発室長

星 蔦雄

目 次

1. 原研における改良船用炉研究開発の経緯	
1.1 研究開発の経緯	1
1.2 研究開発体制	1
1.3 試設計	1
1.4 概念確立設計	2
1.5 工学設計	3
2. 原子炉施設の設計要件及び主要目	
2.1 炉プラント設計条件	11
2.2 船体運動、加速度及び振動の条件	11
2.3 主要目	15
3. 安全設計	
3.1 安全設計の方針	26
3.2 「原子力船特殊規則」に対する適合	30
3.3 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に対する適合	40
4. プラント配置	
4.1 概 要	113
4.2 MRX 搭載船内の配置	113
4.3 原子炉室内の機器	115
4.4 機関室内の機器	126
4.5 管理区域通風機室内の機器	132
4.6 サンプリング室内の機器	132
4.7 中央制御室内の機器	132
4.8 操舵室内の機器	133
5. 原子炉及び炉心	
5.1 概 要	135
5.2 機械設計	139
5.2.1 燃 料	139
5.2.2 炉内構造物	149

5.2.3	反応度制御設備	160
5.3	核設計	167
5.3.1	設計方針	167
5.3.2	解析方法	167
5.3.3	核設計値及び炉心内の配置	168
5.3.4	核設計の内容	169
5.4	熱水力設計	179
5.4.1	設計方針	179
5.4.2	解析手法	179
5.4.3	熱水力設計値	180
5.4.4	熱水力設計の内容	180
5.5	動特性	186
5.5.1	設計方針	186
5.5.2	解析方法	186
5.5.3	応答解析	186
5.5.4	評価	187
6.	1次冷却系統設備	
6.1	概要	192
6.2	設計方針	195
6.3	原子炉冷却材圧力バウンダリとなる系統機器の設計	197
6.3.1	1次系統及び機器の準拠する法令、規格、基準	197
6.3.2	強度に関する設計の基準	197
6.3.3	非延性破壊の防止	197
6.3.4	過圧防護	197
6.3.5	材料	198
6.4	1次冷却系統の設備仕様	200
6.5	主要設備	207
6.5.1	原子炉容器	207
6.5.2	蒸気発生器	207
6.5.3	加圧器	208
6.5.4	1次冷却材ポンプ	209
6.5.5	その他の1次冷却系系統設備	210
6.5.6	漏洩監視設備	211
6.6	評価	221
6.7	試験検査	222
6.7.1	原子炉容器	222

6.7.2	蒸気発生器	222
6.7.3	1次冷却材ポンプ	222
6.7.4	加圧器	223
6.7.5	加圧器スプレイポンプ	223
6.7.6	1次冷却材管	223
7. 工学的安全施設		
7.1	概 要	228
7.1.1	工学的安全施設	228
7.1.2	工学的安全施設の設計方針	228
7.2	非常用崩壊熱除去設備	230
7.2.1	概 要	230
7.2.2	設計方針	230
7.2.3	主要設備の仕様	230
7.2.4	系統設計及び主要設備	230
7.2.5	評 価	232
7.2.6	試験検査	233
7.3	原子炉格納施設	243
7.3.1	概 要	243
7.3.2	設計方針	243
7.3.3	主要設備の仕様	243
7.3.4	主要設備	243
7.3.5	評 価	245
7.3.6	試験検査	245
7.4	非常用格納容器水冷却設備	252
7.4.1	概 要	252
7.4.2	設計方針	252
7.4.3	主要設備の仕様	252
7.4.4	系統設計	252
7.4.5	評 価	253
7.4.6	試験検査	254
7.5	原子炉室空気浄化設備	267
7.5.1	概 要	267
7.5.2	設計方針	267
7.5.3	主要設備	267
7.5.4	評 価	267
7.5.5	試験検査	267

8. 原子炉補助施設	
8.1 概 要	270
8.2 体積制御設備	273
8.2.1 概 要	273
8.2.2 設計方針	273
8.2.3 主要設備の仕様	274
8.2.4 系統設計及び主要設備	274
8.2.5 評 価	276
8.3 余熱除去設備	280
8.3.1 概 要	280
8.3.2 設計方針	280
8.3.3 主要設備の仕様	280
8.3.4 系統設計及び主要設備	280
8.3.5 試験検査	281
8.4 格納容器水浄化冷却設備	284
8.4.1 概 要	284
8.4.2 設計方針	284
8.4.3 主要設備の仕様	284
8.4.4 主要設備	284
8.4.5 試験検査	285
8.5 水中断熱構造	289
8.5.1 概 要	289
8.5.2 設計方針	289
8.5.3 主要設備	289
8.5.4 試験検査	289
8.6 原子炉補機冷却水設備	292
8.6.1 概 要	292
8.6.2 設計方針	292
8.6.3 主要設備の仕様	292
8.6.4 主要設備	292
8.6.5 評 価	293
8.6.6 試験検査	293
8.7 原子炉補機冷却海水設備	296
8.7.1 概 要	296
8.7.2 設計方針	296
8.7.3 主要設備の仕様	296
8.7.4 主要設備	296

8.7.5	評 価	296
8.7.6	試験検査	296
8.8	燃料交換設備	299
8.8.1	格納容器一括搬出入設備	299
8.8.2	燃料取扱設備	300
8.8.3	評 価	306
8.8.4	試験検査	306
8.9	試料採取設備	311
8.9.1	概 要	311
8.9.2	設計方針	311
8.9.3	主要設備の仕様	312
8.9.4	主要設備	312
8.10	1次系加熱設備	314
8.10.1	概 要	314
8.10.2	設計方針	314
8.10.3	主要設備の仕様	314
8.10.4	系統設計及び主要設備	314
9. 計測制御系統施設		
9.1	概 要	316
9.2	原子炉計装	316
9.2.1	概 要	316
9.2.2	炉外核計装	316
9.2.3	制御棒位置指示計装	319
9.3	プロセス計装設備	324
9.3.1	概 要	324
9.3.2	設計方針	324
9.3.3	主要設備	324
9.3.4	評 価	326
9.4	原子炉制御設備	337
9.4.1	概 要	337
9.4.2	設計方針	337
9.4.3	主要設備	337
9.4.4	評 価	341
9.5	原子炉保護設備	347
9.5.1	概 要	347
9.5.2	設計方針	347

9.5.3	主要設備	347
9.5.4	評 価	350
9.6	工学的安全施設作動設備	357
9.6.1	概 要	357
9.6.2	設計方針	357
9.6.3	主要設備	357
9.6.4	評 価	359
9.7	制御室	362
9.7.1	概 要	362
9.7.2	中央制御室	362
9.7.3	中央制御室外原子炉停止装置	364
10. 電気設備		
10.1	概 要	366
10.2	設計方針	366
10.3	主要設備	367
10.3.1	主機発電機	367
10.3.2	補助発電機	367
10.3.3	非常用ディーゼル発電機	367
10.3.4	直流電源設備	368
10.3.5	計測制御用電源設備	368
10.3.6	制御棒駆動機構用電源設備	368
10.3.7	照明用電源設備	368
10.3.8	通信連絡設備	368
10.3.9	ケーブル及び電路	368
10.4	母線切替	369
10.5	評 価	369
10.6	非常用電源設備の試験及び検査	369
10.6.1	非常用ディーゼル発電機	369
10.6.2	蓄電池	369
11. タービン及び付属設備		
11.1	概 要	371
11.2	設計方針	371
11.3	主要設備	374
11.3.1	主蒸気系統設備	374
11.3.2	蒸気タービン設備	374

11.3.3 復水設備	375
11.3.4 給水設備	375
11.3.5 崩壊熱ダンプ設備	376
12. 放射線管理施設	
12.1 遮へい設備	384
12.1.1 概要	384
12.1.2 設計方針	384
12.1.3 主要設備	385
12.1.4 評価	385
12.2 放射線管理設備	389
12.2.1 概要	389
12.2.2 設計方針	389
12.2.3 主要設備	389
12.2.4 評価	392
13. 補助施設	
13.1 給水処理設備	395
13.1.1 概要	395
13.1.2 主要設備の仕様	395
13.1.3 主要設備	395
13.2 換気空調設備	398
13.2.1 概要	398
13.2.2 設計方針	398
13.2.3 主要設備の仕様	398
13.2.4 主要設備	398
13.3 圧縮空気設備	405
13.3.1 1次系制御用空気設備	405
13.3.2 雑用空気設備	405
13.4 補助蒸気設備	407
13.4.1 概要	407
13.4.2 設計方針	407
13.4.3 主要設備	407
13.5 消火設備	409
13.5.1 概要	409
13.5.2 設計方針	409
13.5.3 主要設備	409

13.6	緊急対策所	410
14.	運転・保守	
14.1	運 転	411
14.2	保 守	419
15.	放射線管理	
15.1	管理区域及び周辺監視区域の設定	424
15.2	管理区域内の管理	425
15.3	周辺監視区域内の管理	427
15.4	放射性廃棄物の放出管理	427
16.	放射性廃棄物処理	
16.1	放射性廃棄物処理の基本的考え方	432
16.2	気体廃棄物	432
16.3	液体廃棄物	436
16.4	固体廃棄物	440
17.	平常運転時における線量当量評価	
17.1	平常運転時の本船周辺監視区域外における線量当量評価	442
17.1.1	直接線及びスカイシャイン線による本船周辺監視区域外の実効線量当量	442
17.1.2	気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量当量	442
17.1.3	液体廃棄物中の放射性物質による実効線量当量	443
17.1.4	気体廃棄物中のよう素による甲状腺被ばく線量	443
17.1.5	平常運転時の本船周辺監視区域外における線量当量評価結果	444
17.2	寄港地における一般公衆の線量当量評価	444
17.2.1	直接線及びスカイシャイン線による実効線量当量	445
17.2.2	気体廃棄物中のよう素による甲状腺被ばく線量	445
17.3	定係港周辺の一般公衆の受ける線量当量評価	445
17.3.1	直接線及びスカイシャイン線による実効線量当量	445
17.3.2	気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量当量	445
17.3.3	液体廃棄物中の放射性物質による実効線量当量	446
17.3.4	気体廃棄物中のよう素による実効線量当量	446
17.3.5	液体廃棄物中のよう素による実効線量当量	447
17.3.6	気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量当量	447
17.3.7	定係港周辺の一般公衆の受ける線量当量評価結果	448

18. 運転時の異常な過渡変化の解析	
18.1 基本方針	449
18.1.1 概要	449
18.1.2 定義	449
18.1.3 評価事象	449
18.1.4 判断基準	450
18.1.5 解析に当たって考慮する範囲	450
18.1.6 安全機能に対する仮定	450
18.2 主要な解析条件	450
18.2.1 初期定常運転条件	451
18.2.2 安全保護系の設定点の作動限界及び応答時間	451
18.2.3 原子炉スクラム特性	451
18.2.4 反応度係数	452
18.2.5 解析に当たって考慮する事項	452
18.2.6 解析に使用する計算プログラム	453
18.3 運転時の異常な過渡変化の解析	460
18.3.1 概要	460
18.3.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	460
18.3.3 主給水流量喪失	473
18.3.4 蒸気負荷の異常な増加	486
18.3.5 蒸気発生器への過剰給水	498
18.3.6 負荷の喪失	505
19. 事故解析	
19.1 基本方針	518
19.1.1 概要	518
19.1.2 定義	518
19.1.3 評価事象	518
19.1.4 判断基準	518
19.1.5 解析に当たって考慮する範囲	519
19.1.6 安全機能に対する仮定	519
19.2 主要な解析条件	519
19.2.1 初期定常運転条件	519
19.2.2 安全保護系の設定点の作動限界及び応答時間	520
19.2.3 原子炉スクラム特性	520
19.2.4 反応度係数	520
19.2.5 解析に当たって考慮する事項	520

19.2.6 解析に使用する計算プログラム	521
19.3 事故解析	523
19.3.1 概 要	523
19.3.2 原子炉冷却材喪失	523
19.3.3 原子炉冷却材流量の喪失	535
19.3.4 主給水管破断	541
19.3.5 主蒸気管破断	553
19.3.6 蒸気発生器伝熱管破損	565
20. 重大事故及び仮想事故の評価	
20.1 重大事故	578
20.1.1 1次冷却材喪失事故	578
20.1.2 蒸気発生器伝熱管破損	581
20.1.3 評価結果	584
20.2 仮想事故	585
20.2.1 1次冷却材喪失事故	585
20.2.2 蒸気発生器伝熱管破損	586
20.2.3 評価結果	588
20.3 緊急事故時の乗組員の被ばく	588
21. 確率論的安全評価	
21.1 概 要	592
21.2 起因事象	592
21.3 個別炉心損傷確率	595
21.4 プラント炉心損傷頻度	599
あとながき	600
参考文献	601

Contents

1. Outline of Advanced Marine Reactor MRX Design and the Related R&D	
1.1 History of R&D on the Advanced Marine Reactor	1
1.2 Establishment of R&D	1
1.3 Trial Design	1
1.4 Concept Establishment Design	2
1.5 System Design	3
2. Design Conditions and Major Parameters of the Reactor Plant	
2.1 Design Conditions of the Reactor Plant	11
2.2 Design Conditions of the Reactor for Hull Conditions	11
2.3 Major Parameters	15
3. Concept of Safety Design	
3.1 Basic Concept of Safety Design	26
3.2 Conformity to "Nuclear Ship Special Regulations"	30
3.3 Conformity to "Regulatory Guide for Safety Design Review of Light Water Type Nuclear Facility for Electrical Generation"	40
4. Plant Layout	
4.1 Outline	113
4.2 General Layout	113
4.3 Layout of Facility in the Reactor Room	115
4.4 Layout of Facility in the Engine Room	126
4.5 Layout of Facility in the Control Room Ventilation Room ..	132
4.6 Layout of Facility in the Sampling Room	132
4.7 Layout of Facility in the Control Room	132
4.8 Layout of Facility in the Steering Room	133
5. Reactor and Reactor Core	
5.1 Outline	135
5.2 Mechanical Design	139

5.2.1 Fuel	139
5.2.2 Reactor Core Supporting Structure	149
5.2.3 Reactivity Control Facility	160
5.3 Core Design	167
5.3.1 Design Basis	167
5.3.2 Analytical Method	167
5.3.3 Design Values and Layout in the Core	168
5.3.4 Details of Core Design	169
5.4 Core Thermo-Hydraulics	179
5.4.1 Design Basis	179
5.4.2 Analytical Method	179
5.4.3 Design Values	180
5.4.4 Details of Core Thermo-Hydraulics	180
5.5 Dynamic Analysis	186
5.5.1 Design Basis	186
5.5.2 Analytical Method	186
5.5.3 Analytical Results	186
5.5.4 Assessment	187
6. Primary System	
6.1 Outline	192
6.2 Design Basis	195
6.3 Design of Pressure Boundary Facility	197
6.3.1 Based on Code, Standard, Guide for Design of Primary System and Equipment	197
6.3.2 Standard of Design about Strength	197
6.3.3 Prevention of Nonductile Fracture	197
6.3.4 Prevention of Over Pressure	197
6.3.5 Materials	198
6.4 Specification of Primary System	200
6.5 Heavy Components and Related Equipment	207
6.5.1 Reactor Vessel	207
6.5.2 Steam Generator	207
6.5.3 Pressurizer	208
6.5.4 Primary Coolant Pump	209
6.5.5 Other Equipment	210

6.5.6 Reactor Coolant Pressure Boundary Leak Detection System	211
6.6 Assessment	221
6.7 Testing and Inspection	222
6.7.1 Reactor Vessel	222
6.7.2 Steam Generator	222
6.7.3 Primary Coolant Pump	222
6.7.4 Pressurizer	223
6.7.5 Pressurizer Spray Pump	223
6.7.6 Primary Coolant Pipe	223
7. Engineered Safety Feature	
7.1 Outline	228
7.1.1 Engineered Safety Feature	228
7.1.2 Design Basis of Engineered Safety Feature	228
7.2 Emergency Decay Heat Removal System	230
7.2.1 Outline	230
7.2.2 Design Basis	230
7.2.3 Design Parameters	230
7.2.4 System Design	230
7.2.5 Assessment	232
7.2.6 Testing and Inspection	233
7.3 Containment Vessel	243
7.3.1 Outline	243
7.3.2 Design Basis	243
7.3.3 Design Parameters	243
7.3.4 Equipment	243
7.3.5 Assessment	245
7.3.6 Testing and Inspection	245
7.4 Emergency Containment Vessel Water Cooling System	252
7.4.1 Outline	252
7.4.2 Design Basis	252
7.4.3 Design Parameters	252
7.4.4 System Design	252
7.4.5 Assessment	253
7.4.6 Testing and Inspection	254
7.5 Reactor Room Air Purification System	267

7.5.1 Outline	267
7.5.2 Design Basis	267
7.5.3 Design Parameters	267
7.5.4 Assessment	267
7.5.5 Testing and Inspection	267
8. Reactor Auxiliary System	
8.1 Outline	270
8.2 Volume Control System	273
8.2.1 Outline	273
8.2.2 Design Basis	273
8.2.3 Design Parameters	274
8.2.4 System Design	274
8.2.5 Assessment	276
8.3 Residual Heat Removal System	280
8.3.1 Outline	280
8.3.2 Design Basis	280
8.3.3 Design Parameters	280
8.3.4 System Design	280
8.3.5 Testing and Inspection	281
8.4 Containment Vessel Water Purification and Cooling System ·	284
8.4.1 Outline	284
8.4.2 Design Basis	284
8.4.3 Design Parameters	284
8.4.4 Equipment	284
8.4.5 Testing and Inspection	285
8.5 Submerged Thermal Insulation Shell	289
8.5.1 Outline	289
8.5.2 Design Basis	289
8.5.3 Equipment	289
8.5.4 Testing and Inspection	289
8.6 Component Cooling Water System	292
8.6.1 Outline	292
8.6.2 Design Basis	292
8.6.3 Design Parameters	292
8.6.4 Equipment	292
8.6.5 Assessment	293

8.6.6 Testing and Inspection	293
8.7 Component Cooling Sea Water System	296
8.7.1 Outline	296
8.7.2 Design Basis	296
8.7.3 Design Parameters	296
8.7.4 Equipment	296
8.7.5 Assessment	296
8.7.6 Testing and Inspection	296
8.8 Refueling	299
8.8.1 Whole Body Replacement of Containment Vessel Including Reactor Vessel	299
8.8.2 Fuel Handling System	300
8.8.3 Assessment	306
8.8.4 Testing and Inspection	306
8.9 Sampling System	311
8.9.1 Outline	311
8.9.2 Design Basis	311
8.9.3 Design Parameter	312
8.9.4 Equipment	312
8.10 Primary Coolant Heatup System	314
8.10.1 Outline	314
8.10.2 Design Basis	314
8.10.3 Design Parameter	314
8.10.4 System Design and Equipment	314
9. Instrumentation and Control System	
9.1 Outline	316
9.2 Reactor Instrumentation System	316
9.2.1 Outline	316
9.2.2 Out-Vessel Neutron Detection System	316
9.2.3 Control Rod Position Indication	319
9.3 Process Instrumentation System	324
9.3.1 Outline	324
9.3.2 Design Basis	324
9.3.3 Equipment	324
9.3.4 Assessment	326
9.4 Reactor Control System	337

9.4.1 Outline	337
9.4.2 Design Basis	337
9.4.3 Equipment	337
9.4.4 Assessment	341
9.5 Reactor Safety Protection System	347
9.5.1 Outline	347
9.5.2 Design Basis	347
9.5.3 Equipment	347
9.5.4 Assessment	350
9.6 Engineered Safety Feature Operating System	357
9.6.1 Outline	357
9.6.2 Design Basis	357
9.6.3 Equipment	357
9.6.4 Assessment	359
9.7 Control Room	362
9.7.1 Outline	362
9.7.2 Main Control Room	362
9.7.3 Reactor Shut Down System Outside the Main Control Room	364
10. Electrical System	
10.1 Outline	366
10.2 Design Basis	366
10.3 Equipment	367
10.3.1 Main Generator	367
10.3.2 Auxiliary Generator	367
10.3.3 Emergency Generator	367
10.3.4 D.C. Power Source	368
10.3.5 Power Source for Instrumentation and Control System ..	368
10.3.6 Power Source for Control Rod Drive Mechanism	368
10.3.7 Power Source for Lighting	368
10.3.8 Communication System	368
10.3.9 Cable and Electric Way	368
10.4 Change of Power Source	369
10.5 Assessment	369
10.6 Testing and Inspection	369
10.6.1 Emergency Diesel Generator	369
10.6.2 Storage Battery	369

11. Main Turbine and Related Equipment	
11.1 Outline	371
11.2 Design Basis	371
11.3 Equipment	374
11.3.1 Main Steam Supply System	374
11.3.2 Main Turbine	374
11.3.3 Condensed Water System	375
11.3.4 Feed Water System	375
11.3.5 Decay Heat Dump System	376
12. Radiation Control System	
12.1 Shielding	384
12.1.1 Outline	384
12.1.2 Design Basis	384
12.1.3 Equipment	385
12.1.4 Assessment	385
12.2 Radiation Control Facility	389
12.2.1 Outline	389
12.2.2 Design Basis	389
12.2.3 Equipment	389
12.2.4 Assessment	392
13. Support System	
13.1 desalination and Purification Equipment	395
13.1.1 Outline	395
13.1.2 Design Parameters	395
13.1.3 Equipment	395
13.2 Heating and Ventilation System	398
13.2.1 Outline	398
13.2.2 Design Basis	398
13.2.3 Design Parameters	398
13.2.4 Equipment	398
13.3 Compressed Air Supply System	405
13.3.1 Instrumentation Air Supply System	405
13.3.2 Miscellaneous Air supply system	405
13.4 Auxiliary Steam Supply System	407
13.4.1 Outline	407

13.4.2 Design Parameters	407
13.4.3 Equipment	407
13.5 Fire-Protection Construction, Fire-Detecting System and Fire-Extinguishing Equipment	409
13.5.1 Outline	409
13.5.2 Design Parameters	409
13.5.3 Equipment	409
13.6 Emergency Supporting Area	410
 14. Operation and Maintenance	
14.1 Operation	411
14.2 Maintenance	419
 15. Radiation Control	
15.1 Radiological Controlled and Supervised Area	424
15.2 Management of Controlled Area	425
15.2 Management of Supervised Area	427
15.3 Management of Radioactive Waste Disposal	427
 16. Radioactive Waste Management	
16.1 Philosophy of Radioactive Waste Management	432
16.2 Gaseous Waste Management	432
16.3 Liquid Waste Management	436
16.4 Solid Waste Management	440
 17. Assessment of Dose Rate at Normal Power Operation of Reactor	
17.1 Assessment of Dose Rate Outside Supervised Area of the Ship at Power Operation	442
17.1.1 Dose Equivalent from Direct and Sky Shine Radiation Rays Outside Supervised Area	442
17.1.2 Dose Equivalent from Gamma Ray from Noble Gas Within Gaseous Waste	442
17.1.3 Dose Equivalent from Radioactivity Within Liquid Waste	443
17.1.4 Thyroid Exposure from Radioactive Iodine Within Gaseous Waste	443

17.1.5	Result of Dose Equivalent Assessment Outside Supervised Area at Power Operation	444
17.2	Assessment of Dose Equivalent to Public at Harbour	444
17.2.1	Dose Equivalent from Direct and Sky Shine Radiation Rays Outside Supervised Area	445
17.2.2	Thyroid Exposure from Radioactive Iodin Within Gaseous Waste	445
17.3	Assessment of Dose Equivalent to Public at Mother Port ..	445
17.3.1	Assessment of Dose Equivalent from Direct and Sky Shine Radiation Rays	445
17.3.2	Dose Equivalent from Gamma Ray for Noble Gas Within Gaseous Waste	445
17.3.3	Dose Equivalent from Radioactivity Within Liquid Waste	446
17.3.4	Thyroid Exposure from Radioactive Iodin Within Gaseous Waste	446
17.3.5	Thyroid Exposure from Radioactive Iodin Within Liquid Waste	447
17.3.6	Dose Equivalent at Same Time Exposure from Radioactive Iodin Within Gaseous and Liquid Waste	447
17.3.7	Results of Assessment of Dose Equivalent to Public at Mother Port	448
18.	Transient Analysis	
18.1	Basic Principal	449
18.1.1	Abstract	449
18.1.2	Definition	449
18.1.3	Assessment Phenomena	449
18.1.4	Evaluation Basis	450
18.1.5	Considered Condition for Analysis	450
18.1.6	Consideration for Safety Function	450
18.2	Analytical Condition	450
18.2.1	Initial Condition	451
18.2.2	The Operation Limit and Response Time of Reactor Protection System	451
18.2.3	Reactor Trip Characteristic	451
18.2.4	Reactivity Coefficient	452

18.2.5	Considered Condition for Analysis	452
18.2.6	Calculation Program	453
18.3	Transient Analysis	460
18.3.1	Abstract	460
18.3.2	Rod Withdrawal Incident at Power	460
18.3.3	Loss of Main Feed Water Incident	473
18.3.4	Excessive Steam Demand Incident	486
18.3.5	Over Supply Incident of Feed Water	498
18.3.6	Loss of Load Incident	505
19. Accident Analysis		
19.1	Basic Principal	518
19.1.1	Abstract	518
19.1.2	Definition	518
19.1.3	Assessment Phenomena	518
19.1.4	Evaluation Basis	518
19.1.5	Considered Condition for Analysis	519
19.1.6	Consideration for Safety Function	519
19.2	Analytical Condition	519
19.2.1	Initial Condition	519
19.2.2	The Operation Limit and Response Time of Reactor Protection System	520
19.2.3	Reactor Trip Characteristic	520
19.2.4	Reactivity Coefficient	520
19.2.5	Considered Condition for Analysis	520
19.2.6	Calculation Program	521
19.3	Accident Analysis	523
19.3.1	Abstract	523
19.3.2	Main Feed Water Line Break Accident	523
19.3.3	Loss of Coolant Flow Accident	535
19.3.4	Loss of Coolant Accident	541
19.3.5	Steam Line Break Accident	553
19.3.6	Steam Generator Tube Rupture Accident	565
20. Assessment of Virtual Accident		
20.1	Major Accident	578
20.1.1	Loss of Coolant Accident	578

20.1.2 Steam Generator Tube Rupture Accident	581
20.1.3 Result of Assessment	584
20.2 Hypothetical Accident	585
20.2.1 Loss of Coolant Accident	585
20.2.2 Steam Generator Tube Rupture Accident	586
20.2.3 Result of Assessment	588
20.3 Evaluation Radiation Exposure of the Crew in Accident ...	588
21. Probabilistic Safety Assessment	
21.1 Abstract	592
21.2 Cause of Phenomenon	592
21.3 Individual Core Damage Probability	595
21.4 Total Core Damage Frequency	599
Postscript	600
Reference Literature	601

表 目 次

Table 1.1.1	改良船用炉等の研究開発の経緯	5
Table 1.2.1	船用炉研究委員会の構成	6
Table 1.3.1	試設計 3 炉の概要	7
Table 2.3.1	原子炉プラント主要目 (1/2)	16
Table 2.3.1	原子炉プラント主要目 (2/2)	17
Table 4.3.1	格納容器内に配置される機器のリスト	117
Table 5.1.1	原子炉及び炉心の設備仕様	136
Table 5.2.1	燃料の設備仕様	142
Table 5.2.2	炉内構造物の設備仕様	153
Table 5.2.3	制御棒クラスターの設備仕様	163
Table 5.2.4	ほうけい酸ガラス棒の設備仕様	163
Table 5.2.5	制御棒駆動機構の設備仕様	163
Table 5.3.1	核設計値 (1/3)	173
Table 5.3.1	核設計値 (2/3)	174
Table 5.3.1	核設計値 (3/3)	175
Table 5.4.1	熱水力設計値	184
Table 6.3.1	1 次冷却設備の機器が準拠している法令、規格、基準	199
Table 6.3.2	1 次冷却設備の使用材料一覧表	199
Table 6.4.1	1 次冷却系統設備の仕様	201
Table 6.4.2	原子炉容器主要目	201
Table 6.4.3	蒸気発生器主要目	202
Table 6.4.4	加圧器主要目	203
Table 6.4.5	1 次冷却材ポンプ主要目	204
Table 6.4.6	1 次冷却設備のその他の設備仕様 (1/2)	205
Table 6.4.6	1 次冷却設備のその他の設備仕様 (2/2)	206
Table 6.7.1	製作中試験検査及び供用期間中検査に適用した基準・省令・規定	224
Table 6.7.2	原子炉容器の試験検査	225
Table 6.7.3	蒸気発生器の試験検査	226
Table 6.7.4	1 次冷却水ポンプの試験検査	226
Table 6.7.5	加圧器スプレイポンプの試験検査	226
Table 6.7.6	1 次冷却材管の試験検査	227
Table 7.2.1	非常用崩壊熱除去設備の主要仕様	234
Table 7.2.2	水密容器貫通ベローズ仕様	235
Table 7.3.1	原子炉格納容器の主要仕様	246

Table 7.3.2	格納容器貫通部リスト (1/2)	247
Table 7.3.2	格納容器貫通部リスト (2/2)	248
Table 7.4.1	非常用格納容器水冷却設備の主な設計条件	255
Table 7.4.2	非常用格納容器水冷却設備の主要目 (1/2)	256
Table 7.4.2	非常用格納容器水冷却設備の主要目 (2/2)	257
Table 7.5.1	原子炉室空気浄化設備の設備仕様	268
Table 8.2.1	体積制御設備の主要設備の仕様 (1/2)	277
Table 8.2.1	体積制御設備の主要設備の仕様 (2/2)	278
Table 8.3.1	余熱除去設備の主要設備の仕様	282
Table 8.4.1	格納容器水浄化冷却設備の設備仕様 (1/2)	286
Table 8.4.1	格納容器水浄化冷却設備の設備仕様 (2/2)	287
Table 8.5.1	水密容器の設備仕様	290
Table 8.6.1	原子炉補機冷却水設備の主要設備の仕様	294
Table 8.7.1	原子炉補機冷却海水設備の設備仕様	297
Table 8.8.1	格納容器搬出入設備の設備仕様	304
Table 8.8.2	燃料取扱及び貯蔵設備の設備仕様	304
Table 8.9.1	主要設備の仕様	313
Table 8.10.1	1次系加熱設備の主要設備の仕様	315
Table 9.3.1	安全保護系のプロセス計装	327
Table 9.3.2	事故時に監視が必要なプロセス計装	327
Table 9.3.3	1次冷却(MC)系統	328
Table 9.3.4	体積制御(VC)系統	329
Table 9.3.5	補機冷却水(CC)系統、及び、冷却海水(SW)系統 (1/2)	330
Table 9.3.5	補機冷却水(CC)系統、及び、冷却海水(SW)系統 (2/2)	331
Table 9.3.6	余熱除去(RH)系統	332
Table 9.3.7	格納容器水浄化冷却(CV)系統	333
Table 9.3.8	非常用崩壊熱除去(ED)系統	334
Table 9.3.9	主蒸気(ST)系統	335
Table 9.3.10	給水(FW)系統	336
Table 9.5.1	スクラム信号一覧表	352
Table 9.5.2	パーミッシブ信号一覧表	353
Table 9.6.1	工学的安全施設作動信号一覧表	360
Table 9.7.1	中央制御室外原子炉停止盤の主要な設置機器	365
Table 11.3.1	蒸気タービン及び主蒸気設備の主要機器の仕様	377
Table 11.3.2	復水設備の主要機器の仕様	377
Table 11.3.3	給水設備の主要機器の仕様	379
Table 11.3.4	崩壊熱ダンプ設備の主要機器の仕様	380

Table 12.1.1	設計基準線量当量率（通常時）	387
Table 12.2.1	プロセスモニタリング設備の設備仕様（1/2）	393
Table 12.2.1	プロセスモニタリング設備の設備仕様（2/2）	394
Table 13.1.1	給水処理設備の設備仕様	396
Table 13.2.1	換気空調設備の設備仕様（1/2）	400
Table 13.2.1	換気空調設備の設備仕様（2/2）	401
Table 14.2.1	定期検査項目一覧表（1/4）	420
Table 14.2.1	定期検査項目一覧表（2/4）	421
Table 14.2.1	定期検査項目一覧表（3/4）	422
Table 14.2.1	定期検査項目一覧表（4/4）	423
Table 15.2.1	遮へい設計基準	429
Table 15.2.2	管理区域内領域の放射性物質等の測定方法	430
Table 15.2.3	系統内の放射能測定用モニタ	430
Table 15.4.1	排気ガスモニタの検出器	431
Table 18.2.1	解析に使用する初期定常運転条件	454
Table 18.2.2	解析に使用する原子炉保護設備のスクラム限界値及び応答時間	454
Table 18.2.3	解析に使用する工学的安全施設作動設備の作動限界値及び応答時間	455
Table 18.2.4	解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能 （運転時の異常な過渡変化）	456
Table 19.2.1	解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能（事故）	522
Table 20.1.1	よう素の炉心内蓄積量	589
Table 20.1.2	希ガスの炉心内蓄積量	590
Table 20.1.3	原子炉格納容器内及び原子炉室内の積算線源強度（重大事故）	591
Table 20.2.1	原子炉格納容器内及び原子炉室内の積算線源強度（仮想事故）	591
Table 21.1.1	起因事象発生頻度	594
Table 21.3.1	β ファクタ値	596
Table 21.3.2	起因事象と炉心損傷発生頻度	598

目 次

Fig.1.4.1	概念確立設計におけるMRXとDRXの概念図	8
Fig.2.2.1	MRX搭載の砕氷船の推進機関の概念図	14
Fig.2.3.1	全体配置図(1/2)	18
Fig.2.3.1	全体配置図(2/2)	19
Fig.2.3.2	原子炉室機器配置計画図(E.L. 0)(1/5)	20
Fig.2.3.2	原子炉室機器配置計画図(E.L. 4,500)(2/5)	21
Fig.2.3.2	原子炉室機器配置計画図(E.L. 8,000)(3/5)	22
Fig.2.3.2	原子炉室機器配置計画図(E.L. 12,000)(4/5)	23
Fig.2.3.2	原子炉室機器配置計画図(A-A断面)(5/5)	24
Fig.2.3.3	砕氷船船体断面図	25
Fig.4.2.1	MRX搭載砕氷船内の機器配置	114
Fig.4.3.1	原子炉プラント全体配置図(側面図)	118
Fig.4.3.2	格納容器内配置平面図	119
Fig.4.3.3	格納容器内配置展開図	120
Fig.4.3.4	原子炉室機器配置計画図(E.L. 0)	121
Fig.4.3.5	原子炉室機器配置計画図(E.L. 4,500)	122
Fig.4.3.6	原子炉室機器配置計画図(E.L. 8,000)	123
Fig.4.3.7	原子炉室機器配置計画図(E.L. 12,000)	124
Fig.4.3.8	原子炉室機器配置計画図(A-A断面)	125
Fig.4.4.1	機関部配置図(主床)	127
Fig.4.4.2	機関部配置図(第三甲板)	128
Fig.4.4.3	機関部配置図(第一甲板)	129
Fig.4.4.4	機関部配置図(左舷側面)	130
Fig.4.4.5	機関部配置図(断面)	131
Fig.4.7.1	機器配置図	134
Fig.5.1.1	原子炉容器構造説明図	137
Fig.5.1.2	炉心中心水平断面図	138
Fig.5.2.1	燃料棒構造図	143
Fig.5.2.2	MRX燃料集合体構造図	144
Fig.5.2.3	MRX燃料集合体断面図	145
Fig.5.2.4	上部ノズル構造図	146
Fig.5.2.5	下部ノズル構造図	147
Fig.5.2.6	支持格子構造図	148
Fig.5.2.7	炉内構造物全体構造図	154

Fig.5.2.8	上部炉心構造物（内槽）構造図	155
Fig.5.2.9	下部炉心構造物（炉心槽）構造図	156
Fig.5.2.10	半径方向反射体全体構造図	157
Fig.5.2.11	半径方向反射体配置部分詳細図	158
Fig.5.2.12	MRX 炉内構物流路図	159
Fig.5.2.13	制御棒クラスタ構造図	164
Fig.5.2.14	原子炉容器内装型制御棒駆動機構	165
Fig.5.2.15	制御棒駆動機構基本構造断面図	166
Fig.5.3.1	制御棒クラスタ配置	176
Fig.5.3.2	燃料交換方式	177
Fig.5.3.3	燃料集合体番号	178
Fig.5.4.1	MRX 六角燃料炉心 5-サブチャンネルモデル	185
Fig.5.5.1	シミュレーションモデルの概要	188
Fig.5.5.2	50%ステップ状負荷減少時の過渡応答 (1/2)	189
Fig.5.5.2	50%ステップ状負荷減少時の過渡応答 (2/2)	189
Fig.5.5.3	3%/secのランプ状負荷減少 (1/2)	190
Fig.5.5.3	3%/secのランプ状負荷減少 (2/2)	190
Fig.5.5.4	3%/secのランプ状負荷増加 (1/2)	191
Fig.5.5.4	3%/secのランプ状負荷増加 (2/2)	191
Fig.6.1.1	1次冷却系統設備	193
Fig.6.1.2	原子炉冷却材圧力バウンダリ	194
Fig.6.5.1	原子炉容器構造説明図	212
Fig.6.5.2	原子炉容器ノズル配置説明図	213
Fig.6.5.3	蒸気発生器構造説明図	214
Fig.6.5.4	加圧器構造説明図	215
Fig.6.5.5	1次冷却材ポンプ構造説明図	216
Fig.6.5.6	1次冷却材保有水モニタの概念	217
Fig.6.5.7	格納容器ガスモニタの概念	217
Fig.6.5.8	水密容器内漏洩モニタの概念	218
Fig.6.5.9	弁駆動部弁箱への漏洩検出の概念	219
Fig.6.5.10	主蒸気管モニタ、復水器排気ガスモニタの設置概念	220
Fig.7.2.1	全体配置図	236
Fig.7.2.2	非常用崩壊熱除去設備系統図	237
Fig.7.2.3	非常用崩壊熱除去設備配置図	238
Fig.7.2.4	非常用崩壊熱除去設備構造図	239
Fig.7.2.5	隔離弁支持構造概念図	240
Fig.7.2.6	非常用崩壊熱冷却器支持構造概念図	241

Fig.7.2.7	非常用崩壊熱除去設備の水密容器貫通部概念図	242
Fig.7.3.1	原子炉格納容器構造説明図	249
Fig.7.3.2	原子炉格納容器の主蒸気配管貫通部の概念	250
Fig.7.3.3	格納容器貫通配管説明図	251
Fig.7.4.1	非常用格納容器水冷却設備全体系統図	258
Fig.7.4.2	非常用格納容器水冷却設備全体構成図	259
Fig.7.4.3	蒸発部構成図	260
Fig.7.4.4	凝縮部構成図	261
Fig.7.4.5	蒸発部支持構造概念図	262
Fig.7.4.6	蒸発部支持構造配置図	263
Fig.7.4.7	格納容器貫通部概念図	264
Fig.7.4.8	格納容器水温度及び外気温度と除熱量の関係	265
Fig.7.4.9	船体傾斜角と除熱量の関係	266
Fig.7.5.1	原子炉室空気浄化設備系統図	269
Fig.8.1.1	プラント全体系統図	271
Fig.8.2.1	体積制御設備系統説明図	279
Fig.8.3.1	余熱除去系統説明図	283
Fig.8.4.1	格納容器水浄化冷却設備系統説明図	288
Fig.8.5.1	水密容器の構造概念	291
Fig.8.6.1	原子炉補機冷却水設備系統説明図	295
Fig.8.7.1	原子炉補機冷却海水設備系統説明図	298
Fig.8.8.1	格納容器一括搬出入設備配置図	307
Fig.8.8.2	燃料取扱設備説明図	308
Fig.8.8.3	燃料取扱設備説明図(1)	309
Fig.8.8.4	燃料取扱設備説明図(2)	310
Fig.9.2.1	炉外核計装説明図	320
Fig.9.2.2	中性子束検出器配置説明図(平面図)	321
Fig.9.2.3	中性子束検出器配置説明図(断面図)	322
Fig.9.2.4	炉外核計装装置概略測定範囲	323
Fig.9.4.1	原子炉制御設備概要	342
Fig.9.4.2	制御棒制御系機能ブロック線図	343
Fig.9.4.3	制御棒制御系のゲイン	344
Fig.9.4.4	制御棒駆動プログラム	344
Fig.9.4.5	加圧器圧力制御系説明図	345
Fig.9.4.6	加圧器圧力制御系機能ブロック線図	345
Fig.9.4.7	給水制御系機能ブロック線図	346
Fig.9.5.1	原子炉停止系構成図	354

Fig.9.5.2	炉外核計装装置概略測定範囲 (原子炉スクラム信号とパーミッシブ信号)	355
Fig.9.5.3	過大温度 ΔT 高及び過大出力 ΔT 高による保護限界	356
Fig.9.6.1	工学的安全施設作動設備説明図	361
Fig.10.1.1	単線結線図	370
Fig.11.1.1	ヒートバランスダイアグラム (定格出力時、原子炉1基分)	373
Fig.11.3.1	主蒸気系統(ST)	381
Fig.11.3.2	復水系統(CW)	382
Fig.11.3.3	給水系統(FW)	383
Fig.12.1.1	遮へい構造説明図	386
Fig.12.1.2	炉心横方向の線量当量率分布	387
Fig.12.1.3	遮へい設計基準線量当量率 (通常運転時)	388
Fig.13.1.1	給水処理設備系統説明図	397
Fig.13.2.1	試料採取室換気空調設備系統説明図	402
Fig.13.2.2	制御室及び居住区換気空調設備系統説明図	403
Fig.13.2.3	非常制御場所換気空調設備系統説明図	404
Fig.13.3.1	圧縮空気設備系統説明図	406
Fig.13.4.1	補助蒸気設備系統説明図	408
Fig.14.1.1	MRX 2基起動運転概念 (推進力発生開始まで)	415
Fig.14.1.2	中性子照射による遷移温度上昇 (「むつ」の例)	416
Fig.14.1.3	運転制限範囲 (1次系温度、圧力範囲)	417
Fig.14.1.4	余熱除去系使用による1次系加熱法	418
Fig.16.2.1	気体廃棄物処理系統説明図	435
Fig.16.3.1	液体廃棄物処理系統説明図	439
Fig.18.2.1	最大価値を有する制御棒1本が挿入されない場合の高温全出力時における スクラム反応度	457
Fig.18.2.2	高温全出力時における減速材密度反応度	458
Fig.18.2.3	高温全出力時におけるドップラ反応度	459
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (1/9) ..	463
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (2/9) ..	463
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (3/9) ..	464
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (4/9) ..	464
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (5/9) ..	465
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (6/9) ..	465
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (7/9) ..	466
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (8/9) ..	466
Fig.18.3.1	制御棒の異常な引き抜き: ケースA (引き抜きが速い場合) (9/9) ..	467

Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（1/9）	468
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（2/9）	468
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（3/9）	469
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（4/9）	469
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（5/9）	470
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（6/9）	470
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（7/9）	471
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（8/9）	471
Fig.18.3.2	制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引き抜きが遅い場合）（9/9）	472
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（1/10）	476
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（2/10）	476
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（3/10）	477
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（4/10）	477
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（5/10）	478
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（6/10）	478
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（7/10）	479
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（8/10）	479
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（9/10）	480
Fig.18.3.3	主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（10/10）	480
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（1/10）	481
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（2/10）	481
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（3/10）	482
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（4/10）	482
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（5/10）	483
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（6/10）	483
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（7/10）	484
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（8/10）	484
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（9/10）	485
Fig.18.3.4	主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（10/10）	485
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（1/7）	489
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（2/7）	489
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（3/7）	490
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（4/7）	490
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（5/7）	491
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（6/7）	491
Fig.18.3.5	蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（7/7）	492
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（1/9）	493

Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（2/9）	493
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（3/9）	494
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（4/9）	494
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（5/9）	495
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（6/9）	495
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（7/9）	496
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（8/9）	496
Fig.18.3.6	蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（9/9）	497
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（1/9）	500
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（2/9）	500
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（3/9）	501
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（4/9）	501
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（5/9）	502
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（6/9）	502
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（7/9）	503
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（8/9）	503
Fig.18.3.7	蒸気発生器への過剰な給水（9/9）	504
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（1/10）	508
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（2/10）	508
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（3/10）	509
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（4/10）	509
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（5/10）	510
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（6/10）	510
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（7/10）	511
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（8/10）	511
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（9/10）	512
Fig.18.3.8	負荷の喪失：ケースA（DNBRの評価）（10/10）	512
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（1/9）	513
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（2/9）	513
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（3/9）	514
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（4/9）	514
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（5/9）	515
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（6/9）	515
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（7/9）	516
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（8/9）	516
Fig.18.3.9	負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（9/9）	517
Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（1/7）	528

Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（2/7）	528
Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（3/7）	529
Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（4/7）	529
Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（5/7）	530
Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（6/7）	530
Fig.19.3.1	原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（7/7）	531
Fig.19.3.2	原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（1/6）	532
Fig.19.3.2	原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（2/6）	532
Fig.19.3.2	原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（3/6）	533
Fig.19.3.2	原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（4/6）	533
Fig.19.3.2	原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（5/6）	534
Fig.19.3.2	原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（6/6）	534
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（1/7）	537
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（2/7）	537
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（3/7）	538
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（4/7）	538
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（5/7）	539
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（6/7）	539
Fig.19.3.3	原子炉冷却材流量喪失（7/7）	540
Fig.19.3.4	主給水管破断（1/11）	544
Fig.19.3.4	主給水管破断（2/11）	544
Fig.19.3.4	主給水管破断（3/11）	545
Fig.19.3.4	主給水管破断（4/11）	545
Fig.19.3.4	主給水管破断（5/11）	546
Fig.19.3.4	主給水管破断（6/11）	546
Fig.19.3.4	主給水管破断（7/11）	547
Fig.19.3.4	主給水管破断（8/11）	547
Fig.19.3.4	主給水管破断（9/11）	548
Fig.19.3.4	主給水管破断（10/11）	548
Fig.19.3.4	主給水管破断（11/11）	549
Fig.19.3.5	主給水管破断：補助給水で冷却した場合（1/6）	550
Fig.19.3.5	主給水管破断：補助給水で冷却した場合（2/6）	550
Fig.19.3.5	主給水管破断：補助給水で冷却した場合（3/6）	551
Fig.19.3.5	主給水管破断：補助給水で冷却した場合（4/6）	551
Fig.19.3.5	主給水管破断：補助給水で冷却した場合（5/6）	552
Fig.19.3.5	主給水管破断：補助給水で冷却した場合（6/6）	552
Fig.19.3.6	主蒸気管破断（1/11）	556

Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (2/11)	556
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (3/11)	557
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (4/11)	557
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (5/11)	558
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (6/11)	558
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (7/11)	559
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (8/11)	559
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (9/11)	560
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (10/11)	560
Fig.19.3.6	主蒸気管破断 (11/11)	561
Fig.19.3.7	主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (1/6)	562
Fig.19.3.7	主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (2/6)	562
Fig.19.3.7	主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (3/6)	563
Fig.19.3.7	主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (4/6)	563
Fig.19.3.7	主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (5/6)	564
Fig.19.3.7	主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (6/6)	564
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (1/9)	568
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (2/9)	568
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (3/9)	569
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (4/9)	569
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (5/9)	570
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (6/9)	570
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (7/9)	571
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (8/9)	571
Fig.19.3.8	蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (9/9)	572
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (1/9)	573
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (2/9)	573
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (3/9)	574
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (4/9)	574
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (5/9)	575
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (6/9)	575
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (7/9)	576
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (8/9)	576
Fig.19.3.9	蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (9/9)	577

Table List

Table 1.1.1	History of Research & Development on the Advanced Marine Reactor	5
Table 1.2.1	Organization of Marine Reactor Committee	6
Table 1.3.1	Concept of 3 Types' Trial Designs	7
Table 2.3.1	Major Parameters in the Reactor Plant (1/2)	16
Table 2.3.1	Major Parameters in the Reactor Plant (2/2)	17
Table 4.3.1	List of Equipment Located in Containment Vessel ..	117
Table 5.1.1	Design Specifications of Reactor and the Core ...	136
Table 5.2.1	Design Specifications of Nuclear Fuel Component ..	142
Table 5.2.2	Design Specifications of Reactor Core Supporting Structure	153
Table 5.2.3	Design Specifications of Cluster of Control Rods	163
Table 5.2.4	Design Specifications of Borosilicate Glass Rods	163
Table 5.2.5	Design Specifications of Control Rod Drive Mechanism	163
Table 5.3.1	Design Parameters of the Core (1/3)	173
Table 5.3.1	Design Parameters of the Core (2/3)	174
Table 5.3.1	Design Parameters of the Core (3/3)	175
Table 5.4.1	Design Parameters of the Core Thermo-Hydraulics ..	184
Table 6.3.1	List of Code, Standard ,and Guide for Design of Equipment in Primary System	199
Table 6.3.2	List of Materials Used for Equipment in Primary System	199
Table 6.4.1	Design Specifications of Primary System	201
Table 6.4.2	Major Parameters of Reactor Vessel	201
Table 6.4.3	Major Parameters of Steam Generator	202
Table 6.4.4	Major Parameters of Pressurizer	203
Table 6.4.5	Major Parameters of Reactor Coolant Pump	204
Table 6.4.6	Other Specifications of Primary System (1/2)	205
Table 6.4.6	Other Specifications of Primary System (2/2)	206
Table 6.7.1	List of Code, Standard ,and Guide,for Testing and Inspections under Production, and for In-Service Inspections	224

Table 6.7.2	Details of Testing and Inspections for Reactor Vessel	225
Table 6.7.3	Details of Testing and Inspections for Steam Generator	226
Table 6.7.4	Details of Testing and Inspections for Reactor Coolant Pump	226
Table 6.7.5	Details of Testing and Inspections for Pressurizer Spray Pump	226
Table 6.7.6	Details of Testing and Inspections for Primary Coolant Pump	227
Table 7.2.1	Design Specification of Emergency Decay Heat Removal System	234
Table 7.2.2	Specification of Penetration Unit through Submerged Thermal Insulation Shell	235
Table 7.3.1	Major Specification of Containment Vessel	246
Table 7.3.2	List of Penetrated Position Name in Containment Vessel(1/2)	247
Table 7.3.2	List of Penetrated Position Name in Containment Vessel(2/2)	248
Table 7.4.1	Design Specifications of Emergency Containment Vessel Water Cooling System	255
Table 7.4.2	Major Parameters of Emergency Containment Vessel Water Cooling System (1/2)	256
Table 7.4.2	Major Parameters of Emergency Containment Vessel Water Cooling System (2/2)	257
Table 7.5.1	Design Specifications of Reactor Room Air Purification System	268
Table 8.2.1	Specifications of Major Equipment in Volume Control System (1/2)	277
Table 8.2.1	Specifications of Major Equipment in Volume Control System (2/2)	278
Table 8.3.1	Design Parameters of Residual Heat Removal System	282
Table 8.4.1	Specifications of Equipment in Containment Vessel Water Purification and Cooling System (1/2)	286
Table 8.4.1	Specifications of Equipment in Containment Vessel Water Purification and Cooling System (2/2)	287

Table 8.5.1	Design Specification of Submerged Thermal Insulation Shell	290
Table 8.6.1	Design Specification of Component Cooling Water System	294
Table 8.7.1	Design Specification of Component Cooling Sea Water System	297
Table 8.8.1	Design Specification of Containment Vessel Replacement System	304
Table 8.8.2	Design Specification of Fuel Handling and Storage System	304
Table 8.9.1	Design Specification of Sampling System	313
Table 8.10.1	Design Specification of Primary Coolant Heatup System	315
Table 9.3.1	Process Instrumentation of Safety Protection System	327
Table 9.3.2	Post Accidents Observation Process Instrumentation	327
Table 9.3.3	Process Instrumentation of Primary Coolant System	328
Table 9.3.4	Process Instrumentation of Volume Control System	329
Table 9.3.5	Process Instrumentation of Component Cooling Water System and Component Cooling Sea Water System (1/2)	330
Table 9.3.5	Process Instrumentation of Component Cooling Water System and Component Cooling Sea Water System (2/2)	331
Table 9.3.6	Process Instrumentation of Residual Heat Removal System	332
Table 9.3.7	Process Instrumentation of Containment Vessel Water Purification and Cooling System	333
Table 9.3.8	Process Instrumentation of Emergency Decay Heat Removal System	334
Table 9.3.9	Process Instrumentation of Main Steam Supply System	335
Table 9.3.10	Process Instrumentation of Feedwater System	336
Table 9.5.1	List of Scram Signals	352

Table 9.5.2	List of Permissive Signals	353
Table 9.6.1	List of Signals to start Engineered Safety Features	360
Table 9.7.1	Major Equipment at Reactor Shutdown Panel outside the Main Control Room	365
Table 11.3.1	Specification of Major Equipment in Steam Turbine and Main Steam Supply System	377
Table 11.3.2	Specification of Major Equipment in Condensated Water System	377
Table 11.3.3	Specification of Major Equipment in Feedwater System	379
Table 11.3.4	Specification of Major Equipment in Decay Heat Dumping System	380
Table 12.1.1	Design Criteria of Equivalent Dose Rate	387
	(at Normal Operating Condition)	
Table 12.2.2	Equipment in Process Radiation Monitoring System (1/2)	393
Table 12.2.2	Equipment in Process Radiation Monitoring System (2/2)	394
Table 13.1.1	Design Specification of Fresh Water Makeup System Equipment	396
Table 13.2.1	Design Specification of Equipment in Heating and Ventilation System (1/2)	400
Table 13.2.1	Design Specification of Equipment in Heating and Ventilation System (1/2)	401
Table 14.2.1	List of Details at the Periodic Inspections (1/4)	420
Table 14.2.1	List of Details at the Periodic Inspections (2/4)	421
Table 14.2.1	List of Details at the Periodic Inspections (3/4)	422
Table 14.2.1	List of Details at the Periodic Inspections (4/4)	423
Table 15.2.1	Design Criteria at Shielding	429
Table 15.2.2	Methods to measure Radioactive Parameters in the Controlled Area	430

Table 15.2.3	List of Monitors to measure Radioactivity in the Each System	430
Table 15.4.1	List of Detectors for Radioactive Exhaust Gas ...	431
Table 18.2.1	Initial Steady Operating Condition for Analysis..	454
Table 18.2.2	List of Critical Set Points for Scram and Response Time in Reactor Safety Protection System for Analysis	454
Table 18.2.3	List of Critical Operating Parameters and Response Time at the Equipment to Start Engineered Safety Features for Analysis	455
Table 18.2.4	Major Safety Functions to mitigate the Influence at Analysis	456
Table 19.2.1	Major Safety Functions to mitigate the Influence at Analysis (Accident)	522
Table 20.1.1	Stored Mass of Radioactive Iodine at Core	589
Table 20.1.2	Stored Mass of Radioactive Rare Gas at Core	590
Table 20.1.3	Total Source Strength in Containment Vessel and Reactor Room (Major Accident)	591
Table 20.2.1	Total Source Strength in Containment Vessel and Reactor Room (Hypothetical Accident)	591
Table 21.1.1	Frequency of Initial Events	594
Table 21.3.1	List of the Values at b Factor	596
Table 21.3.2	Initial Events and the Frequency of Core Damage..	598

Figure List

Fig.1.4.1	Established Design of MRX and DRX through the Phase of Conceptual Design	8
Fig.2.2.1	Conceptual Diagram of Propulsion System in the Icebreaker with MRX Power Plants	14
Fig.2.3.1	Total Arrangement Diagram of MRX (1/2)	18
Fig.2.3.1	Total Arrangement Diagram of MRX (1/2)	19
Fig.2.3.2	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.0) ...	20
Fig.2.3.2	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.4,500)	21
Fig.2.3.2	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.8,000)	22
Fig.2.3.2	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.12,000)	23
Fig.2.3.2	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (at A - A Section)	24
Fig.2.3.3	Section Plan of Icebreaker	25
Fig.4.2.1	Arrangement of Major Equipment in the Icebreaker with MRX Power Plants	114
Fig.4.3.1	Entire Arrangement Diagram of Reactor Plant (Side Elevation)	118
Fig.4.3.2	Layout Plan of Equipment in Containment Vessel	119
Fig.4.3.3	Expansion Layout of Equipment in Containment Vessel	120
Fig.4.3.4	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.0) ...	121
Fig.4.3.5	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.4,500)	122
Fig.4.3.6	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.8,000)	123
Fig.4.3.7	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (E.L.12,000)	124
Fig.4.3.8	Layout Plan of Equipment in Reactor Room (at A - A Section)	125
Fig.4.4.1	Layout Plan of Engine Section (at the Main Deck) ...	127
Fig.4.4.2	Layout Plan of Engine Section (at the 3rd Deck) ...	128
Fig.4.4.3	Layout Plan of Engine Section (at the 1st Deck) ...	129

Fig.4.4.4	Layout Plan of Engine Section (from the Left Side View)	130
Fig.4.4.5	Layout Plan of Engine Section (Horizontal Section)	131
Fig.4.7.1	Equipment Layout	134
Fig.5.1.1	Structure of Reactor Vessel	137
Fig.5.1.2	Horizontal Cross Section of Reactor Core	138
Fig.5.2.1	Structure of Fuel Rod	143
Fig.5.2.2	Structure of Fuel Assembly in MRX	144
Fig.5.2.3	Horizontal Cross Section of Fuel Assembly in MRX	145
Fig.5.2.4	Structure of the Upper Nozzle	146
Fig.5.2.5	Structure of the Lower Nozzle	147
Fig.5.2.6	Structure of Supporting Lattice	148
Fig.5.2.7	Construction of Reactor Core Supporting Structure	154
Fig.5.2.8	Construction of Upper Reactor Core Supporting Structure (Internal Barrel)	155
Fig.5.2.9	Construction of Lower Reactor Core Supporting Structure (Core Barrel)	156
Fig.5.2.10	Entire Construction of Reflectors According to the Core Radius	157
Fig.5.2.11	Detailed Arrangement of Reflectors According to the Core Radius	158
Fig.5.2.12	Water Passageway in Core Supporting Structure of MRX	159
Fig.5.2.13	Construction of Control Rod Cluster	164
Fig.5.2.14	In-vessel Type Control Rod Driving Mechanism	165
Fig.5.2.15	Basic Structure of Control Rod Driving Mechanism	166
Fig.5.3.1	Arrangement of Control Rod Cluster	176
Fig.5.3.2	Refueling Method	177
Fig.5.3.3	Number of Each Fuel Assembly	178
Fig.5.4.1	MRX Core Fuel Organized from Hexagonal Unit : 5-Subchannel Model	185
Fig.5.5.1	Abstract Diagram of Simulation Model	188
Fig.5.5.2	Transient Response When Steam Load is Reduced Stepping to 50% (1/2)	189
Fig.5.5.2	Transient Response When Steam Load is Reduced Stepping to 50% (2/2)	189

Fig.5.5.3	Analytical Results When Steam Load is Reduced Lumping per 3%/sec(1/2)	190
Fig.5.5.3	Analytical Results When Steam Load is Reduced Lumping per 3%/sec(2/2)	190
Fig.5.5.4	Analytical Results When Steam Load is Increased Lumping per 3%/sec(1/2)	191
Fig.5.5.4	Analytical Results When Steam Load is Increased Lumping per 3%/sec(2/2)	191
Fig.6.1.1	Diagram of Equipment in Primary Coolant System	193
Fig.6.1.2	Area of Reactor Coolant Pressure Boundary	194
Fig.6.5.1	Structure of Reactor Vessel	212
Fig.6.5.2	Arrangement of Nozzles at Reactor Vessel	213
Fig.6.5.3	Structure of Steam Generator	214
Fig.6.5.4	Structure of Pressurizer	215
Fig.6.5.6	Structure of Primary Coolant Pump	216
Fig.6.5.6	Concept to estimate the Holding Volume of Primary Coolant	217
Fig.6.5.7	Concept to detect Primary Coolant Leakage by Gaseous Radiation Monitoring in Containment Vessel	217
Fig.6.5.8	Concept to detect Primary Coolant Leakage by Steam Monitoring in Submerged Thermal Insulation Shell ..	218
Fig.6.5.9	Concept to detect Primary Coolant Leakage at Valve Driving Unit	219
Fig.6.5.10	Concept to detect Primary Coolant Leakage at Main Steam Line Monitor, and Condenser Exhaust Gaseous Radiation Monitor	220
Fig.7.2.1	Total Arrangement Diagram of MRX	236
Fig.7.2.2	Diagram of Emergency Decay Heat Removal System (EDRS)	237
Fig.7.2.3	Arrangement of Equipment in EDRS	238
Fig.7.2.4	Structure of Emergency Decay Heat Cooling Device ..	239
Fig.7.2.5	Concept of Supporting Structure at Isolation Valve ..	240
Fig.7.2.6	Concept of Supporting Structure at Emergency Decay Heat Cooling Device	241
Fig.7.2.7	Concept of Penetrated Parts through Submerged Thermal Insulation Shell for EDRS	242
Fig.7.3.1	Construction of Containment Vessel	249

Fig.7.3.2	Concept of Penetrated Part of Main Steam Pipe through Containment Vessel	250
Fig.7.3.3	Area of Containment Vessel Boundary	251
Fig.7.4.1	Diagram of Emergency Containment Vessel Water Cooling System	258
Fig.7.4.2	Entire Construction of Emergency Containment Vessel Water Cooling System	259
Fig.7.4.3	Structure of Vaporizing Device	260
Fig.7.4.4	Structure of Condensing Device	261
Fig.7.4.5	Concept to Support Vaporizing Device	262
Fig.7.4.6	Arrangement of Supporting Structure for Vaporizing Device	263
Fig.7.4.7	Concept of Penetrated Part through Containment Vessel	264
Fig.7.4.8	Relation Diagram between Water Temperature in Containment Vessel and Released Thermal Capacity, and Relation between External Temperature and Released Thermal Capacity	265
Fig.7.4.9	Relation Diagram between Ship Tilting Angle and Released Thermal Capacity	266
Fig.7.5.1	Diagram of Reactor Room Air Purification System ...	269
Fig.8.1.1	Diagram of Entire MRX Plant System	271
Fig.8.2.1	Diagram of Volume Control System	279
Fig.8.3.1	Diagram of Residual Heat Removal System	283
Fig.8.4.1	Diagram of Containment Vessel Water Purification and Cooling System	288
Fig.8.5.1	Conceptual Structure of Submerged Thermal Insulation Shell	291
Fig.8.6.1	Diagram of Component Cooling Water System	295
Fig.8.7.1	Diagram of Component Cooling Sea Water System	298
Fig.8.8.1	Arrangement of Equipment at Containment Vessel Replacement System	307
Fig.8.8.2	Diagram of Fuel Handling System	308
Fig.8.8.3	Details of Equipment at Fuel Handling System (1) ...	309
Fig.8.8.4	Details of Equipment at Fuel Handling System (2) ...	310
Fig.9.2.1	Diagram of Excore Nuclear Instrumentation	320
Fig.9.2.2	Arrangement of Neutron Flux Detectors (Plane Figure)	321

Fig.9.2.3 Arrangement of Neutron Flux Detectors (Vertical Cross Section)	322
Fig.9.2.4 Abstract of Measurable Range for Excore Nuclear Instrumentation	323
Fig.9.4.1 Diagram of Reactor Control System	342
Fig.9.4.2 Functional Block Diagram of Control Rod Control System	343
Fig.9.4.3 Each Gains at Control Rod Control System	344
Fig.9.4.4 Control Rod Driving Program	344
Fig.9.4.5 Pressurizer Control Method	345
Fig.9.4.6 Functional Block Diagram of Pressurizer Pressure Control System	345
Fig.9.4.7 Functional Block Diagram of Feedwater Control System	346
Fig.9.5.1 Diagram of Reactor Safety Protection System	354
Fig.9.5.2 Construction Diagram of Reactor Shutdown System	355
Fig.9.5.3 Protection Limit Induced from Over Temperature High ,and from Over Power \dot{E} T High	356
Fig.9.6.1 Diagram of Equipment to start Engineered Safety Features	361
Fig.10.1.1 Electrical One-line Diagram	370
Fig.11.1.1 Heat Balance Diagram at MRX Plant (at Rated Power, and per 1 Reactor)	373
Fig.11.3.1 Diagram of Main Steam Supply System	381
Fig.11.3.2 Diagram of Condensated Water System	382
Fig.11.3.3 Diagram of Feedwater System	383
Fig.12.1.1 Construction of Shielding	386
Fig.12.1.2 Distribution of Equivalent Dose Rate According to Core Radius	387
Fig.12.1.3 Design Criteria of Shielding at Equivalent Dose Rate (at Normal Operating Condition)	388
Fig.13.1.1 Diagram of Fresh Water Makeup System	397
Fig.13.2.1 Diagram of Heat & Ventilation System at Sampling Room	402
Fig.13.2.2 Diagram of Heat & Ventilation System at Control Room and Living Area	403

Fig.13.2.3 Diagram of Heat & Ventilation System at Emergency Control Room	404
Fig.13.3.1 Diagram of Compressed Air System	406
Fig.13.4.1 Diagram of Auxiliary Steam Supply System	408
Fig.14.1.1 Concept of Start-up at 2 MRXs Operating (till Propulsion Power is Began to Generate)	415
Fig.14.1.2 Rising of Transition Temperature Cause to Neutron irradiating (Example of `Mutsu`)	416
Fig.14.1.3 Range of Operating Limits (at Primary Temperature, and Primary Pressure)	417
Fig.14.1.4 Coceptual Flow Diagram of Residual Heat Removal System and Primaly Heat-Up System	418
Fig.16.2.1 Diagram of Radioactive Gaseous Waste Process System	435
Fig.16.3.1 Diagram of Radioactive Liquid Waste Process System	439
Fig.18.2.1 Scram Reactivity at Hot Full Power Operating with One Rod Stuck at Maximum Reactivity	457
Fig.18.2.2 Moderator Density Reactivity at Hot Full Power Operating	458
Fig.18.2.3 Doppler Reactivity at Hot Full Power Operating	459
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (1/9)	463
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (2/9)	463
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (3/9)	464
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (4/9)	464
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (5/9)	465
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (6/9)	465
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (7/9)	466
Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (8/9)	466

Fig.18.3.1 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case A (When Withdrawal Rate is Rapid) (9/9)	467
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (1/9)	468
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (2/9)	468
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (3/9)	469
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (4/9)	469
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (5/9)	470
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (6/9)	470
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (7/9)	471
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (8/9)	471
Fig.18.3.2 Unusual Withdrawal of Control Rods: Case B (When Withdrawal Rate is Slow) (9/9)	472
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (1/10)	476
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (2/10)	476
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (3/10)	477
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (4/10)	477
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (5/10)	478
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (6/10)	478
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (7/10)	479
Fig.18.3.3 Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (8/10)	479

Fig.18.3.3	Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (9/10)	480
Fig.18.3.3	Loss of Main Feedwater: Case A (Evaluation of Pressure in Reactor) (10/10)	480
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (1/10)	481
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (2/10)	481
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (3/10)	482
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (4/10)	482
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (5/10)	483
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (6/10)	483
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (7/10)	484
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (8/10)	484
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (9/10)	485
Fig.18.3.4	Loss of Main Feedwater: Case B (Evaluation of Water Level at Pressurizer) (10/10)	485
Fig.18.3.5	Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (1/7)	489
Fig.18.3.5	Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (2/7)	489
Fig.18.3.5	Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (3/7)	490
Fig.18.3.5	Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (4/7)	490
Fig.18.3.5	Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (5/7)	491
Fig.18.3.5	Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (6/7)	491

Fig.18.3.5 Unusual Enhancement of Steam Load: Case A (Manual Operating, Initial Condition of Cycle) (7/7)	492
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (1/9)	493
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (2/9)	493
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (3/9)	494
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (4/9)	494
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (5/9)	495
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (6/9)	495
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (7/9)	496
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (8/9)	496
Fig.18.3.6 Unusual Enhancement of Steam Load: Case C (Automatic Operating, Initial Condition of Cycle) (9/9)	497
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (1/9)	500
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (2/9)	500
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (3/9)	501
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (4/9)	501
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (5/9)	502
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (6/9)	502
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (7/9)	503
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (8/9)	503
Fig.18.3.7 Excessive Feedwater to Steam Generator (9/9)	504
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (1/10) ..	508
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (2/10) ..	508
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (3/10) ..	509
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (4/10) ..	509
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (5/10) ..	510
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (6/10) ..	510
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (7/10) ..	511
Fig.18.3.8 Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (8/10) ..	511

Fig.18.3.8	Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (9/10) ..	512
Fig.18.3.8	Loss of Load: Case A (Evaluation of DNBR) (10/10) ..	512
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(1/9)	513
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(2/9)	513
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(3/9)	514
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(4/9)	514
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(5/9)	515
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(6/9)	515
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(7/9)	516
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(8/9)	516
Fig.18.3.9	Loss of Load: Case B (Evaluation of Pressure in Reactor)(9/9)	517
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (1/7)	528
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (2/7)	528
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (3/7)	529
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (4/7)	529
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (5/7)	530
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (6/7)	530
Fig.19.3.1	Loss of Coolant Accident: Case A (Evaluation of Pressure in Containment Vessel) (7/7)	531
Fig.19.3.2	Loss of Coolant Accident: Case B (Evaluation of Holding Volume of Water in Reactor) (1/6)	532

Fig.19.3.2	Loss of Coolant Accident: Case B (Evaluation of Holding Volume of Water in Reactor) (2/6)	532
Fig.19.3.2	Loss of Coolant Accident: Case B (Evaluation of Holding Volume of Water in Reactor) (3/6)	533
Fig.19.3.2	Loss of Coolant Accident: Case B (Evaluation of Holding Volume of Water in Reactor) (4/6)	533
Fig.19.3.2	Loss of Coolant Accident: Case B (Evaluation of Holding Volume of Water in Reactor) (5/6)	534
Fig.19.3.2	Loss of Coolant Accident: Case B (Evaluation of Holding Volume of Water in Reactor) (6/6)	534
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (1/7).....	537
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (2/7).....	537
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (3/7).....	538
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (4/7).....	538
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (5/7).....	539
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (6/7).....	539
Fig.19.3.3	Loss of Primary Coolant Rate (7/7).....	540
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (1/11)	544
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (2/11)	544
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (3/11)	545
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (4/11)	545
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (5/11)	546
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (6/11)	546
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (7/11)	547
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (8/11)	547
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (9/11)	548
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (10/11).....	548
Fig.19.3.4	Main Feedwater Line Break (11/11).....	549
Fig.19.3.5	Main Feedwater Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Feedwater System (1/6)	550
Fig.19.3.5	Main Feedwater Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Feedwater System (2/6)	550
Fig.19.3.5	Main Feedwater Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Feedwater System (3/6)	551

Fig.19.3.5	Main Feedwater Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Feedwater System (4/6)	551
Fig.19.3.5	Main Feedwater Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Feedwater System (5/6)	552
Fig.19.3.5	Main Feedwater Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Feedwater System (6/6)	552
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (1/11)	556
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (2/11)	556
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (3/11)	557
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (4/11)	557
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (5/11)	558
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (6/11)	558
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (7/11)	559
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (8/11)	559
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (9/11)	560
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (10/11)	560
Fig.19.3.6	Main Steam Line Break (11/11)	561
Fig.19.3.7	Main Steam Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Steam Supply System (1/6)	562
Fig.19.3.7	Main Steam Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Steam Supply System (2/6)	562
Fig.19.3.7	Main Steam Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Steam Supply System (3/6)	563
Fig.19.3.7	Main Steam Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Steam Supply System (4/6)	563
Fig.19.3.7	Main Steam Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Steam Supply System (5/6)	564

Fig.19.3.7 Main Steam Line Break: When Auxiliary Feedwater System Replaces the Role of Main Steam Supply System (6/6)	564
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (1/9)	568
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (2/9)	568
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (3/9)	569
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (4/9)	569
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (5/9)	570
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (6/9)	570
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (7/9)	571
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (8/9)	571
Fig.19.3.8 Steam Generator Tube Rupture: Case A (Evaluation of Discharged Water Rate) (9/9)	572
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (1/9)	573
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (2/9)	573
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (3/9)	574
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (4/9)	574
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (5/9)	575
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (6/9)	575
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (7/9)	576
Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation of DNBR) (8/9)	576

Fig.19.3.9 Steam Generator Tube Rupture: Case B (Evaluation
of DNBR) (9/9) 577

1. 原研における改良船用炉研究開発の経緯

1.1 研究開発の経緯

改良船用炉研究開発は、内閣総理大臣及び運輸大臣の定めた「原子力船の開発に関する基本計画」（昭和38年10月11日決定、昭和56年2月4日改定）に従い、昭和55年度から日本原子力船研究開発事業団（以下、事業団）にて開始された。その後、昭和60年3月、日本原子力研究所（以下、原研）に統合され原研において研究が進められた。

本研究開発は経済性、信頼性の優れた船用炉の開発を目標に、昭和56年度に研究を開始し^[1]、予備調査の後、実用化において将来有望となると考えられる船用炉の基礎概念を得るための試設計を実施した。試設計の結果は原研に引継がれ、原研では同設計の評価を行うとともに、改良船用炉を搭載する船種の用途調査を行って原子炉の要求仕様を明らかにし、大型船舶用原子炉（MRX）と深海船用原子炉（DRX）の基本概念を創出した。昭和62年度～平成4年度においてはMRXとDRXの概念確立設計を実施した。その後、両原子炉について、詳細設計及び建造に着手できる程度まで設計をかためるための工学設計を平成5年度から4年計画で実施した。本報告書は工学設計の成果を取りまとめたものである。

Table 1.1.1 に船用炉研究開発の実施状況を示す。

1.2 研究開発体制

原研では昭和60年3月の統合に伴い、原子力船研究開発室を設置し研究を進めた。平成4年度からは同室内に船用炉設計研究室と原子力船システム研究室を、さらに平成6年度には技術管理室を設置し、下記研究内容を実施している。

- ① 船用原子炉の調査
- ② 船用原子炉の設計研究及び要素技術等の試験開発
- ③ 原子力船システムに関する研究
- ④ 「むつ」の試験結果の解析
- ⑤ 原子力船に係る技術資料の整備

なお、研究計画、成果等については、研究評価委員会、船用炉研究委員会等で審議を受け研究計画立案に反映させた。船用炉研究委員会の構成を、Table 1.2.1 に示す。

1.3 試設計^[2]

試設計の着手に当たり、まず設計研究の対象炉型を選定するため諸外国の原子炉開発状況を調査した。試設計では、分離型加圧水炉、一体型加圧水炉及び半一体型加圧水炉の3炉型について船用炉としての可能性を検討し、検討の結果、軽量・小型化に有利な一体型加圧水炉と半

一体型加圧水炉（半一体型炉）を炉型として選定した。このうち、一体型加圧水炉は強制加圧方式と原子力船「オットハーン」の経験に基づく自己加圧方式の二方式について検討した。

(1) 試設計の目的

- (a) 各試設計炉の特徴を把握する。
- (b) 既存の技術レベルにおける設計限界を明らかにする。

(2) 設計条件

- (a) 船種、船型は一般的に運航されている商船を対象とする。ただし、原子炉区画の最大寸法を指定する。
- (b) 原子炉熱出力、稼働中の平均負荷率、耐用年数は、それぞれ100 MWt（3万軸馬力相当）、80%、20年とする。
- (c) 燃料交換設備および廃棄物処理施設は陸上施設とする。
- (d) 船体運動条件はIMO基準に準ずる。
- (e) 負荷変動条件は「むつ」の条件に準ずる。

(3) 試設計の成果

試設計3炉の概要をTable 1.3.1に示す。試設計の結果、それぞれ炉型の性能、寸法・重量、安全性、運転・保守性、経済性等の各項目についてその特徴を明確にすることができた。とくに炉プラント重量は、半一体型炉2,670t、一体型炉2,860t、自己加圧一体型炉3,850tであり、既存技術による設計限界を明らかにした。この他、船用炉の燃料等に関する調査研究^[1]及び船用炉の用途調査を行い、それぞれの技術課題を明確にした。

1.4 概念確立設計^[3]

次のステップとして代表的船種を念頭として原子炉の概念を確立するための概念確立設計を実施した。本設計で対象とする船としては、砕氷船を含む大型商船と深海科学調査船の2船種、炉型を一体型炉と選定した。概念確立設計は昭和62年度から平成4年度にかけて実施し、砕氷船を含む大型商船に搭載する原子炉MRX(Marine Reactor X)、深海科学調査船に搭載する原子炉DRX(Deep-sea Reactor X)の概念を確立した。それぞれの設計目標を以下に示す。

(1) MRXの設計目標

- (a) 経済的に優れた設計であること。
- (b) 信頼性の向上を図ること。
- (c) 安全性に関しては、既存の安全基準を満たすとともに、他の諸性能とも釣り合いのとれた合理的な設計であること。
- (d) 取り扱いが容易で、運転、保守が確実であること。

(2) DRX の設計目標

- (a) 最大潜水深度 6,500m の深海調査船を対象とすること
- (b) 系統の簡素化のため自然循環方式を採用すること

(3) 概念確立設計の成果

概念確立設計で取りまとめられた MRX, DRX の概念図を Fig.1.4.1 に示す。

本設計の結果、これまでにない革新的な設計概念を採用することにより、改良船用炉の設計目標である、経済性及び信頼性の向上を達成できる概念を確立することが出来た。

1.5 工学設計

工学設計はMRXの概念確立設計終了後、原子炉の詳細設計及び製作(建造)が可能との見通しを得る程度まで設計を具体化させるために実施したものであり、平成5年度から平成8年度までの4年計画で実施した。

本設計では、原子炉プラント全体にわたり設計の詳細化を行うもので、全体系統設計を行うとともに構成機器の仕様、配置設計、制御系、保守・点検設備の設計、遮へい評価、安全評価等について広範に検討した。

(1) 搭載対象船種

原子力砕氷船、一般商船等

(2) 設計範囲

- (a) 原子炉及び炉心模擬設計
- (b) 一次冷却系設備
- (c) 二次冷却系設備
- (d) 工学的安全施設
- (e) 事故等の安全評価
- (f) 電気・計測制御設備
- (g) 原子炉補助施設
- (h) 確率論的安全評価等。

(3) 設計基準

国際海事機関(IMO)原子力船安全基準、日本海事協会指針等による。

(4) 工学設計の成果

成果の詳細は第2章以下に述べる通りである。

系統全体にわたる設計によって、主要機器の仕様、寸法等を明確にするとともに、全体配置を行い製作の可能性を明らかにした。また、炉心解析、動特性解析等によって、目標性能が達成されること、安全性評価を通じて、受動的工学的安全設備の有効性について確認した。さらに確率論的安全評価により、本原子炉の炉心損傷頻度の値は既存の発電炉に比べて非常に小さく、安全性の向上が図られていること等を明らかにした。

Table 1.1.1 改良船用炉等の研究開発の経緯

年度	昭和		平成															
	55年度	56	57	58	59	60	61	62	63	元年度	2	3	4	5	6	7	8	
項目	「むつ」による研究開発	濃縮改修・安全性密点検																
					S60.3.31◎原船団は日本原子力研究所と統合 原子力船「むつ」新定浜港建設(青森県むつ市属相沢)													
改良船用炉の設計評価研究	研究計画検討		予備調査				船用炉用途調査											
							試設計											
実験・解析研究等																		
① 燃料の研究開発																		
② 炉心特性解析																		
③ 設計支援ツール整備																		
④ 要素機器開発																		
⑤ 高度自動化システム																		
⑥ 熱水力特性試験																		
⑦ 全体システムの研究																		
改良船用炉の研究に係る委員会活動																		

Table 1.2.1 船用炉研究委員会の構成

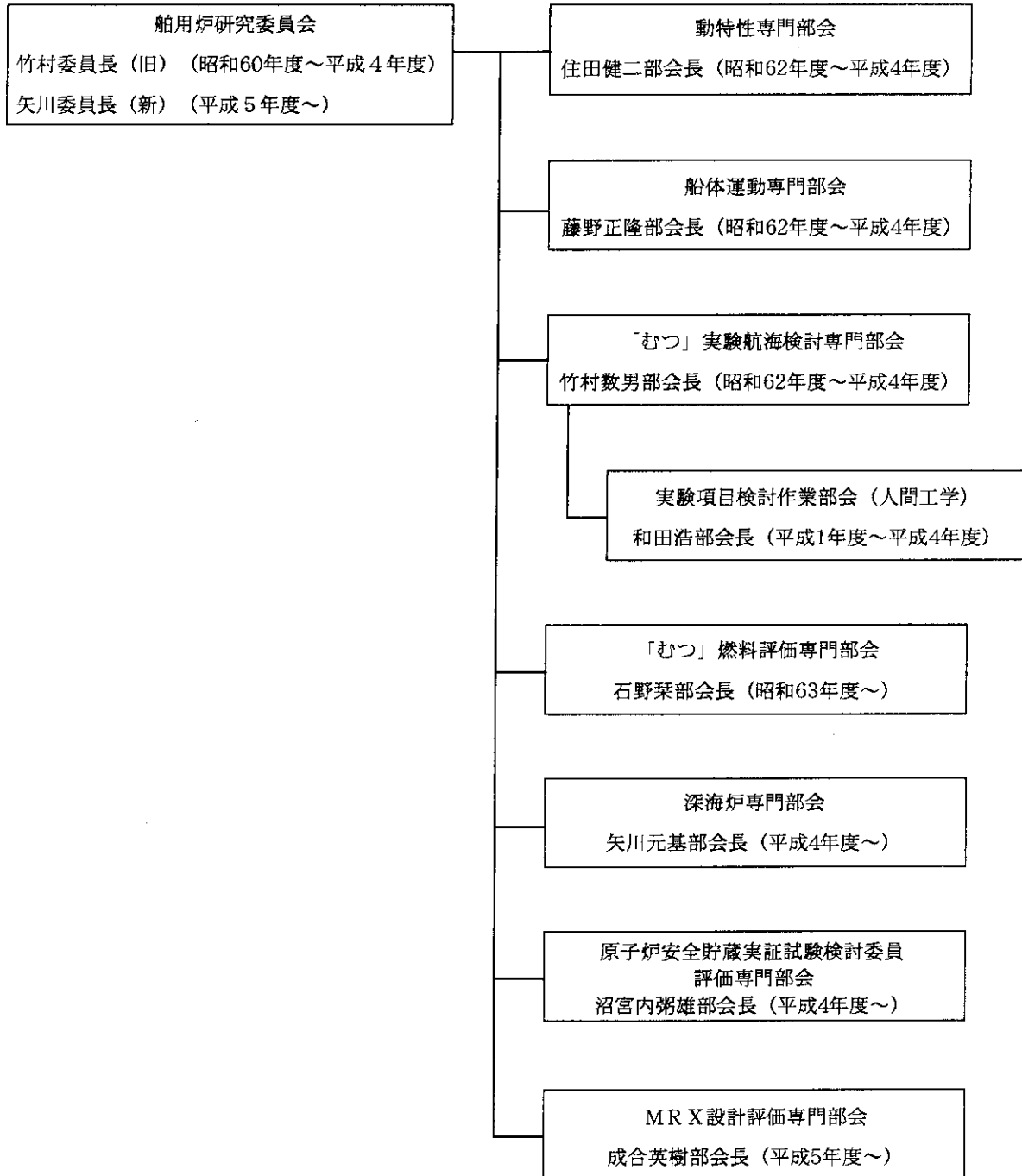
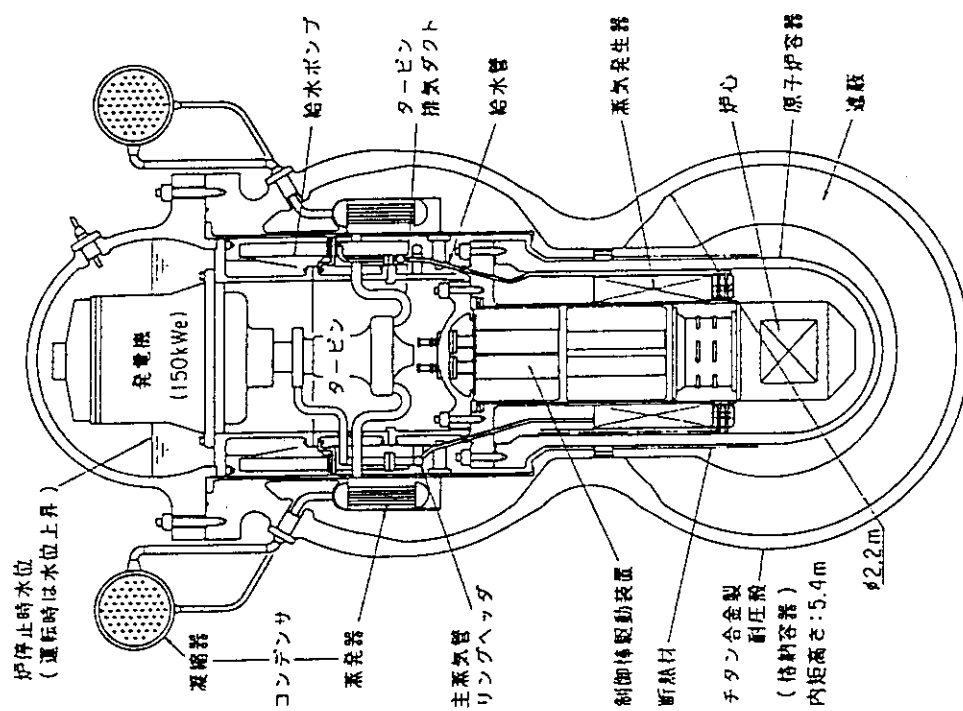
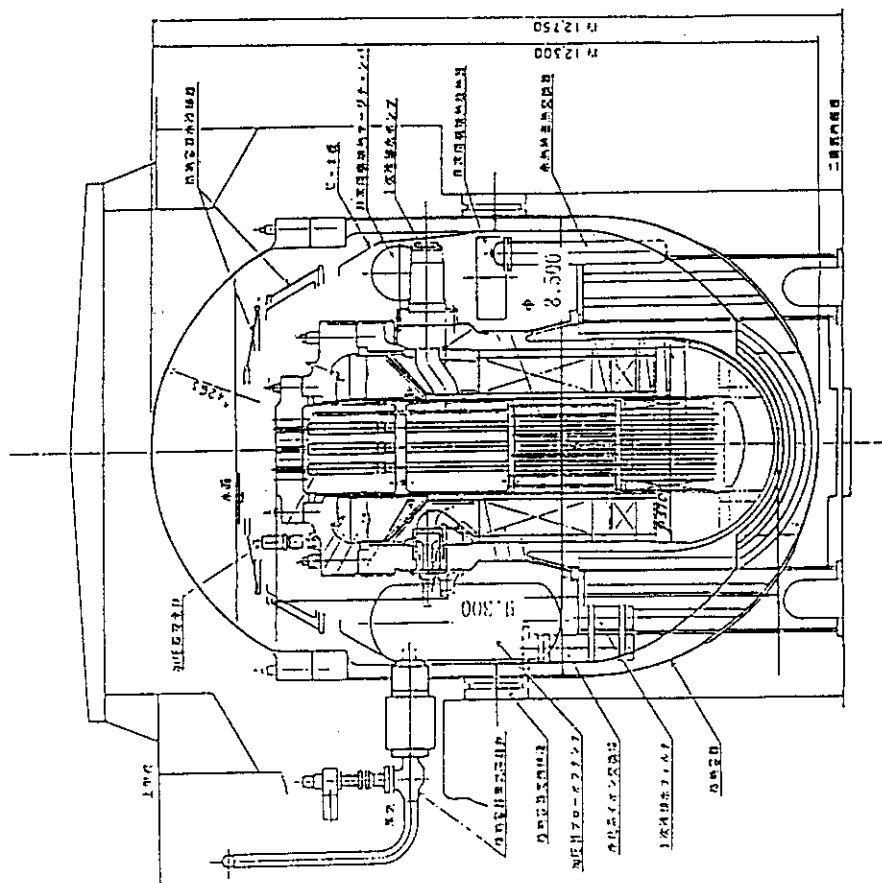


Table 1.3.1 試設計 3 炉の概要

炉型	半一体型炉	一体型炉	自己加圧一体型炉
<p>特</p> <p>半一体型炉は、「むつ」の原子炉を基本とし、これの小型軽量化を図ったものである。その特徴は</p> <ul style="list-style-type: none"> ・横置型蒸気発生器にポンプを取り付け一体化 ・原子炉容器と蒸気発生器のノズルを直接接続し、主冷却系配管を除去し、これを球形の格納容器に収納 ・負荷変動対策として、燃料のジルコイ被覆管の内面にジルコニウムライナーを設置 	<p>一体型炉</p> <p>一体型炉は、フランスで開発されたCAP炉(改良動力炉原型炉)に性能、取扱性、保守性等の向上をねらいとした改良を施したものである。その特徴は</p> <ul style="list-style-type: none"> ・別置きに加圧器を設置 ・一次冷却水ポンプを原子炉容器の胴部に配置し、それとほぼ同じレベルに制御体駆動装置を設置 ・蒸気発生器を貫流型とし、小型化を図り、これを原子炉容器から懸吊することにより、保守、点検を簡便化 ・高出力密度、高燃焼度炉心とするため、燃料に板状UO_2燃料(キヤラメル燃料)を採用 	<p>自己加圧一体型炉</p> <p>自己加圧一体型炉は原子力船「オットーハーン」の経験に基づき改良EPRの概念を基本に改良を施したものである。その特徴は</p> <ul style="list-style-type: none"> ・加圧器のない一体型炉で、「オットーハーン」の自己加圧方式を踏襲 ・一次冷却水ポンプを原子炉容器に設置 ・炉心は「オットーハーン」の第2炉心を参考とし、長期応度変化補償用の一部としてケミカルシウムを採用 ・格納容器は圧力抑制式でウエットウエルの一部は鉛体と一体化 	
<p>概略図</p>			



DRX (概念確立設計)



MRX (概念確立設計)

Fig.1.4.1 概念確立設計におけるMRXとDRXの概念図

2. 原子炉施設の設計要件及び主要目

MRX 搭載船は80,000馬力級の砕氷船及び一般船を想定する。砕氷船の場合、「しらせ」を参考とし、船長150m、砕氷能力2m級とする。砕氷船及び一般船（コンテナ船）のイメージ図を photo 1 及び photo 2 に示す。

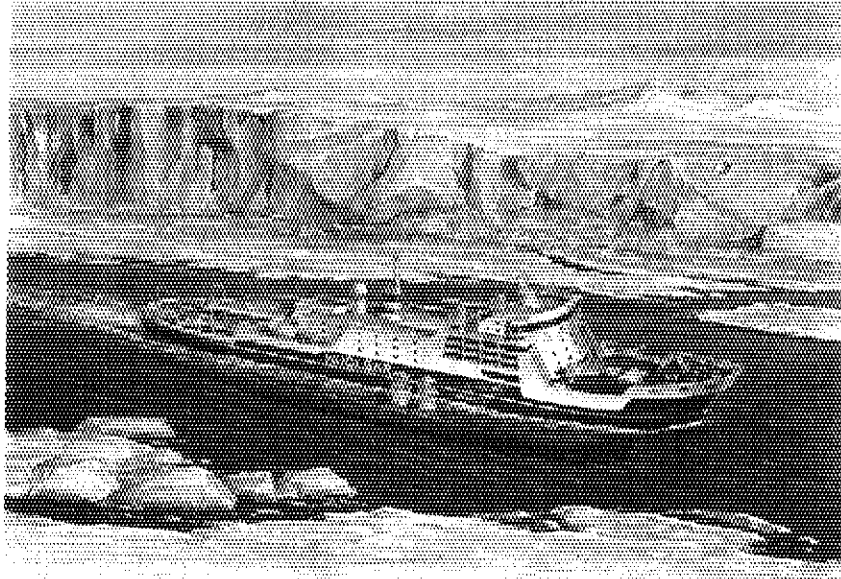


PHOTO 1 極地観測船のイメージ図

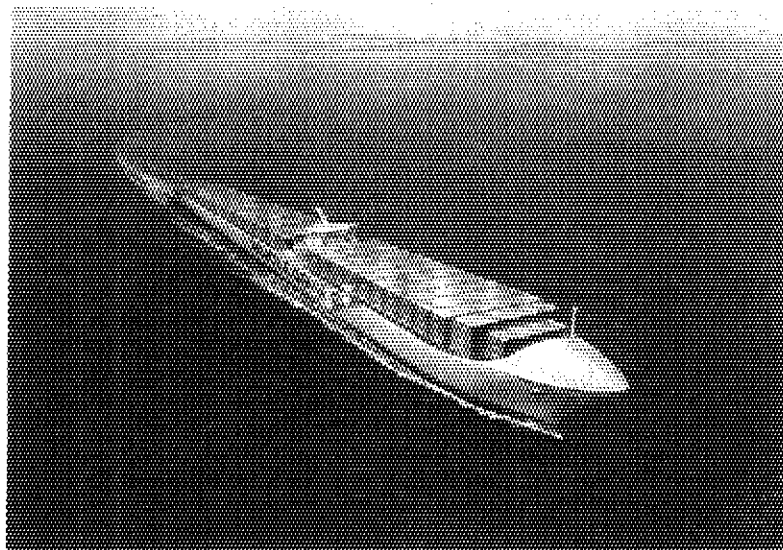


PHOTO 2 超高速コンテナ船のイメージ図

2.1 炉プラント設計条件

- (1) 熱出力 熱出力 100 MW の原子炉を 2 基搭載する。
- (2) 設備利用率 50 %
- (3) 燃料交換 4 年に 1 回。燃料交換に要する日数は約 3 週間とする。
- (4) 耐用年数 20 年
- (5) 燃料取扱設備並びに液体及び固体廃棄物処理施設 陸上に設置する。

2.2 船体運動、加速度及び振動の条件

(1) 船体運動及び加速度

船体加速度については、国際海事機関(IMO)原子力商船安全基準に規定される各安全等級(SC)^[注1]に対する船体の運動及びプラント状態階級(PPC1~4)^[注1]各付加加速度を、船体定傾斜角度及び動揺角度については、日本海事協会の指針によりコンテナ船等の船体応答の長期予測計算を行い、それぞれの最大値を以下のように決定した。

(a) 加速度 (単位は g : 重力加速度)

	上下方向	横方向	前後方向
PPC-4 ^[注2]	1.0	1.0	0.5
SC-1, PPC-3	0.7	0.8	0.4
SC-2,3	0.6	0.7	0.35
SC-4	0.5	0.6	0.3
PPC-1,2	—	—	—

(b) 傾斜角

船体横定傾斜角度： 30 度
 船体縦定傾斜角度： 10 度
 左右動揺角度条件： 45 度

(2) 船体振動条件

「むつ」の条件と同じとする。

振 動 数： 100 ~ 1,200 CPM

振動加速度： 0.1g

(3) 砕氷船の場合の運航形態と負荷変動条件

(a) 運航形態

[注1] SC: Safety class (安全等級) 核的安全及び船舶の安全の点での重要度に従って決まる構造物、系統及び機器の等級

PPC: Plant process condition (プラント状態階級) 通常運転、予想される運転上の出来事又は事故の発生する事象又は外的もしくは内部的、自然的もしくは人為的な現象の結果により船が受けるかもしれない事象をいう。

[注2] 計算値は上下方向 0.85 g, 横方向 0.95 g であるが、余裕を取り上記の値とする。

① 港内航行における運転

推進機関は原則として回転数一定とし、前後進及び停止は可変ピッチプロペラのピッチを変更することにより行う。推進機関の最大出力は、港内航行時最大速力に相当する出力（推定30%）とする。

② 大洋航行及び流氷内航行^[注1]における運転

可変ピッチプロペラのピッチは固定とし、推進機関の回転数を制御して速力の調整を行う。推進機関の最大出力は、原子炉出力50%に相当する軸出力を大洋航行時の最大出力とする。

③ 連続砕氷航行及びラミング航行における運転

可変ピッチプロペラのピッチは、ピッチが変更可能な推進機関の回転数以上では固定とし、ピッチが変更可能な推進機関の回転数以下では、ピッチの変更により速力の調整及び前後進の切換を行う。ピッチが変更可能な推進機関の回転数以上では、推進機関は、回転数-出力-トルクの制限曲線における運転範囲内で回転数を制御する。

(b) 主蒸気ダンプ制御系

負荷変動時の燃料棒の健全性を考慮して、主蒸気ダンプ制御系の制御方針を以下に示す。主蒸気ダンプ制御系は、原子炉出力を一定に保つ回路と2次系の過圧を防止する回路を有する。主蒸気ダンプ系統^[注2]はFig.2.2.1に示すように2系統（弁のみを2個並列に設置）とする。

① 港内航行、大洋航行及び流氷内航行の場合

通常、負荷が変動した場合には、原子炉出力は制御棒により負荷に追従させ、主蒸気ダンプ制御は行わない。ただし、主機発電機、推進用電動機等がトリップした時など、2次系の圧力が異常に上昇した場合には、2次系の過圧を防止する回路を作動させる。

主蒸気ダンプ系統は、2系統のうち1系統のみを用い、最大容量を50%に制限する。

② 連続砕氷航行及びラミング航行の場合

原子炉出力100%一定制御とする。本制御方式は、原子炉出力を一定に保つ回路を用いて、負荷が変動した場合でも炉出力が常に100%となるようにダンプ流量を制御するものである。

(c) 設計における負荷変動条件

① 急速負荷減少（耐用期間中200回）

(i) 大洋航行及び流氷内航行^[注1]（主蒸気ダンプ制御系の過圧防止回路のみを使用）

50% 負荷 $\xrightarrow{1 \text{ 秒}}$ 無負荷

(ii) 連続砕氷航行、ラミング航行における運転（炉出力100%一定制御）

100% 負荷 $\xrightarrow{1 \text{ 秒}}$ 無負荷

[注1] 海上に流氷または薄氷が浮いている状態での運航であり、連続砕氷航行には至らない。

[注2] 原子炉出力100%運転時、蒸気発生器で発生した蒸気のうち、発電に用いられる蒸気は全蒸気量の75%であり、残りの25%は、給水加熱源、主給水ポンプ駆動源及び熱損失である。すなわち、主機発電機タービンへ流れる全ての蒸気を復水器へダンプしても全蒸気量の75%である。従って、主蒸気ダンプ系統の全容量を全蒸気流量の75%相当とすることによって、炉出力100%一定制御が可能となる。1系統当たりの容量は、全蒸気流量の37.5%である。

② 負荷減少（耐用期間中 20,000 回）

(i) 大洋航行及び流氷内航行^[注1]（主蒸気ダンプ制御系を使用しない）

50% 負荷 $\xrightarrow{\text{約 12 秒}}$ 基底負荷（15% 負荷）（負荷減少率 3 %/sec）

(ii) 連続碎氷航行、ラミング航行における運転（炉出力 100% 一定制御）

100% 負荷 $\xrightarrow{\text{約 28 秒}}$ 基底負荷（15% 負荷）（負荷減少率 3 %/sec）

③ 負荷増加（耐用期間中 20,000 回）

(i) 大洋航行及び流氷内航行^[注1]（主蒸気ダンプ制御系を使用しない）

基底負荷（15% 負荷） $\xrightarrow{\text{約 12 秒}}$ 50% 負荷（負荷増加率 3 %/sec）

(ii) 連続碎氷航行、ラミング航行における運転（炉出力 100% 一定制御）

基底負荷（15% 負荷） $\xrightarrow{\text{約 28 秒}}$ 100% 負荷（負荷増加率 3 %/sec）

(4) スクラム回数

耐用期間中 1000 回

(5) 海水温度条件

海水温度 $-2^{\circ}\text{C} \sim 32^{\circ}\text{C}$

(6) 外気温度条件

外気温度 $-50^{\circ}\text{C} \sim 45^{\circ}\text{C}$

[注 1] 港内航行時の最大出力は 30%（推定）であるので、負荷変動条件としては大洋航行及び流氷内航行の場合の条件に包絡される。

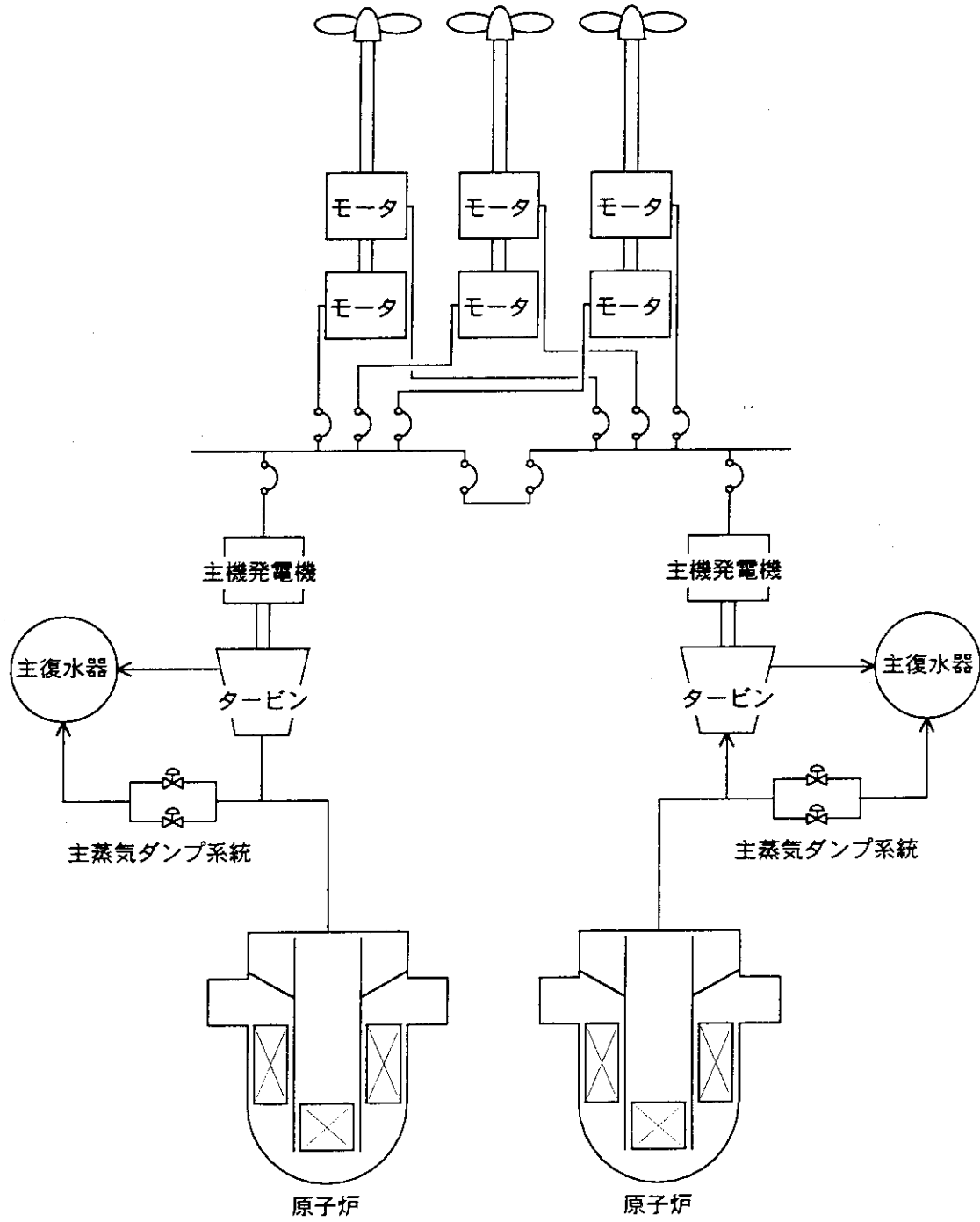


Fig.2.2.1 MRX 搭載の砕氷船の推進機関の概念図

2.3 主要目

原子炉プラントの主要目を Table 2.3.1 に示す。

また、原子炉概念図、原子炉室内配置図、砕氷船船体断面図をそれぞれ Fig.2.3.1、Fig.2.3.2、Fig.2.3.3 に示す。

MRX プラントの主な特徴は次のとおりである。

- (1) 蒸気発生器、加圧器、制御棒駆動装置等の 1 次系機器を原子炉容器に内装し、1 次冷却水ポンプを原子炉容器に直接取付けた一体型炉であり、大口径の 1 次系配管がないため、大 LOCA の原因を排除でき、且つ制御棒飛出し事故原因を排除し安全系を簡素化した。
- (2) 水を充填した格納容器内に原子炉容器を設置する方式で受動的炉心冠水を維持する。
- (3) 格納容器水は遮へいの役割も果たし、1 次系機器を原子炉容器に内装した一体型炉との組み合わせにより格納容器外面において十分な遮へい性能を確保し、格納容器外側の 2 次遮へい体を不要とした。この結果プラントの大幅な軽量・小型化を達成している。
- (4) 事故時の 1 次冷却水中の崩壊熱は、格納容器内に設けた放熱器により自然循環で格納容器水中に放熱され、この格納容器水中に放出された熱はさらにヒートパイプ式の冷却器により自然循環で船外に放熱される。

Table 2.3.1 原子炉プラント主要目(1/2)

原子炉出力	100 MWt
炉形式	一体型加圧水炉
1次冷却水運転圧力	12 MPa
1次冷却水運転温度	290 °C (炉心入口/出口 282.5 / 297.5°C)
1次冷却水流量	4,500 t/h
(1) 炉心	
等価直径	1,492 mm
有効高さ	1,400 mm
平均線出力	76.26 W/cm
平均出力密度	40.9 kW/ℓ
平均燃焼度	22,600 MWd/t
燃料材の種類	二酸化ウラン焼結ペレット(一部ガドリニアを含む)
²³⁵ U濃縮度	4.3重量% ガドリニア入り燃料は2.5重量% (Gd ₂ O ₃ は6重量%)
ペレットの初期密度	理論密度の約95%
被覆材の種類	ジルカロイ-4
燃料要素の構造	燃料要素の構造燃料棒は、円筒形被覆管に二酸化ウラン焼結ペレット又はガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットを挿入した後、ヘリウムで加圧し、両端を密封した構造とする。 燃料棒外径 約9.5 mm 被覆管厚さ 約0.6 mm
燃料装荷量	6.326 ton
炉心寿命	8年(4年ごとに1.9バッチ燃料取替えとシャッフリング)
燃料集合体数	19体(集合体A:7体、集合体B:6体(1バッチ目)及び6体(2バッチ目)からなる。 集合体ピッチ 32.6 cm 燃料棒ピッチ 1.39 cm 集合体当たりの燃料棒、制御棒案内シンプル等の本数は547本で、内訳は以下のとおりある。
	A B(1バッチ目) B(2バッチ目)
燃料棒	456 468 468
制御棒	54 0 54
ガドリニア入り燃料棒	37 25 25
ほうけい酸ガラス棒	0 54 0

Table 2.3.1 原子炉プラント主要目(2/2)

(2) 制御棒駆動機構		
型	式	原子炉容器内装式
基	数	13
(3) 加 圧 器		
型	式	内装電熱式
基	数	1
運 転 圧 力		12 MPa
運 転 温 度		飽 和
(4) 1次冷却材ポンプ		
型	式	横置軸流型キャンドモータポンプ
基	数	2
(5) 蒸気発生器		
型	式	ヘリカルコイル貫流式
基	数	2
蒸 気 圧 力		4.0 MPa
蒸 気 温 度		289℃
蒸 気 流 量		168.2 t/h
給 水 温 度		185℃
伝 熱 管 外 径		19 mm
伝 熱 管 本 数		388 本
伝 熱 管 長 さ		約 42 m/ 本
伝 熱 管 材 質		インコロイ 800
(6) 原子炉容器		
最高使用圧力		13.7 MPa
最高使用温度		320℃
内 径 / 高 さ		3.7 m / 9.7 m
(7) 格納容器		
型	式	原子炉容器水漬式
最高使用圧力		4.0 MPa
内 径 / 高 さ		7.3 m / 13.2 m
(8) 放射線遮へい体		主要な遮へい体は、蒸気発生器下部の鋼、原子炉容器周囲の鋼、格納容器水及び格納容器自体の鋼である。

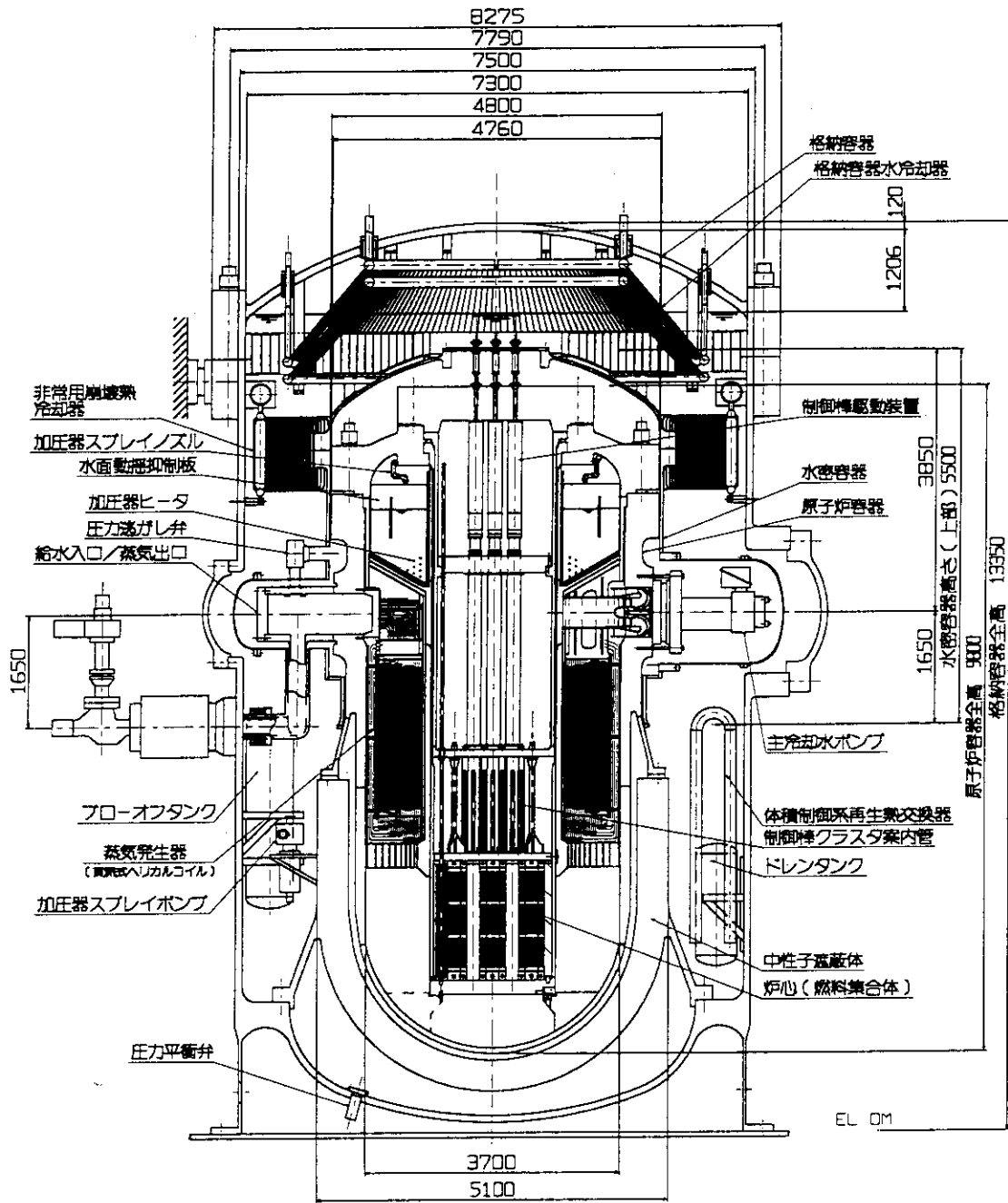


Fig.2.3.1 全体配置図 (1/2)

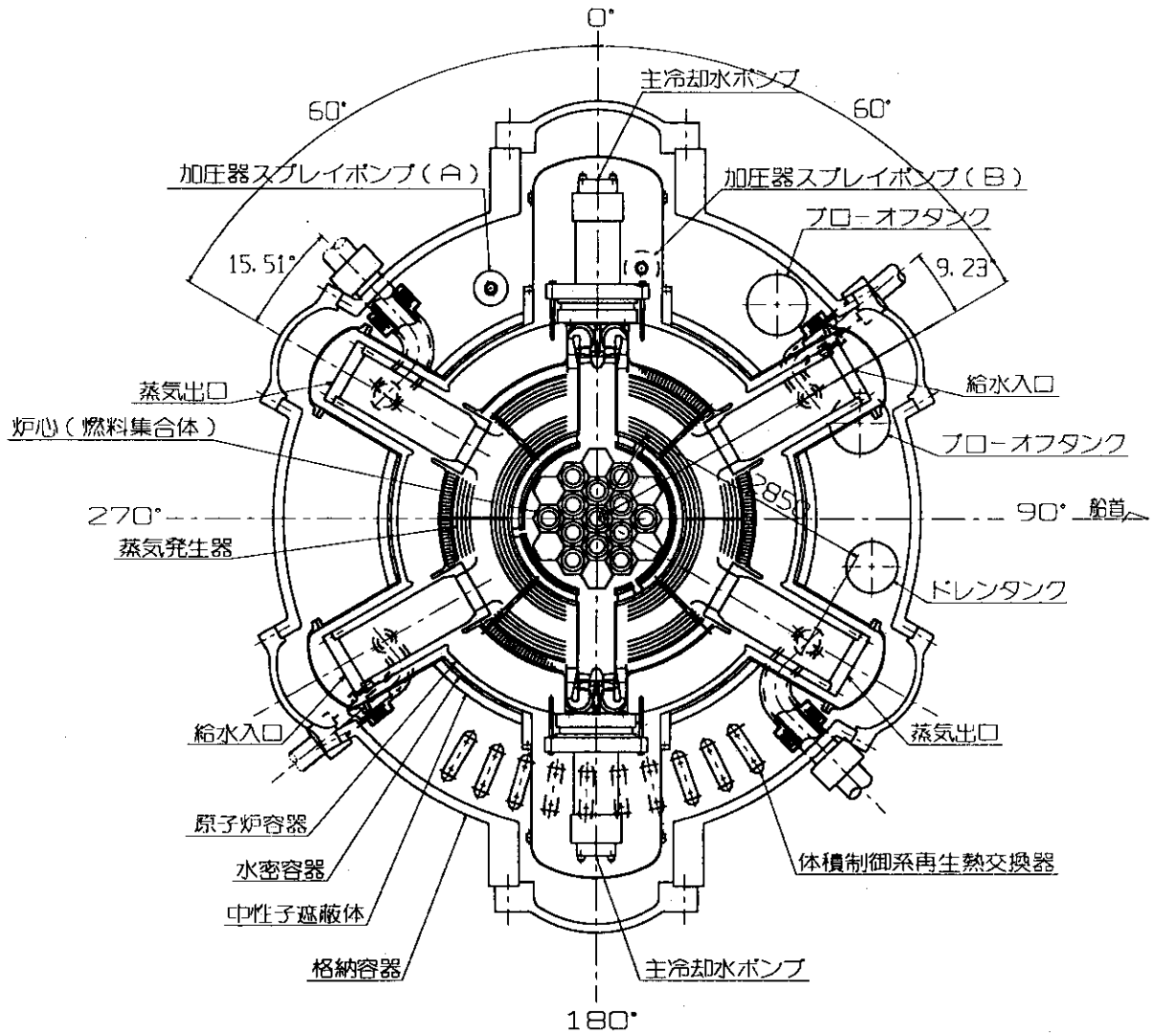


Fig.2.3.1 全体配置図 (2/2)

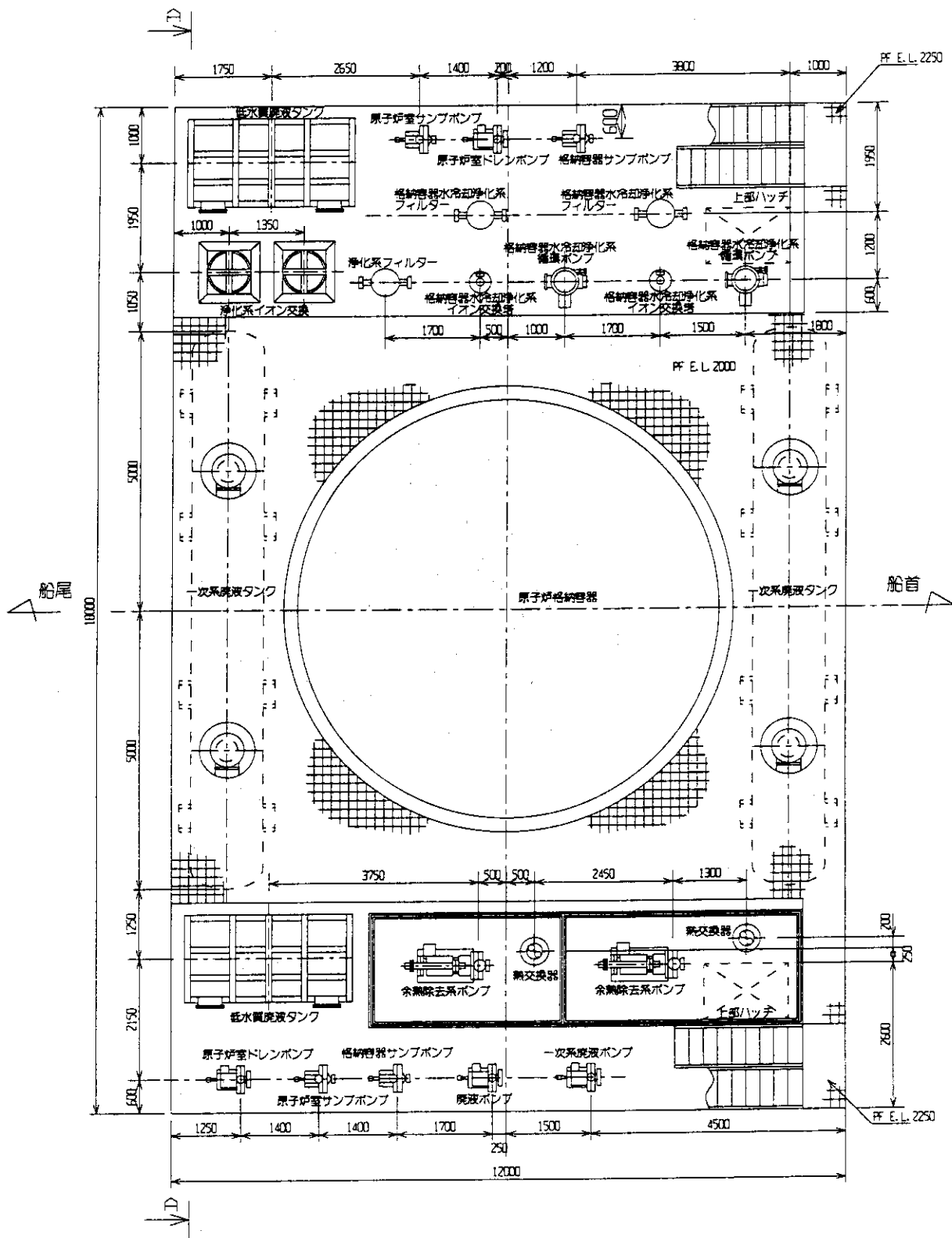


Fig.2.3.2 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 0) (1/5)

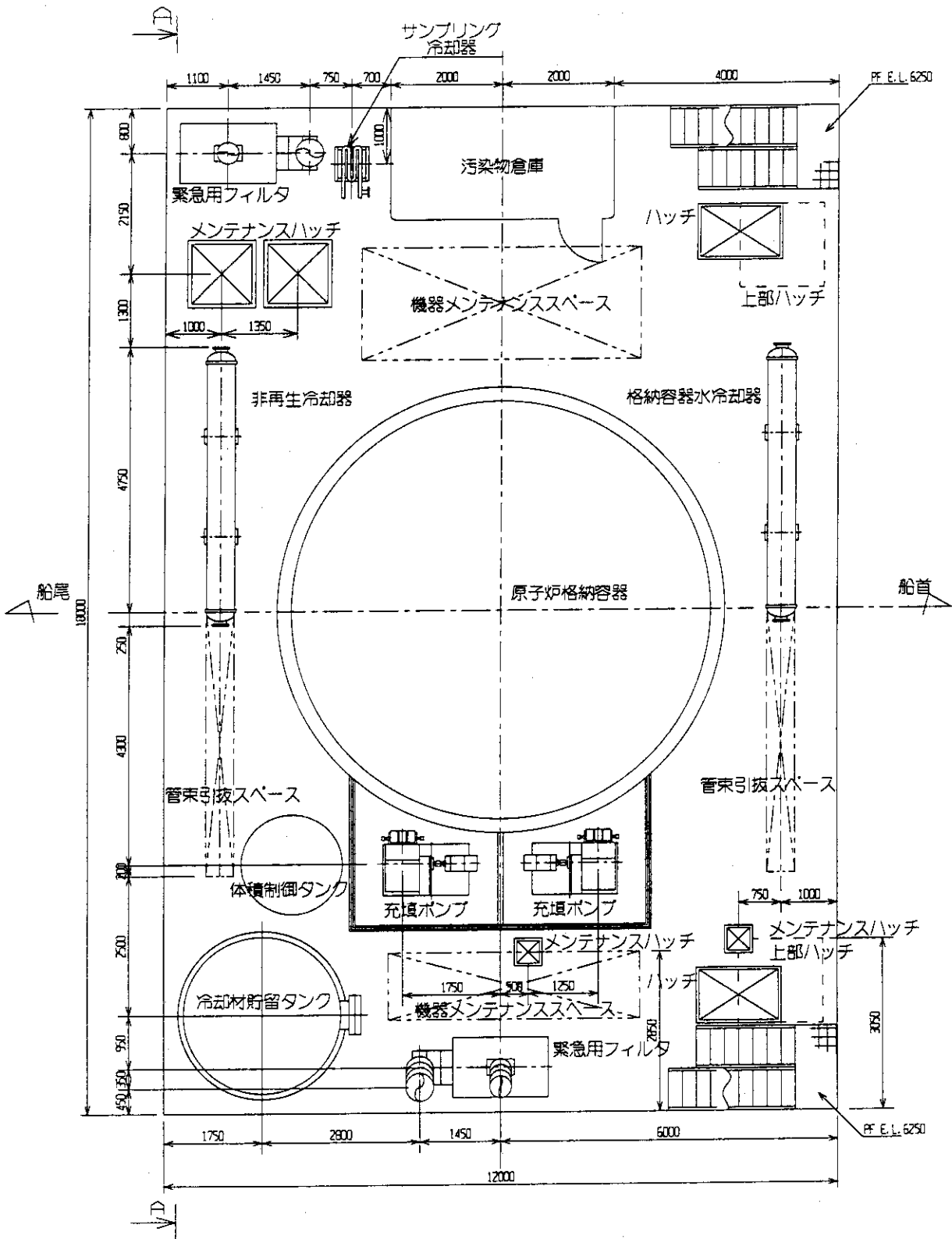


Fig.2.3.2 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 4500) (2/5)

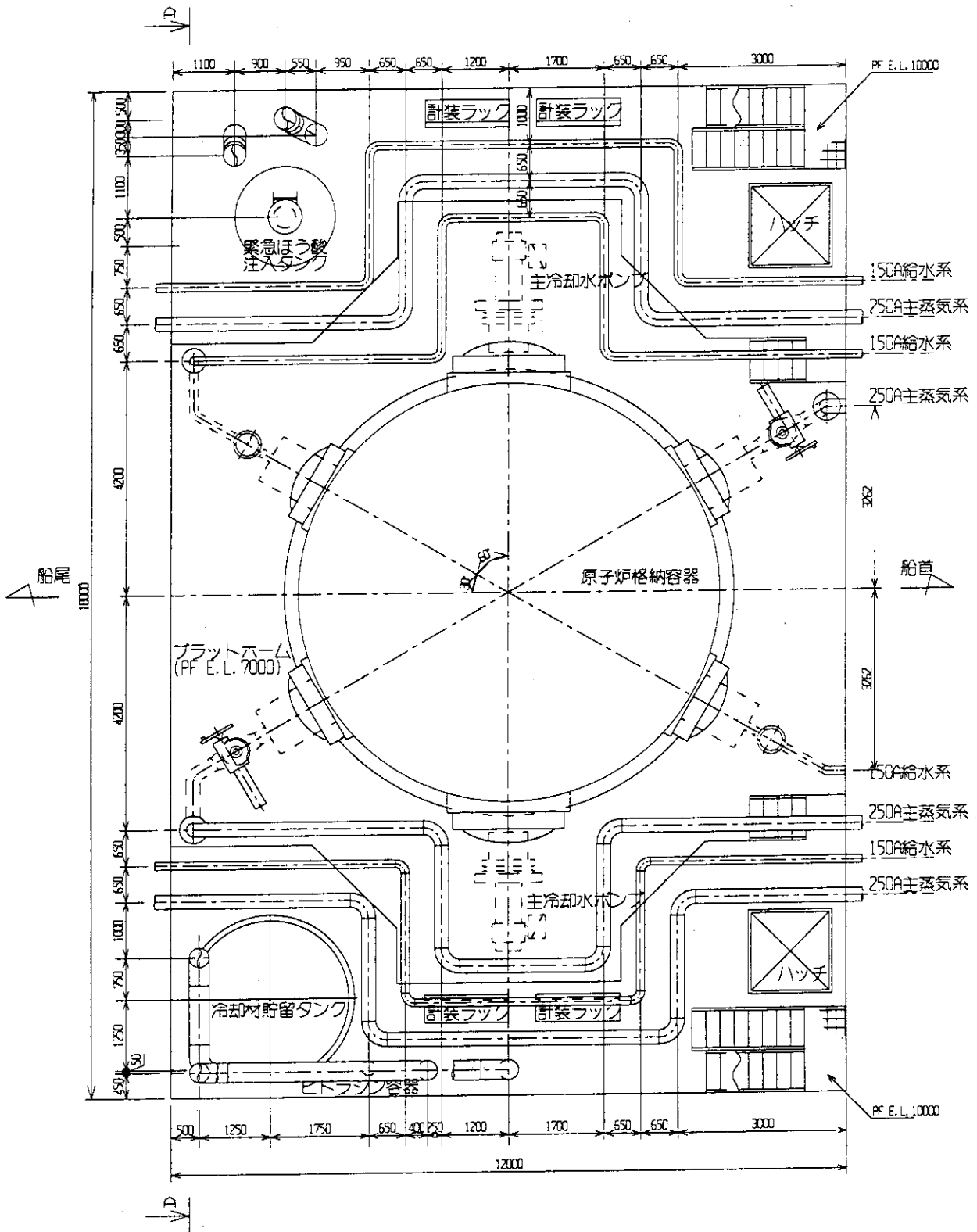


Fig.2.3.2 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 8000) (3/5)

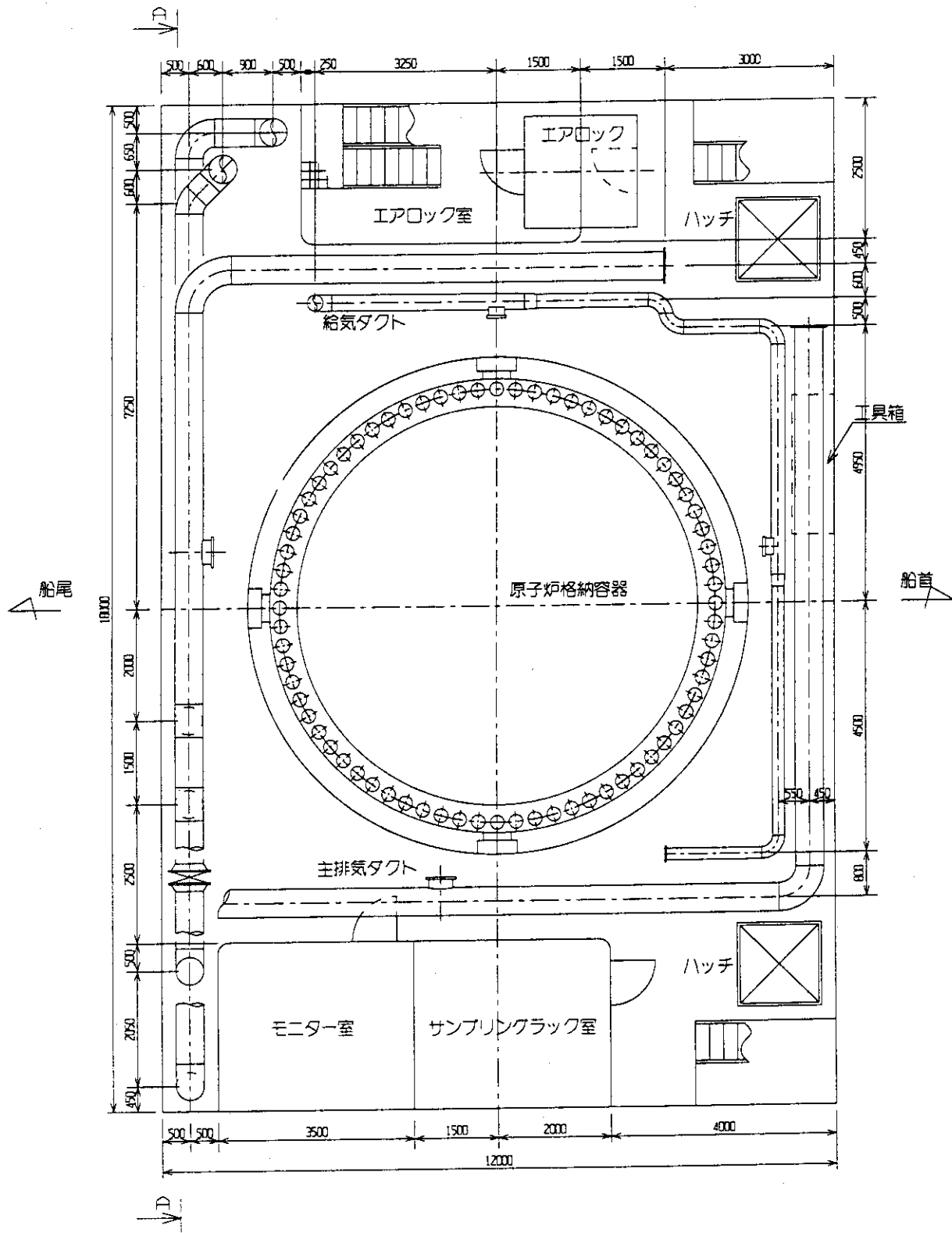


Fig.2.3.2 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 12000) (4/5)

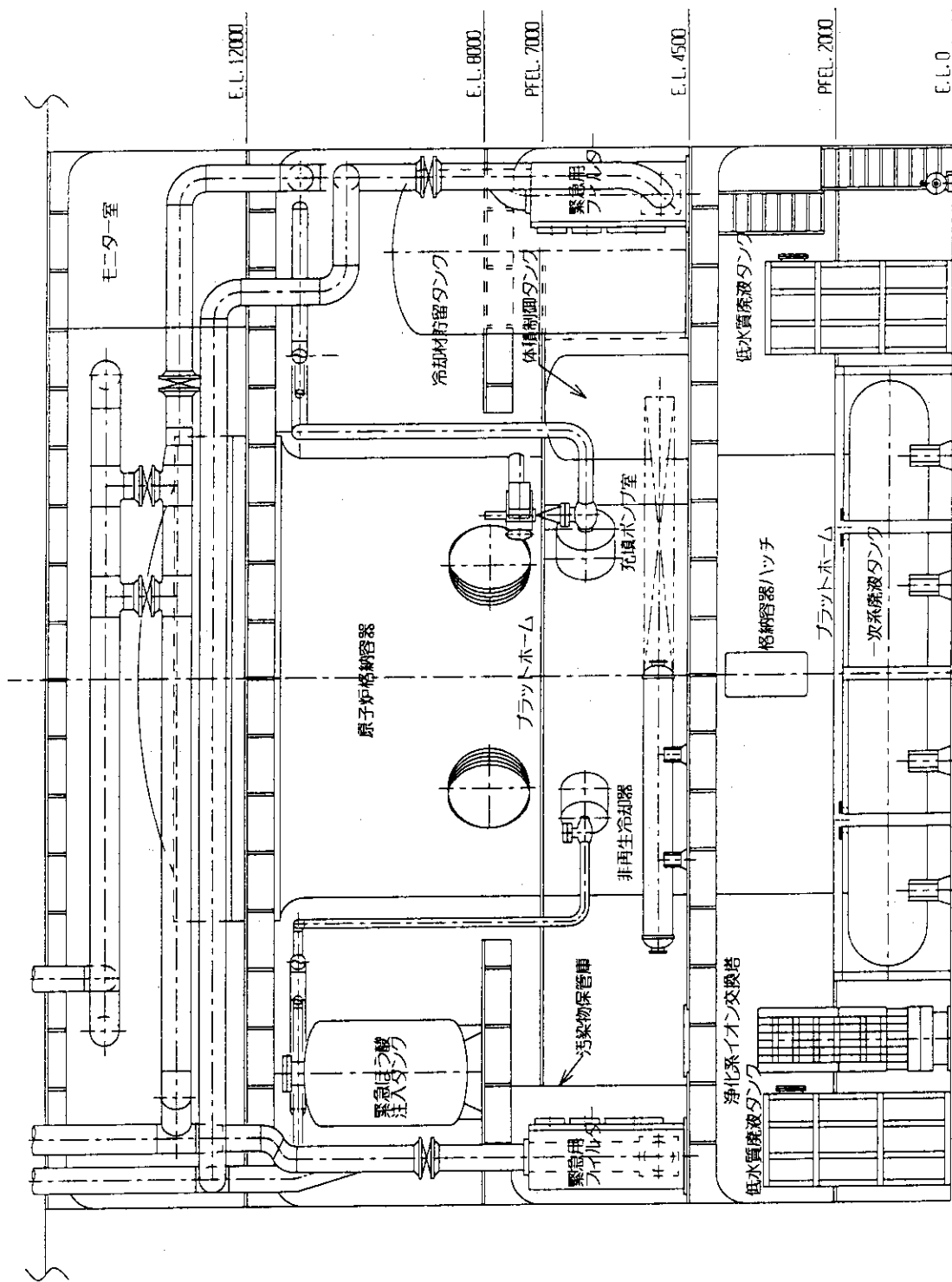
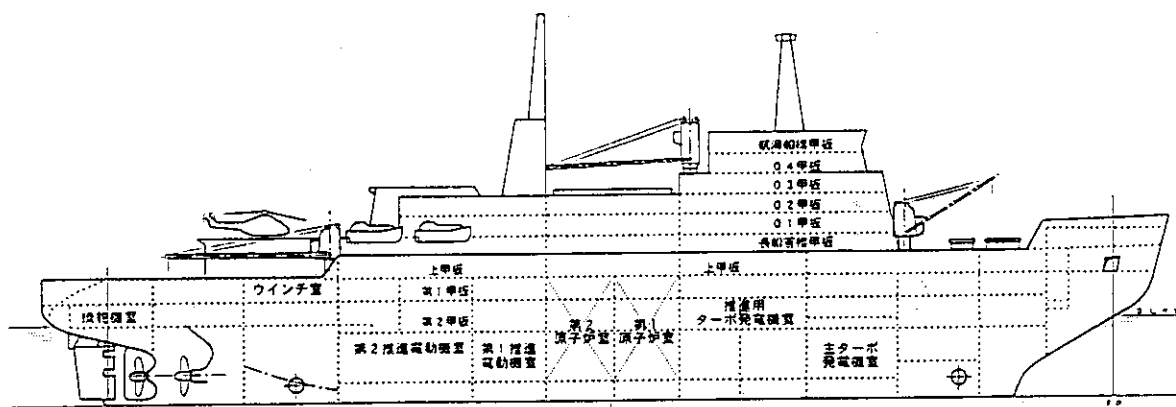
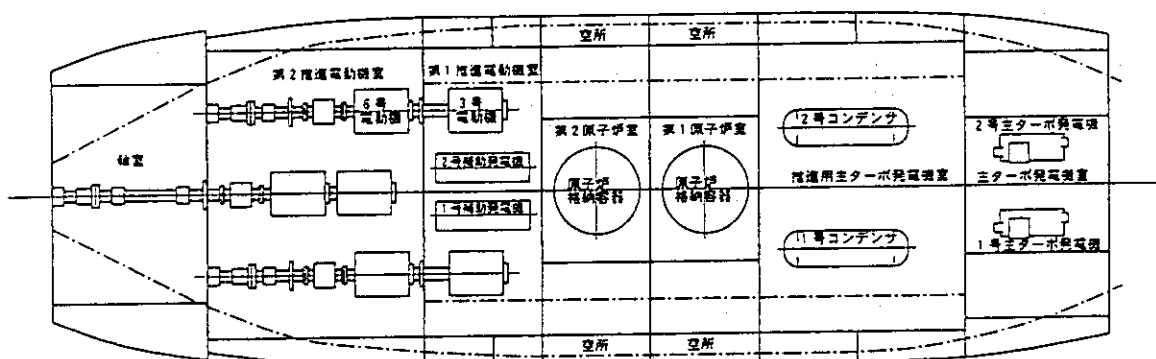


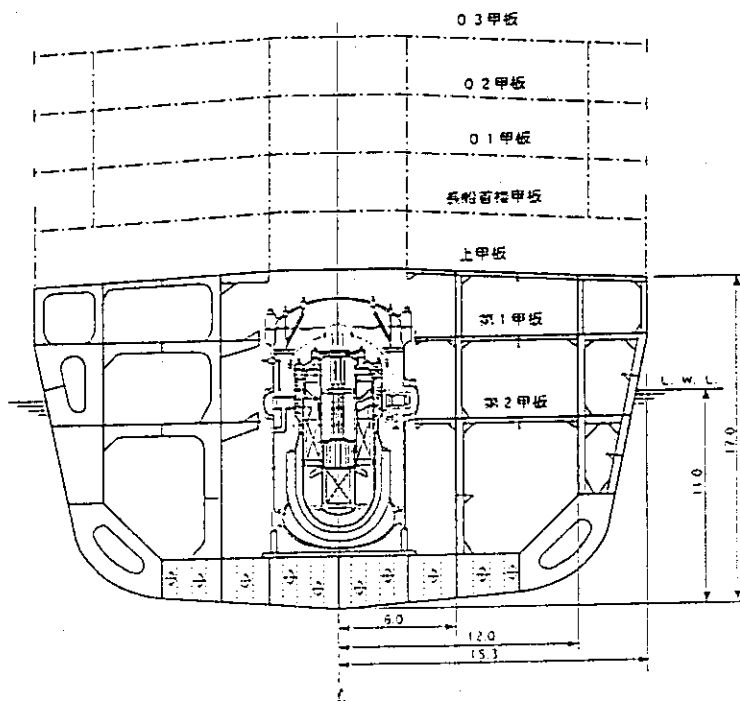
Fig.2.3.2 原子炉室機器配置計画図 (A-A断面) (5/5)



概略配置図



機関室配置図 (下部床板平面)



中央断面図

Fig.2.3.3 砕氷船船体断面図

3. 安全設計

3.1 安全設計の方針

3.1.1 安全設計の基本方針

原子炉施設は、以下の基本方針のもとに安全設計を行い、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という）、「船舶安全法」等の関連法令の要求を満足するとともに、「原子力船運航指針」に適合する設計とする。また、発電用軽水型原子炉施設に関して原子力安全委員会にて決定された各種指針類「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」、「発電用軽水型原子炉施設の火災防護に関する指針」、「発電用加圧水型原子炉の炉心熱設計評価指針」、及び「発電用軽水型原子炉施設における事故時の放射線計測に関する審査指針」等についても、これを準用し、該当項目に対してはこれに適合する構造とする。なお「IMO CODE OF SAFETY FOR NUCLEAR MERCHANT SHIPS」についてもこれを参考とする。

- (1) 平常運転時、原子炉施設周辺の一般公衆及び放射線業務従事者等に対し、「原子炉等規制法」、「船員法」に基づき定められている線量当量限度を超える放射線被ばくを与えないように設計する。さらに、設計に当たっては原子炉施設周辺の一般公衆或いは乗組員に対して実用上実行可能な限り被ばく量を低減するように努める。
- (2) 原子炉施設は、設計、製作、建造、試験検査を通じて信頼性の高いものとし、運転員の誤操作等による運転時の異常な過渡変化時に対しても、警報により運転員が処置し得るようにするとともに、もしこれらの修正動作がとられない場合にも、原子炉の固有の安全性並びに安全保護系の動作により、重大な事故に発展することがないように設計する。
- (3) 原子炉施設は、燃料から放出される放射性核分裂生成物が周辺に放散されるのを防ぐための防壁を多重に設け、また、入港時には遠隔びよう地を定め、万一事故が起こった場合にも、原子炉施設周辺の一般公衆の安全を確保する。
- (4) 原子炉施設は、航行する地域の極端な波浪、竜巻、津波、台風、雪及び氷のような自然現象の影響を考慮した設計とする。
- (5) 本船は、万一の衝突、座礁等の船体事故に対して安全性が損なわれないような設計とする。

3.1.2 核分裂生成物放散の防止対策

(1) 放散防止の多重防護

燃料内で生成した核分裂生成物の原子炉施設周辺への放散は、次の方法によって防止する。

- (a) 二酸化ウラン焼結ペレット又はガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットは、それ自体核分裂生成物を保持する能力を有している。

- (b) 二酸化ウラン焼結ペレット又はガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットから放出された核分裂生成物は、燃料被覆管により密封される。
- (c) 燃料被覆管が損傷しても、漏えいした核分裂生成物は、1次冷却設備内に保持される。
- (d) 1次冷却設備等の破損により核分裂生成物が放散される場合、これを保持するための原子炉格納容器、原子炉室等からなる原子炉格納施設を設ける。

(2) 放射性廃棄物の管理

原子炉の運転に伴い発生する放射性廃棄物は、液体廃棄物及び固体廃棄物については運航中は船内に貯留し、定検時等に陸上施設に移送する。気体廃棄物については放射性廃棄物廃棄設備を設け、適切な処理及び管理を行うことにより周辺環境に対する放出放射能濃度及び量を低減する。

3.1.3 原子炉固有の安全性

軽水減速、軽水冷却、加圧水型原子炉は、低濃縮二酸化ウラン焼結ペレット又はガドリニア入り低濃縮二酸化ウラン焼結ペレットを燃料として使用しており、次の特性を有する。

- (1) 加圧水型の本原子炉は、減速材温度係数は、全運転状態で負であり、原子炉を安定に維持する特性が強い。
- (2) 低濃縮ウランは、ドプラ効果による大きな負の反応度係数を持つので、反応度事故が起こっても印可された反応度を自己制御性によって補償し、出力の上昇に対して抑制効果を持つ。

3.1.4 船体事故に対する原子炉の防護

万一の船体事故発生を考慮して次の対策を講ずる。

- (1) 衝突に対しては、原子炉区画側部に耐衝突構造を設け、衝突エネルギーを耐衝突構造で吸収することにより格納容器に損傷を及ぼさないようにする。
- (2) 座礁に対しては、原子炉区画下部の二重底構造を、桁板、肋板等により補強し、万一座礁しても安全閉囲に損傷を及ぼさないようにする。
- (3) 浸水に対しては船体構造を2区画可浸性に設計し、致命的な浸水が発生しないようにする。
- (4) 本船は、浸水或いは沈没した場合でも転覆しない設計とする。
- (5) 沈没した場合を考慮して格納容器に圧力平衡弁を設け、水圧による格納容器の圧潰を防止できるようにする。

3.1.5 核設計及び熱水力設計の基本方針

(1) 核設計の基本方針

炉心は、有効高さ対等価直径比約1.1の円柱形で、19体の燃料集合体で構成する。炉心は、異なった濃縮度の燃料を装荷する非均一多領域燃料装荷法を採用する。

炉心の反応度制御は、制御棒クラスタによって行う。この制御方法に加えて、バーナブルポイズン又はガドリニア入り燃料を使用して過剰増倍率を抑制するが、これらは良好な出力分布が得られるよう炉心内に配置する。制御棒クラスタは、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ

1本が、全引抜位置のままで挿入できない場合でも、低温停止状態で十分な反応度停止余裕を与えるように設計する。さらに、制御棒クラスタは、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ1本が、全挿入位置のままで引抜できない場合でも、舵効運行が可能な出力を得られるように設計する。また、制御棒クラスタの最大添加反応度及び反応度添加率は、想定する事故時に、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を損なわず炉心冷却の機能を果たせるように設計する。

炉心の出力分布に関連して、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において燃料中心最高温度を二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの溶融点未満とし、定格出力時の最大線出力密度は41.0kw/m以下(燃料ペレット焼きしまり効果を含まない)となるように設計する。

また、炉心が負の反応度フィードバック特性を持つように、ドプラ係数は負であり、かつ、減速材温度係数も出力運転状態で負となるように設計する。さらに、出力分布振動に対しては固有の減衰性を持つように設計する。

(2) 熱水力設計の基本方針

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において最小限界熱流束比（以下「最小 DNBR」という）が、安全保護系との関連において許容限界値以上であるように設計するとともに、燃料中心最高温度は、二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの溶融点未満であるように設計する。

原子炉運転中最小DNBRが許容限界値を下まわるとおそれが生じたり燃料中心最高温度が二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの溶融点に達するおそれが生じた場合には原子炉を自動停止させるよう安全保護系を設ける。

3.1.6 計測制御系統施設設計の基本方針

計測制御系統施設は、通常運転時はもとより異常な過渡時或いは事故時において運転員の負担が軽減されるように高度自動化を図るが、原子炉の制御・異常の監視・事故時の対処等のために下記の設備を設ける。

- (1) 運転及び制御保護動作に必要な中性子束、温度、圧力等を測定する原子炉計装及びプロセス計装を設けるとともに、通常運転時に起こり得る設計負荷変化及び外乱に対して自動的に原子炉を制御する原子炉制御設備を設ける。
- (2) 通常運転時に異常、故障が発生した場合は、これを早期に検知し所用の対策が講じられるように中性子束、温度、圧力、放射能等を常時自動的に監視し、警報を発する装置を設ける。
また、誤動作・誤操作による異常、故障の拡大を防止し事故への発展を確実に防止するようインターロックを設ける。
- (3) 炉心及び原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれることのないよう異常状態へ接近するのを検知し、原子炉スクラムを行うため原子炉保護設備を設ける。原子炉保護設備は、必要な場合に確実に作動するように多重性及び独立性を備え、単一故障によって保護機能を喪失しない設計とするとともに、駆動源が喪失した場合には、最終的に安全な状態に落ち着く設計とする。また、これらの保護機能が喪失していないことを運転中に確認できるような設計とする。

(4) 1次冷却材喪失等の事故時に、炉心及び格納容器バウンダリを保護し原子炉施設周辺的一般公衆の安全を確保するため、工学的安全施設を作動させる工学的安全施設作動設備を設ける。工学的安全施設作動設備は、保護設備と同様に高い信頼性が得られるように設計する。

3.1.7 工学的安全施設設計の基本方針

原子炉施設の事故時に、燃料被覆管の大破損や核分裂生成物の放散を防止若しくは抑制して、原子炉施設周辺的一般公衆の安全を確保するため、非常用崩壊熱除去設備、非常用格納容器水冷却設備及び原子炉格納施設からなる工学的安全施設を設け、次の方針に基づき設計する。

- (1) 工学的安全施設の作動が必要となったときに、設計通りの機能を発揮できるよう信頼性の高い設計とし、単一故障に対しても対処できるよう十分な多重性を備える。
- (2) 工学的安全施設が原子炉施設の寿命を通じ、必要なときにその機能を発揮できることを確認するため、施設の設置時及び運転を開始してから後も、原子炉運転中あるいは停止時に、その機能確認の試験、検査が行えるようにする。
- (3) 工学的安全施設には、必要なときに機能が発揮できるように駆動源を常に確保する。

3.1.8 強度設計の基本方針

船体、構造物、機器、配管及びそれらの支持構造物は、自重、内圧、外圧、熱荷重、船体運動加速度等の条件に対し、十分な強度を有し、かつ、その機能を維持できるように設計する。

船体部については「鋼船構造規程」等に従うものとし、原子炉施設部については「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令」及び「発電用原子力設備に関する構造等の技術基準」を準用するとともに諸外国の規格、基準等を参考にするなど、できるだけ新しい知見を取り入れて強度上十分安全な設計とする。

3.1.9 火災防護の基本方針

火災発生により原子炉施設の安全性が損なわれることを防止するために、「原子力船特殊規則」に基づき定められている防火構造とするとともに「発電用軽水型原子炉施設の火災防護に関する審査指針」に示される以下の三つの原則、いわゆる「火災についての多重防護」の設計思想を適切に組み合わせた火災対策設計を行う。

- (1) 火災の発生を防止するため、原子炉施設を構成する構築物、系統及び機器は実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料を用いる設計とする。また落雷等の自然現象による火災発生を防護した設計とする。
- (2) 早期に火災を検知して早期消火を行うため、適切な火災検出装置及び消火装置を設置する。また、消火装置は、破損、誤動作等により安全上重要な系統及び機器の安全機能を失わないように設計する。
- (3) 重要度の高い安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する区画は、隣接区域の火災による影響を軽減する対策を講じる設計とする。また、原子炉を停止するのに必要な系統は、火災を考慮した設計とする。

3.2 「原子力船特殊規則」に対する適合

本船は「原子力船特殊規則」に十分適合するように設計する。

各条項に対する適合のための設計方針は次の通りである。

ただし、第一条は「趣旨」を、また、第2条は「定義」を記載したものであり、適合のための設計方針については第三条以降について示す。

本項において用いる用語の定義は、同規則第二条に定めるところによる。

第三条

原子力船は、隣接する二区画室（区画係数が0.33以下の場合は、三区画室）に浸水した場合においても必要な浮力及び復元性を有するように船体を区画したものでなければならない。

適合のための設計方針

船体構造を二区画可浸性に設計し、致命的な浸水が発生しないようにする。

第四条

原子炉格納容器に近接する船体の部分は、衝突、座礁等による原子炉格納容器の性能の低下を防止することができるものでなければならない。

- 2 原子炉格納容器のある区画室は、当該容器に内蔵する装置が損傷した場合に、不当な量の放射性物質が漏えいしないものでなければならない。

適合のための設計方針

1. (1) 衝突に対しては、原子炉区画側部に耐衝突構造を設け、衝突エネルギーを耐衝突構造で吸収することにより格納容器に損傷を及ぼさないようにする。
(2) 座礁に対しては、原子炉区画下部の二重底構造を、桁板、肋板等により補強し、万一座礁しても格納容器に損傷を及ぼさないようにする。

2. 格納容器内に内蔵する装置の損傷で最も苛酷な事象は冷却材喪失事故となるが、本事故が発生した場合にも制御棒による原子炉停止及びそれに引き続く非常用格納容器冷却系と相俟って機能する非常用崩壊熱除去系の作動により原子炉の安全は確保され、かつ、格納容器外へは格納容器隔離弁等の機能により放射性物質の不当な量の漏えいが生じないように設計する。

原子炉格納容器のある区画室に放射性物質が漏えいした場合でも当該区画室は、区画外に直接放射性物質が漏えいしないような構造とし、気体状放射性物質を放出する際にはチャコールフィルタを通して船外に排出する設計とする。液体状放射性物質に対しては漏えいが区画室外に拡大しない設計とする。

第五条

原子力船の防火構造は、次の各号に適合するものでなければならない。

- 一 火災の場合に、原子炉施設を保護することができること。
- 二 船舶防火構造規則（昭和五十五年運輸省令第十一号）第八条から第二十三条までの規定によること。

適合のための設計方針

1. 火災に対しては「発電用軽水型原子炉施設の火災防護に関する審査指針」に示されているいわゆる「火災についての多重防護」の設計思想を取り入れ原子炉施設を保護する設計とする。
2. 船体構造は、「船舶防火構造規則（昭和五十五年運輸省令第十一号）」第八条から第二十三条までの規定に従って設計する。

第六条

原子力船に備える操だ設備、航海用具及び電気設備は、二組の動力による操だ装置を備える等衝突及び座礁を防ぐため必要な措置が施されたものでなければならない。

- 2 原子力船に備える排水設備、消防設備及び電気設備は、衝突、座礁等に際して、原子炉施設に事故が発生しないように必要な措置が施されたものでなければならない。
- 3 飲用に適する水を取り扱う管装置は、飲用により放射線障害を生ずるおそれがある液体を取り扱う管装置と区別されなければならない。ただし、飲用に適する水を飲用により放射線障害を生ずるおそれがある液体を取り扱う管装置に導く場合において、飲用により放射線障害を生ずるおそれがある液体が飲用に適する水を取り扱う管装置に逆流しないときは、この限りでない。
- 4 原子力船に備える救命設備は、非常の際に放射線障害を防止するため乗船員が安全かつ迅速に避難することができるものでなければならない。

適合のための設計方針

1. 操だ設備は、通常の動力の他非常電源を動力源として使用できるように設計する。

航海用具のうち、船灯、汽笛あるいは通信設備等船舶の安全上必要なものについては通常の電源による作動の他、非常電源により作動できる設計とする。

電気設備は、通常電源の他、船舶の安全に必要な航海用具等に給電できるように非常電源を設置する。

2. 排水設備、消防設備及び電気設備は衝突、座礁等の際にも破断等による原子炉設備への影響がないように設計する。
3. 放射性流体を取り扱う管装置と飲用水に用いる管装置は原則として物理的に分離し、飲用水へ放射性流体が混入することを防止する。物理的に分離ができない場合には逆止弁の設置等により飲用水への放射性流体の混入を防止する。
4. 非常の際には脱出できるように救命艇を備えるとともに迅速かつ安全に避難できるように複数の避難通路を設ける。

救命艇の設置場所及び避難通路については放射線による影響が少なくなるよう配置上の考慮を行う。

第七条

原子炉施設は、動揺、傾斜、衝撃、振動、圧力、自重、付加荷重、熱、放射線、腐しよく等によって当該施設の性能が損なわれないものでなければならない。

適合のための設計方針

原子炉施設の設備の設計に当たっては、船舶の航行における波浪等による船体動揺あるいは傾斜時にも原子炉を安全に運転できるように設計し、振動、圧力、自重、熱の他船体運動によって生じる加速度に対しても機器が健全であるように設計する。

放射線に対しては適切な遮へい等により構成材料の過度な劣化が生じない設計とする。

腐しよくに対しては冷却材の水質等を適切に維持するとともに、原子炉室等に設置の機器が海塩により腐しよくしないように換気空調設備の空気採り入れ側には除塩フィルタを設置する。

第八条

原子炉設備は、船舶が沈没した場合又は当該設備が故障した場合においても原子核分裂の無制御な連鎖反応を生じないようなものでなければならない。

- 2 放射線により著しく性能が低下するおそれがある原子炉設備の部分は、放射線に十分耐えるものでなければならない。但し、十分な放射線遮へい物を設けた場合又は放射線により当該部分の性能が低下した場合に当該部分の補修又は取り替えができるときはこの限りでない。

適合のための設計方針

1. 機械的な反応度制御設備である制御棒クラスタにより原子核分裂の連鎖反応を停止できるように設計する。制御棒クラスタは原子炉スクラム信号あるいは工学的安全施設作動信号により原子炉内に自動的に挿入される。制御棒クラスタの設計に当たっては最大反応度効果を有する制御棒クラスタが1本挿入できない場合にでも低温停止状態で十分な反応度停止余裕を与えるようにする。
2. 原子炉容器は中性子照射による劣化を防止するために材料の選定に配慮すると共に原子炉容器内の水遮へい厚を増すことにより中性子照射による影響を無視できる程度に小さくする設計とする。その他の設備については放射線による劣化が予想される場合には取り替えが容易になるように設計上の考慮を行う。

第九条

原子炉冷却装置は次の各号に適合するものでなければならない。

- 一 冷却材の圧力並びに冷却材中の不純物及び放射性物質の濃度を原子炉設備の運転に支障を及ぼさない値に保つことができること。
- 二 冷却に要する十分な量の冷却材が安定して循環することができること。
- 三 冷却材が漏えいしないこと。
- 四 冷却材が不足した場合に必要な量の冷却材を常に補給することができること。
- 五 保守及び保安上必要な止め弁、逃し弁等が設けられていること。
- 六 崩壊熱を十分に除去することができること。

適合のための設計方針

1. (1) 冷却材の圧力を適切に維持するため加圧器ヒータ、加圧器逃がし弁並びに加圧器スプレイ設備を設ける。
(2) 冷却材中の不純物及び放射性物質濃度を原子炉の運転に支障がない値に保つために浄化設備を設置する。
2. 冷却に要する十分な量の冷却材が安定して循環することができる様に2台の1次冷却材ポンプを設置する。
3. 冷却材の漏えいに対しては機器・配管系は原則として溶接構造とする。また弁はペローズ弁等の漏えいしにくい構造のものを採用する。
4. 1次冷却系の冷却材量を維持するため体積制御設備を設ける。冷却材が不足した場合には充てんポンプにより冷却材を補給する。
5. 1次冷却系が適正に隔離できるように止め弁を設置する。
また過渡変化時には安全弁が作動する前に1次冷却系の圧力を適正に保つために加圧器逃がし弁を設置する。
6. 原子炉停止時には冷却初期に蒸気発生器を利用して熱除去を行うために補助給水設備及び崩壊熱除去設備を設置する。圧力・温度が低下した後は余熱除去設備により崩壊熱除去を行う。
事故時には非常用崩壊熱除去設備により熱除去を行う。

第十条

原子炉制御装置は、確実かつ迅速に原子炉を制御することができ、かつ、冷却材の温度、圧力及び流量、中性子束密度その他の原子炉の制御に必要な事項を計測すること等ができるものでなければならない。

- 2 原子炉制御装置は、当該装置のため必要な動力源がなくなった場合に、これによって生じる危険を減少させるように作動するものでなければならない。

適合のための設計方針

1. 原子炉制御のために、加圧器制御系、制御棒制御系、主給水制御系及びタービンバイパス制御系を設ける。また、原子炉の制御に必要な温度、圧力及び流量、中性子束密度が測定できるように設計する。
2. 原子炉制御装置への給電は信頼性の高いいわゆる無停電電源から行うものとするが、万一動力源がなくなった場合にはフェイルセーフとするか或いはその状態を維持する様にし原子炉に対して危険がないように設計する。

第十一条

原子炉格納容器は、次の各号に適合するものでなければならない。

- 一 内蔵する装置が損傷した場合に不当な量の放射性物質が漏えいしないこと。
- 二 安全弁及び逃し弁が設けられていないこと。
- 三 船舶が沈没した場合に水圧により当該容器が破壊されることを防ぐため必要な圧力平衡装置が設けられていること。
- 四 当該容器の外壁を貫通する管は、放射性物質が当該容器から流出することを防ぐため必要な止め弁又は逆止め弁が設けられていること。

適合のための設計方針

1. 不当な量の漏えいがないことを確認するため漏えい試験が実施できる設計とする。
2. 安全弁あるいは逃し弁は設置しない。
3. 圧力平衡弁を設置し、沈没時の破壊が防止できる設計とする。
4. 格納容器を貫通する配管には止め弁又は逆止め弁を設置する。
弁の設置方法は「JEAC 4602-1992」に従う。

第十二条

原子炉設備には、非常停止装置及び非常冷却装置を備えなければならない。

- 2 原子炉設備には、その安全上必要な予備の装置を備えなければならない。

適合のための設計方針

1. 停止装置として、制御棒クラスタを設け、異常時には自動的に原子炉が停止される設計とすると共に運転員によりいつでも緊急停止できる設計とする。

非常冷却装置としては、非常用崩壊熱除去設備及び非常用格納容器冷却設備を設置する。

2. 制御棒クラスタは、最大反応度効果を持つクラスタ 1 本が全引き抜き位置のまま挿入できない場合でも低温停止状態で十分な反応度停止余裕を与える設計とする。

非常冷却装置は、単一故障を仮定しても必要な能力を発揮するように設計する。

第十三条

原子炉設備に事故が発生し、又はそのおそれがある場合に緊急に操作する必要がある装置は、通常の操作場所以外の適当な場所においても操作できるものでなければならない。

適合のための設計方針

制御室外の適当な場所に、原子炉を停止可能な操作盤を設置する。

第十四条

原子力船には、主電源の事故の際に、原子炉冷却装置及び原子炉制御装置に動力を供給できる非常電源その他の動力源装置を設けなければならない。

- 2 原子炉冷却装置及び原子炉制御装置のうち、原子炉の保安を確保するため特に必要な機器には、無停電電源装置又はこれと同等以上の性能を有する装置を設けなければならない。

適合のための設計方針

1. 電源設備として、主発電機、補助発電機、非常用発電機、蓄電池を備える設計とする。
2. 原子炉の保安を確保するために必要な設備である原子炉保護系への信号は無停電電源装置から給電する設計とする。また、非常用崩壊熱除去設備作動のための電動弁の動力源としては蓄電池を含む直流電源系とする。

第十五条

推進機関に二個以上の原子炉を使用しない原子力船には、非常推進動力源装置を設けなければならない。

- 2 非常推進動力源装置は、推進用の原子炉の事故の際に、当該非常推進動力源装置への切替をできるだけ短時間に行うことができるものでなければならない。

適合のための設計方針

原子炉は二個設置する。

第十六条

原子力船には、放射線障害を防止するため必要な放射線遮へい物、隔壁、甲板その他の構造物及び通風装置を設けなければならない。

適合のための設計方針

放射線障害を防止するため船員法その他の法規に適合するように必要な構造物を設置すると共に換気空調設備を適切に設置する設計とする。

第十七条

放射性物質による汚染の除去を必要とする場所は、当該汚染を除去しやすい構造としなければならない。

- 2 原子力船には、前項の場所に蓄積した放射性物質による汚染を除去するため必要な装置及び用具を備えなければならない。

適合のための設計方針

1. 放射性物質を内蔵する設備を設置する原子炉室等は放射性物質による汚染が発生した場合でも、汚染を除去しやすいような配置・構造を考慮した設計とする。
2. 放射性物質による汚染を除去するため必要なふき取り設備等を備える。

第十八条

原子力船には、外部放射線の線量当量率、線量当量、空气中及び水中の放射性物質の濃度並びに放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度を計測する等のため必要な装置又は用具並びに放射線障害を防止するために必要な防護具を備えなければならない。

適合のための設計方針

船員の放射線被ばくを十分に監視並びに管理するために、エリアモニタリング設備、プロセスモニタリング設備、放射線サーベイ設備、個人管理関係設備（フィルムバッチ等）を備えるほか、管理区域内への立入及び物品の搬出入を管理するための設備を設ける。

また、防護マスク等を備え必要に応じて使用できるようにする。

第十九条

核燃料物質取扱設備は、次の各号に適合するものでなければならない。

- 一 核燃料物質を炉心に安全な速度でそう入し、かつ、炉心から安全な速度で取り出すことができること。
- 二 動力源が停止した場合においても核燃料物質が落下しないこと。
- 三 放射性物質が漏えいしないこと。
- 四 核燃料物質が臨界に達するおそれがないこと。
- 五 外部放射線による放射線障害を防止することができること。
- 六 原子炉から取り出した核燃料物質が過熱しないように冷却できること。

適合のための設計方針

陸上付帯施設設計時に反映する。

第二十条

放射性廃棄物設備は、次の各号に適合するものでなければならない。

- 一 排出する放射性廃棄物による放射線障害を生じないようにすることができること。
- 二 放射性廃棄物以外の廃棄物を処理する設備と区分されていること。ただし、放射性廃棄物以外の流体状の廃棄物を流体状の放射性廃棄物を取り扱う設備に導く場合において、流体状の放射性廃棄物が放射性廃棄物以外の流体状の廃棄物を取り扱う設備に逆流するおそれがないときは、この限りでない。
- 三 放射性廃棄物が漏えいしないこと。
- 四 排出する気体状の放射性廃棄物を浄化する装置を設ける場合にあっては、ろ過装置の放射性物質による汚染の除去又はろ過装置の取り替えが容易なものであること。
- 五 当該設備に事故が発生した場合に、放射性物質による汚染ができるだけ広がらないこと。

適合のための設計方針

1. 本船から排出する放射性廃棄物は気体状の放射性廃棄物のみであり、排気口をできるだけ乗組員が被ばくしないような場所に設置するように設計する。
2. 放射性廃棄物とそれ以外の廃棄物を処理する設備は区分して設置する。
3. 放射性廃棄物を取り扱う設備は原則として無漏えい構造とする。
4. 気体状の放射性廃棄物を処理する設備に設置する浄化用フィルタは取り替えが容易な構造とする。
5. 放射性流体を含む設備は原子炉室内に設置し、漏えい等が生じても他の区画に汚染が広がらない構造とする。

3.3 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に対する適合

原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」を準用し、該当項目に対し十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

本項において用いる用語の意義は、同指針Ⅲ「用語の定義」に従いそれぞれ当該各号に定めるところによる。

指針 1. 準拠規格及び基準

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、設計、材料の選定、製作及び検査について、それらが果たすべき安全機能の重要度を考慮して適切と認められる規格及び基準によるものであること。

適合のための設計方針

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、設計、材料の選定、製作及び検査については、「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「核燃料物質の使用等に関する規則」、「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量当量限度等を定める告示」等の法令、規格及び基準に基づくとともに、原則として、下記に示す国内の法令、規格、基準に準拠するものとする。

- (1) 電気工作物の溶接に関する技術基準を定める通商産業省令
- (2) 電気設備に関する技術基準を定める通商産業省令
- (3) 発電用原子力設備に関する技術基準を定める通商産業省令
- (4) 日本工業規格 (JIS)
- (5) 日本電機工業会標準規格 (JEM)
- (6) 日本電気学会電気規格調査会標準規格 (JEC)
- (7) 日本海事協会鋼船規則
- (8) 船舶安全法
- (9) 船員法
- (10) 高圧ガス取締法
- (11) 日本電気協会電気技術基準調査委員会電気技術規定及び指針

なお、国内法令、規格、基準において規定されないものについては、必要に応じて十分実績があり、信頼性の高い以下に示す国外の規格基準に準拠する。

- (14) ASME (American Society of Mechanical Engineers) 規格
- (15) ANSI (American National Standard Institute) 基準
- (16) ASTM (American Society for Testing and Materials) 規格
- (17) IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) 基準
- (18) MSS (Manufactures Standardization Society) 規格
- (19) NEMA (National Electrical Manufacturers Association) 規格

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、上記の法令、規格、基準のいずれかに準拠しているが、その主要なものを示すと下記のようなになる。

- (a) 原子炉冷却材圧力バウンダリ
- | | |
|----------|----------------------------------|
| 原子炉容器 | (1) (3) (4) (11) (12) (14) |
| 1次冷却材ポンプ | (3) (4) (11) (12) (13) (14) |
| 蒸気発生器 | (1) (3) (4) (11) (12) (14) |
| 弁 | (3) (4) (11) (12) (13) (14) (16) |
- (b) 格納容器バウンダリ
- | | |
|------|----------------------------------|
| 格納容器 | (1) (3) (4) (11) (12) (14) |
| 配管 | (1) (3) (4) (11) (12) (13) (14) |
| 隔離弁 | (3) (4) (11) (12) (13) (14) (16) |
- (c) 工学的安全施設
- | | |
|----|----------------------------------|
| 配管 | (1) (3) (4) (11) (12) (13) (14) |
| 弁 | (3) (4) (11) (12) (13) (14) (16) |
- (d) 原子炉停止系
- | | |
|-----|----------------------------------|
| 制御棒 | (1) (3) (4) (11) (12) (14) |
| タンク | (1) (3) (4) (11) (12) |
| ポンプ | (3) (4) (11) (13) |
| 配管 | (1) (3) (4) (11) (12) (13) (14) |
| 弁 | (3) (4) (11) (12) (13) (14) (16) |
- (e) 上記に関連する安全保護系、電源
- | | |
|----------|-------------------------------|
| 安全保護系、電源 | (2) (3) (4) (5) (6) (11) (15) |
|----------|-------------------------------|

(脚注)

陸上付帯設備を設置する場合には次の法規・規準にも準拠することになる。

- (1) 労働基準法
- (2) 労働安全衛生法
- (3) 建築基準法
- (4) 消防法
- (5) 日本建築学会各種構造設計及び計算規準 (AIJ)

指針 2. 自然現象に対する設計上の考慮

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度及び地震によって機能の喪失を起こした場合の安全上の影響を考慮して、耐震設計上の区分がなされるとともに、適切と考えられる設計用地震力に十分耐えられる設計であること。
2. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、地震以外の想定される自然現象によって原子炉施設の安全性が損なわれない設計であること。重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器は、予想される自然現象のうち最も苛酷と考えられる条件、又は自然力に事故荷重を適切に組み合わせた場合を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

1. 本船は適用外。
2. 地震以外の想定される自然現象については、本船の航行区域を考慮して設計に反映するものとする。想定される自然現象の例としては下記がある。
 - (1) 風 (台 風)
 - (2) 波 浪
 - (3) 津 波
 - (4) 竜 巻
 - (5) 氷 雪

(参 考)

IMO基準

- 2.3.2 種々のPPCで要求されるとおり、船とNPPの設計考慮の際、船の運航時に受ける極端な波浪・旋風・ハリケーン・風・雪及び氷のような天然現象の影響を考慮しなければならない。
- 2.7.9 旋風、ハリケーンの如き極端な環境条件を適用し、それが船と原子炉の運転に及ぼす可能性のある影響について評価しなければならない。

指針 3. 外部人為事象に対する設計上の考慮

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、想定される外部人為事象によって、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計であること。
2. 原子炉施設は、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する第三者の不法な接近等に対し、これを防御するため、適切な措置を講じた設計であること。

適合のための設計方針

1. 想定される外部人為事象としては、ヘリコプターの墜落、船体衝突、他船の爆発が考えられる。
これらの事象に対しては、船体構造を耐衝突構造とすることにより、万一、墜落あるいは衝突が起こった場合にも原子炉施設に損傷を与えない設計とする。
2. 安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する第三者の不法な接近等に対し、これを防御するため、下記の措置を講じた設計とする。
 - (1) 安全機能を有する構築物、系統及び機器を含む区域を設定し、それを取り囲む物理的障壁を持つ防御された区域を設けて、これらの区域への接近管理、入退域管理を徹底する。
 - (2) 探知施設を設け、警報、映像監視等、集中監視する設計とする。
 - (3) 外部との通信連絡設備を設ける。

(参 考)

IMO基準

- 2.7.6 船内及びその付近における爆発によって生ずる圧力波の影響については船体構造が放射エネルギーを十分に保護することを示すために詳細に解析しなければならない。その評価には圧力波に対する船舶の水力弾性的反作用を考慮しなければならない。典型的な爆発筋書きを想定しその影響を原子炉安全との関連で解析しなければならない。
- 2.7.7 航空機の墜落に対する特別の保護については、本船から、ヘリコプタのような航空機を運転する意図がある場合を除いては、船舶の設計において考慮される必要はない。ヘリコプタの墜落の解析では、墜落あるいはそれに続く火災が放射線安全を損なわないことを確保しなければならない。
- 2.7.10 3.10に述べるようにサボタージュ、放射性物質の盗難、ハイジャックあるいはその他核的安全を害するような悪意の行為に対し本船を保護するために設計的予防手段が適切に講じられていることについて主官庁の満足を得なければならない。
- 3.1.2 原子炉区画は、
 - 1 衝突、座礁あるいは貨物、ミサイル又は、安全解析によって特に明らかとなったものに起因する災害に対して損傷が、最小となる場所に設置するか、あるいは保護しなければならない。
 - 2 外部の火災あるいは爆発に対して適切に保護できるよう、二重底から隔離甲板の高さまで、前後をコファダム又は適切な隔壁で仕切らなければならない。
- 3.5 衝突防護
- 3.10 船の保安及び核分裂性物質の物理的防護
 - 3.10.1 悪意に対する保安方法は、船と船内の核分裂性物質の防護のために、原子力船の設計及び運航上考慮しなければならない。
 - 3.10.2 如何なる保安方法も、火災あるいは他の非常時に人が船内の如何なる区画からも早急かつ安全に脱出するのを妨げてはならないし、又安全機能を遂行するに必要なとき区画へ入ることを妨げてはならない。

指針 4. 内部発生飛来物に対する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、原子炉施設内部で発生が想定される飛来物に対し、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

想定される内部発生飛来物に伴う影響により原子炉施設の安全性を損なうことのないように以下の方針に基づいて設計を行う。

さらに『配管破断に伴う「内部発生飛来物に対する設計上の考慮」について（平成4年3月26日原子力安全委員会了承）』を適用した設計とする。

- (1) 高温高压の流体を内包する原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する主要配管、主蒸気管及び主給水管については、配管のターミナルエンド（配管固定部）及びターミナルエンド間で、内圧、熱、船体運動加速度等による応力の相対的に高い箇所で配管の破損（破断または漏えい、以下同じ）を想定する。

この想定破損による配管のむち打ち、流出流体のジェット力、雰囲気の変化及び溢水により、原子炉施設の安全性が損なわれることのないように、次の対策を講じる。

- (a) 破損想定箇所と防護対象機器は、十分な隔離距離を取る。
- (b) 破損想定箇所又は防護対象機器障壁で囲む。
- (c) 上記のいずれかの対策が取れない場合、破損の影響に十分耐える配管ホイップレストレイント、ジェットバリア等を設ける。

また、防護対象機器は、配管破損による雰囲気変化により機能が損なわれないように設計するとともに、配管破損による溢水に対しては配置上の配慮を行う。

- (2) タービンミサイルについては、タービン発電機の異常振動防止、過速度防止装置の多重化、品質保証活動等により破損事故の発生確率を小さくするとともに、ミサイルの発生を仮想しても原子炉冷却材圧力バウンダリに到達する確率が小さくなるよう配置等の配慮を行うことにより、原子炉施設の安全性を損なう可能性が極めて低くなるように設計する。

(参 考)

IMO基準

- 2.7.5 爆発型回転機或いはピストンエンジン、パイプホイップ或いはその他の原因により発生する可能性のあるミサイルの影響については原子炉安全との関連で解析しなければならない。

指針 5. 火災に対する設計上の考慮

原子炉施設は、火災発生防止、火災検知及び消火並びに火災の影響の軽減の3方策を適切に組み合わせて、火災により原子炉施設の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

火災により原子炉施設の安全性が損なわれることを防止するために、「原子力船特殊規則」に従った防火構造とするとともに、「発電用軽水型原子力施設の火災防護に関する審査指針」を準用し、これに基づき

- (a) 火災発生防止
- (b) 火災検知及び消火
- (c) 火災の影響の軽減

の三つの原則の適切な組合せで設計するという、いわゆる「火災についての多重防護」の設計思想に従うこととし、具体的には下記により火災対策の設計を行う。

また、設備内容については「船舶消防設備規則」に従う。

- (1) 発火性又は引火性の液体又は気体を内包する系統は、漏えい防止対策を行う設計とする。また、電気機器等は、系統の地絡、短絡等に起因する過電流による加熱を防止する設計とする。
- (2) 重要度の高い安全機能を有する構築物、系統及び機器は、実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料で構成する。やむを得ず油のような可燃材料を使用する場合は、必要最低量とする。
- (3) 原子炉施設内の構築物、系統及び機器は落雷等の自然現象による火災発生を防護する設計とする。
- (4) 万一の火災発生に備えて、船内の必要な箇所に火災探知器、水消火栓、消火器を設置する。補助発電機室、非常用ディーゼル発電機室及び油タンクには固定式消火設備を設置する。また、火災探知器及び消火装置は、常用電源が喪失した場合でもその機能を失わない設計とする。
- (5) 消火装置に破損や不測の作動があっても、重要度の高い安全機能を有する構築物、系統及び機器の安全機能を失わない設計とする。
- (6) 安全保護系、原子炉停止系、残留熱除去系統の重要度の特に高い安全機能を有する系統及びこれらのケーブル、配管は独立性を持たせるため物理的分離を図り、適切な離隔距離を取るか又は必要に応じて障壁を設ける。さらに、消火装置の設計を適切に行い、単一火災発生時においても、多重性、独立性を持つ両系統が同時にその機能が損なわれることのない設計とする。
特に、ケーブルトレイ等が障壁を貫通する場合は、火災対策上、障壁効果を減少させないような構造とする。
- (7) 原子炉施設内の想定される火災により、原子炉施設に外乱が及び、かつ、安全系の作動が要求される場合には、その安全系に動的単一故障を仮定しても原子炉を停止できるよう設計する。

(参 考)

IMO 基準

- 2.3.13 機械からの油蒸気・貨物からの埃・火災の際の煙ならびに、貨物又は周辺から生ずる毒性ガスの効果を、設計上考慮しなければならない。
- 2.7.4 船上での火災及び爆発の解析は次の項目に従って行わなければならない。
1. 単一火源から火災は起こるものとし、また火災は可燃性物質があるどの区画でも発生するものと想定しなければならない
 2. 原子炉安全系統及び機器が適切に保護されることを確保するために、火災防護構造又は火災探知装置及び消火系統が充分設けられているということを解析によって示さなければならない
 3. 船舶貨物に関し、貨物倉、コンテナ或いはタンク内で突然の燃焼或いは爆発の可能性がある場合は、当該事故の影響を解析し原子炉の安全が損なわれないことを証明しなければならない
 4. 火災及び爆発或いはそのどちらかを伴うような衝突については解析を行い、長時間持続する火災の核的安全への影響を考慮しなければならない。
- 3.1.7 安全閉囲を形成する全ての隔壁及び他の境界は、3.9.2及び2.7.4に適合するに必要な全溶接気密構造で、防火構造としなければならない。安全閉囲内の配管及び配線貫通部は、安全閉囲と同等の気密・防火境界としなければならない。
- 3.9 火災安全
- 3.9.1 安全系統は、他の安全上の要件と相俟って、火災や爆発の可能性と影響を最小とするように設計、配置しなければならない。安全系統が、火災時にその安全機能を発揮しなければならない場所は、系統又はそのサブ系統の多重化された部分同士の管に、適当な耐火構造を設け分離しなければならない。
- 3.9.2 船内の単一火災源によって、原子炉の安全な停止又はその状態の維持が妨げられないために、遮へい、格納容器、安全閉囲、及び重要な原子炉安全系統の健全性を確保するよう追加の防火構造、機器及び系統を要求することができる。
- 3.9.3 NSSS及び人の安全に重要な安全系統及び装置を含む全ての場所には、火災検知・警報装置と、できるだけ非腐食性の薬剤を使用する遠隔消火装置を設けなければならない。以下についても考慮しなければならない。
1. 除染の容易な消火剤の使用
 2. 高放射線レベル区域内でのイオン式検出器の使用の制限
 3. 放射線分解又はLOCA時のジルコニウム-水反応により作られる水素の放出の制限と制御
- 3.9.4 適切な設計、防火構造の採用及び防火装置の使用と設置によって、船の非核部分の火災に起因する、NSSSとその制御系統に対する障害や損傷の可能性を最小としなければならない。
- 3.9.5 主原子炉制御室及び非常原子炉制御場所のある区画からの脱出方法を、少なくとも2つ設けなければならない。各脱出ルートには、区画から暴露甲板までの効果的な火災防護体を設けなければならない。
- 3.9.6 原子炉区画及びNSSSの安全運転継続に重要な装置を含む区画のような場所には、可燃性物質及び可燃性物質を必要とするシステムの使用は、最大限避けなければならない。このような物質の使用が避けられない場合には、適当な装置及び管理方法を操作手引書に記載しなければならない。
- 3.9.7 原子炉区画及び補助発電機セット又は補助ボイラのようなNSSSの安全運転維持に重要な、又は船の運転に必要な機器を含む区域内の系統は、防火構造によって物理的に隔離し独立した消火装置を設けなければならない。
- 3.9.8 3.1.13の.6に記された非常制御場所を使用することによって、主制御室が火災の場合に、原子炉を冷態停止し、残留熱除去機能が維持されている間、冷態未臨界状態を保持できなければならない。逆に非常制御場所の火災が、主制御室における原子炉の制御能力に影響を与えてはならない。
- 3.9.9 積荷又は外部要因に起因する爆発又は火災のリスクを解析しなければならない。解析の結果必要ならば、適当な防火設備、又は主官庁が受け入れ得る他の特別な考慮を払わなければならない。
- 4.9.3 機器、配線、装置の物理的場所及び多重性は船内の単一起源の火災、その他の船体或いは原子炉事故時にも原子炉保護系の計装は作動継続するものでなければならない

指針 6. 環境条件に対する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その、安全機能が期待されているすべての環境条件に適合できる設計であること。

適合のための設計方針

安全機能を有する構築物、系統及び機器の設計条件を設定するに当たっては通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時に予想又は想定される船体運動、圧力、温度、湿度、放射線量等各種の条件を考慮し十分安全側の条件を与えるとともに、必要に応じてそれらの変動時間、繰り返し回数等の過渡条件を設定し、材料疲労、劣化等に対しても十分な余裕を持って機能維持が可能なように設計する。なお格納容器内に設置している安全機能を有する機器で1次冷却材喪失時に必要なものは事故時の環境条件に適合する設計とする。

(参 考)

IMO基準

- 2.3.10 原子炉安全系統ならびにその動力供給は、船体が 30° の定傾斜又は 45° の横揺れ、あるいは前後のいずれでも 10° のトリムをしている時にも不具合なく運転するように設計されなければならない。急速停止時又は原子炉の逸走中に、一方へ 45° 以内の一回の動揺が生じてはならない。船がこのような姿勢にならないことを主官庁の満足を得られるように立証できるならば、これらの角度は減ずることもできるが、その場合は角度削減を認めたことを安全説明書に示さなければならない。
- 2.3.11 2.3.10項を適用しない設備及び機械の運転に対しては、勧告A 325(IX)の規則2(f)の要求を適用する。(主機及び船の推進と安全に重要な全ての補機は、船体に適合するように、船体が真っ直ぐなとき又いずれの側に 15° 以内の定傾斜があっても又いずれの側に 22.5° の動揺(ローリング)があっても又 7.5° 以内の動揺(ピッチング)が同時に生じた場合にも運転可能なように装備されていなければならない。)
- 2.3.12 管理区域の空気調和系統、及び安全系統の電子設備の設計に対しては、極端な相対湿度値を想定しなければならぬ。
- 2.3.14 推進機又は機械から誘起される振動の影響を考慮しなければならず、要すれば監視装置及び制御系統と機器の設計並びに試験に反映しなければならない。
- 4.11 工学的安全施設
- 4.11.1 格納容器及び安全閉閉は下記を含まなければならない
- 7 格納容器内安全系統は、その作動が必要な間は冷却材噴流、飛来物及び配管反力を含む事故状態時に生ずる最も苛酷な環境条件に耐え得るものでなければならない

指針 7. 共用に関する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器が2基以上の原子炉施設間で共用される場合には、原子炉の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

安全機能を有する構築物、系統及び機器については原子炉施設間で共用しても原子炉の安全性が損なわれることのないように十分な考慮を行って設計する。

本船には、原子炉を2基搭載し、電源系統は原子炉施設間で共用する。原子炉を保護する原子炉保護系へは無停電電源から供給し、また異常時の崩壊熱除去のための非常用崩壊熱除去系作動のための弁駆動用電源は信頼性の高い蓄電池から供給する。これらの設計により原子炉施設間で電源系を共用しても原子炉の安全性を損なうことはない。

指針 8. 運転員操作に対する設計上の考慮

原子炉施設は、運転員の誤操作を防止するための適切な措置を講じた設計であること。

適合のための設計方針

高度自動化設計により、通常運転時の運転員操作が最小限となるように考慮するとともに水張り格納容器及び受動的崩壊熱除去設備の設置により事故時にも運転員の操作に期待しなくとも対応できるように設計する。

なお、万一の運転員の操作に期待する必要が生じた場合にも、原子炉の事故対策に必要な各種指示系並びに原子炉を安全に停止するために必要な安全保護系及び工学的安全施設関係の操作盤は、制御室に集中して設け、また、操作盤は誤操作、誤判断を防止でき、かつ、操作が容易に行えるように配慮した設計とする。

指針 9. 信頼性に関する設計上の考慮

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計であること。
2. 重要度の特に高い安全機能を有する系統については、その構造、動作原理、果たすべき安全機能の性質等を考慮して、多重性または多様性及び独立性を備えた設計であること。
3. 前項の系統は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できる設計であること。

適合のための設計方針

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に定められた重要度分類に従って、その重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ維持しうる設計とする。
2. 重要度の特に高い安全機能を有する系統については、多重性又は多様性及び独立性を備え、動的機器の単一故障を仮定しても、その安全機能を失うことのない設計とする。
ただし、非常用崩壊熱除去系については動的及び静的単一故障を考慮するが、その駆動用電源である直流電源設備はその信頼性から作動時における単一故障は考慮しないものとする。非常用格納容器冷却系については静的機器のみで構成されているので静的単一故障のみを考慮する。
3. 重要度の特に高い安全機能を有する系統については、主機発電機が利用できない場合においても安全機能が達成できる設計とする。本船においては動力用電源としては主機発電機その他、補助発電機及び非常用ディーゼル発電機を設け、各種運転状態に対応可能な設計とする。
万一、全交流電源が喪失した場合でも、安全保護系及び制御棒クラスタによる原子炉停止系の動作により原子炉は安全に停止でき、停止後の残留熱は、直流電源設備からの電源供給による非常用崩壊熱除去設備が作動することにより非常用格納容器冷却系とあいまって、安全に除去できる設計とする。

(参考)

IMO基準

- 1.3.10 全てのNSSSの安全系統及び保護系統、ならびに他に特に要求される場所について、付録6及び2.6.3で定義されたような単一故障が適用されなければならない。
- 1.3.11 特に単一故障を満足させる措置及び一般に重要な系統の故障確率を低減させる措置として、4つの重要な概念が、原子力船のシステム設計に具体化されなければならない。これらの規程は、単独又は組合せで適用でき、系統又は機器の故障確率を低減することを目的としている。
 1. 冗長性これは重要な機能を遂行するため、系統又は機器を重複させ、過剰な能力を与えることを指す
 2. 独立性これは、1系統の機能がどの様な点でも、別の持つ一つの系統の機能を当てにしないことを要求している

- .3 分離性これは、共通の外因によって損害が同時発生する確率を低減するため、共通の機能を遂行するシステムを物理的に分離することを意味する
 - .4 多様性設計、運転、製造、その他において互いに異なるシステム及び機器を有することで、同一の役割を果たすシステム及び機器の共通の故障を防ぐことを意味する
- 4.1.5 単一故障基準を適用する安全系には次を含む
- .1 原子炉停止系
 - .2 原子炉保護系
 - .3 残留熱除去系
 - .4 非常用炉心冷却系
 - .5 格納容器隔離系
 - .6 格納容器熱除去系
 - .7 設置された場合の格納容器雰囲気浄化系
- 2.8.7 発電及び配電システムの全ての重要機器を含む事故の影響を解析しなければならない。主給電の完全喪失は、設計基準事故と考えなければならない

指針 10. 試験可能性に関する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、それらの健全性及び能力を確認するために、その安全機能の重要度に応じ、適切な方法により、原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができる設計であること。

適合のための設計方針

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、それらの健全性及び能力を確認するために、その安全機能の重要度に応じ、定期的又は計画的に次のような試験及び検査が実施できるように設計する。

- (1) 原子炉冷却材圧力バウンダリの供用期間中検査
- (2) 非常用崩壊熱除去設備の作動試験
- (3) 格納容器漏えい率試験、貫通部漏えい又は漏えい率試験、隔離弁作動試験
- (4) 非常用ディーゼル発電機の作動試験
- (5) 安全保護系の試験

これらの試験及び検査は、安全上の重要度、試験・検査の必要性及びその試験がプラントに与える影響を考慮して、原子炉の運転中又は定期点検停止中もしくは燃料取替停止中に行うことができるように設計する。

なお、余熱除去設備についてもテストラインを用いての作動試験が行える設計とする。

余熱除去設備については、格納容器内の保守等のために水抜きを行う必要がある場合にその健全性を確認するために試験を行う。

(参 考)

IMO 基準

8.4 運航段階の検査

8.4.3 NSSS 及び支持船体構造は、次の通り定期的に検査しなければならない

- 1 1年を超えない間隔で、NSSSは8.4.5に従って検査しなければならない
- 2 原子炉及び格納容器支持部の範囲の船体構造及び耐衝突構造を構成する構造は8.4.4に要求されるところにより検査しなければならない
- 3 NSSS圧力保持機器の4年ごとの定期的検査は、8.4.6及び8.4.7の要件に従って行わなければならない
- 4 燃料交換時に、原子炉圧力容器及び炉内構造物は8.5.1に従って検査しなければならない。
- 5 主官庁の要求又は承認の下に、定期的検査の代わりに継続検査を行うことができる。継続検査の周期は、関連定期的検査間で規定されているよりも大きくない期間にわたるものとし、継続検査を受けるものはその期間中少なくとも1度検査されなければならない。主官庁が必要と認める場合は、個々の部分はその周期間隔中1回よりも多く検査される必要がある。
- 6 定期又は継続検査は放射線によって不当に制限されることなくかつ圧力容器及び管系統はできるだけ検査のために接近できるものでなければならない。

8.4.4 原子炉及び耐衝突構造のある範囲の船体構造は毎年検査しなければならない。2年毎に、外板及び主要構造部材の全体的な変形及び厚さの低減に対する検査が最後の乾入渠時になされていないならば、この検査を含めなければならない。

8.4.5 年次検査は、原子炉プラントが規定された安全機能を果たすことを確かめるものであって、かつ次の規定を含むものでなければならない。

- 1 原子炉運転の機関日誌、放射能放出報告書、及び定期的供用中試験データは、異常運転に関連して調査しなければならない
- 2 次の安全機能の作動は、立会検査官の満足が得られるように実証されなければならない
 - 2.1 原子炉保護
 - 2.2 非常炉心冷却(供給系を含む)
 - 2.3 蒸気発生器の使用以外の手段による残留熱除去
 - 2.4 放射能流路の健全性
 - 2.5 反応度制御
 - 2.6 全負荷における非常電気系統
 - 2.7 廃棄物処理及び放出管理
 - 2.8 格納容器及び安全閉囲の漏洩率測定を除き、格納機能(閉鎖機能、遮断機能)
 - 2.9 管理区域換気
- 3 2で要求される安全機能の実証中に、検査官はそれらが運転されるときに支援系統を検査しなければならない

8.4.6 NSSSの4年毎の検査には、8.4.5の年次検査要件に加えて、次の規程を含めなければならない

- 1 1次圧力バウンダリー構造、2次系圧力容器及び圧力配管、ならびに関連機械及び設備について検査をしなければならない
- 2 格納容器の全体漏洩率を測定しなければならない
- 3 SC1～3の全ての系統は、仕様能力に対して検査しなければならない。SC4の系統は、船の重要な機関設備に適用される一般的手法に従って検査しなければならない
- 4 1次圧力バウンダリーの高応力部及び1次圧力バウンダリー溶接部は隣接熱影響部を含み、発生又は伝播した恐れのある欠陥又は亀裂を定量的に測定するために非破壊表面及び体積試験を行わなければならない
- 5 原子炉圧力容器は、8.2.2.5に従って決定された先行及び基準測定値と比較するために、欠陥及び亀裂に対して超音波法で検査しなければならない。この試験は、最高積算照射化及び高応力の領域では原子炉圧力容器の全表面及び全体積を出来るだけ包含するものであって、またその範囲、方法及び周波数は主官庁の満足するものでなければならない。この試験は、原子炉圧力容器の全体を12年運転している間に検査し終えることを考えに入れて行わなければならない。原子炉の燃料交換を考慮し、4年という期間は最大1年ならば超過して差し支えない。
- 6 蒸気発生器、ポンプ、ケーシング、弁の耐圧部分、加圧器の圧力容器ならびに原子炉圧力容器以外の1次圧力バウンダリーの圧力容器は、承認された方法により試験されなければならない。この試験に対する範囲、頻度及び方法は主官庁の満足するものでなければならない
- 7 1次圧力バウンダリー以外の全ての圧力保持機器は、その機器の製造が承認された規則に従い、設計圧力を適当に超える圧力で圧力試験をしなければならない。一般に、次の系統は、設計圧力が2 barを超えるならば圧力試験を行い検査しなければならない
 - 7.1 原子炉圧力容器以外のSC1又は2の圧力保持機器
 - 7.2 脱塩系統
 - 7.3 1次水補給系
 - 7.4 設けた場合、パツファシール系
 - 7.5 ECCS及びその支援系統
 - 7.6 待機系統を有する残留熱輸送系統、但し、主復水器を除く
 - 7.7 廃棄物処理及び処分系統
 - 7.8 格納容器内の圧力抑制スプレイ系統
 - 7.9 設けた場合、水圧制御系統
 - 7.10 設けた場合、水圧スクラム系統(制御棒駆動)

- .7.11 設けた場合、格納容器ドレン系統
 - .7.12 格納容器内冷却系統
 - .7.13 中間冷却系統
 - .7.14 原子炉系用海水系統
 - .7.15 主作動タービン弁までの2次蒸気系統
 - .7.16 給水ポンプ及び予熱器を含む2次給水系統
- 8.4.7 第2回目及びそれ以降の4年毎の検査は、8.4.4、8.4.5及び8.4.6に加えて、次の規定を含まなければならない
- 1 全ての圧力容器及び管は、格納容器を除き、圧力容器及び管の製造が承認された規則に従い設計圧力を適当に超える圧力で圧力試験を行った後に引き続き欠陥に対して検査しなければならない。原子炉圧力容器の広範な非破壊試験が8.4.6.4及び8.4.6.5の規定に従って主官庁の満足を得るように行われ、かつバウンダリーの健全性が損なわれていないことが証明されるなら、原子炉圧力容器の定期的圧力試験は免除することができる
 - 2 放射性ガスまたは液体を含む全ての機器でDC1以外のものは、圧力試験またはその他の適当な漏洩検出試験を行わなければならない。格納容器も掃除し、欠陥に対し内外について肉眼検査しなければならない
 - 3 周囲温度にて 450N/mm^2 を超える0.2%耐久力を有する材料から製造されるSC2~4の機器は、溶接部、開口、枝管、台座及び取付部について主官庁の満足するように非破壊試験をしなければならない

指針 11. 炉心設計

1. 炉心は、それに関連する原子炉冷却系、原子炉停止系、計測制御系及び安全保護系の機能とあいまって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界を超えることのない設計であること。
2. 炉心を構成する燃料棒以外の構成要素及び原子炉压力容器内で炉心近辺に位置する構成要素は、通常運転時及び異常状態において原子炉の安全停止及び炉心の冷却を確保し得る設計であること。

適合のための設計方針

1. 炉心は、それに関連する1次冷却設備、原子炉停止系、計測制御系及び安全保護系の機能とあいまって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において燃料の許容設計限界を超えないように、次の方針を満足するように設計する。
 - (1) 最小DNBRは許容限界値以上であるように設計する。
 - (2) 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの溶融点未満であるように設計する。

すなわち、炉心設計においては、炉内出力分布が平坦になるような燃料装荷方法及び燃料取替方式を採用するほか、必要に応じてパーナブルポイズン又はガドリニア入り燃料を使用する。

さらに、燃料中心最高温度が二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの溶融点を超えるか又は、最小DNBRが許容限界を下回るおそれのある場合には、安全保護系の動作により原子炉を自動的に停止するように設計する。
2. 燃料棒以外の炉心を構成する要素及び炉心近辺に位置する構成要素は、船体運動を考慮した通常運転時及び異常時においても原子炉を安全に停止するための制御棒が所定の位置に挿入されるように設計する。また異常状態においても炉心の冷却性能を阻害しないように設計する。

(参 考)

IMO基準

4.2 原子炉炉心

- 4.2.1 燃料の損傷を起こし得る危険な状態は、通常供用状態及び予期される過渡状態において、生じてはならない。熱的条件には計算の不確定性を見込み、また船体運動の熱的挙動への影響を考慮しなければならない。運転限界として、主官庁の承認する最小核沸騰離脱比(DNBR)を含み、熱的余裕を確定しなければならない。計算は最も厳しい過渡状態及び船体運動条件を考慮した実験的熱伝達相関式によって立証されなければならない。計算は必要に応じて受け入れ国主官庁に提示されなければならない。
- 4.2.2 炉心内核燃料流路の冷却材流量分布及びそれと関連する不確定性を考慮しなければならない。船体運動による冷却材流量再分布、熱伝達及び冷却材特性への影響には特に注意しなければならない。ポンプ動力の動揺その他の原因による冷却材流量の異常状態に対して、適切な安全余裕を示さなければならない。原子炉の安全運転を阻害するような振動に起因する障害がないことを確かめるため、解析及び/または試験により炉心、その他の支持構造物または付属物につき、流量に起因する振動が存在しないか、存在しても許容できるものであることを示さなければならない。

指針 12. 燃料設計

1. 燃料集合体は、原子炉内における使用期間中に生じ得る種々の因子を考慮しても、その健全性を失うことがない設計であること。
2. 燃料集合体は、輸送及び取扱中に過度の変形を生じない設計であること。

適合のための設計方針

1. 燃料集合体は、原子炉内における使用期間中を通じ、燃料棒の内外圧差、燃料棒及び他の材料の照射、負荷の変化により起こる圧力・温度の変化、化学的効果、船体運動を含めた静的・動的荷重、燃料ペレットの変形、燃料棒内封ガスの組成の変化等を考慮して、各構成要素が十分な強度を有し、その機能が保持されるように設計する。

このため、燃料棒は使用期間中の通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、以下の基準を満足するように設計する。

- (1) 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの溶融点未満であること。
- (2) 燃料棒内圧は、通常運転時において、被覆管の外向きのクリープ変形によりペレットと被ふく管のギャップが増加する圧力を超えないこと。
- (3) 被ふく管応力は、ジルカロイ-4の耐力以下であること。
- (4) 被ふく管に生じる円周方向引張歪の変化量は、各過渡変化に対して1%以下であること。
- (5) 累積疲労サイクルは、設計疲労寿命以下であること。

2. 燃料集合体は、輸送及び取扱中に、燃料集合体に加わる荷重に対して構成部品が十分な強度を有し、燃料集合体としての機能を阻害することのないように設計する。

また、輸送及び取り扱いに当たっては、過度な外力がかからないよう十分な配慮をするとともに、搬入後、健全性を確認する。

(参 考)

IMO基準

4.14 炉内燃料の挙動に関する一般的基準

- 4.14.2 設計、製造、検査及び燃料運転モードは、原子炉内で使用中に、燃料からの放射性物質放出は放射能防護及び安全基準により要求される程度に低くなるようなものでなければならない
- 4.14.3 全てのPPCに対して、燃料設計は材料特性、照射効果、冷却可能な形状の維持の必要性、物理的及び化学的プロセス、静的及び動的荷重、製造上の許容公差並びに計算上の不確定さの如き因子を考慮しなければならない
- 4.14.4 設計段階において、全てのPPCにおける燃料の安全性能の基準を規定しなければならない
- 4.14.5 燃料は全てのPPCにおける設計パラメータを確認するための規定された試験プログラムにより評価されねばならない
- 4.14.6 製造方法及び品質保証は燃料が要求される高い信頼性水準であることを保証するものでなければならない
- 4.14.7 規定された限界が守られていることの確認のため、燃料挙動の監視プログラムを確立しなければならない
- 4.14.8 損傷燃料のための1次冷却水の監視を実施しなければならない。全てのPPCに対して規定される性能基準に合致しない燃料は、最初の適当な機会に原子炉から取り出さなければならない

指針 13. 原子炉の特性

炉心及びそれに関連する系統は、固有の出力抑制特性を有し、また、出力振動が生じてもそれを容易に制御できる設計であること。

適合のための設計方針

低濃縮二酸化ウラン・軽水減速・加圧水型の本原子炉はドプラ係数、減速材温度係数、減速材ボイド係数による固有の出力抑制特性を有する。

ドプラ係数は、燃料実効温度の変化に対する反応度変化の割合であり、急激な反応度増加があった場合でも十分な出力抑制効果を有するよう常に負になるよう設計する。減速材温度係数、減速材ボイド係数及び圧力係数は、それぞれ温度、ボイド及び圧力に対する減速材密度の変化を介して得られる反応度変化の割合であり、通常密度変化への寄与はボイドあるいは圧力に比べ温度の効果が大きく減速材温度変化に対し出力運転状態で負の反応度フィードバック効果を有するよう設計する。

このように原子炉は、ドプラ係数、減速材温度係数、減速材ボイド係数及び圧力係数を総合した負の反応度フィードバック特性効果により、急激な反応度増加を伴う運転時の異常な過渡変化の場合に対しても、十分な出力抑制効果を有する設計とする。

また、原子炉はドプラ係数が負の反応度効果を有し、また反応度効果が正である圧力係数を考慮しても全体的な反応度係数としては出力運転状態では負の反応度効果を有しており、設計負荷変化及び外乱に起因する反応度変化に対し固有の自己制御性により原子炉出力の振動が十分な減衰特性を有するよう設計する。

(参 考)

IMO基準

4.3 反応度制御

4.3.1 反応度制御の設計基準は次の考慮を含んでいなければならない

.3 急速な固有の核的帰還特性の効果は運転出力領域において、船体運動及び加速を考慮したとき反応度の急激な増加を補償する方向でなければならない

4.3.4 減速材密度変化による計画しない反応度変化を防止するために、出力振動や歪みが無視できる影響がなく燃料設計限界の許容された余裕を損なうものでないことが解析で証明されない限り、原子炉炉心内の意図しない出力振動及び歪みを検出し制御する手段を設けなければならない

指針 14. 反応度制御系

1. 反応度制御系は、通常運転時に生じることが予想される反応度変化を調整し、所要の運転状態に維持し得る設計であること。
2. 制御棒の最大反応度値及び反応度添加率は、想定される反応度投入事象に対して原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、また、炉心冷却を損なうような炉心、炉心支持構造物及び原子炉圧力容器内部構造物の破壊を生じない設計であること。

適合のための設計方針

1. 反応度制御系は、制御棒クラスタの挿入度を調節することによって反応度を制御する制御棒制御系を設け、通常運転時に生じることが予想される反応度変化に対し十分な反応度制御能力を有するようにし、所要の運転状態に維持できるように設計する。
2. 大きく、かつ急激な反応度添加が生じるのは制御棒クラスタの飛び出しあるいは制御棒クラスタバンクの連続引き抜きがある。

制御棒クラスタの飛び出しに対しては制御棒駆動機構を含め原子炉容器内蔵とすることにより、制御棒クラスタ自体の飛び出しを防止する設計とする。

制御棒クラスタバンクの連続的な引き抜きに対しては制御棒クラスタの引き抜き最大速度を制限することにより過度の反応度添加率とならないよう設計する。

さらに、「中性子束高原子炉スクラム」等の信号を設け、燃料のエンタルピが許容値を超える以前に、また原子炉圧力が顕著に上昇する以前に、原子炉を自動的に停止し、過渡状態を早く終結させ、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び炉内構造物の破損にいたることがないように設計する。

(参 考)

IMO 基準

4.3 反応度制御

4.3.1 反応度制御の設計基準は次の考慮を含んでいなければならない

- .1 計画される反応度増加をもたらす事象の発生頻度は第1章に定義したように稀なものでなければならずまた第1章と第6章に定められるよりも大きな災害を公衆、乗組員及び環境に及ぼすような状態に至ってはならない
- .2 想定すべき反応度事故の影響は、設計仕様内の限定された局所的降伏以上の損傷を一次圧力バウンダリに与えてはならず、また原子炉停止の障害を起こしてはならない

4.3.2 反応度制御装置は次の要求事項に合致しなければならない

- .2 1つの系は機械的性質のもので
- .2.3 意図に反した制御要素の移動を防止する対策を設けなければならない
- .2.7 不注意による連続的制御要素引き抜きの確率を許容し得る値まで低減するような設計でなければならない
- .2.8 運転員誤操作の確率を小さくするような制御要素動作シーケンスを用いなければならない
- .2.9 計画しない組合せあるいは順序で制御要素が引き抜かれることのない様考慮されなければならない
- .6 原子炉は最も反応度効果の大きい中性子吸収要素が炉心内に全挿入され引き抜かれない場合に対する

適切な余裕を持って、設計炉心寿命中、PPC1において、舵効進行速度を維持するに十分な出力レベルで運転できなければならない

- 4.8.4 残留熱除去系は下記を確実にするために十分な容量、信頼性及び多重性を持たなければならない
- 1 PPC1及び2では燃料被覆の健全性と冷却可能形状が維持されること
 - 2 PPC3及び4では、燃料被覆の損傷は主官庁の許容する値に限定され、冷却可能形状は維持されること

指針 15. 原子炉停止系の独立性及び試験可能性

原子炉停止系は、高温待機状態又は高温運転状態から、炉心を臨界未満にでき、かつ、高温状態で臨界未満を維持できる少なくとも二つの独立した系を有するとともに、試験可能性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

原子炉停止系としては、制御棒制御系による制御棒クラスタ挿入と、体積制御設備によるほう酸注入の原理の異なる二つの独立した系を設け、かつ、それらは作動試験ができるように設計する。

制御棒クラスタを挿入すれば、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ 1 本が完全引抜き位置のまま挿入できない場合でも、十分な反応度停止余裕を持つように設計する。すなわち、制御棒クラスタを挿入することにより、高温待機状態又は高温出力運転状態から燃料の許容設計限界を超えることなく、速やかに炉心を高温未臨界状態にすることができる設計とする。制御棒クラスタによる反応度制御能力は、低温状態において原子炉を十分未臨界に維持できる設計とするので、高温停止を対象とする場合は、さらに余裕を持って臨界未満に維持できる。

体積制御設備のほう酸注入系は、制御棒クラスタが挿入できない場合でも、炉心を高温出力運転状態から高温未臨界状態にし、その状態を維持できるように設計する。ほう酸注入系の容量は、低温状態において原子炉を十分未臨界に維持できる設計とするので、高温停止を対象とする場合は、さらに余裕を持って臨界未満に維持できる。

(参 考)

IMO基準

4.3.2 反応度制御装置は次の要求事項に合致しなければならない

- 1 少なくとも二つの独立した信頼性のある効果的な異種の設計による反応度制御系が設けられなければならない。各反応度制御系は独立して冷態状態において炉心を未臨界に維持できなければならない
- 4 各反応度制御系は全ての設計船体姿勢で十分作動し、かつ次のことができなければならない
 - 4.1 機能試験
 - 4.2 原子炉出力の全範囲にわたって計器の定期校正
 - 4.3 計装の機能が正常であることの確認

指針 16. 制御棒による原子炉の停止余裕

原子炉停止系のうち制御棒による系は、高温状態及び低温状態において、反応度価値の最も大きい制御棒 1 本が完全に炉心の外に引き抜かれ、挿入できないときでも、炉心を臨界未満にできる設計であること。

適合のための設計方針

制御棒クラスタは、最も反応度効果の大きい制御棒クラスタ 1 本が完全引抜き位置のまま挿入できないときでも、低温停止状態で十分な反応度停止余裕を持つように設計する。

(参 考)

IMO基準

4.3.1 反応度制御の設計基準は次の考慮を含んでいなければならない

4 原子炉緊急停止（スクラム）系は 90° までの角度において原子炉を停止させ得るように設計され、かつ全ての角度において停止状態を維持し得るものでなければならない。さらに、原子炉緊急停止（スクラム）系は下記の場合には安全の理由により小さい傾斜で自動的に動作しなければならない

4.1 格納容器が浸水した時

4.2 船体が沈没した時

4.3 船体定傾斜 45° 、または船首、船尾何れかの方向への 10° のトリムまたは損傷がない場合の復元性消失角度までの定傾斜の何れかの小さい方になった時、ただし、より小さい角度の定傾斜あるいはトリムにより原子炉が自動的に停止してはならない

4.3.2 反応度制御装置は次の要求事項に合致しなければならない

2 1つは機械的性質のもので

2.1 最も反応度効果の大きい中性子吸収要素が炉心外に引き抜かれ挿入できないことを想定しても、炉心寿命中如何なる時点でも、可溶中性子毒物を用いることなく自動的に炉心の冷態未臨界の達成及び維持を成し得なければならない

指針 17. 原子炉停止系の停止能力

1. 原子炉停止系に含まれる独立した系のうち少なくとも一つは、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界を超えることなく、高温状態で炉心を臨界未満にでき、かつ、高温状態で臨界未満を維持できる設計であること。
2. 原子炉停止系に含まれる独立した系のうち少なくとも一つは、低温状態で炉心を臨界未満にでき、かつ、低温状態で臨界未満を維持できる設計であること。

適合のための設計方針

1. 原子炉停止系に含まれる独立した系の一つである制御棒による反応度制御は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、制御棒クラスタを挿入することにより、燃料の許容設計限界を超えることなく、原子炉を臨界未満にし、かつ、維持できるように設計する。
2. 原子炉は、低温状態において反応度が最も高くなるが、制御棒による反応度制御能力及びほう酸注入系の何れにおいても、低温状態においても原子炉を十分未臨界に維持し得るように設計する。

(参考)

IMO基準

4.3.2 反応度制御装置は次の要求事項に合致しなければならない

1. 少なくとも2つの独立した信頼性のある効果的な異種の設計による反応度制御系が設けられなければならない。各反応度制御系は独立して冷態状態において炉心を未臨界に維持できなければならない
2. 1つの系は機械的性質のもので
 - 2.2 如何なるPPCにおいても特定燃料設計限界を越さないように反応度変化を確実に制御できなければならない
 - 2.5 トリップ変数からの信号を受けた場合においては燃料設計限界を超えないように十分急速に原子炉出力を低減できなければならない

指針 18. 原子炉停止系の事故時の能力

事故時において、原子炉停止系に含まれる独立した系の少なくとも一つは、炉心を臨界未満にでき、また、原子炉停止系に含まれる独立した系の少なくとも一つは、炉心を臨界未満に維持できる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉停止系に含まれる独立した系の一つである制御棒は想定される事故時において、原子炉スクラム信号による制御棒クラスタの挿入により低温停止状態において炉心を臨界未満に維持できるように設計する。

(参 考)

IMO基準

4.3.2 反応度制御装置は次の要求事項に合致しなければならない

- .2 一つの系は機械的性質のもので
- .2.2 如何なるPPCにおいても特定燃料設計限界を越さないように反応度変化を確実に制御できなければならない

指針 19. 原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性

1. 原子炉冷却材圧力バウンダリは、通常運転時及び異常状態において、その健全性を確保できる設計であること。
2. 原子炉冷却系に接続する配管系は、原則として隔離弁を設けた設計であること。

適合のための設計方針

1. 通常時及び異常状態において、原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力、温度変化が、1次冷却設備、原子炉補助施設、計測制御系統施設等の作動により許容される範囲内に制御できるよう設計する。
また、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する原子炉容器、蒸気発生器等は、異常な冷却材の漏えい又は破損の発生する可能性が極めて小さくなるよう材料選定、強度設計、過圧防止等の考慮を払った設計とする。
詳細設計において、原子炉容器等原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器については、想定されるそれぞれの過渡状態条件下において、十分な強度を有することを解析により確認する。
2. 原子炉冷却系に接続する配管系には、原則として隔離弁を下記の通り設置する設計とする。
 - (1) 隔離弁が通常運転時開、事故時閉の場合は、原子炉側からみて第2隔離弁を含みそこまで。
 - (2) 隔離弁が通常運転時閉、事故時閉の場合は、原子炉側からみて第1隔離弁を含みここまで。

(参考)

IMO基準

2.2.2 SC-1は次の項目に適用する

2. その破損によってPPC3またはPPC4を生じる圧力容器1次圧力バウンダリまたはその中の機器、及び炉心支持構造、原子炉冷却材系統に連結しかつ1次圧力バウンダリの一部をなす機器も、次の場合はSC-1に指定する必要はない

2.1 原子炉通常運転中の機器の想定破損に対して、原子炉冷却材補給系統のみによって補給が行われると仮定しても、原子炉は秩序正しく停止冷却できる

2.2 機器は2つの弁によって原子炉冷却材系統から隔離しているかまたは隔離しうる。開いている弁はどれも自動的に駆動できなければならない。その閉鎖時間は、原子炉通常運転中に機器の破損を想定した場合において、各弁の作動が存続しかつ原子炉の秩序正しい停止及び冷却が行えるようなものでなければならない

3.1.11 格納容器は、放射性物質の放出を制限するよう設計しなければならない。設計要求事項には、次の事項を含めなければならない

2 1次圧力バウンダリは、格納容器内に設けなければならない

指針 20. 原子炉冷却材圧力バウンダリの破壊防止

原子炉冷却材圧力バウンダリは、通常運転時、保守時、試験時及び異常状態において、脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じない設計であること。

適合のための設計方針

通常運転時、保守時、試験時及び異常状態において、原子炉冷却材圧力バウンダリは、脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じないように、フェライト系鋼材で製作する機器に対しては、切欠じん性を考慮した材料選択、設計、制作及び運転に留意するものとする。

また、1次冷却系の加熱時、冷却時の運転に対しては、適切な加熱、冷却率を設け、運転を制限する。

原子炉容器等は非延性破壊防止の観点から、通商産業省令等に基づき破壊じん性値を確認し、適切な温度で使用するものとする。

なお、本炉では原子炉容器内の水遮へい厚を増加させることにより、中性子照射による影響が無視できる程度に小さくなるように設計する。

(参 考)

IMO基準

4.6 1次圧力バウンダリ

4.6.1 1次圧力バウンダリの部分を形成する機器はDC1の基準により設計、製作、据付、試験をされなければならない。原子炉冷却材漏洩検出手段を設けなければならない。寿命期間中、下記の原因により系に加わる静的及び動的荷重に対して設計上の考慮がなされなければならない

1. 圧力及び温度の変化による予期される繰り返し荷重
2. 船体運動、船体及び原子炉事故による慣性荷重
3. 系の内部あるいは外部の振動源による振動荷重

4.6.2 1次圧力バウンダリは、運転、保守、試験、想定事故状態の荷重においてバウンダリが延性挙動を行うように十分な余裕を持った設計でなければならない。設計はこれらの状態でバウンダリ材料に影響する使用温度その他の条件の考慮を反映しなければならないと共に下記に対する不確定さも反映しなければならない

1. 材料物性値
2. 材料物性値に対する照射の影響
3. 残留、定常及び過渡応力
4. 非破壊検査機器の感度及び検査頻度

4.6.3 材料と製作方法は特に下記に注意して選定されなければならない

1. 原子力及び船用環境での使用に対する適切性
2. 原子炉冷却材による腐食（コロージョン及びエロージョン）
3. 実際にあるいは可能性として原子炉冷却材と接触する構成材料中に存在し、放射化及び移送の可能性のあるトレースできる元素
4. 中性子照射による材料物性値への影響

指針 21. 原子炉冷却材圧力バウンダリの漏えい検出

原子炉冷却材圧力バウンダリから冷却材の漏えいがあった場合、その漏えいを速やかに、かつ、確実に検出できる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えいに対しては、その検出が早期かつ確実にできるよう2種類の検出方法を設ける。

格納容器内への漏えいに対しては格納容器ガスモニタ、湿分測定装置、圧力上昇測定装置を設ける。さらに、1次冷却材の保有量を監視することにより、漏えいの検出を行う。

また、1次冷却材の2次系への漏えいに対しては、主蒸気管モニタ及び復水器排気モニタを設ける。

これらの検出装置が異常を検知した場合は制御室に警報を発するように設計する。

(参 考)

IMO基準

4.6.1 前項参照

4.7.7 1次冷却系統から2次冷却系統への漏洩を検知制限する手段を設けなければならない

指針 22. 原子炉冷却材圧力バウンダリの供用期間中の試験及び検査

原子炉冷却材圧力バウンダリは、その健全性を確認するために、原子炉の供用期間中に試験及び検査ができる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉の運転開始後、運転上重要な部分や機器が完全にその機能を遂行し、安全上問題がないことを確認するために、燃料取替え時あるいはその他の原子炉停止期間中に、原子炉冷却材圧力バウンダリは供用期間中検査を行えるように設計する。

(参 考)

IMO基準

- 8.4.6 NSSS の 4 年毎の検査には、8.4.5 の年次検査要件に加えて、次の規定を含めなければならない
- .1 1 次圧力バウンダリ構造、2 次系圧力容器及び圧力配管、並びに関連機械及び設備について検査をしなければならない
 - .4 1 次圧力バウンダリの高応力部及び 1 次圧力バウンダリ溶接部は隣接熱影響部を含み、発生または伝播した恐れのある欠陥または亀裂を定量的に測定するために非破壊表面及び体積試験を行わなければならない
 - .5 原子炉圧力容器は、8.2.2.5 に従って決定された先行及び基準測定値と比較するために、欠陥及び亀裂に対して超音波法で検査しなければならない。この試験は、最高積算照射化及び高応力の領域では原子炉圧力容器の全表面及び全体積をできるだけ包含するものであって、またその範囲、方法及び周波数は主官庁の満足するものでなければならない。この試験は原子炉圧力容器の全体を 12 年運転している間に検査し終ることを考えに入れて行わなければならない。原子炉の燃料交換を考慮し、4 年という期間は最大 1 年ならば超過して差し支えない
 - .6 蒸気発生器、ポンプケーシング、弁体、加圧器及び原子炉容器以外の一次圧力バウンダリの圧力容器は、承認された方法により試験されなければならない。この試験に対する範囲、頻度及び方法は主官庁の満足するものでなければならない
- 8.4.7 第 2 回目及びそれ以降の 4 年毎の検査は、8.4.4、8.4.5 及び 8.4.6 に加えて、次の規定を含まなければならない
- .1 全ての圧力容器及び管は、格納容器を除き、圧力容器及び管の製造が承認された規則に従い設計圧力を適当に超える圧力で圧力試験を行った後引き続き欠陥に対して検査しなければならない。原子炉圧力容器の広範な非破壊検査が 8.4.6.4 及び 8.4.6.5 の規定に従って主官庁の満足が得られるように行われ、かつ圧力バウンダリの健全性が損なわれていないことが証明されるなら、原子炉圧力容器の定期的圧力試験は免除することができる

指針 23. 原子炉冷却材補給系

原子炉冷却材補給系は、原子炉冷却材の小規模の漏えい等が生じた場合においても、原子炉冷却材の保有量を回復できるように、適切な流量で給水できる能力を有する設計であること。

適合のための設計方針

1次冷却材喪失事故に至らない原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい及び原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する小口径配管の破断又は小さな機器の損傷による1次冷却材の漏えいに対しては、体積制御設備の充填ポンプを用いて、1次冷却材を補給できる設計とする。

充填ポンプは2台設置し、主電気系統の電源が喪失した場合でも非常用ディーゼル発電機からの給電によって運転可能な設計とする。

(参 考)

IMO基準

2.1 基本的基準及び安全機能

2.1.1 全てのPPC状態において適切な安全を確保するために、3つの基本的安全基準を守らなければならない

.2 B基準：残留熱を原子炉炉心から、安全に除去するための手段を講じなければならない

2.1.2 以下に示す安全機能は2.1.1に示す基準を満足するために通常必要であるが、特殊な設計の場合には、これらの機能に補足を要することもある

.2 B基準を達成するのに必要な安全機能とは

.2.1 炉心から最終的な熱の逃がし場への残留熱の移動

.2.2 炉心にとって十分な冷却材保有量を維持すること

.2.3 安全系統に必要な供給設備を確保すること

主電気系統：IMO基準では次のように定義されている

5.8.4 主電気系統は主発電機、補助発電機及び主配電系から構成され、船及び原子炉の各機器に電力を供給する

指針 24. 残留熱を除去する系統

1. 残留熱を除去する系統は、原子炉の停止時に、燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリ的设计条件を超えないように、炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱を除去できる機能を有する設計であること。
2. 残留熱を除去する系統は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できるように、多重性又は多様性及び独立性を適切に備え、かつ、試験可能性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

1. 通常の停止時には原子炉の炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及び他の残留熱は、原子炉停止後初期の段階においては蒸気発生器により除去し、発生蒸気は復水器又は大気放出により処理する設計とする。また、1次冷却系統の圧力、温度が所定の値以下に低下した後の段階においては、余熱除去設備により残留熱の除去を行うことができるように設計する。

余熱除去設備は、2系列運転の場合、原子炉停止後約24時間で1次冷却材温度を60℃まで下げることができるように設計する。

通常の崩壊熱除去運転ができないような異常時には、非常用崩壊熱除去設備により原子炉停止後の残留熱除去ができる設計とする。

なお、事故の態様により、非常用崩壊熱除去設備による炉心冷却を期待する場合、炉心の熱は、非常用崩壊熱除去系統を介して格納容器水に伝熱し、非常用格納容器水冷却系統によって大気に熱を放出することにより必要な除熱ができるよう設計する。

残留熱を除去する設備のうち残留熱を安全に除去するため、非常用崩壊熱除去設備は多重性を有する系統構成とする。非常用崩壊熱除去系統を作動させるための電動弁は、直流電源より給電するものとする。

また、格納容器内点検等による格納容器水排出時は、余熱除去系統により残留熱を除去する必要があるため、余熱除去系統についても多重性を有する系統構成とし、余熱除去ポンプ等は非常用母線から給電する設計とする。

(参考)

IMO基準

1.3.10 「指針9」参照（単一故障基準）

1.3.11 同上（冗長性、独立性、分離性、多様性）

2.4.6 ECCS、原子炉保護系統及び残留熱除去系統については機能的能力に対する試験が行えなければならない。原子炉の運転中で一次系統加圧中の試験は、安全機能の性能を阻害したり、如何なる系統の多重性も水準を低下させたり、系統の必要な運転を損なったりしてはならない

3.1.13 「指針9」参照（配置上の考慮）

4.1.5 「指針9」参照（単一故障基準を適用する安全系）

4.8 残留熱除去

4.8.1 残留熱除去系は下記を除き全ての船体事故時にも運転員なしでの運転が可能でなければならない

- 1 洋上転覆-4.8.3の規定によるものとする
- 2 格納容器への浸水が必要な期間残留熱を除去することが示し得る深度以下への沈没

4.8.2 2.7.2に従って転覆が設計基準事故である場合は、洋上転覆後残留熱除去系は動作することを示さなければならない

4.8.3 残留熱除去系は事故解析で示される必要期間連続運転できなければならない

4.8.4 残留熱除去系は下記を確実にするために十分な容量、信頼性及び多重性を持たなければならない

- 1 PPC1及び2では燃料被覆の健全性と冷却可能形状が維持されること
- 2 PPC3及び4では、燃料被覆の損傷は主官庁の許容する値に限定され、冷却可能形状は維持されること

4.8.5 運転のために機械的に発生された動力に依存しない残留熱除去系に対する考慮がなされなければならない

指針 25. 非常用炉心冷却系

1. 非常用炉心冷却系は、想定される配管破断等による原子炉冷却材喪失に対して、燃料の重大な損傷を防止でき、かつ、燃料被覆の金属と水との反応を十分小さな量に制限できる設計であること。
2. 非常用炉心冷却系は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できるように、多重性又は多様性及び独立性を適切に備えた設計であること。
3. 非常用炉心冷却系は、定期的に試験及び検査ができるとともに、その健全性及び多重性の維持を確認するため、独立に各系の試験及び検査ができる設計であること。

適合のための設計方針

1. 非常用炉心冷却設備として、非常用崩壊熱除去系を設ける。非常用崩壊熱除去系は、工学的安全施設作動信号によって止弁を開にすることにより自動作動する。止弁の駆動電源は信頼性の高い蓄電池から供給するように設計する。
非常用炉心冷却設備は、想定されるいかなる配管破断による1次冷却材喪失事故に対しても、水張式格納容器の働きにより「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」を十分満足するように設計する。
2. 非常用炉心冷却設備は、作動のための電源として蓄電池を用いるため、主電源喪失時においても電源は確保されている。蓄電池はその信頼性から作動時における単一故障は考えないものとする。その他の設備については動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても、所要の安全機能を満足するよう多重性及び独立性を有する設計とする。
3. 非常用炉心冷却設備は、作動機器としては電動弁のみであるので、この弁については単体で開閉試験が行えるように設計する。

(参考)

IMO基準

1.3.10 前項参照

1.3.11 同上

2.4.6 同上

3.1.13 同上

4.1.5 同上

4.11 工学的安全施設

4.11.1 格納容器及び安全閉閉は下記を含まなければならない

- 7 格納容器内安全系統は、その作動が必要な間は冷却材噴流、飛来物及び配管反力を含む事故状態時に生ずる最も苛酷な環境条件に耐え得るものでなければならない

4.11.2 次の規定が非常用炉心冷却系 (ECCS) に適用される

- 1 設置されるECCSの数は2.8.4 (LOCAの解析条件)の条件を満足しかつ主官庁の認めるものでなければならない。系はそれぞれ適当に隔離され、かつ、多重性を持たせて系の不作動及び修理時に対処す

るものでなければならない

- 2 ECCSは合理的に達成できるならば、LOCA及びその後の原子炉停止に際し燃料要素の健全性を維持しなければならない。長期間にわたる炉心での発生熱が残留熱除去系によって安全に除去されるまで、十分な量の多様な供給系による炉心冷却水が適当な圧力及び流量で供給されなければならない
- 3 加圧水の蓄圧器を用いる場合は、主官庁の満足し得る安全弁、圧力計、及び水位指示計を設けねばならない。蓄圧器内の気体のクッションを維持するため、専用の供給源を用いなければならない
- 4 主要な弁を除き、ECCSの全ての弁は、系の運転に必要な位置に機械的にロックされなければならない
- 5 ECCSの動的機器は最小限、主原子炉制御室及び非常制御場所から操作できなければならない
- 6 機能の障害または信頼性の喪失をもたらすことなく、ECCSの動的機器は、必要なときに十分に動作することの確認のため何時でも試験できなければならない
- 7 原子炉からの蒸気供給と独立な全ての発電機からECCSに動力を供給することができなければならない
- 8 短期の運転期間ECCSは船外からの冷却水源を必要としてはならない

指針 26. 最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する系統

1. 最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する系統は、重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器において発生又は蓄積された熱を最終的な熱の逃がし場に輸送できる設計であること。
2. 最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する系統は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できるように、多重性及び多様性及び独立性を適切に備え、かつ、試験可能性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

1. 特に重要度の高い安全機能を有する構築物、系統及び機器において発生又は蓄積された熱を最終的な熱の逃がし場に輸送する必要がある設備としては、

- (a) 通常運転時に用いられる体積制御設備の充填ポンプの発熱或いは余熱除去設備により除熱された熱を輸送するための補機冷却水設備及び補機冷却海水設備
- (b) 異常時に用いられる非常用崩壊熱除去設備により除熱された熱を輸送するための非常用格納容器水冷却設備

がある。

充填ポンプは、通常運転時の1次冷却材量の調整の他、停止時の冷却に伴う冷却材量減少を補うための1次冷却系への補給或いは制御棒制御系が使用できない場合の原子炉停止のためのほう酸注入に用いられる。充填ポンプはその健全な運転のために電動機からの発熱が除去されるように設計される。

余熱除去設備は、通常の起動停止時或いは原子炉停止後の格納容器水排水時のような非常用崩壊熱除去系が使用できないときに、原子炉の残留熱除去のために使用される。

充填ポンプ及び余熱除去設備の除熱は補機冷却水にて行われ、さらに補機冷却水は補機冷却水冷却器にて補機冷却海水設備により冷却され最終的な熱の逃がし場である海水に伝達される。

非常用崩壊熱除去設備は、異常時に原子炉の残留熱を除去するために使用される。非常用崩壊熱除去設備により原子炉の熱は格納容器水に伝熱され非常用格納容器水冷却設備にて最終的な熱の逃がし場である大気に放出される。

2. 最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する系統は、前項で示した補機冷却水設備、補機冷却海水設備及び非常用格納容器水冷却設備がある。

非常用格納容器水冷却設備は、外部動力による作動部分を持たない静的機器で構成され電源には依存しない設備となっている。したがって多重性及び独立性のみを考慮して設計する。

補機冷却水設備及び補機冷却海水設備は、多重性を持たせるとともに主電気系の電源喪失時に単一故障を仮定しても所要の機能を達成できるように設計する。

非常用格納容器水冷却設備は、燃料取替え時あるいは格納容器開放時に試験ができる設計とする。

補機冷却水設備及び補機冷却海水設備は、格納容器外に設置し常に点検、検査等が可能なように設計する。

(参 考)

IMO 基準

2.1 基本的基準及び安全機能

2.1.1 全ての P P C 状態において適切な安全を確保するために、3つの基本的安全基準を守らなければならない

.2 B基準：残留熱を原子炉炉心から、安全に除去するための手段を講じなければならない

2.1.2 以下に示す安全機能は2.1.1に示す基準を満足するために通常必要であるが、特殊な設計の場合には、これらの機能に補足を要することもある

.2 B基準を達成するのに必要な安全機能とは

.2.1 炉心から最終的な熱の逃がし場への残留熱の移動

.2.2 炉心にとって十分な冷却材保有量を維持すること

.2.3 安全システムに必要な供給設備を確保すること

4.11.3 格納容器熱除去及び雰囲気浄化には下記規定を適用しなければならない。

.1 通常及び事故状態において格納容器に放出される熱を除去するに十分な容量の格納容器熱除去システムを設けなければならない

.4 システムは適切な試験及び検査が可能なように設計されなければならない

.5 各システムは単一故障を想定してもその安全機能を実行するに十分な多重性と容量を持たなければならない

指針 27. 電源喪失に対する設計上の考慮

原子炉施設は、短時間の全交流動力電源喪失に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できる設計であること。

適合のための設計方針

本船の交流動力用電源は、主発電機、補助発電機及び非常用ディーゼル発電機を備え、短時間といえども電源が喪失することは極めて少ないと考えられるが、万一全交流動力源が喪失した場合でも、安全保護系及び制御棒クラスタによる原子炉停止系の動作により原子炉は安全に停止でき、停止後の原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱も蓄電池からの電力供給により作動する非常用崩壊熱除去系により非常用格納容器水冷却系の機能とあいまって安全に原子炉の残留熱を除去することができる。

指針 28. 原子炉格納容器の機能

1. 原子炉格納容器は、原子炉格納容器設計用の想定事象に対し、その事象に起因する荷重（圧力、温度、動荷重）及び適切な地震荷重に耐え、かつ、適切に作動する隔離機能とあいまって所定の漏えい率を超えることがない設計であること。
2. 原子炉格納容器は、定期的に、所定の圧力により原子炉格納容器全体の漏えい率測定ができる設計であること。
3. 原子炉格納容器は、電線、配管等の貫通部及び出入口の重要な部分の漏えい試験ができる設計であること。

適合のための設計方針

1. 格納容器は、非常用格納容器水冷却設備とあいまって想定事象のうち最も苛酷な1次冷却材喪失事故を想定し、これに起因する荷重、並びにに座礁・衝突に耐えるように設計する。
また、貫通部を含め、全体漏えい率を所定の値以下に保ち、格納容器バウンダリの健全性を保つように設計する。
さらに、本船の万一の沈没時を考慮し、格納容器に圧力平衡弁を設置して外部加圧による破壊を防止する設計とする。圧力補償完了後は圧力平衡弁が閉止し格納容器からの漏えいが生じないように設計する。
2. 格納容器は、全体の漏えい率が設計値を超えないことを確認するための試験が必要なときに行えるように設計する。
3. 格納容器の電線、配管等の貫通部で重要な部分は、必要に応じて個々にあるいは小群にまとめて漏えい又は漏えい率試験ができるように設計する。

(参 考)

IMO 基準

- 3.1.11 格納容器は、放射性物質の放出を制限するよう設計しなければならない。設計要求事項には次の事項を含めなければならない
 - .1 格納容器は安全閉圈内にあらねばならない
 - .2 1次圧力バウンダリは、格納容器内に設けなければならない
 - .3 格納容器は、全てのPPCに起因する損傷に対し適切な防護能力があるように設計しなければならない
 - .4 格納容器の貫通部は、PPC下で発生する内部の状況に耐えうる様にしなければならない
- 4.11 工学的安全施設
 - 4.11.1 格納容器及び安全閉圏は下記を含まなければならない
 - .1 格納容器及びその関連系統は、1次系からの放射性物質の許容できない放出に対して、実質的に漏洩のない防壁を構成し、放出の結果は第6章に規定される限界以内であるようにしなければならない
 - .3 多重防護の概念に合致するために、安全閉圏と格納容器は放射性物質の放出に対し別個の防壁とならなければならない。安全閉圏と格納容器の相互に接触する部分は最小限にしなければならない。また、想定した災害が1つの防壁の水密或いは気密性を損ない得るような場合、両防壁の同時の破損をさけるように設計されなければならない

- .4 格納容器は、沈没或いは安全閉囲内の高圧蒸気管破断による外圧によって崩壊してはならない
- .5 沈没後の外部過圧による格納容器崩壊防止のために圧力平衡弁の如き装置を設ける場合には、圧力補償完了後の格納容器の無漏洩に対し必要な注意を払わなければならない
- .6 格納容器の設計は下記の装置を含まなければならない
 - .6.1 初期圧力試験
 - .6.2 定期的検査
 - .6.3 漏洩試験
 - .6.4 系統隔離

指針 29. 原子炉格納容器バウンダリの破壊防止

原子炉格納容器バウンダリは、通常運転時、保守時、試験時及び異常状態において、脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じない設計であること。

適合のための設計方針

格納容器バウンダリが脆性的挙動をせず、かつ、急速な伝播型破断を生じないように下記の配慮を行う。

設計に当たっては、応力解析等を行い、予想される発生応力による急速な伝播型破断が生じないように設計する。

格納容器バウンダリを構成する鋼製の機器については、通商産業省令等に基づき、最低使用温度を考慮して非延性破壊を防止するように設計する。

また、機器の製造、加工、据付、試験にわたる一貫した品質管理を行う。

(参考)

IMO基準

4.11 工学的安全施設

4.11.1 格納容器及び安全閉鎖は下記を含まなければならない

- .8 原子炉格納容器は、運転時及び想定される事故時に十分な余裕を持って次の事項を確保するよう設計されなければならない
 - .8.1 材料が、非脆性挙動をすること
 - .8.2 急速な伝播型破断の確率が十分に小さいこと
- .9 設計は、運転、保守、試験及び想定される事故時の格納容器材料の使用温度その他の条件を考慮しなければならない。さらに、下記に対する不確定さも反映しなければならない
 - .9.1 材料の物性値
 - .9.2 残留定常状態及び過渡における応力
 - .9.3 欠陥の大きさ

指針 30. 原子炉格納容器の隔離機能

1. 原子炉格納容器壁を貫通する配管系は、原則として、原子炉格納容器隔離弁を設けた設計であること。
2. 主要な配管系に設ける原子炉格納容器隔離弁は、事故時に隔離機能の確保が必要となる事態に際して、原則として、自動的、かつ、確実に閉止される機能を有する設計であること。

適合のための設計方針

1. 格納容器壁を貫通する配管系は、本船の万一の沈没を考慮し、その配管を通じての漏えいが十分許容される程度に少ないと考えられる配管を除いて格納容器隔離弁を設ける設計とする。
2. 主要な配管系に設ける格納容器隔離弁は、主電源が利用できない場合において単一故障の仮定に基づいても格納容器の隔離機能を喪失しないように設計する。

(参 考)

IMO基準

- 3.1.11 格納容器は、放射性物質の放出を制限するよう設計しなければならない。設計要求事項には次の事項を含めなければならない
 - .5 格納容器を貫通する配管には、隔離弁を設け、実行できるだけその境界に接近して設けなければならない。配管或いは集合ペネトレーションの要求及び格納容器の自動隔離に対する必要性によりこれらの弁は遠隔的に制御し、かつ自動的に作動させられるものでなければならない
- 4.1.5 単一故障基準を適用する安全系には次を含む
 - .5 格納容器隔離系

指針 31. 原子炉格納容器隔離弁

1. 原子炉格納容器隔離弁は、実用上可能な限り原子炉格納容器に接近して設けた設計であること。
2. 原子炉格納容器隔離弁の設置は、次の設計であること。
 - (1) 原子炉格納容器の内側において開口しているか又は原子炉冷却材圧力バウンダリに連絡している配管系のうち、原子炉格納容器の外側で閉じていない配管系については、原則として原子炉格納容器の内側に1個及び外側に1個とすること。
 - (2) 前号(1)の配管系以外の配管系のうち、原子炉格納容器の内側又は外側において閉じている配管系については、原則として原子炉格納容器の外側に1個とすること。
 - (3) 原子炉格納容器隔離弁は、閉止後駆動動力源の喪失によっても隔離機能が喪失することがないこと。
 - (4) 原子炉格納容器隔離弁は、定期的な動作試験が可能であり、かつ、重要な弁については、漏えい試験ができること。

適合のための設計方針

1. 格納容器隔離弁は、実用上可能な限り格納容器に接近して設けるように設計する。
2. 格納容器隔離弁の設置に当たって次のように設計する。
 - (1) 格納容器の内側において開口しているか又は原子炉冷却材圧力バウンダリに連絡している配管系のうち、格納容器の外側で閉じていない配管系については原則として格納容器の内外に各1個の隔離弁を設ける。隔離弁は、
 - ① 自動隔離弁又はロックされた閉止弁とする。
 - ② 外側隔離弁には原則として逆止弁は用いない。用いる場合には事故時に十分な隔離機能を発揮し得る設計のものとする。
 - ③ 2つの自動隔離弁の駆動動力源は互いに独立なものとし、単一故障によって隔離機能を喪失することのない設計とする。
 - (2) 格納容器の内側又は外側において閉じている配管系については、格納容器の内あるいは外に1個の隔離弁を設ける。隔離弁は、
 - ① 自動隔離弁又はロックされた閉止弁とする。
 - ② 外側隔離弁には原則として逆止弁は用いない。
 - (3) 格納容器隔離弁は、閉止後に駆動源が喪失した場合でも隔離機能が喪失することのないように設計する。
 - (4) 格納容器隔離弁は、定期的な動作試験を実施できるものとし、また、重要な弁については漏えい率試験が実施できるようにテストタップを設ける。

(参考)

IMO基準

3.1.11.5 前項参照

4.1.5 前項参照

指針 32. 原子炉格納容器熱除去系

1. 原子炉格納容器熱除去系は、原子炉格納容器設計用の想定事象に対し、その事象に起因して放出されるエネルギーによって生じる原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために十分な機能を有する設計であること。
2. 原子炉格納容器熱除去系は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できるように、多重性又は多様性及び独立性を適切に備え、かつ、試験可能性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

1. 原子炉格納容器熱除去系として、非常用格納容器水冷却設備を設ける。
非常用格納容器水冷却設備は、最も苛酷な1次冷却材喪失事故を想定した場合でも、放出されるエネルギーによる格納容器圧力及び温度上昇を抑え、かつ格納容器の内圧を設計圧力より低く維持することにより、放射性物質の外部への漏えいを少なくする設計とする。
2. 非常用格納容器水冷却設備は、単一故障を仮定しても安全機能を満足するよう、多重性及び独立性を有する設計とする。なお、非常用格納容器水冷却設備は静的機器のみで構成しているため電源の喪失時にも機能的影響は生じない。非常用格納容器水冷却設備は燃料取り替え時等の格納容器開放時に試験が出来るようにする。

(参考)

IMO基準

4.1.5 前項参照

4.11.3 格納容器熱除去及び雰囲気浄化には下記規定を適用しなければならない

1. 通常及び事故状態において格納容器に放出される熱を除去するに十分な容量の格納容器熱除去系統を設けなければならない
2. 系統は適切な試験及び検査が可能なように設計されなければならない
3. 各系統は単一故障を想定してもその安全機能を実行するに十分な多重性と容量を持たなければならない

指針 33. 格納施設雰囲気制御する系統

1. 格納施設雰囲気浄化系は、原子炉格納容器設計用の想定事象に対し、その事象に起因して環境に放出される放射性物質の濃度を減少させる機能を有する設計であること。
2. 可燃性ガス濃度制御系は、格納施設の健全性を維持するため、原子炉格納容器設計用の想定事象に対し、その事象に起因して原子炉格納容器内に存在する水素又は酸素の濃度を抑制することができる機能を有する設計であること。
3. 格納施設雰囲気を制御する系統は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できるように、多重性又は多様性及び独立性を適切に備え、かつ、試験可能性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

1. 格納施設雰囲気浄化系として、原子炉室空気浄化設備を設ける。原子炉室空気浄化設備は通常運転時には、原子炉室の空気浄化のため船外から外気を取り入れ、原子炉室からはフィルタを通して排気する。事故時には本浄化設備は外気からの取り入れを停止し、排気をよう素除去フィルタを通すことにより放射性物質の環境への放出が最小限となるように設計する。
2. 冷却材喪失事故時にも、炉心は常に冷却水で覆われる設計であるので燃料棒の破裂はなく、ジルコニウム-水反応割合は無視し得る程度であり、水の分解に対しても1次冷却水中には水素を添加しており、水素と酸素の再結合を促進する設計としている。また格納容器は不活性ガスである窒素雰囲気としている。これらの点から格納容器内ではガス濃度は可燃範囲になることはない。
3. 格納施設雰囲気を制御する系統である原子炉室空気浄化設備は、構成機器の単一故障を考慮し、主電気系が使用できない場合でも事故時には所定の能力を発揮する設計とする。原子炉室空気浄化設備は、定期的に試験できる設計とする。

(参考)

IMO基準

- 4.11.3 格納容器熱除去及び雰囲気浄化には下記規定を適用しなければならない
 2. 格納容器内に放出されうる核分裂生成物、水素、及びその他の気体の濃度を低減し、持続燃焼及び爆発限界以下にする手段を設けなければならない
 3. 想定される事故時に格納容器から放出されうる放射性物質及びその他の物質の、大気への放出を制御する系統を設けなければならない
 4. 前項参照
 5. 前項参照
- 6.10.2 格納容器パージ系及び安全閉閉換気系からの排気は、放出口に導くまでに監視、警報、濾過の各ルートを通るようにし、通常の居住区の汚染及び放出ライン内の放射性物質の蓄積をさけるように設計されなければならない

指針 34. 安全保護系の多重性

安全保護系は、その系統を構成する機器若しくはチャンネルに単一故障が起きた場合、又は使用状態から単一の取り外しを行った場合においても、その安全保護機能を失わないように、多重性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

安全保護系は以下に示す設計方針に基づき多重性を有するチャンネル構成とし、チャンネルの単一故障が起こっても、あるいは使用状態から単一の取り外しを行っても、安全保護機能を果たす設計とする。

- (1) 安全保護系は使用状態から単一の取り外し、あるいは運転時の異常な過渡変化時及び事故時においてチャンネルの単一故障を想定しても、安全保護機能を失うことがなく、かつ、誤信号発生等による誤動作を防止するため、原則として“2 out of 4”構成とする。
- (2) プラント起動時等、その安全保護機能を必要とする期間が短期間に限られる場合においては、その短期間でのチャンネルの故障確率は小さいと考えられるが本船においては、この場合でも“2 out of 4”構成とする。

(参 考)

IMO基準

4.1.5 単一故障基準を適用する安全系には次を含む

.2 原子炉保護系

4.9.1 合理的に実行可能な限り、原子炉保護系の計装は多重でかつ変数及び運転系統を監視する計装と分離しなければならない

4.9.3 機器、配線、装置の物理的場所及び多重性は船内の単一起源の火災、その他の船体或いは原子炉事故時にも原子炉保護系の計装は作動継続するものでなければならない

4.10.2 原子炉保護系は単一故障を想定してもその安全機能を果たし得るように適切な多重性と能力を持たなければならない

4.10.4 原子炉の異常または事故を検知するため少なくとも2つの異種プロセス変量の測定がなされなければならない。もしこれが合理的に達成できなければ、1つの可能な変量の測定チャンネルに追加の多重性を持たせなければならない

指針 35. 安全保護系の独立性

安全保護系は、通常運転時、保守時、試験時及び異常状態において、その安全保護機能を失わないように、その系統を構成するチャンネル相互間を分離し、それぞれのチャンネル間の独立性を実用上可能な限り考慮した設計であること。

適合のための設計方針

安全保護系を構成するチャンネルに対しては、各チャンネルごとに専用のケーブルトレイ、計器ラック等を設けるとともに、各チャンネル相互を実用上可能な限り物理的、電気的に分離し、独立性を図る設計とする。各チャンネルの電源も無停電電源 4 母線から独立に供給する設計とする。

(参 考)

IMO基準

4.1.5 単一故障基準を適用する安全系には次を含む

.2 原子炉保護系

4.9.3 機器、配線、装置の物理的場所及び多重性は船内の単一起源の火災、その他の船体或いは原子炉事故時にも原子炉保護系の計装は作動継続するものでなければならない

指針 36. 安全保護系の過渡時の機能

安全保護系は、運転時の異常な過渡変化時に、その異常な状態を検知し、原子炉停止系を含む適切な系統の作動を自動的に開始させ、燃料の許容設計限界を超えないように考慮した設計であること。

適合のための設計方針

本船においては、発電用軽水炉で示されるような運転時の異常な過渡変化時にも、原子炉及び燃料に対して問題ないように設計する。万一、許容設計限界を超える恐れが生ずるような原子炉の過出力状態や出力の急激な上昇等の異常状態を検知した場合には、安全保護系に設けた原子炉スクラム信号により原子炉停止系を作動させて原子炉を自動的に停止させる。

必要に応じて工学的安全施設作動設備により非常用崩壊熱除去設備を自動的に作動させる。

(参 考)

IMO基準

- 4.9.7 計装の設計はプラント状態の迅速かつ明確な把握をなし得るものでなければならない。運転継続または安全に関与する場合は可視及び可聴警報を用いなければならない
- 4.10.1 原子炉保護系は下記の目的で設けなければならない
- .1 適切な原子炉状態を連続的に監視する
 - .2 安全上重要な原子炉系の設計限界を超えないために反応度制御系の如き適切な系の作動を自動的に開始させる
 - .3 事故状態を検出し安全上重要な系統及び機器の作動を開始させる

指針 37. 安全保護系の事故時の機能

安全保護系は、事故時に、その異常な状態を検知し、原子炉停止系及び必要な工学的安全施設の作動を自動的に開始させる設計であること。

適合のための設計方針

安全保護系には想定される各種の事故状態に対処し得る複数の原子炉スクラム信号及び工学的安全施設作動信号を設け、1次冷却材喪失等の事故を検知した場合には、原子炉保護設備の動作により原子炉を自動的に停止させるとともに、必要に応じて工学的安全施設作動設備が動作して非常用崩壊熱除去設備、格納容器隔離弁等を自動的に作動させる設計とする。

(参 考)

IMO基準

- 4.9.3 機器、配線、装置の物理的場所及び多重性は船内の単一起源の火災、その他の船体或いは原子炉事故時にも原子炉保護系の計装は作動継続するものでなければならない
- 4.9.7 前項参照
- 4.10.1 前項参照
- 4.10.5 PPC 3及び4で作動を要求される原子炉保護計装はその条件での作動に関し特別に適格性が示されなければならない

指針 38. 安全保護系の故障時の機能

安全保護系は、駆動源の喪失、系統の遮断及びその他の不利な状況が生じた場合においても、最終的に原子炉施設が安全な状態に落ち着く設計であること。

適合のための設計方針

原子炉保護系の双安定回路、原子炉スクラム遮断器の不足電圧コイル等は、駆動源の喪失、系の遮断に対して、原子炉をスクラムさせる方向に作動するよう設計する。

その他の安全保護回路は、駆動源の喪失、系の遮断に対して安全保護動作が作動するか、又は、そのまま現在の状態を維持する。この現状維持の場合でも多重化された他の回路が保護動作を行い、安全上支障がないような設計とする。

(参考)**IMO基準**

- 4.9.5 重要な変量及び安全関連機器を監視する計装チャンネルは実用可能ならばセルフチェック或いはフェイルセーフでなければならない
- 4.9.6 4.10.6に従い計装チャンネルの如何なる機器の故障或いは計装チャンネルの誤動作は実用可能ならば可聴及び可視警報を発しなければならない
- 4.10.6 原子炉保護系の計装チャンネルの故障または誤動作は可聴及び可視警報を発しなければならない

指針 39. 安全保護系と計測制御系との分離

安全保護系は、計測制御系と部分的に共用する場合には、計測制御系の影響により安全保護系の機能を失わないように、計測制御系から機能的に分離された設計であること。

適合のための設計方針

安全保護系は、計測制御系から分離した設計とする。安全保護系の一部から計測制御系への信号を取り出す場合には、信号の分岐箇所には絶縁増幅器を使用し、出力側（計測制御系）で回路の短絡、開放等の故障が生じて入力側（安全保護系）へ影響を与えない設計とする。

(参考)

IMO基準

4.9.1 合理的に実行可能な限り、原子炉保護系の計装は多重でかつ変数及び運転系統を監視する計装と分離しなければならない

指針 40. 安全保護系の試験可能性

安全保護系は、原則として原子炉の運転中に、定期的に試験できるとともに、その健全性及び多重性の維持を確認するため、各チャンネルが独立に試験できる設計であること。

適合のための設計方針

安全保護系は、原子炉運転中にも計測チャンネル並びに論理回路トレイン（原子炉スクラム遮断器を含む）の試験ができるように設計する。試験は、計測チャンネルと論理回路トレインに分けて行うことができる。また、計測チャンネル及び論理回路トレインは多重性、独立性を持たせることにより、試験中でも残りのチャンネル及びトレインで保護機能を果たせるよう設計する。

(参 考)

IMO基準

- 2.4.6 ECCS、原子炉保護系統及び残留熱除去系統については機能的能力に対する試験が行えなければならない。原子炉の運転中で1次系統加圧中の試験は、安全機能の性能を阻害したり、如何なる系統の多重性も水準を低下させたり、系統の必要な運転を損なったりしてはならない
- 4.9.5 重要な変量及び安全関連機器を監視する計装チャンネルは実用可能ならばセルフチェック或いはフェイルセーフでなければならない
- 4.10.3 原子炉保護系は安全説明書で規定される最小限の保護を低下させることなく運転中に試験できなければならない

指針 41. 制御室

制御室は、原子炉及び主要な関連施設の運転状況並びに主要パラメータが監視できるとともに、安全性を確保するために急速な手動操作を要する場合には、これを行うことができる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉及び主要な関連施設について、通常運転時及び異常時における運転状況並びに主要パラメータが監視できるようにその予測変動範囲をカバーできる計装設備を制御室に設ける。また、安全性を確保するために、制御室に、万一の事態を考慮して原子炉スクラム並びに工学的安全施設作動のための手動作動スイッチを設けるとともに必要な補機の作動スイッチを設ける。

(参考)

IMO基準

- 3.1.13 船及び原子炉の安全性に重要な区域及び設備の配置は、次の事項を考慮して選定しなければならない
- 4 主原子炉制御室は、(火災、爆発によるミサイル、毒性物質、放射能に対して) リスクが最小になる位置で、しかもサービスラインが短くなるように、できるだけ原子炉と機器の近くに設けねばならない
- 4.4.3 原子炉制御室から原子炉の完全な制御ができなければならない。原子炉制御室は
- 1 PPC 1 ないし 4 の状態で原子炉及び全ての関連した安全系の操作及び監視ができること
- 4.9.9 運転継続、安全または保守に有用な場合には指示計を原子炉制御室、現場及び、必要な限りにおいて、非常制御場所に設けねばならない

指針 42. 制御室外からの原子炉停止機能

原子炉施設は、制御室外の適切な場所から原子炉を停止することができるように、次の機能を有する設計であること。

- (1) 原子炉施設を安全な状態に維持するために、必要な計測制御を含め、原子炉の急速な高温停止ができること。
- (2) 適切な手順を用いて原子炉を引き続き低温停止できること。

適合のための設計方針

何らかの原因により、制御室にとどまることができない場合に、制御室以外の適切な場所から原子炉を停止し、原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱の除去手段を確保し、停止状態を維持するため、次のような設計とする。

- (1) 制御室外において原子炉スクラム遮断器を開く事により、急速に原子炉を停止できる設計とする。
- (2) 制御室外の適切な部屋に制御盤を設け、原子炉スクラム及び非常用崩壊熱除去系の作動スイッチを設けるとともに必要最小限のパラメータの監視が行える設計とする。

原子炉は制御棒クラスタの挿入と非常用崩壊熱除去系の作動により原子炉の停止状態の維持及び崩壊熱の除去が行われ安全性は確保される。

(参 考)**IMO基準**

- 3.1.13 船及び原子炉の安全性に重要な区域及び設備の配置は、次の事項を考慮して選定しなければならない
 - .6 非常制御場所を原子炉制御室から分離、隔離して設けなければならない。この場所から、運転員が原子炉を安全な温態及び冷態停止状態に移行させ、また余熱除去を行っている間、未臨界状態を維持し得るようにしなければならない
 - .7 非常制御場所は、非常の場合、船橋の管制下でスクラム手順が可能ないように、機能的に船橋と連結することもできる
- 4.4.4 非常制御場所には次の計装及び制御を備えなければならない
 - .1 独立した原子炉の高温停止指令
 - .2 引き続き低温停止にする独立した能力
 - .3 原子炉状態を監視し、高温または低温停止の維持
 - .4 原子炉からの残留熱除去
- 4.9.9 前項参照

指針 43. 制御室の居住性に関する設計上の考慮

制御室は、火災に対する防護設計がなされ、さらに、事故時にも従事者が制御室に接近し、又はとどまり、事故対策操作を行うことが可能なように、遮へい設計がなされ、かつ、火災又は事故によって放出することがあり得る有毒ガス及び気体状放射性物質に対し、換気設計によって適切な防護がなされた設計であること。

適合のための設計方針

制御室は、火災が発生する可能性を極力抑えるように、制御室内の主要ケーブル、制御盤等は実用上可能な限り不燃性又は難燃性の材料を使用する。

万一、事故が発生した際にも、次のような対策により制御室内の船員に対し、過度の放射線被ばくがないように考慮し、船員が制御室に接近できるとともに制御室内にとどまり、事故対策に必要な各種の操作を行うことができるように設計する。

- (1) 制御室に対しては、想定される最も苛酷な事故時においても、室内にとどまる船員の被ばく線量が「実用船用炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量当量限度等を定める告示」に定められた緊急作業に係る許容被ばく線量を十分下まわるように遮へいを設ける。
- (2) 制御室換気装置は、事故時には外気との連絡口を遮断し、よう素フィルタを通る閉回路循環方式とし、従業員を被ばくから防護するよう設計する。
- (3) 事故時に備えて、放射線防護等に必要な防護衣、呼吸器、防護マスク等の防護用機器を備える。

(参 考)

IMO基準

- 2.7.8 本船内外の出所より発生する煙及び有毒ガスの影響について解析し、船或いは原子炉の安全運転が危険に瀕するまでに被害を受けることがないことを解析で確かめなければならない。船内制御場所から煙及び有毒ガスを排除するための装置を設けなければならない
- 3.1.13 船及び原子炉の安全性に重要な区域及び設備の配置は、次の事項を考慮して選定しなければならない
 - .8 重要な制御場所の要員配備が、PPC 1 から 4 に続く合理的なある期間の間、可能なように遮蔽を配置しなければならない
- 4.4.3 原子炉制御室から原子炉の完全な制御ができなければならない。原子炉制御室は
 - .2 人が滞在し得る全てのPPCにおいて人に対する放射線及び火災に対する防護が可能なように適切に製作されること

指針 44. 原子力発電所緊急時対策所

原子炉施設は、事故時において必要な対策指令を発するための緊急対策所が原子力発電所に設置可能な設計であること。

適合のための設計方針

航行中に事故が発生した場合には船内に対策所を設けるとともに通信設備により陸上支援施設との適切な連絡が可能なように設計する。

指針 45. 通信連絡設備に関する設計上の考慮

原子炉施設は、適切な警報系及び通信連絡設備を備え、事故時に原子力発電所内に居るすべての人に対する確に指示ができるとともに、原子力発電所と所外必要箇所との通信連絡設備は、多重性又は多様性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

事故時又は必要時に本船内にいるすべての人々に対し、制御室から指示できるように運転指令設備を設ける。本船に対する連絡・支援設備として陸上支援施設を設ける。外部必要箇所との通信連絡は、陸上支援施設を通じて行えるようにする。陸上支援施設との通信連絡は、複数の無線通信設備により行えるように「船舶設備規定」に従って設計する。

(参 考)

IMO基準

5.3 通 信

5.3.1 電源が完全に喪失した場合にも使用可能な通信設備が、この項に挙げるそれぞれの場所の間に少なくとも1系統設けなければならない。適用可能な場合には、この規則は決議A.325(IX)の規則15の要件に適合したものと考える

- 1 操舵室
- 2 原子炉制御室
- 3 非常制御場所
- 4 主推進機械、主発電装置、補助発電装置、非常用発電装置が入っている機関室
- 5 もしあれば、主及び非常用機関制御室
- 6 原子炉室の人の入れる場所

指針 46. 避難通路に関する設計上の考慮

原子炉施設は、通常の照明用電源喪失時においても機能する避難用の照明を設備し、単純、明確かつ永続的な標識を付けた安全避難通路を有する設計であること。

適合のための設計方針

避難通路は鋼船規則に従って適切に設置するとともに制御室、避難通路等には必要に応じて、標識並びに非常灯及び誘導灯を設ける。非常灯及び誘導灯は灯具に蓄電池を内蔵し、通常の照明用電源喪失時にその機能を失うことがないようにし、容易に避難できる設計とする。

(参 考)

IMO基準

- 3.9.5 主原子炉制御室及び非常原子炉制御場所のある区画からの脱出法方を、少なくとも2つ設けなければならない。各脱出ルートには、区画から曝露甲板までの効果的な火災防護体を設けなければならない
- 3.10.2 如何なる保安方法も、火災或いは他の非常時に、人が船内の如何なる区画からも早急かつ安全に脱出するのを妨げてはならないし、また安全機能を遂行するに必要なとき区画へ入ることを妨げてはならない

指針 47. 計測制御系

1. 計測制御系は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における次の各号に掲げる事項を十分考慮した設計であること。
 - (1) 炉心、原子炉冷却材圧力バウンダリ、原子炉格納容器バウンダリ及びそれらに関連するシステムの健全性を確保するために必要なパラメータは、適切な予想範囲に維持制御されること。
 - (2) 前号のパラメータについては、必要な対策が講じ得るように予想変動範囲内での監視が可能であること。
2. 計測制御系は、事故時において、事故の状態を知り対策を講じるのに必要なパラメータを適切な方法で十分な範囲にわたり監視し得るとともに、必要なものについては、記録が可能な設計であること。

特に原子炉の停止状態及び炉心の冷却状態は、2種類以上のパラメータにより監視又は推定できる設計であること。

適合のための設計方針

1. 計測制御系は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、中性子束、制御棒クラスト位置、1次冷却材圧力、温度、流量及び加圧器水位、蒸気発生器2次側圧力、格納容器内圧力、水位及び温度等の重要なパラメータを適切な範囲に維持制御し監視できる設計とする。
2. 冷却材喪失のような事故時においても、格納容器圧力、温度、水位、1次冷却系圧力及び温度等を連続監視できる設計とする。また、1次冷却材放射性物質濃度等はサンプリングにより測定し、監視できる設計とする。

上記1、2のパラメータのうち必要なものについては記録、保存ができるように設計する。

なお、原子炉の停止状態及び炉心の冷却状態は、2種以上のパラメータにより監視あるいは推定できる設計とする。

(参 考)

IMO基準

- 2.4.2 2.5に述べる何れのPPCにおいても、以下に述べる制約がNSSSの運転を支配する
 - 1 如何なるPPC1の事象が起こっても、その結果として原子炉は運転可能でなければならない、かつ自動的なトリップが生じてはならない
 - 2 PPC2の事象では、安全性を低下させたり安全な推進を喪失したりすることなく、低減出力で、合理的な時間内に、原子炉の再起動ができなければならない
- 2.4.3 NPPは少なくとも類似の大きさで出力の在来型蒸気タービン施設と同じ速さで応答できなければならない
- 4.9.4 制限値及び通常動作範囲が全ての計器に示されなければならない
- 4.9.7 計装の設計はプラント状態の迅速かつ明確な把握をなし得るものでなければならない。運転継続または安全に関与する場合は可視及び可聴警報を用いなければならない
- 4.9.8 プラントの挙動或いは誤動作の解釈に必要な全ての情報は自動記録されなければならない

指針 48. 電気系統

1. 重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器が、その機能を達成するために電源を必要とする場合においては、外部電源又は非常用所内電源のいずれからもの供給を受けられる設計であること。
2. 外部電源系は、2回線以上の送電線により電力系統に接続された設計であること。
3. 非常用所内電源系は、多重性又は多様性及び独立性を有し、その系統を構成する機器の単一故障を仮定しても次の各号に掲げる事項を確実にを行うのに十分な容量及び機能を有する設計であること。
 - (1) 運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウナダリ（注）の設計条件を超えることなく原子炉を停止し、冷却すること。
 - (2) 原子炉冷却材喪失時等の事故時の炉心冷却を行い、かつ、原子炉格納容器の健全性並びにその他の所要の系統及び機器の安全機能を確保すること。
4. 重要度の高い安全機能に関連する電気系統は、系統の重要な部分の適切な定期的試験及び検査が可能な設計であること。

適合のための設計方針

1. 本船には、主機発電機、補助発電機、非常用ディーゼル発電機2台及び蓄電池2組を設置する。重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器は主電源あるいは非常用電源のいずれからでも電力供給を受けられるように設計する。
2. 本船は適用外。
3. 非常用電源系として、非常用ディーゼル発電機及び蓄電池を設ける。
 - (1) 非常用ディーゼル発電機は通常の原子炉停止設備である制御棒制御系が万一作動しないようなときにもほう酸の注入により停止できるように関連設備に給電できるようにする。非常用ディーゼル発電機及び関連する電気系統は構成する機器の単一故障を考慮しても所定の機能を満足するように設計する。
 - (2) 異常時の炉心冷却用として非常用崩壊熱除去系を設置する。本系の作動は、蓄電池からの給電による電動弁の開により行われる。蓄電池は信頼性の高い設備であるので作動要求時には、その単一故障は考慮しない。
4. 非常用ディーゼル発電機は、定期的に起動試験を行ってその運転可能性を確認できる設計とする。

蓄電池は、定期的にパトロールを行い機器の健全性等を確認する。

(参 考)

IMO 基準

- 4.3.3 反応度制御系と原子炉安全・保護系に対する備えとして、原子炉起動時及び出力領域に達するまで少なくとも2つの独立した電力源が利用できなければならない
- 5.8.1 電気設備の信頼性は、この安全基準及び決議A・325(IX)に定めた原子力及び船の安全に関する要件に適

合しなければならない

- 5.8.2 PPC4aを含めそれまでの如何なるPPCでもNSSSに依存する発電装置を除き電気系統は、全体として、PPCの原因となった初期故障に加えて、電気系統に単一故障を仮定しても、原子炉を停止し、最低30日は原子炉を安全に保持できなければならない
- 5.8.3 電気系統は主電気系統と非常用電気系統で構成されなければならない
- 5.8.4 主電気系統は主発電機、補助発電機及び主配電系から構成され、船及び原子炉の各機器に電力を供給する
- 5.8.5 主発電機とは、NSSSが稼働している時、補助及び非常用発電の何れの助けも借りずに船の通常航行及び居住可能な状態を維持するのに必要な発電機を言う
- 5.8.6 補助発電機はNSSSから独立し、給電中の発電機が運転不能になったときに代替となる発電機。補助発電機は、推進及び安全の通常運転状態を保ち、最低の居住性を維持しかつdead ship状態からNSSSを起動できるように必要な電力を供給する
- 5.8.7 非常用電気系統とは、非常用電源及びそれに属した配電系統から構成され、船及び原子炉の安全に欠くことのできない機器に電力を供給する系統をいう
- 5.8.8 過渡電源とは、他の電源が停止したときに、特定の機器に電力を供給する無停電源をいう。
- 5.8.9 電力系統は、原子炉の安全および船の安全に重要な装置の適切な定期検査および試験を可能にするように設計されなければならない
- 5.8.10 非常用電気系統および主電気系の各部分は独立して、原子炉安全系統に十分な電力を供給する能力があり、次のことを保証するものでなければならない
- 1 PPC4aを含め、それまでの如何なる状態の結果においても、仕様で定めた燃料設計限界値及び他の原子炉設計条件を超えないこと
 - 2 第2章で要求される全ての傾斜角での想定事故時においても、炉心は冷却され、他の極めて重要な機能も維持されること
- 5.8.11 NSSSと独立な発電設備は、その何れか1基が停止した状態で、dead ship状態から起動し、かつ起動時最低の居住性を保つに必要な電力を残りの発電機が供給しうるものでなければならない。非常用発電機は、その容量が同時に船の安全に不可欠な負荷に対して充分であれば、起動のために用いることができる
- 5.9 主電力系統
- 5.9.1 主電力系統は次のように設計されなければならない
- 1 原動機及び補機とともに主電力系統の発電機の単一機器の故障があっても
 - 1.1 原子炉がトリップしない
 - 1.2 船の操縦性を失わない
 - 1.3 船の通常航行及び居住可能な状態を維持するために必要な全電力を数分以内に復帰できる
 - 2 主配電系統の単一機器の故障が、次のことをもたらさない
 - 2.1 原子炉トリップ
 - 2.2 船の操縦性喪失
- 5.9.2 主電気系統容量は、船の通常航行及び居住可能な状態を維持するために必要な全電力を供給するに充分なものでなければならない
- 5.9.3 主電気系統は、少なくとも1系統の補助発電機により給電されなければならない
- 5.9.4 補助発電機は、NSSSをdead ship状態から起動し、かつ推進及び安全の通常運転状態及び最低の居住性を保つに必要な電力を供給するに充分な発電容量を備えていなければならない
- 5.9.5 補助発電設備は、接続されている母線の電圧が喪失すると安全でかつ実行可能な限り早く(例えば数分)自動的に起動して負荷を受けるように設計しなければならない。船の安全に必要な系統を迅速に可動可能とするために、船の安全に重要でない回路を自動的に遮断することが必要な場合、選択負荷の装置を付けておかなければならない
- 5.9.6 補助発電設備への燃料補給は次の通りでなければならない
- 1 共通要因故障が全ての発電設備を作動不能にしない設計であり、実行可能な限り補助発電機に近接していること

- .2 非常用発電機も使用可能にしておくこと
 - .3 全出力で船の航路に見合った時間、補助発電機への供給と非常用に十分な量であること
 - .4 補助発電機の作動を不能とする条件によって、如何なる非常用発電機をも使用不能にしないこと
- 5.9.7 主電気系統は少なくとも2区分に分割され、各区分が独立した主配電盤を持ち、少なくとも1基の主発電機により給電されなければならない
- 5.9.8 主電気系統の各区分は、一区分を不能にする如何なるPPC1或いは2も他の区分を不能にしないように配備されなければならない
- 5.9.9 主電気系統から給電される多重装置は主電気系統の区分に等しく分割され、かつ適当に隔離されなければならない。配電系は、運転時、想定事故及び環境条件の基で同時故障の可能性を実現可能な限り最小とするように、設計、配備されなければならない
- 5.10 非常用電気系統
- 5.10.1 非常用電気系統、非常負荷に対して給電するNSSSから独立した発電設備及び配電系統は5.8.2で述べたとおり、PPC4aを含めそれまでの如何なる状態で単一故障を仮定しても、その安全機能を遂行するに十分な独立性、冗長性及び試験可能性を備えていなければならない
- 5.10.2 5.8.2の要件を満足し、非常負荷に対して給電するための如何なる発電設備も、非常用発電設備に対して本安全基準が定めた要件に従わなければならない
- 5.10.3 決議A・325(IX)で要求される非常電気系統の容量に加えて、以下に示される十分な容量がなければならない
- .1 原子炉を安全に停止すること
 - .2 原子炉を安全に冷態未臨界状態にし、かつその状態を維持すること
 - .3 全ての原子炉安全機能に給電すること
- 5.10.4 5.8.2の要件を満足する非常用配電系統は、発生したPPCが1つの非常用配電系統以上を不能にしない様に隔離されなければならない
- 5.10.5 各非常用配電盤は主電気系統の何れの区分からも受電できなければならない
- 5.10.6 原子炉保護及び安全系統とそれに関連した安全用負荷は非常用配電系統から給電されなければならない
- 5.10.7 各非常用発電機はそれが接続されている配電盤から起動及び制御ができ、かつそれが接続されている非常用配電盤の置かれている区画に設置されなければならない
- 5.10.8 非常用給電は、原子炉主制御室、非常制御場所及び非常用発電設備設置場所から独立に起動可能でなければならない。非常用発電設備設置場所以外の何れの場所で起きた災害も、非常用配電盤からの非常用発電機の起動及び制御を妨げるものであってはならない
- 5.10.9 非常用機能に関係のない電気機器、非電気機械及び系統は、非常用発電機、制御盤及び配電盤が置かれている場所に設置してはならない
- 5.10.10 各非常用発電機は、それとつながる母線の電圧喪失信号によって自動的に起動しなければならない
- 5.10.11 非常用電気系統は起動後の短い時間に電気負荷を引き受けるものと仮定されなければならない。この時間はPPC1から4aで定められる要件に合致しなければならない
- 5.10.12 非常用電気系統は、電源喪失をシミュレートした状態で定期的に全負荷試験及び起動時間試験が可能でなければならない。非常用電気系統は、他の給電系統の故障が非常用系統に要求される信頼性及び有効性に支障を来たさない程度に他の給電系統から独立でなければならない
- 5.10.13 非常用電気系統は、緊急要請を満足するために電源の直接同期調整が必要とならない様に設計されなければならない
- 5.10.14 PPC4aを含めそれまでの如何なるPPCが発生しても、その後30日以上非常用発電機が稼働するに十分な燃料がなければならない
- 5.11 過渡電源
- 5.11.1 過渡電源が備えられなければならないし、また、それは5.8.2で述べたようにPPC4aを含めそれまでの如何なる状態で単一故障を仮定しても、その安全機能を遂行するに十分な独立性、冗長性及び試験可能性を備えていなければならない

- 5.11.2 PPC4aを含め、それまでの如何なる状態時に単一故障を仮定しても5.11.4に述べる機器が途切れることなく電力の供給を受けられ、5.11.3から5.11.6までの要件を満たすことが証明できるならば、過渡電源は省略することができる
- 5.11.3 過渡電源は、PPC1から4a時に、1予備電源が作動不能にならないように分離されなければならない
- 5.11.4 各過渡電源は、最低30分の間に次に掲げる原子炉の各機器に給電するように設計されなければならない
- .1 原子炉安全系統の制御装置及びモニタリング装置
 - .2 放射線防護モニタリング系統
 - .3 予期されるPPC1から4aに用いられる他の原子炉制御装置及びモニタリング装置
- 他の装置への給電は主官庁により承認されなければならない
- 5.11.5 過渡電源として電池を使う場合、電流充電系統の容量は、定常及び過渡時を併せた最大負荷と最小充電状態から最大充電状態に電池を復帰させる充電負荷とに基づかなければならない。
- 放電中の電圧変動許容値は決議A・325(IX) 規則20及び21(d)に定められている制限値の範囲内になければならない
- 5.11.6 蓄電池は決議A・325(IX)の要件を満たさなければならない。NSSS専用の電池は、これが4.11.1で規定した系統の健全性を損なわないならば、最上部連続甲板の下に配置することができる
- 5.12 陸上電力との接続
- 5.12.1 主電気系統の如何なる部分にも給電できるように陸上電力との接続器が備えられなければならない

指針 49. 燃料の貯蔵設備及び取扱設備

1. 新燃料及び使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、次の各号に掲げる事項を満足する設計であること。
 - (1) 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、適切な定期的試験及び検査ができること。
 - (2) 貯蔵設備は、適切な格納系及び空気浄化系を有すること。
 - (3) 貯蔵設備は、適切な貯蔵能力を有すること。
 - (4) 取扱設備は、移送操作中の燃料集合体の落下を防止できること。
2. 使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、前項の各号に掲げる事項のほか、次の各号に掲げる事項を満足する設計であること。
 - (1) 放射線防護のための適切な遮へいを有すること。
 - (2) 取扱設備は、崩壊熱を十分に除去し、最終的な熱の逃がし場へ輸送できる系統及びその浄化系を有すること。
 - (3) 貯蔵設備の冷却水保有量が著しく減少することを防止し、適切な漏えい検知を行うことができること。
 - (4) 貯蔵設備は、燃料集合体の取扱中に想定される落下時においても、その安全機能が損なわれるおそれがないこと。

適合のための設計方針

本船の燃料交換は、格納容器一括搬出入とし、陸上施設内にて実施するため、新燃料及び使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、本船には設置しない。

指針 50. 燃料の臨界防止

燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、幾何学的な配置又はその他の適切な手段により、想定されるいかなる場合でも、臨界を防止できる設計であること。

適合のための設計方針

燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、本船には設置しない。

指針 51. 燃料取扱場所のモニタリング

燃料取扱場所は、崩壊熱の除去能力の喪失に至る状態及び過度の放射線レベルを検出できるとともに、これを適切に従事者に伝えるか、又はこれに対して自動的に対処できる設計であること。

適合のための設計方針

燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、本船には設置しない。

指針 52. 放射性気体廃棄物の処理施設

原子炉施設の運転に伴い発生する放射性気体廃棄物の処理施設は、適切なる過、貯留、減衰、管理等により、周辺環境に対して、放出放射性物質の濃度及び量を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。

適合のための設計方針

気体廃棄物処理系の設計に際しては、原子炉施設の運転に伴い周辺環境に放出する放射性気体廃棄物による原子炉施設周辺の一般公衆の被ばく線量を実用可能な限り低く保つ設計とし、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」を満足するように、体積制御タンク等からの通常運転時のカバーガスの排気は減衰タンクに貯留し、放射能を減衰した後、放射性物質の濃度等を監視しながら微粒子フィルタを通して排気筒から放出できる設計とする。

放射線管理区域からの排気は、フィルタを通した後排気筒から放出できる設計とする。排気筒では放射線モニタにより放出放射能の監視を行う。

(参 考)

IMO 基準

- 2.8.6 廃棄物処理系統に関しては、動的機器の損傷あるいは管理上の過失を考慮しなければならないと同時に、系統の安全機能が全ての PPC 3 あるいは 4 発生の場合でも損なわれなければならない
- 3.1.6 安全閉回は、オフ・ガス換気系統（オフ・ガス換気系統は、環境に放出する前に気体廃棄物を濾過し、きれいにする）によって処理し、環境へ制御された放出をするために、次の放射性物質を閉じこめておかなければならない
- .1 1次圧力バウンダリ或いは格納容器の外側の小口径配管の破断から漏洩する放射性物質
 - .2 開放された格納容器から、或いは安全閉回の内部にある高・中レベル廃棄物貯蔵容器から漏洩する放射性物質
- 3.1.13 船及び原子炉の安全性に重要な区域及び設備の位置は、次の事項を考慮して選定しなければならない
- .1 これらの区域及び設備は、内部、外部事故時に損傷をさける最良の方法で配置されなければならない。衝突の場合、その健全性の防護を要求される SC - 1 及び高レベル放射性廃棄物を含む放射性物質を内蔵するその他の系統は、衝突防護の内側に設置されなければならない
- 3.2.2 放射性物質を含む、或いは含む恐れのある区域の排気換気系統は、第 6 章に従ってあり得る放射能を監視し、制御しなければならない。排気出口の位置は船のいかなる区域の不測の汚染を生じないように注意深く選定する必要がある
- 6.5 放射性廃棄物管理一般要求
- 6.5.1 NSSS と船の関連する部分の設計は放射性廃棄物の貯蔵、必然的に生じる処理あるいは 6.6.1 の限度内の環境への管理された放出により安全に管理できるようにしなければならない
- 6.5.2 NSSS の設計は合理的に達成できる限り放射性廃棄物の発生量を少なくするようにしなければならない
- 6.5.3 NSSS の設計は船とその環境への放射性的影響を合理的に達成できる限り低く、6.6.1 の限度内とすることを確保するため、PPC1、2 の間に発生する個体、液体及び気体の放射性廃棄物の管理及び処理に対する適切な設備を含むようにしなければならない
- 6.5.4 処理及び貯蔵設備の設計、運転においては次の事項を考慮しなければならない
- .1 発生する放射性物質の潜在量

- .2 遮蔽及び冷却の要求
- .3 ある種の放射性気体あるいは液体が起こしうる腐蝕効果
- .4 漏洩検知
- .5 水素のような可燃性気体の存在と検知
- .6 可燃性気体又は液体の爆発を防止し、もし爆発が起こればその影響を和らげる設備
- 6.5.5 液体、個体及び気体放射性廃棄物用貯蔵設備の最低容量は、船の運航に見合い、かつ、不慮の事態に対しても適当な裕度を持つべきである。貯蔵容量には廃棄物を適当な陸上の廃棄物取扱施設に陸揚げする間の期間と生じうるPPCの範囲とが考慮されなければならない
- 6.5.6 放射性廃棄物の管理施設は、環境への放射性廃棄物の無規制の放散を防止するように設計されなければならない
- 6.5.7 放射性廃棄物の貯蔵、船内処理（もし行うなら）移送設備及び排出配管は、それらの安全性と適合する高度の標準でかつ環境あるいは船内の他の区画への放射性物質の無規制の放散が防止されるよう設計、製造、運転、保守及び検査されなければならない
- 6.5.8 放射性廃棄物の処理施設（もしあれば）及び貯蔵設備の設計、製造、運転及び試験に対しては安全説明書中に基準を示さなければならない。これらの基準には廃棄物の化学的特性のため及び比放射能あるいは放射性同位元素含有量のような放射能特性のために分離の必要性がありうることを考慮しなければならない
- 6.5.9 可燃性廃棄物は火災に対して十分に防護されなければならない
- 6.5.10 衝突の際に人への線量に重大な寄与をする量の放射性廃棄物の取扱、貯蔵は、通常、衝突防護構造内の区域に限らなければならない。限られた量の放射性物質は、政府の承認を受けた容器内に適切に収納されるなら、これらの区域の外側に置いて運んでもよい
- 6.5.11 自船で生じた廃棄物以外の放射性廃棄物は容認された国際的合意に適合する貨物として以外は、原子力船に搭載してはならない
- 6.6.1 PPC1及び2の際に船から環境へ放出される船の運転から生じる廃棄物の放射能レベルは合理的に達成できる限り低くし、どんな場合でも以下の限度内でなければならない

1	2	3	4
廃棄物の形状	港湾及び河口	沿岸国の管轄権内 or 1000 尋	3 の限界を超える公海
固 体	放出禁止	放出禁止	放出禁止
液 体	要訪問国の許可	港湾&河口への総放射能放出 = 7.4 E 10Bq 以下。濃度 = 3.7MBq/cm ³ 以下。沿岸国の管轄権内 = 要訪問国許可	
気 体	実行可能な場合 & 訪問国の要求に合致しがたい場合は放出をさけること	沿岸国の管轄権内 = 要訪問国許可。他の海域内 = 6.3.1 要求	放出は 6.3.1 の要求内で許可

- 6.6.2 港又は港湾内に船があるときは気体状の放射性物質放出は実行可能な場合さけるよう設計しなければならない。このような放出が必要なときは訪問国主官庁の要求に適合しなければならない
- 6.9 放射性気体廃棄物管理
- 6.9.1 管理を要する気体放射性廃棄物に含まれるものはNSSSから発生し以下のものから発生するものを含む
 - .1 1次冷却材及びその不純物の中性子放射化
 - .2 損傷した燃料要素から逸出する気体及び揮発性の核分裂生成物
 - .3 格納容器内空気の直接中性子による放射化
- 6.9.2 気体放射性廃棄物が環境に到達しうる全てのルート进行管理しうる様設備されなければならない。典型的な放出源には以下が含まれる

- 1 1次冷却材からの漏洩
 - 2 1次系回路のベント
 - 3 廃棄物タンクの気体部ベント
 - 4 格納容器内空気のベント
- 6.9.3 環境への放出は6.6.1の要求を満たさなければならない。これが最初に達成できないならば放射性気体は放出基準に見合うように処理するか船内に特別に設けた設備内に貯蔵しなければならない
- 6.9.4 放射性廃棄気体の圧縮とその加圧下での貯蔵は、貯蔵用の圧力タンクと関連する配管の設計、建造、運転及び供用期間中試験装置が、この安全基準に定める要求に適合すれば許される。貯蔵容器の損傷が容認できない状態に至らしめないことを計算により示さなければならない。貯蔵又は加圧された可燃性気体から生じる（可能性のある災害）についても考慮すべきである
- 6.9.5 待機への流出気体の放射能濃度は最大許容放射能濃度を超えないよう管理及び必要あらば稀釈しなければならない。放出ラインには不注意な或いは無規制な放出を防止するための隔離弁を設けなければならない
- 6.9.6 容器貯蔵区域では、必要に応じて放射能或いは放射線レベルをモニタできなければならない
- 6.10.1 効果的な換気及び濾過の配置を組み合わせ、次の要件を具備しなければならない
- 3 空气中汚染が制御できない状態で広がることを防ぐこと
- 6.10.2 格納容器パージ系及び安全閉鎖換気系からの排気は、放出口に導くまでに監視、警報、ろ過の各ルート通るようにし、通常の居住区の汚染及び放出ライン内の放射性物質の蓄積を避けるように設計されなければならない
- 6.10.4 管理区域及び周辺監視区域からの排出空気は、連続的に監視されなければならない。そしてそのような空気は高性能分離効果フィルタを通すことが可能でなければならない

指針 53. 放射性液体廃棄物の処理施設

1. 原子炉施設の運転に伴い発生する放射性液体廃棄物の処理施設は、適切なる過、蒸発処理、イオン交換、貯留、減衰、管理等により、周辺環境に対して、放出放射性物質の濃度及び量を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。
2. 放射性液体廃棄物の処理施設及びこれに関連する施設は、これらの施設からの液体状の放射性物質の漏えいの防止及び敷地外への管理されない放出の防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

1. 本船においては、放射性液体廃棄物は、原則として船内に貯留する設計とする。
2. 放射性液体廃棄物の貯留施設は原子炉室内に設置し、「放射性液体廃棄物処理施設の安全審査に当たり考慮すべき事項ないしは基本的な考え方」に定められているように適切な漏えい防止及び船外への管理されない放出の防止を考慮した設計とする。

(参 考)

IMO基準

- 2.8.6 前項参照
- 3.1.13 前項参照
- 6.5 前項参照
- 6.6.1 前項参照
- 6.6.3 固体及び液体廃棄物の適切なドッグサイド施設への排出は地方当局及び訪問国政府の規則に合致して行われなければならない
- 6.8 放射性液体廃棄物管理
 - 6.8.1 船内の廃棄物収集、処理（もし行うなら）及び貯蔵設備はNSSSの運転から発生する液体廃棄物の量に見合った設計としなければならない。発生源の例は次の通り
 - 1 原子炉が運転温度に上昇することによる1次冷却材の熱膨張による容積増加
 - 2 1次系及び補助系回路、機器及び作業員の除染、洗濯、サンプリング及びその他の種々雑多な源から発生する運転時の漏洩並びに廃棄物
 - 3 補修及び保守作業からの発生
 - 6.8.3 6.5.10の規定に適合すると共に、放射性液体はその放出が6.6.1の限度を超える場合は、閉容器或いはタンクに入れて船内に収集貯蔵しなければならない
 - 6.8.4 液体廃棄物の処理及び貯蔵設備の設計には以下の要求を認識しなければならない
 - 1 物理的及び化学的性質及び/或いは例えば比放射能または同位元素成分のような放射能特性により廃棄物は分離されなければならない
 - 2 望ましくないスラッジ系からの除去手段を備えなければならない
 - 3 モニタリング系を持った減衰タンクを設けなければならない。これらは、内容物の環境への放出率、放射能及び体積の決定できる設備を持っていないなければならない。必要ならそれ以上の処置ができるものでなければならない
 - 4 液体放射性廃棄物の放出及び移送ラインには不注意な或いは管理されない放出を防止するため自動隔離弁を備えなければならない
 - 5 貯蔵タンクの容量はPPC 1及び2の条件下で安全閉鎖及び他の管理区域から発生する全てのビルジ液体に見合って充分でなければならない
 - 6 処理及び貯蔵設備に対する適切な冷却及び遮蔽設備が設けられなければならない

指針 54. 放射性固体廃棄物の処理施設

原子炉施設から発生する放射性固体廃棄物の処理施設は、廃棄物の破碎、圧縮、焼却、固化等の処理過程における放射性物質の散逸等の防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

本船の航行中に発生が予測される固体廃棄物には、水フィルタ、空調用フィルタ、機器の保守時の部品等があり、これらはドラム缶等に詰めて船内の貯蔵庫に保管できる設計とする。

(参考)

IMO基準

2.8.6 前項参照

3.1.13 前項参照

6.5 前項参照

6.6.1 前項参照

6.6.3 前項参照

6.7 放射性固体廃棄物管理

6.7.1 考慮すべき典型的な放射性固体廃棄物の発生場所はNSSSから生じる放射性物質を含むものからであり、以下のものを含む

- 1 イオン交換用樹脂
- 2 フィルタ
- 3 汚染した衣類、器具、サンプリング室からのものを含む種々雑多なもの

6.7.2 固体廃棄物は適切な設備を持つドックサイドの施設にのみ排出し海洋に排出してはならない。船から適切なドックサイドの施設への移送は、直接の放射線被曝が最小で、気中或いは表面汚染を避けることを確保するための厳格な保険物理的管理の下に実施されなければならない

6.7.3 貯蔵に先立ち、固体廃棄物はその放射能、放射線のタイプ、化学的活性、燃焼性等に従い適切に分離されなければならない。固体及び/或いは、減容系は、船の仕様及び安全基準の設計条件に適合するならば、船の設計の中に含めることができる。これらの設備が含まれる場合は、通常運転の安全性及び廃棄物を最終的に放出する必要性について適当な考慮を払わなければならない。固体放射性廃棄物の貯蔵施設は廃棄物が気体或いは液体を含有し或いは発生する可能性のあることを考慮しなければならない。この可能性が生じる場合は密封した気密の容器或いはベントの必要性のあり得るタンク内に保持されなければならない。このようなタンクは定期的に検査し、保守し、適切な装置によってその健全性と密封性をチェックできなければならない。ベント系が必要なときは、貯蔵設備に連結するかまたは港内或いは海上において運転することが主官庁に受け入れられる承認された放出ルートに連結しなければならない

指針 55. 固体廃棄物貯蔵施設

固体廃棄物貯蔵施設は、原子炉施設から発生する放射性固体廃棄物を貯蔵する容量が十分であるとともに、廃棄物による汚染の拡大防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

船内の固体廃棄物貯蔵設備は、4年間の航海中に発生が予測されるドラム缶等を貯蔵できる設計とする。

(参 考)

IMO基準

6.7 前項参照

指針 56. 周辺の放射線防護

原子炉施設は、通常運転時において原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による本船周辺の空間線量率が、合理的に達成できる限り小さい値になるように施設を設計する。

(参 考)

IMO 基準

6.2 放射線防護設計

- 6.2.1 原子炉プラント及びその放射線源はPPC1、2、3の間のあらゆる被曝を合理的に達成できる限り低く保ち、どんな場合においても線量当量限度内になるように設計し、遮蔽されるべきである。遮蔽と同様に距離と滞在時間が被曝管理に考慮されなければならない
- 6.2.2 原子炉の通常運転又は停止中、船上又は船の周辺の如何なる人も船の運転の結果として6.3.1に従って定められる限度を超えた放射線もしくは汚染レベルを被らないことを保証するよう設計しなければならない
- 6.2.3 適宜、設計の段階での安全率は、不慮の事態に対する余裕を持たなければならない
- 6.2.4 船及び原子炉推進機関の設計は、PPC1、2の時の船の運転によって港内のバックグラウンド放射線レベルに重大な増加をもたらさないようなものでなければならない
- 6.2.5 船は実際或いは潜在的に含まれている放射線災害の大きさに従って指定された区域に区分しなければならない。管理区域及び周辺監視区域における放射線災害の特徴を考慮して接近を防ぐためのバリア、防護衣、個人モニタ、洗浄施設、更衣室を管理区域または周辺監視区域とそれに隣接する非管理区域の間に必要に応じて設置し一区域から他の区域への汚染の移行を防がなければならない。管理区域または周辺監視区域への入口には、災害を示すための警戒表示を置くべきである。管理区域への接近は認可されたものに限定し、その出入りは記録されなければならない
- 6.2.6 放射線防護の措置は、通常運転状態下における貨物の運搬、取扱、及び船の従来の部分の保守に対し制限をする必要がない様にならなければならない。入渠中の船底への接近は管理上制限をすることができる
- 6.2.7 非管理区域内において、合理的に達成できる限り、PPC1及び2の運転中における線量率は付録4のガイダンスに述べられている値を超えないことが期待されるべきであろう
- 6.2.8 設計は、合理的に達成できる限り、放射能の放散が最小となるようにしなければならない。放射性物質または汚染が生じる全ての船内部分が明らかにされなければならない。かつ、他の部分への放射性物質または汚染の放散が最小で、必要な如何なる除線作業も関係した線量当量限度内で安全に実施できることを確保するための適切な設計手段をとらなければならない
- 6.2.9 表面及び装置の汚染の潜在的可能性を考慮しなければならない。除染を容易にし、発生する放射性廃棄物の正しい管理ができる適当な設計手段をとりいれなければならない。放射性物質を含む全ての系及び装置においては構造及び表面の不規則性を避けなければならない
- 6.2.10 原子炉及びその関連プラント(廃棄物管理設備を含む)、遮蔽及び格納手段並びに船内のそれらの位置の設計はPPCの結果として起こる放射性物質の漏洩により6.3.1.3の要件による船の移動を妨げないようなものでなければならない
- 6.2.11 船殻外面又は要すればその垂直平面で受ける外部被曝線量当量及び放射性物質の摂取による預託線量当量はPPC4と考えられる事故状態に対して6.3.1.3の要件内にとどめなければならない
- 6.2.12 PPC4事故の間、乗客または乗船員が占有する必要がある船内のある部分は、その事象のあらゆる進展に応じてそのような区域にいる人に対する線量は、6.3.1の要件内にとどまることを保証するような配置及び/または遮蔽としなければならない
- 6.2.13 使用、保守、供用中検査が放射線の許容せざる個人被曝も環境への放射性物質の許容せざる放出もなく安全に行われることを保証するような装置が施されなければならない
- 6.3 個人の防護；次項参照

指針 57. 放射線業務従事者の放射線防護

1. 原子炉施設は、放射線業務従事者の立入場所における線量当量を合理的に達成できる限り低減できるように、放射線業務従事者の作業性等を考慮して、遮へい、機器の配置、遠隔操作、放射性物質の漏えい防止、換気等、所要の放射線防護上の措置を講じた設計であること。
2. 原子炉施設は、異常状態において放射線業務従事者が必要な操作を行うことができるように、放射線防護上の措置を講じた設計であること。

適合のための設計方針

1. 放射線従事者の立ち入り場所における線量当量を合理的に達成できる限り低減できるように下記の設計を行う。
 - (1) 原子炉容器まわりに遮へいを設置する。
 - (2) 格納容器内に水を張り、水遮へい効果により格納容器外の線量を低減させる。
 - (3) 1次冷却材等の放射性物質の濃度が高い流体は、可能な限り系外へ漏えいしない設計とする。また、万一漏えいが生じた場合でも、サンプ等に導き汚染の拡大を防止する設計とする。
 - (4) 換気系は、各区域の換気に必要な容量を有し、船内の作業環境の浄化が行える設計とする。
2. 異常状態において放射線業務従事者が受ける線量当量が、「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量当量限度等を定める告示」に定められた限度を超えないようにし、不要の被ばくを防止するような遮へいの設置あるいは操作手順を定める。

(参 考)

IMO 基準

6.3 個人の防護

6.3.1 放射線被曝及び汚染レベルの限界

6.3.1.1 PPC1、2、3 状態での船の運転の結果として乗組員、船上の他の人々及び公衆の受ける放射線量は合理的に達成できる限り低く保ち、ICRP 勧告のそれぞれ相当する線量当量限度内でなければならない

6.3.1.2 PPC1、2、3 の結果として表面及び空気中の汚染は、関係した線量当量限度から求められた限度内でなければならない

6.3.1.3 PPC4の事故時、船上の人々及び公衆に対する線量の設計基準限度は職業上の被曝者に対して関連する年間線量当量限度の2倍を超えてはならない

6.3.2 職業上の被曝者として区分されていない限り乗組員或いは船内または船の近くにいる何人も、船の運転の結果として、公衆に対する線量当量限度を超えて被曝してはならない

6.3.3 船の管理区域または周辺監視区域内で通常働く者のみを職業上の被曝者と見なす

6.3.4 PPC1 から PPC4 間での要求に対処するため、フィルタ付マスク及び給気装置を含む充分な个人防护手段を船に備えなければならない

6.3.5 乗組員を全てのPPC時に適切に放射線防護するための文書化された手順を制定すること。特に次の事項に対処する手順を含まなければならない

1. 作業開始に先立つ作業領域の系統的で徹底的な検査
2. 個人の放射線被曝を合理的に達成できる限り低くかつ、6.3.1.1及び6.3.1.2に定められた限度を超えないよう保つことを確保するような作業領域内での作業及び作業者の滞在期間の計画

- .3 計画された作業の間の個人放射線被曝の推定
 - .4 各作業者に対する必要な個人線量計、防護服、呼吸器及び通信装置の選定
 - .5 保守及び検査の間に予期しない高い放射線被曝を不注意により受けることを防止するための管理
 - .6 汚染された作業者及び遮蔽されていない表面の除染と予防手段
 - .7 主官庁の港湾事故対策計画と円滑な関係にあるものを含む船の放射線緊急対策計画と全ての緊急対策計画の規則的な定期訓練
- 6.3.6 放射線防護手順（一時的及び定常的な）の変更は船内の指名された保健物理責任者の助言及び船長の承認なく実施してはならない
- 6.3.7 職業上の被曝者であり通常管理区域内で働く乗組員の各人が受けた線量の詳細な記録を保管しなければならない。管理或いは周辺監視区域に立ち入る必要のある、その他の者は、承認された個人線量計を持ち、記録は適宜保管されなければならない

指針 58. 放射線業務従事者の放射線管理

原子炉施設は、放射線業務従事者を放射線から防護するために、放射線被曝を十分に監視及び管理するための放射線管理施設を設けた設計であること。

また、放射線管理施設は、必要な情報を制御室又は適当な場所に表示できる設計であること。

適合のための設計方針

従事者の放射線被ばくを十分に監視及び管理するために、エリアモニタリング設備、プロセスモニタリング設備、放射線サーベイ設備、個人管理関係設備を備えるほか、管理区域内への立入り及び物品の搬出入を管理するための出入り管理設備及び汚染管理設備を設ける。

エリアモニタリング設備及びプロセスモニタリング設備は、制御室内に指示、記録を行い、異常時には警報を発するようにする。

(参 考)

IMO基準

6.3 前項参照

6.4 次項参照

指針 59. 放射線監視

原子炉施設は、通常運転時及び異常状態において、少なくとも原子炉格納容器雰囲気、原子炉施設の周辺監視区域周辺及び放射性物質の放出経路を適切にモニタリングできるとともに、必要な情報を制御室又は適当な場所に表示できる設計であること。

適合のための設計方針

- (1) 格納容器内雰囲気については、格納容器塵埃モニタ及び格納容器ガスモニタによって連続的にモニタを行い、さらに格納容器の近傍にエリアモニタを設置し、すべての状態において外部放射線量を知ることができる設計とする。
 - (2) 放出経路となる、排気筒及び主蒸気管にモニタを設置する。
- 上記(1)(2)のモニタは制御室内に指示、記録を行う。

(参 考)

IMO 基準

- 3.2.2 放射性物質を含む、或いは含む恐れのある区域の換気系統は、第6章に従ってあり得る放射能を監視し、制御しなければならない。排気出口の位置は、船の如何なる区域の不測の汚染を生じないように注意深く選定する必要がある
- 6.4 線量測定とモニタリング
 - 6.4.1 放射線レベル、気中及び表面汚染レベル、放射能濃度及び放射能の流れを示し、必要な場合は記録するため、適宜固定式或いは可搬式の装置を備えたモニタリング設備を船内に設けなければならない。これらの設備には次の事項を含まなければならない
 - 1 放射線、放射能汚染、放射能濃度及び放射能の流れが前もって定められたレベルを超えた場合、警報を発し必要に応じて動作する手段
 - 2 1次及び2次冷却回路、船内貯蔵の全ての放射性廃棄物及び全ての潜在的放射性的放出物の放射線レベルと濃度を示し記録する装置
 - 3 加圧された1次冷却材と接触するNSSSの部分で冷却する流体の放射性物質濃度を示す装置
 - 4 モニタリング機器の校正及び保守のための予備のモニタリング設備並びに適当な船内施設の十分な供給
 - 6.4.2 固定式及び移動式のモニタリングの装置の計測レンジはNSSSの通常運転及び事故状態時の放射線監視を可能とするものでなければならない
 - 6.4.3 可能ならば管理区域内での放射線レベル及び大気中汚染レベルの指示が中央制御場所に表示されなければならない。格納容器及び安全閉囲内部の2次及び中間冷却回路及び大気は連続的に別系統でモニタされ、その別系統はレベルの重大な上昇があった場合には中央制御室に表示し、また安全閉囲内に警報するようにされなければならない
 - 6.4.4 固定モニタリング機器により集められるデータは、定期的検査の間、可搬式モニタから集められたデータによって補われるべきである。そのような検査に携わる人は使用される可搬式機器の使い方の訓練を受けたものでなければならない
 - 6.4.5 十分な数の固定的な放射線チェックポイントを設けて放射線のレベル或いは船内放射線図を船の使用申定期的にその就航時の初期値と比較できるようにしなければならない。十分な数の固定ポイントが、主として安全閉囲内のプラントに選ばなければならない。安全閉囲の外側の点としては船内及びその外表面の両方が用いられなければならない
 - 6.4.6 放射線レベルまたは放射線図は全出力時、港内出力時、停止時、停泊時、入渠時についてチェックされなければならない。線図は必要な場合書き直すべきである。加えて船の通常の立ち入り区域で定期的に汚染

のチェックをしなければならない

- 6.4.7 定期的及び緊急時の放射線測量的ため十分な可搬式モニタを船に装備すべきである。モニタ機器は、ベータ、ガンマ線及び中性子サーベイメータ、空気サンプラ並びに α/β 汚染モニタを含まなければならない
- 6.4.8 船内に装備される個人線量計は通常運航に必要な数に合致し、かつ事故時における全ての乗客及び乗組員に対して十分なものでなければならない
- 6.4.9 上述の器具の他、放射性試料の分析用のため政府の承認する適切な実験室装置を船に設けなければならない
- 6.4.10 放射能モニタリング及び記録系は次の事項を含まなければならない
- 1 環境へ放出される可能性のある気体状及び気中粒子状放射性物質の濃度及び量を評価するための固定及び可搬式装置
 - 2 燃料要素からの放射性物質の漏洩検知及び1次冷却材中の放射性気体の検出装置
 - 3 適切な警報系を備えた気体放出系からの放射能の放出率及び放出全放射能をモニタするために設けられた装置
 - 4 液体廃棄物の収集、処理及び貯蔵設備内の放射能濃度及び総量を特定の精度で評価する機器
 - 5 海洋環境への放出に先立ち液体廃棄物中の特定の放射性同位元素のレベルを決定するための装置
 - 6 海への液体廃棄物の放出が許されている場合、放射能濃度と放出流量率をモニタ記録するために液体廃棄物放出ラインを自動的に隔離することの可能な、しかも適切な警報系に連結された固定式の装置
 - 7 分離及び処理に先立ち放射性固体廃棄物から放出される放射線のレベルとタイプとを評価する装置
 - 8 廃棄物管理装置の正しい作動状態を証明するための適切な手順と試験及びモニタリング装置
- 6.4.11 次の事項について詳細な総合的な持続的な記録が保持されなければならない
- 1 6.3.7で要求される船内での職業上の被曝者及びその他の人々に対する線量
 - 2 船内の放射線レベル
 - 3 船内の立入可能部の汚染レベル
 - 4 放射性廃棄物の発生(固体、液体及び気体)、使用した処理型式船内に貯蔵された廃棄物の量及び位置
 - 5 船から放出された廃棄物の量及び放射能、放出の時刻並びに地理的位置
 - 6 放出物の同位元素組成。主要な或いは特定各成分の放射能の推定を含む
 - 7 保健物理記録のための廃棄物貯蔵区域内の線量率
 - 8 1次冷却材の放射能
- 6.4.12 勧告された限度を超えて放射性物質の緊急或いは事故時の放出がある場合の情報の、即時報告及び広報のため第7章との関連で措置を講じておかななければならない

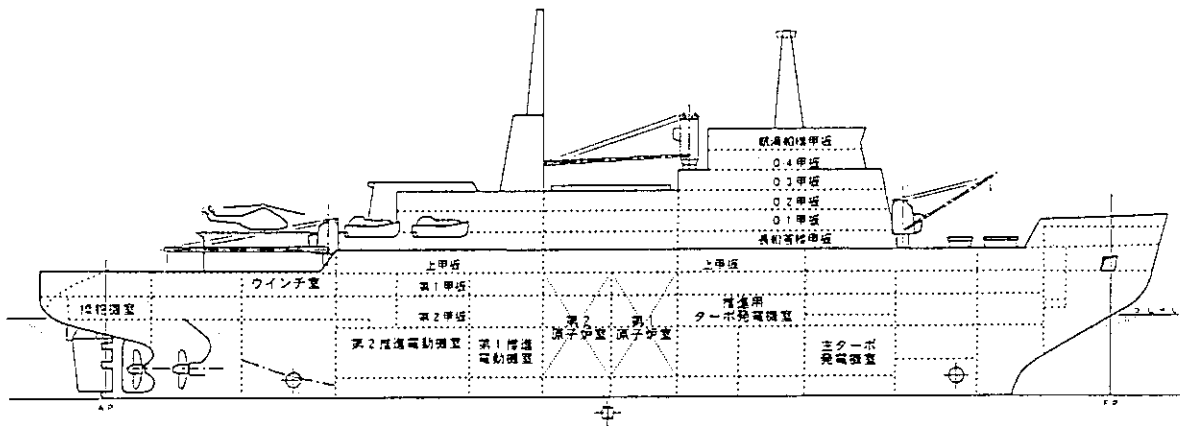
4. プラント配置

4.1 概 要

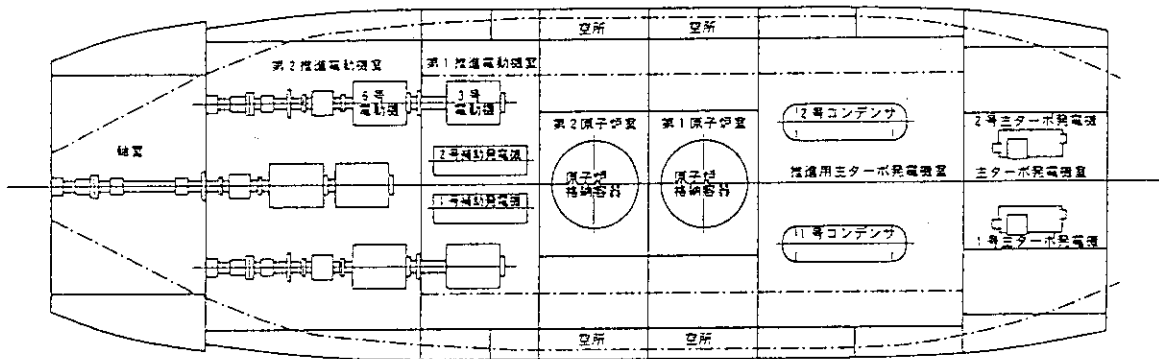
原子炉施設の機器、制御設備等は原子炉施設の運転、保守の容易さ及び安全性の確保を十分考慮し、原子炉室、機関室、制御室、操舵室等に配置される。なお、原子炉補機室は設けない。燃料貯蔵設備並びに液体及び固体廃棄物処理設備は陸上に設ける。

4.2 MRX 搭載船内の配置

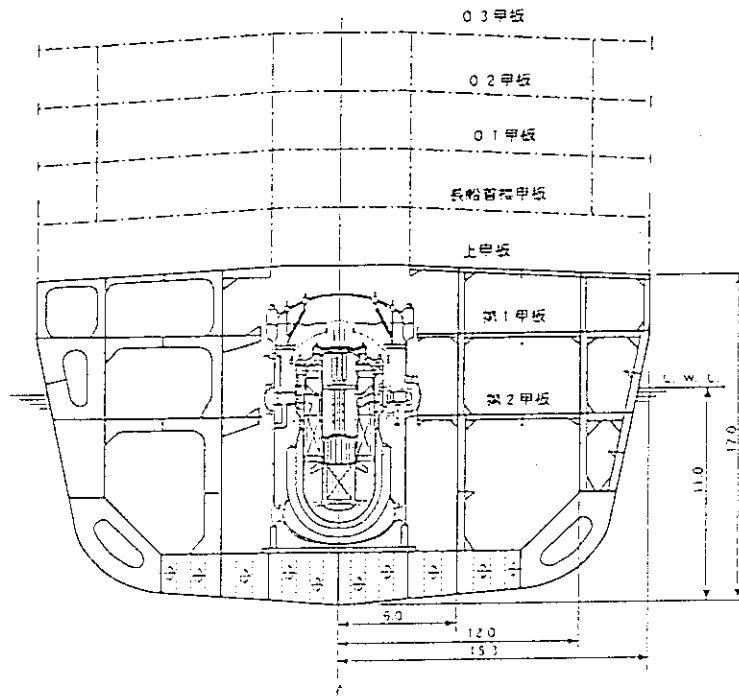
MRX 搭載砕氷船内の機器配置概念図を Fig.4.2.1 に示す。



概略配置図



機関室配置図 (下部床板平面)



中央断面図

Fig.4.2.1 MRX搭載砕氷船内の機器配置

4.3 原子炉室内の機器

原子炉室は、その両舷側を耐衝突構造で、また、船底側を耐座礁構造で保護する設計とする。原子炉室の船首側には出入用の水密扉を設ける。

格納容器は原子炉室内に設ける。原子炉室内の機器は格納容器内と格納容器外側とに大別される。格納容器には、万一の沈没事故時に格納容器の圧壊を防止するため、海水を導入するための圧力平衡弁を設ける。

(1) 格納容器内

格納容器内には高温・高圧の1次系機器を収納する。格納容器内の主な機器は次の通りである。

- 原子炉容器
- 炉心
- 蒸気発生器
- 加圧器
- 1次冷却材ポンプ
- 制御棒駆動機構
- 水密容器
- 遮へい設備
- ブローオフタンク
- 加圧器スプレイポンプ
- 再生熱交換器
- 非常用崩壊熱冷却器（含む水素貯留タンク）
- 非常用格納容器水冷却器
- 核計装用中性子検出器
- 放射線エリアモニタ

原子炉格納容器内に配置される機器のリストをTable 4.3.1に、全体概念図をFig.4.3.1、水密壁と格納容器壁間に配置される機器の平面図及び展開図をそれぞれFig.4.3.2及びFig.4.3.3に示す。

(2) 格納容器外側の原子炉室

主な機器は次の通りである。

- 余熱除去熱交換器
- サンプリング熱交換器
- 非再生冷却器
- 格納容器水冷却器
- 冷却材イオン交換塔
- 格納容器水イオン交換塔

緊急ほう酸注入タンク
ヒドラジン添加タンク
格納容器水貯留タンク
体積制御タンク
冷却材貯留タンク
1次系廃液タンク
低水質系廃液タンク
1次冷却材フィルタ
イオン交換塔入口フィルタ
よう素除去フィルタ
格納容器水フィルタ
廃棄物設備ガスモニタ
1次冷却設備水モニタ
廃棄物設備水モニタ
格納容器水冷却ポンプ
ブローオフタンクポンプ
余熱除去ポンプ
原子炉部ドレンポンプ
廃液ポンプ
1次系廃液ポンプ
充填ポンプ
火災探知装置
排気ダクト

MRX を1基で代表させた場合の概略配置を Fig.4.3.4 ~ Fig.4.3.8 に示す。

Table 4.3.1 格納容器内に配置される機器のリスト

番号	機器名	番号	機器名	番号	機器名
A-1	原子炉容器	E-9	No.2 余熱除去系充填側第1 隔離弁	K-1	水密容器漏洩監視系統上部窒素ガス抽出弁
B-1	No.1 水密容器遮し弁	E-10	No.2 余熱除去系充填側第2 隔離弁	K-2	水密容器漏洩監視系統上部窒素ガス充填弁
B-2	No.2 水密容器遮し弁	E-11	No.1 余熱除去系CV水抽出隔離弁	K-3	水密容器漏洩監視系統下部窒素ガス抽出弁
C-1	No.1 非常用崩壊熱冷却器	F-2	No.2 加圧器スプレイポンプ	K-4	水密容器漏洩監視系統下部窒素ガス充填弁
C-2	No.2 非常用崩壊熱冷却器	F-3	No.1 加圧器スプレイポンプ入口弁	L-1	No.1 ISI開口
C-3	No.3 非常用崩壊熱冷却器	F-4	No.1 加圧器スプレイポンプ出口弁	L-2	No.2 ISI開口
C-4	No.1 水素貯留タンク	F-5	No.2 加圧器スプレイポンプ入口弁	L-3	No.1 主蒸気配管
C-5	No.2 水素貯留タンク	F-6	No.2 加圧器スプレイポンプ出口弁	L-4	No.2 主蒸気配管
C-6	No.3 水素貯留タンク	F-7	スプレイバイパスオリフィス	L-5	No.1 給水配管
C-7	No.1 非常用崩壊熱冷却器入口弁	F-8	スプレイバイパス逆止弁	L-6	No.2 給水配管
C-8	No.2 非常用崩壊熱冷却器入口弁	F-9	スプレイバイパス止弁	L-7	No.1 1次冷却水ポンプ補機冷却水入配管
C-9	No.3 非常用崩壊熱冷却器入口弁	F-10	No.1 加圧器スプレイ調整弁	L-8	No.1 1次冷却水ポンプ補機冷却水出配管
C-10	No.1 非常用崩壊熱冷却器出口弁	F-11	No.2 加圧器スプレイ調整弁	L-9	No.2 1次冷却水ポンプ補機冷却水入配管
C-11	No.2 非常用崩壊熱冷却器出口弁	F-12	加圧器スプレイミニマムフロー弁	L-10	No.2 1次冷却水ポンプ補機冷却水出配管
C-12	No.3 非常用崩壊熱冷却器出口弁	G-1	ブローオフタンク	L-11	No.1 スプレイポンプ補機冷却水入配管
D-1	体積制御系再生熱交換器	G-2	ブローオフタンクラプチャディスプレイ	L-12	No.1 スプレイポンプ補機冷却水出配管
D-2	再生熱交換器入口弁 (抽出側)	G-3	No.1 加圧器遮し弁	L-13	No.2 スプレイポンプ補機冷却水入配管
D-3	再生熱交換器出口弁 (充填側)	G-4	No.1 加圧器遮し弁止弁	L-14	No.2 スプレイポンプ補機冷却水出配管
D-4	再生熱交換器出口逆止弁 (充填側)	G-5	No.2 加圧器遮し弁	L-15	ブローオフタンク補機冷却水入配管
D-5	No.1 体積制御系抽出側減圧オリフィス	G-6	No.2 加圧器遮し弁止弁	L-16	ブローオフタンク補機冷却水出配管
D-6	No.2 体積制御系抽出側調整弁	G-7	No.1 加圧器安全弁	L-17	No.1 水素貯留タンクサンプリング配管
D-7	No.1 体積制御系抽出側調整弁	G-8	No.1 加圧器安全弁ドレン弁	L-18	No.2 水素貯留タンクサンプリング配管
D-8	No.2 体積制御系抽出側調整弁	G-9	No.1 加圧器安全弁	L-19	No.3 水素貯留タンクサンプリング配管
D-9	体積制御系抽出側安全弁	G-10	No.2 加圧器安全弁ドレン弁	L-20	加圧器気相部サンプリング配管
D-10	体積制御系抽出側隔離弁	H-1	格納容器水浄化冷却系統抽出弁	L-21	加圧器液相部サンプリング配管
D-11	体積制御系抽出側隔離弁	H-2	格納容器水浄化冷却系統充填弁	L-22	原子炉容器サンプリング配管
D-12	体積制御系充填側隔離弁	I-1	ブローオフタンクガス放出側弁		
E-1	No.1 余熱除去系抽出側第1 隔離弁	I-2	ブローオフタンクガス充填側弁		
E-2	No.1 余熱除去系抽出側第2 隔離弁	I-3	ブローオフタンクドレン弁		
E-3	No.1 余熱除去系抽出側安全弁	I-4	加圧器第1 ベント弁		
E-4	No.2 余熱除去系抽出側第1 隔離弁	I-5	加圧器第2 ベント弁		
E-5	No.2 余熱除去系抽出側第2 隔離弁	I-6	No.1 1次冷却水ポンプベント弁		
E-6	No.2 余熱除去系抽出側安全弁	I-7	No.2 1次冷却水ポンプベント弁		
E-7	No.1 余熱除去系充填側第1 隔離弁	J-1	格納容器ガスモニタ抽出弁		
E-8	No.1 余熱除去系充填側第2 隔離弁	J-2	格納容器ガスモニタ充填弁		

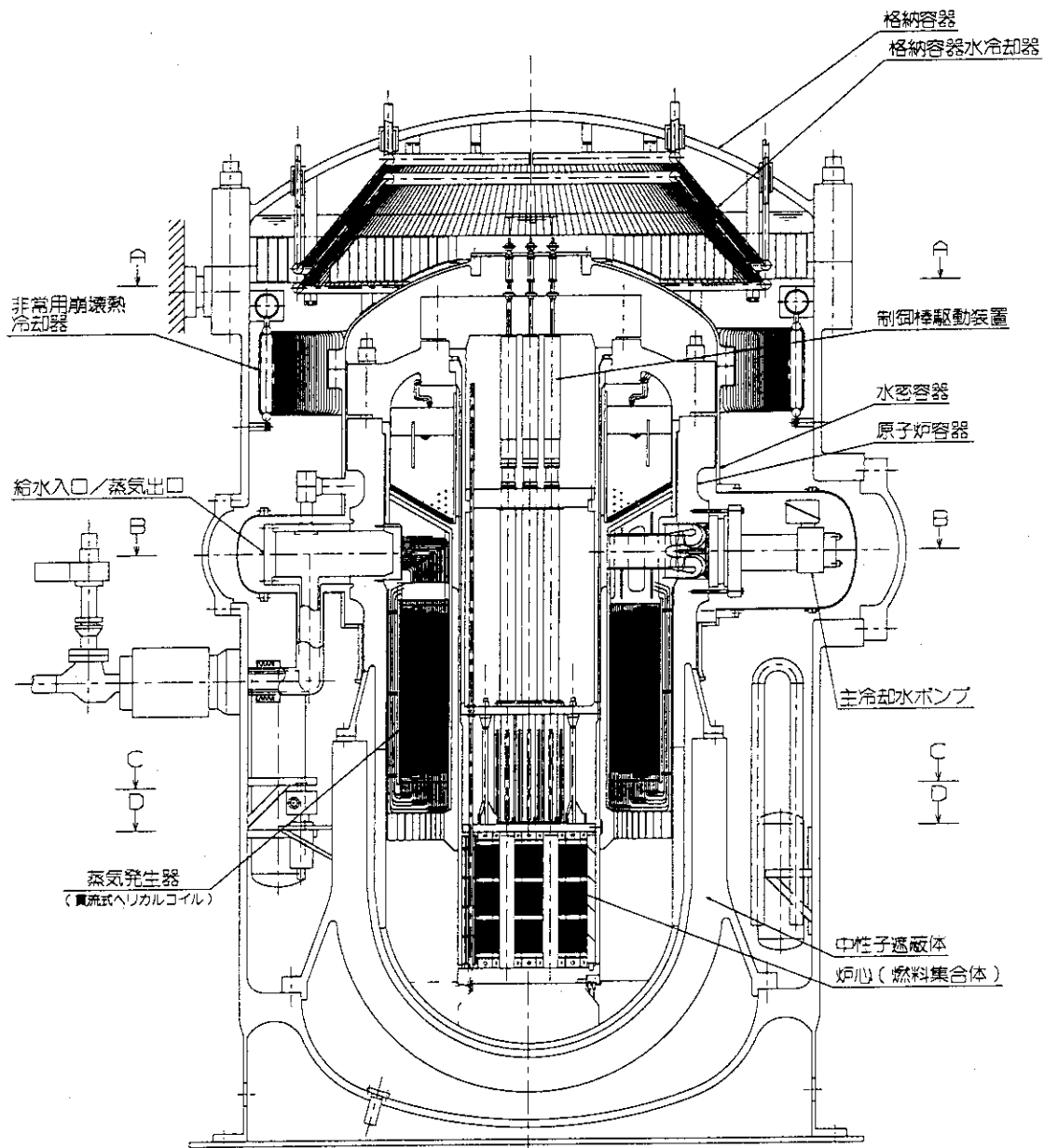


Fig.4.3.1 原子炉プラント全体配置図 (側面図)

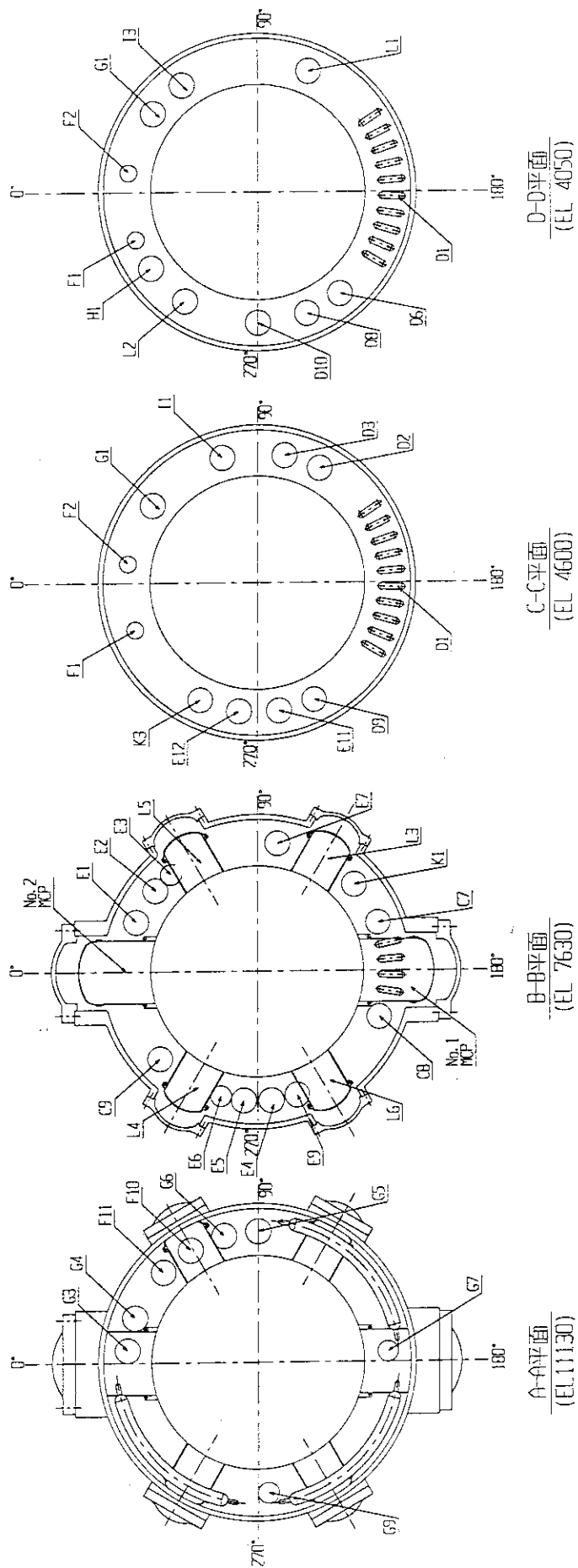
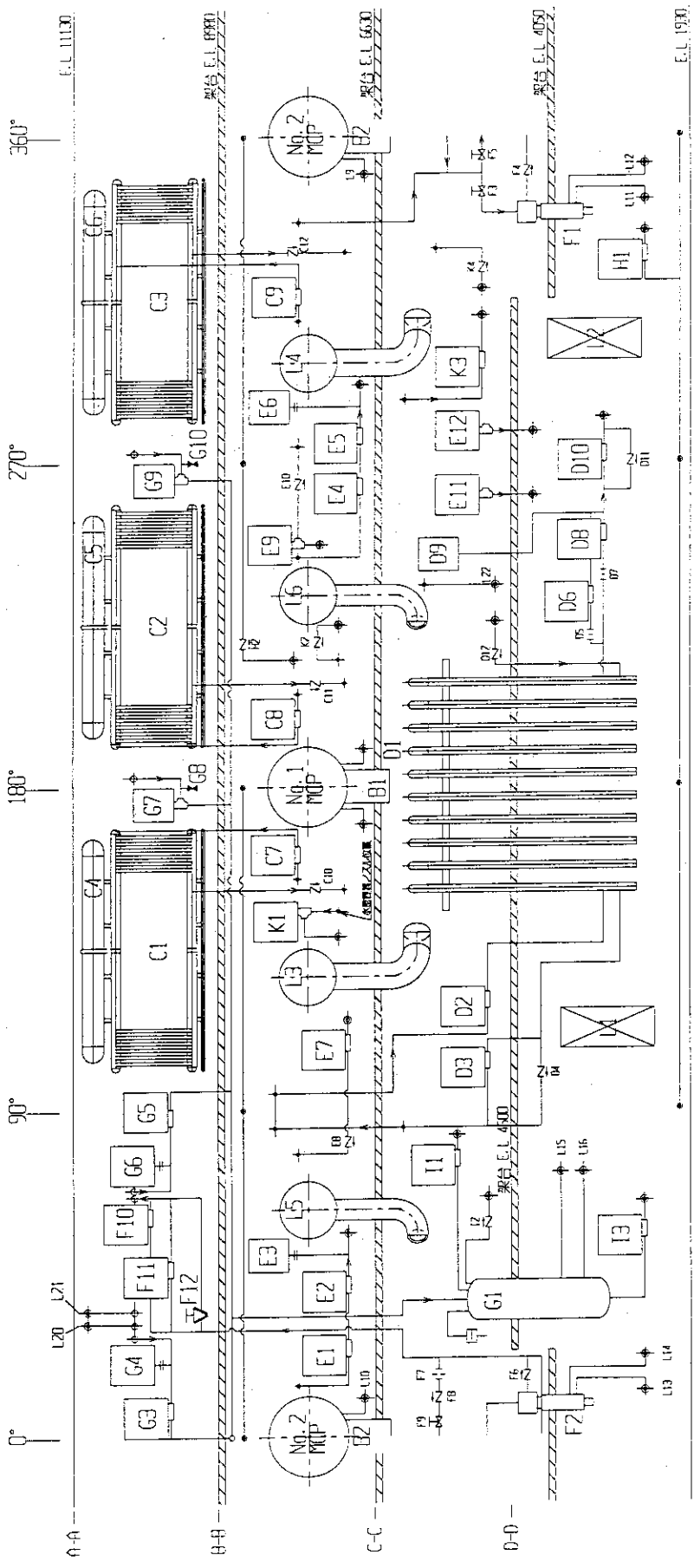


Fig.4.3.2 格納容器内配置平面図



- CV内ノスリ位置
- CV内閉口部
- ✦ 閉鎖ノスリ位置

Fig.4.3.3 格納容器内配置展開図

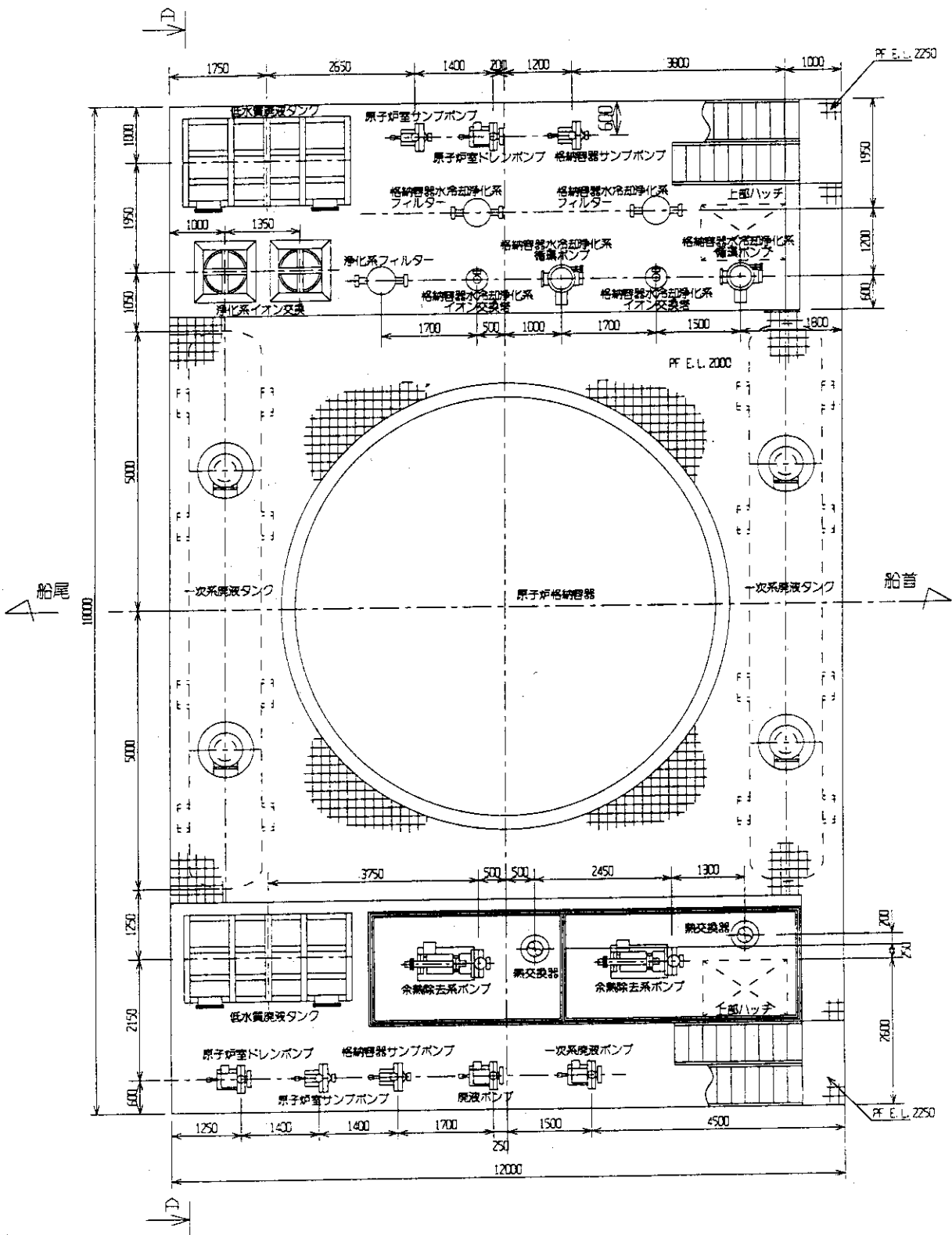


Fig.4.3.4 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 0)

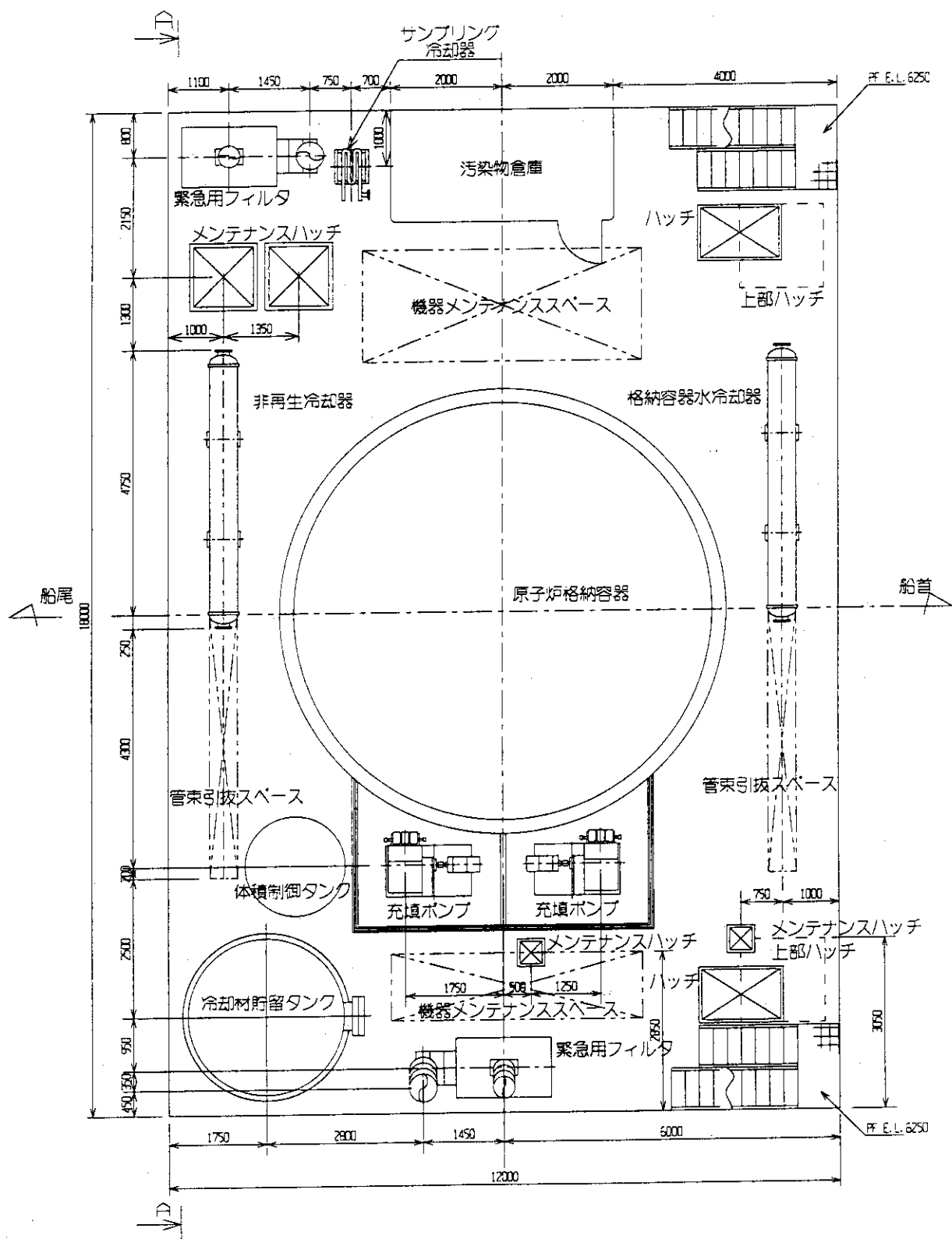


Fig.4.3.5 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 4500)

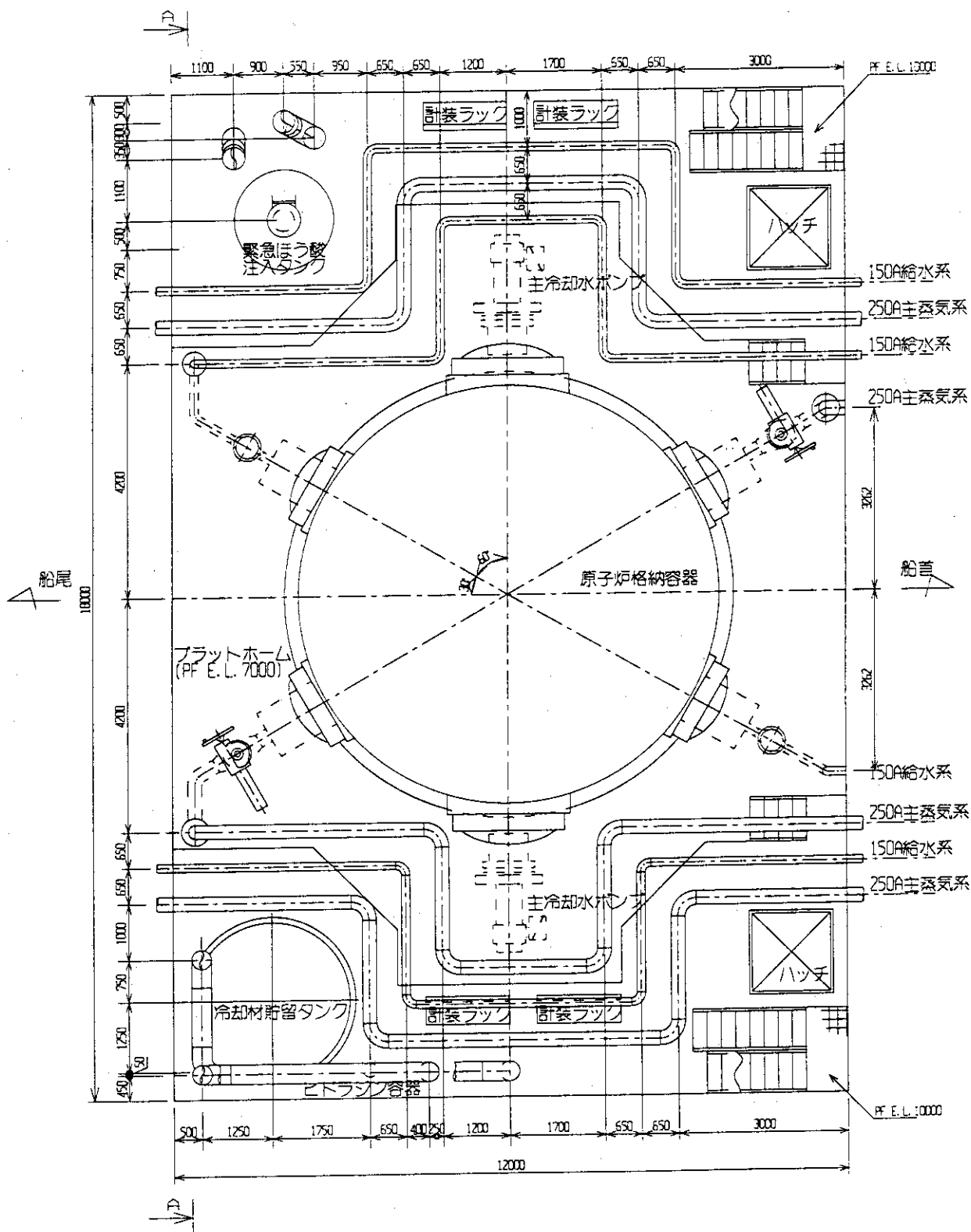


Fig.4.3.6 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 8000)

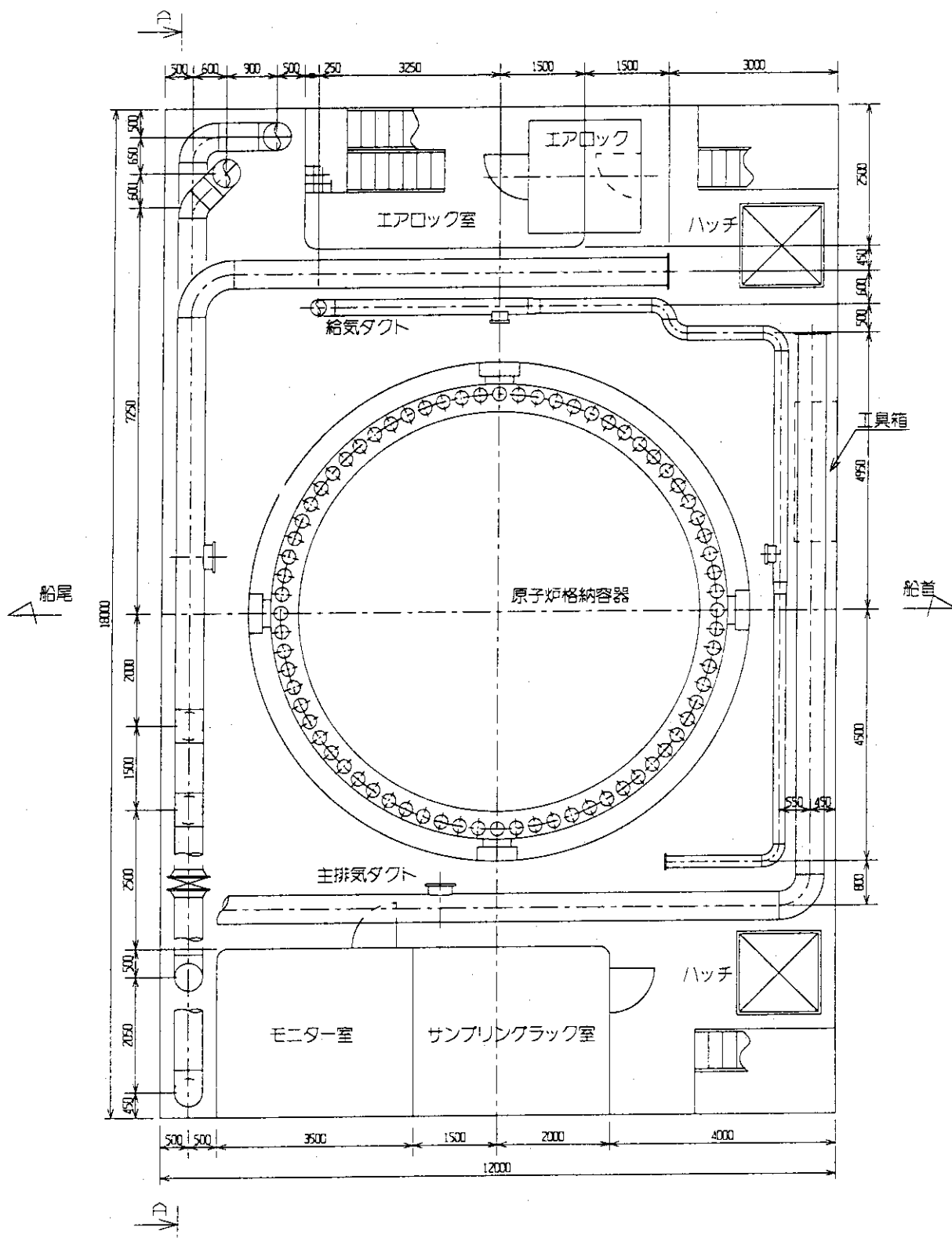


Fig.4.3.7 原子炉室機器配置計画図 (E.L. 12000)

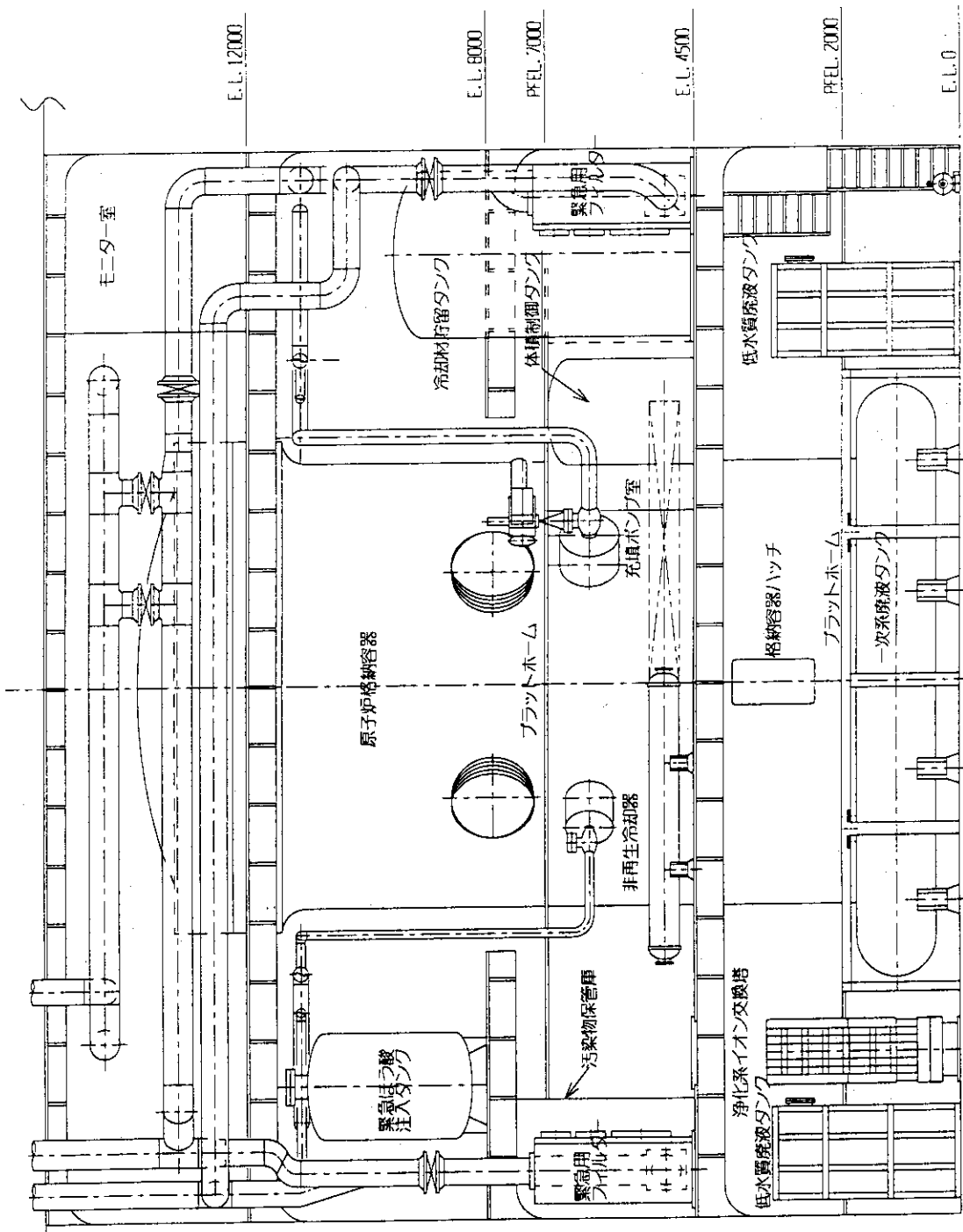


Fig.4.3.8 原子炉室機器配置計画図 (A-A 断面)

4.4 機関室内の機器

機関室は原子炉室の船首・船尾側に隣接して設ける。機関室内の主な機器は次の通りである。

- 主機発電機
- 補助ディーゼル発電機
- 推進用電動機用サイクロコンバータ
- 推進電動機
- 主復水器
- 復水脱塩装置
- 高圧・低圧タービン
- 主循環ポンプ
- 主復水ポンプ
- 配電盤室集合起動盤
- スクラム遮断機盤
- 主配電盤
- 脱気給水加熱器
- 純水装置
- 原子炉補機冷却水冷却器
- 原子炉部制御用空気タンク
- 原子炉部制御用空気除湿装置
- 補機冷却水ポンプ
- 補機冷却海水ポンプ
- 上部蒸留水タンク
- 下部蒸留水タンク
- 主給水ポンプ
- 補助給水ポンプ
- 水蒸気ダンプ弁
- 高圧蒸気ダンプ弁
- 低圧給水加熱器
- 崩壊熱復水器
- 2次冷却設備水モニタ
- 清水ポンプ
- 雑用消防ポンプ
- 消防ビルジポンプ

機関室内の機器配置を Fig.4.4.1 ~ Fig.4.4.5 に示す。

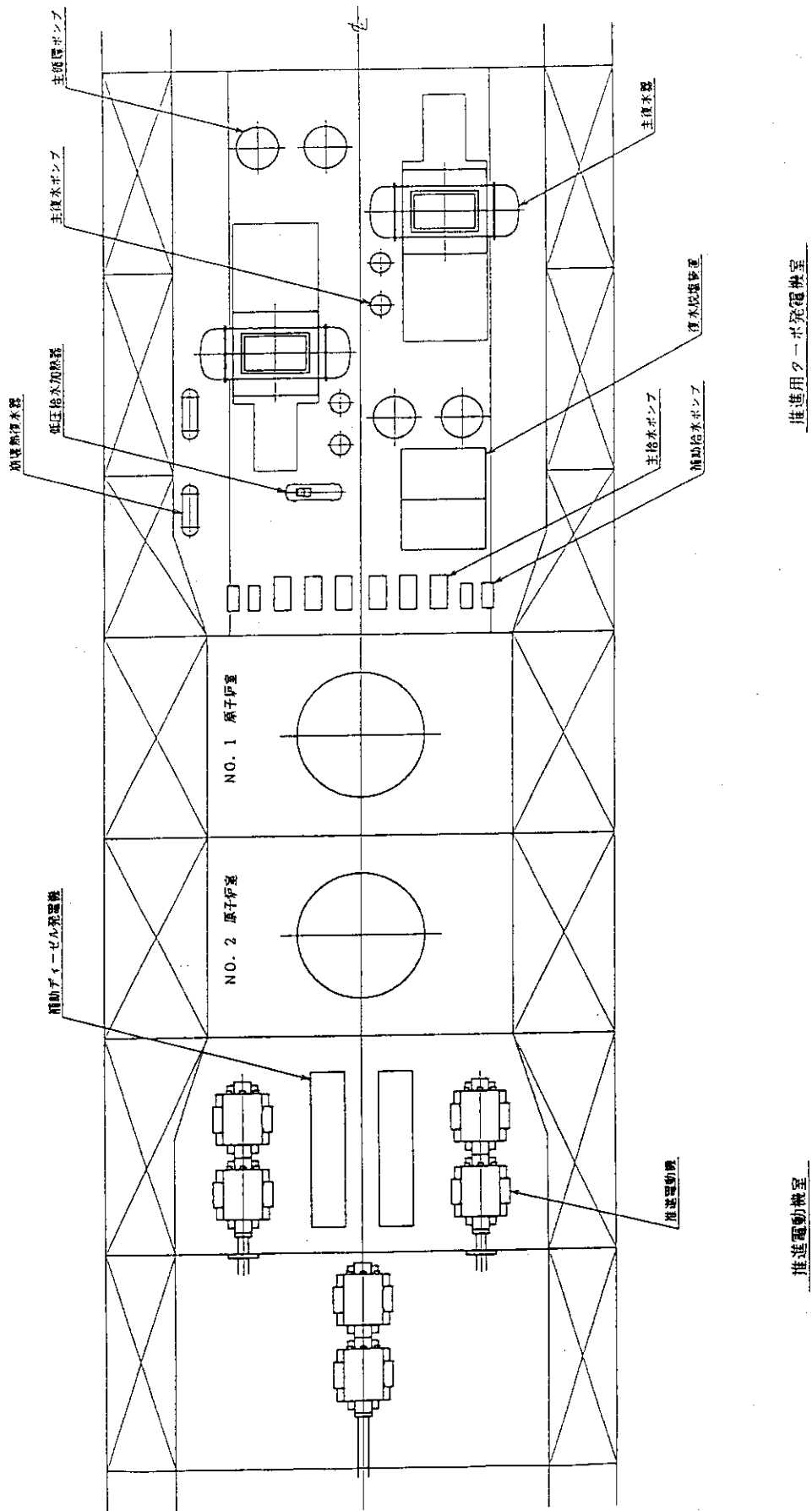


Fig.4.4.1 機関部配置図 (主床)

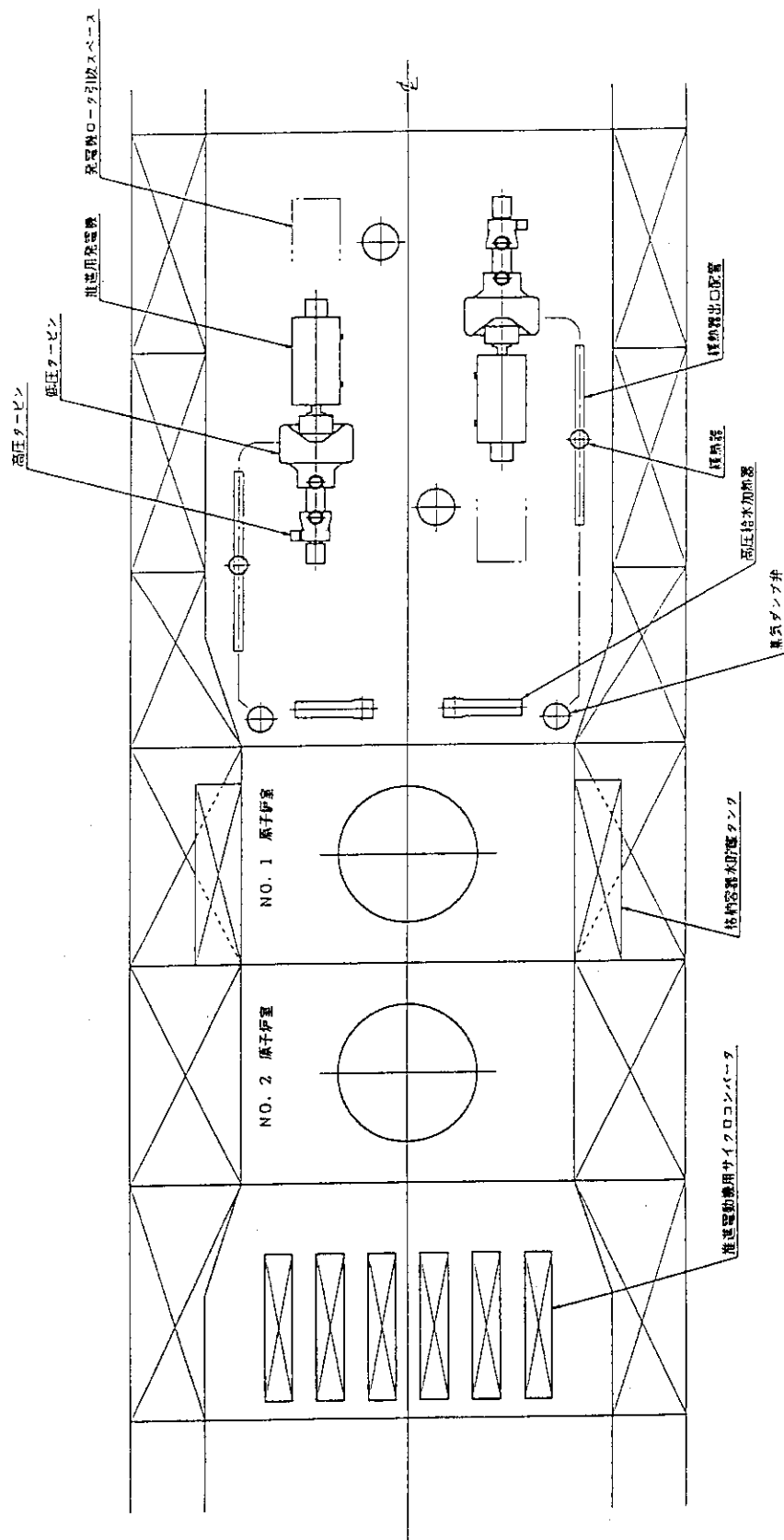


Fig.4.4.2 機関部配置図 (第三甲板)

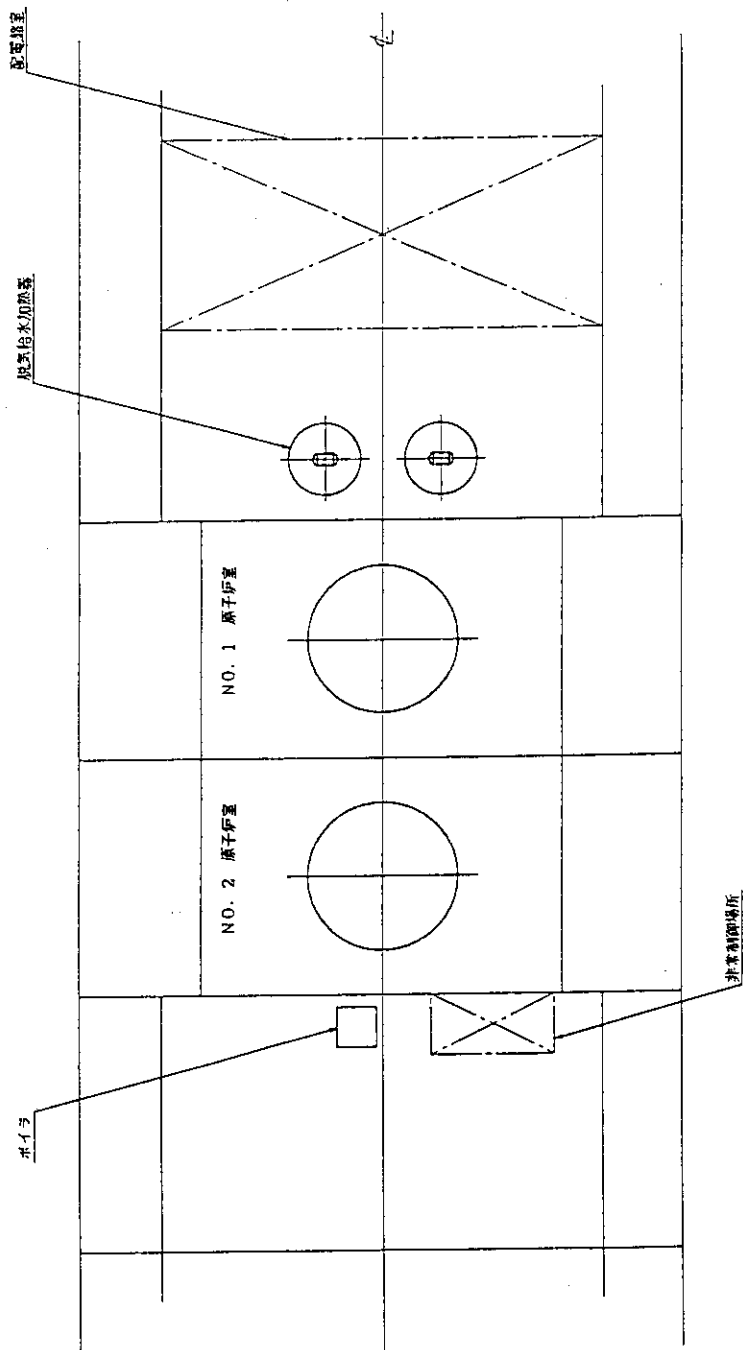
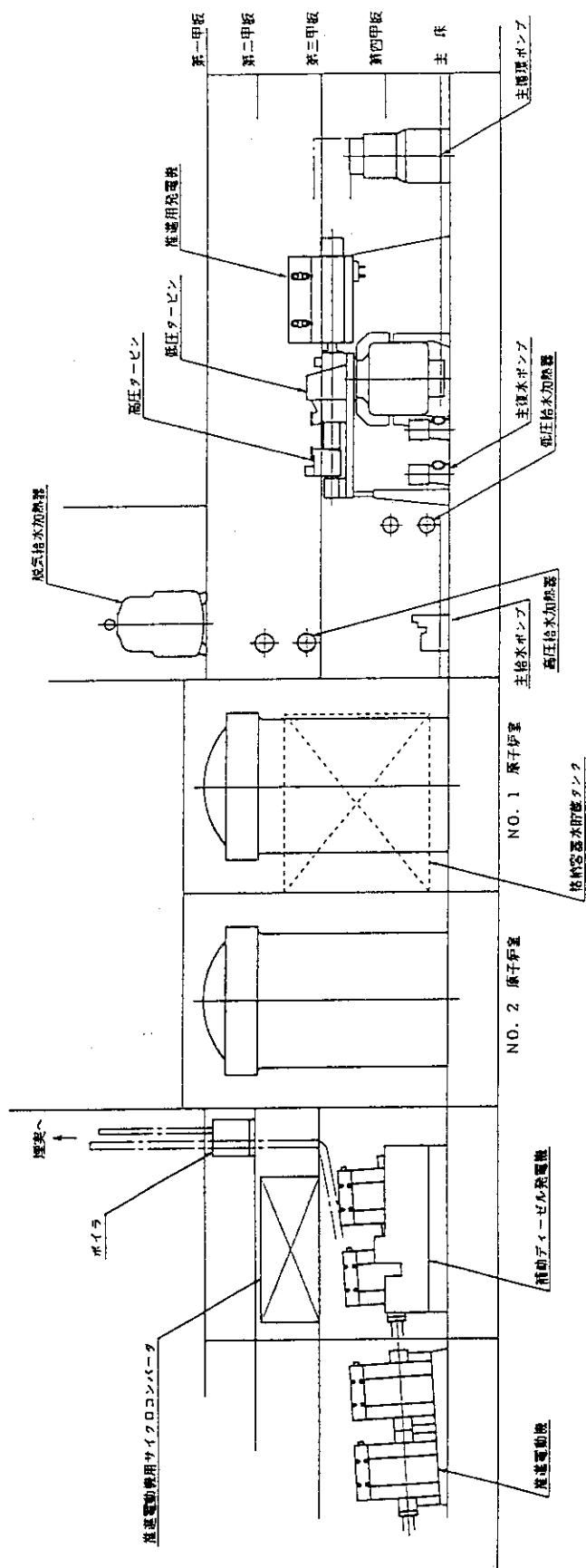


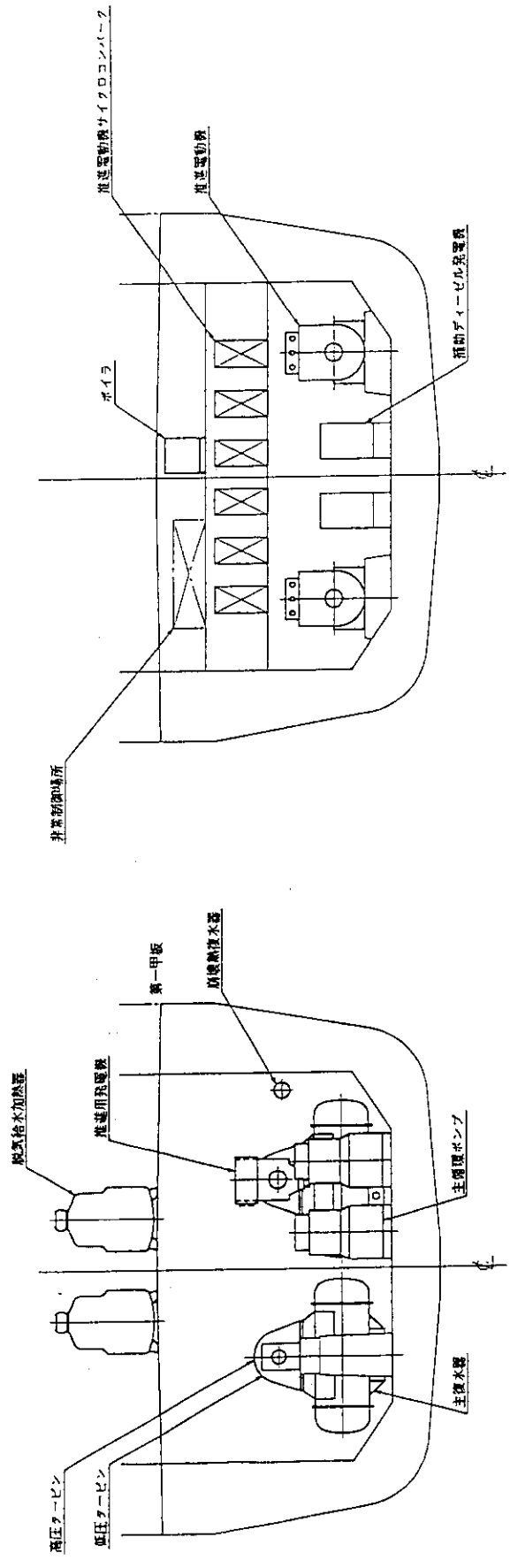
Fig.4.4.3 機関部配置図 (第一甲板)



推進用ターボ発電機

推進電動機

Fig.4.4.4 機関部配置図 (左舷側面)



推進電動機室 (船首より船尾を見る)

推進用ターボ発電機室 (船尾より船首を見る)

Fig.4.4.5 機関部配置図 (断面)

4.5 管理区域通風機室内の機器

管理区域通風機室は原子炉室の船首側機関室の上に設置する。管理区域通風機室内の主な機器は次の通りである。

- 格納容器ガスモニタ
- 格納容器ダストモニタ
- 通風機室集合起動盤
- ヨウ素トリチウムサンプリング装置
- 排気筒ガスモニタ
- 排気筒ダストモニタ
- 管理区域諸室ガスモニタ
- 管理区域諸室ダストモニタ

4.6 サンプリング室内の機器

サンプリング室は原子炉室の船首側機関室の上に設置し、原子炉プラントの水・ガス試料の採取、分析、放射能測定を行える設備を備える。また、この区画に隣接して、管理区域出入管理用の衣服着替えスペース、ハンドフットクロスモニター等を設ける。サンプリング室内の主な機器は次の通りである。

- フード
- ガスアナライザ
- 水素濃度計

4.7 中央制御室内の機器

4.7.1 中央制御室

中央制御室は航海船橋甲板に設置し、防火構造とするとともに空調を行う設計とする。

中央制御室内の主な機器は次の通りである。

- 大型監視表示装置
- 運転員コンソール
- 制御室分電盤

4.7.2 制御盤室

制御盤室は、04甲板に設置する。制御盤室内の主な機器は次の通りである。

- 安全保護室
- 原子炉制御盤
- 核計装室

主機発電機制御盤
主機発電機保護盤
補機制御盤
通風系制御盤
放射線監視盤

4.7.3 計算機室

計算機室は、04甲板に設置する。計算機室内の主な機器は次の通りである。

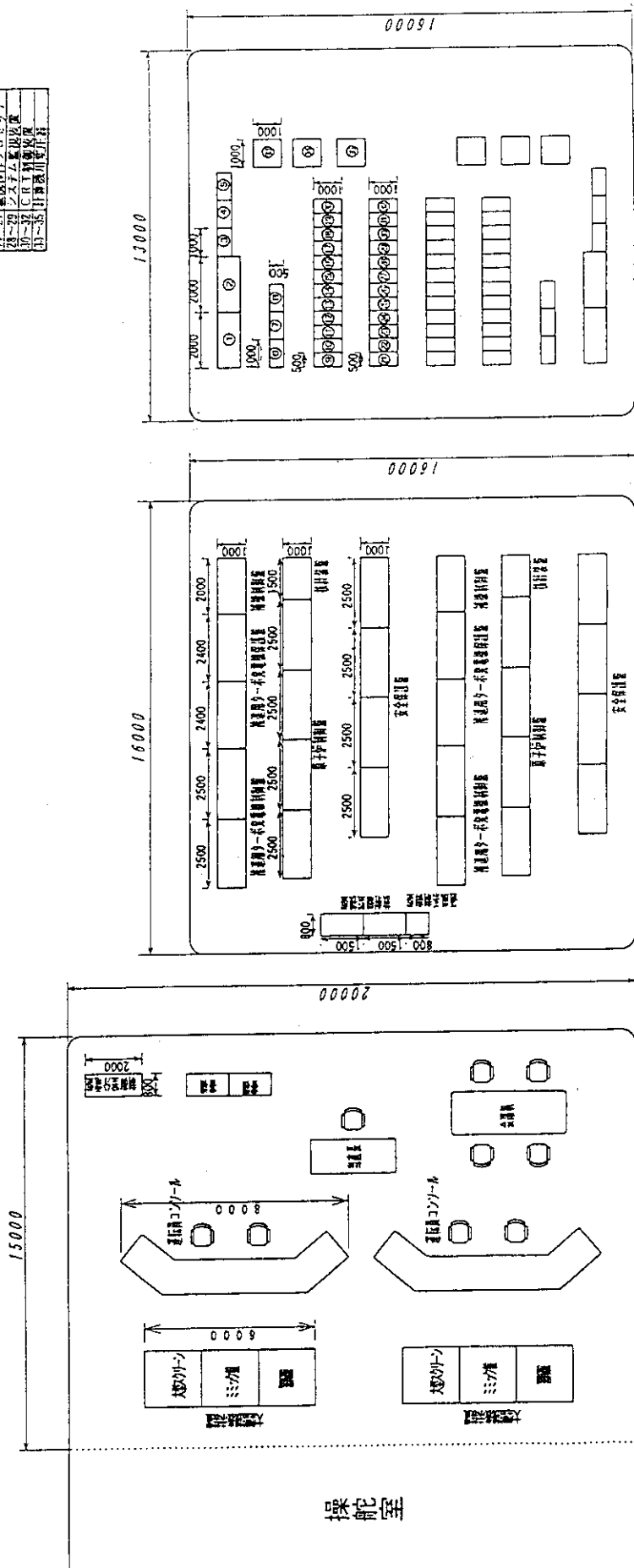
プロセス入力装置
ゲートウェイ
伝送補助盤
監視操作プロセッサ
システム監視装置
CRT制御装置
計算機用変圧盤

中央制御室、制御盤室及び計算機室内の機器配置を Fig.4.7.1 に示す。

4.8 操舵室内の機器

操舵室は航海船橋甲板に設置する。操舵室には、操舵装置、レーダー、ローラン等の航海機器の他、火災探知盤等を設置する。

No.	名称	仕様
1	操縦室	
2	プロセッサ入力装置	
3	プロセッサ	
4	制御盤	
5	監視用ビデオディスプレイ	
6	監視用ビデオカメラ	
7	監視用ビデオ記録装置	
8	監視用ビデオ再生装置	
9	監視用ビデオ再生装置	
10	監視用ビデオ再生装置	
11	監視用ビデオ再生装置	
12	監視用ビデオ再生装置	
13	監視用ビデオ再生装置	
14	監視用ビデオ再生装置	
15	監視用ビデオ再生装置	
16	監視用ビデオ再生装置	
17	監視用ビデオ再生装置	
18	監視用ビデオ再生装置	
19	監視用ビデオ再生装置	
20	監視用ビデオ再生装置	



計算機室

制御盤室

制御室

Fig.4.7.1 機器配置図

5. 原子炉及び炉心

5.1 概 要

原子炉及び炉心を構成する要素としては、Fig.5.1.1及びFig.5.1.2に示すように、原子炉容器、燃料集合体、炉内構造物、制御棒クラスタ、制御棒駆動機構等がある。

炉心は、19体の六角構造燃料集合体を配列して構成する。また、炉心は、1次冷却設備の軽水により冷却、減速される。

燃料集合体は、多数の二酸化ウランペレットをジルカロイ-4で被ふくした燃料棒を組合せたもので、機械的強度、熱伝達特性、耐食性、核特性等について、必要な性能を満足する設計とする。燃料集合体はA燃料集合体及びB燃料集合体からなる。A燃料集合体は、燃料棒456本、ガドリニア入り燃料棒37本からなり、制御棒54本が挿入される。B燃料集合体は、燃料棒468本、ガドリニア入り燃料棒25本、ほうけい酸ガラス棒54本からなるものと、ほうけい酸ガラス棒54本を抜いて制御棒54本を挿入するものの2種類からなる。

燃料集合体を支持する炉内構造物は、大別して上部炉心構造物と、下部炉心構造物から構成する。炉心内で発生した熱エネルギーは、炉心内を上昇する1次冷却材に伝達され、蒸気発生器に至ってタービンを駆動する高温高圧の蒸気の発生に用いられる。

1次冷却材は、炉心内で燃料棒の周囲を上昇しながら燃料棒が発生する熱エネルギーを吸収して高温となり、上部炉心構造物付近の炉心上部プレナムで混合した後、原子炉容器胴上部に設けた1次冷却材ポンプを経て原子炉容器内炉心斜め上方に設置された蒸気発生器を通り、炉心槽と原子炉容器間の円環部を下方に流れ、原子炉容器下部プレナムで上向き流となり、ほぼ均一流量分布で炉心下部に入る。

原子炉の反応度制御は、制御棒クラスタの操作によって行う。この制御方式に加えて、過剰増倍率を抑制するため、可燃性毒物を使用する。

制御棒クラスタは、原子炉容器内の上部に配置された駆動機構により駆動する。

核設計においては、制御棒クラスタ及び可燃性毒物の配置、燃料濃縮度等のパラメータを決定し、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ1本が、全引抜位置のまま挿入できない場合でも、原子炉を冷態停止できるように設計する。

熱水力設計においては、燃料被ふく管と1次冷却材との間で適切な熱伝達が行われるように、寸法、出力、流量分布、混合等について局所的な分布も考慮する。

1次冷却材中の腐食生成物及びこれに伴う放射能をできるだけ少なくするため、直接、1次冷却材に接触する部分には、耐食性材料を用いるか、又は表面を耐食性材料で被ふくする。炉心には、耐食性ととも核特性のすぐれた材料を選択する。

原子炉及び炉心の設備仕様の概略を、Table 5.1.1に示す。

Table 5.1.1 原子炉及び炉心の設備仕様

炉心熱出力	100 MW
1次冷却材全流量	4,500 t/h
1次冷却材炉心入口温度	282.5 °C
1次冷却材炉心出口温度	297.5 °C
原子炉運転圧力	12 MPa
炉心有効高さ	140 cm
炉心等価直径	148 cm
全ウラン装荷量	6.326 t
冷却回路数	2

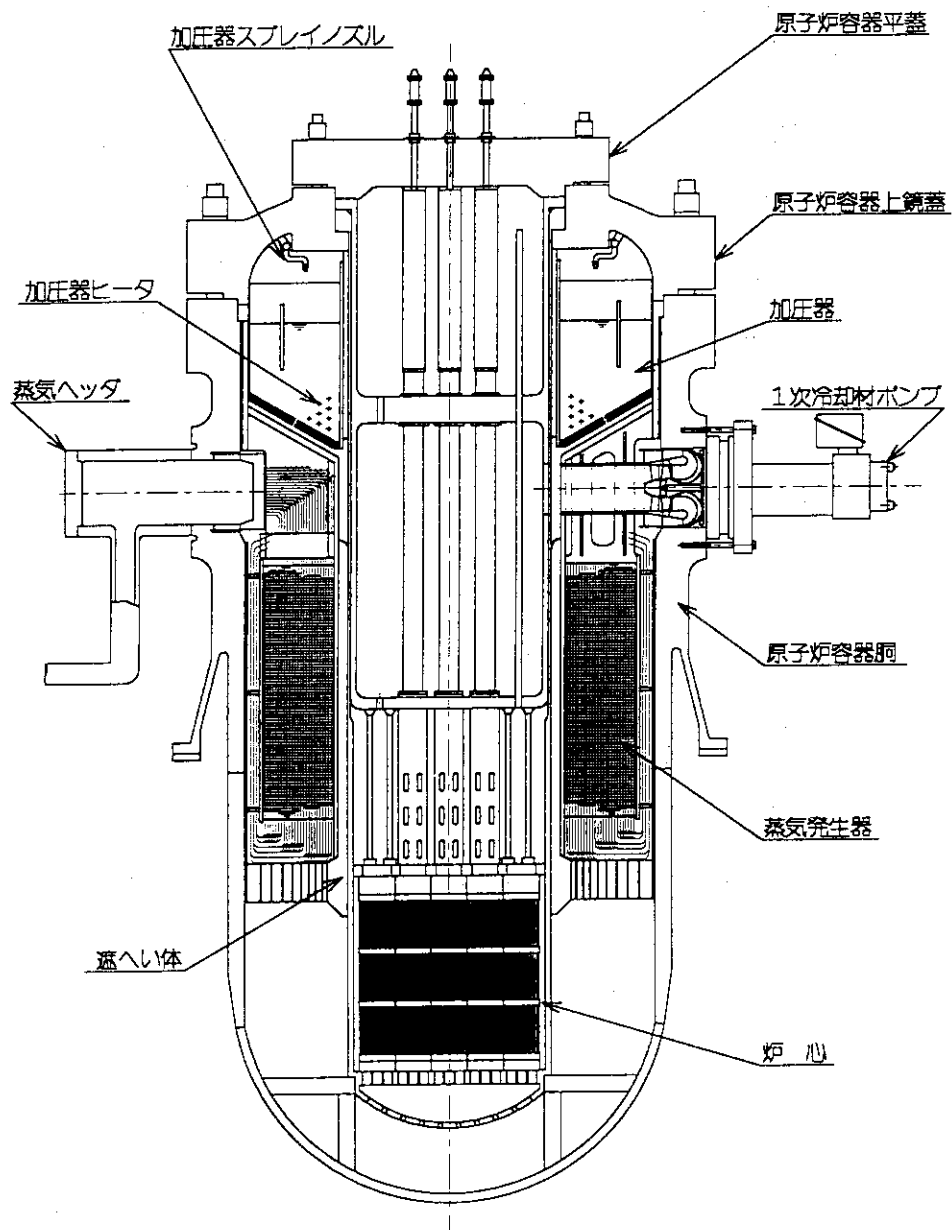


Fig.5.1.1 原子炉容器構造説明図

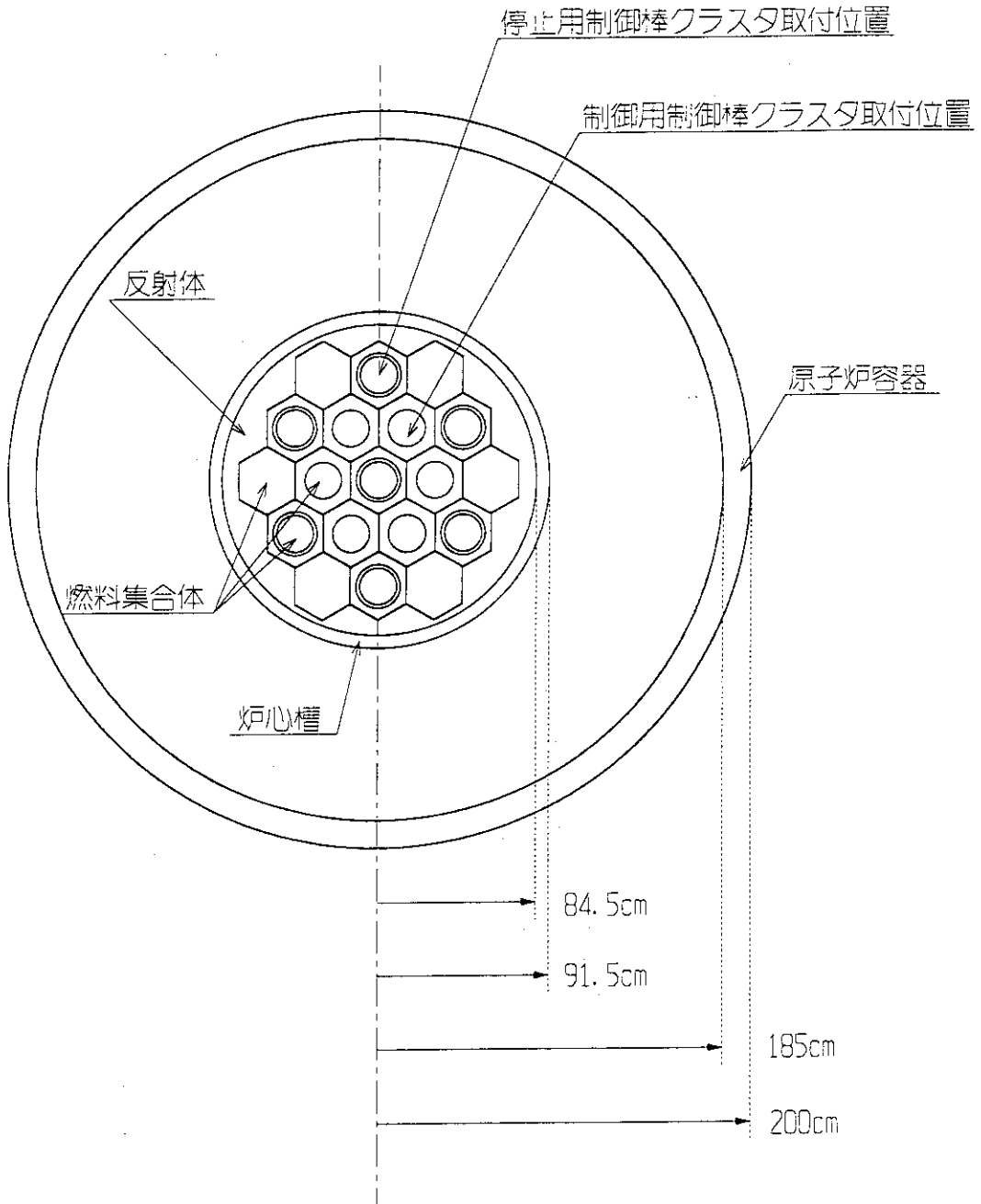


Fig.5.1.2 炉心中心水平断面図

5.2 機械設計

5.2.1 燃料

(1) 設計方針

(a) 燃料棒

燃料棒は、燃料温度、核分裂生成ガスによる内部ガス圧、被ふく管の応力及び歪を制限することにより、その健全性を確保する。このため、燃料寿命中、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、下記の方針を満足するように燃料棒の設計を行う。

- ① ペレットの熱膨張、スエリング及び焼きしまり、核分裂生成ガスの生成及び放出、被ふく管の熱膨張、クリープ及び弾性変形等の原子炉運転中に生じる諸現象を考慮する。
- ② 燃料中心最高温度は、二酸化ウランまたは、ガドリニア入り二酸化ウランの溶融点未満となるように設計し、被ふく管と二酸化ウランペレット及びガドリニア入り二酸化ウランペレットとの相対的膨張差によって生ずる応力を抑える。
- ③ 燃料棒内圧は、通常運転時において、被ふく管の外向きクリープ変形により、ペレットと被ふく管のギャップが増加する圧力を超えないように設計する。
- ④ 被ふく管応力はジルカロイ-4の耐力以下となるように設計する。ジルカロイ-4の耐力は、使用温度及び放射線照射の効果を考慮すると、約32 kg/mm²～約60 kg/mm²となる。
- ⑤ 被ふく管に生じる円周方向引張歪の変化量は、各過渡変化に対して1%以下となるように設計する。
- ⑥ 累積疲労サイクルは設計疲労寿命以下となるように設計する。

(b) 燃料集合体

燃料集合体の健全性は、種々の荷重に基づく応力及び変形を制限することで確保する。燃料集合体が他の構成部品の機能に影響を与えないようにする。このため下記の方針で燃料集合体を設計する。

- ① 原子炉内における使用期間中の通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において加わる荷重に対して、各構成要素がASME Sec. IIIの規格に準拠して十分な強度を有し、その機能が保持されるように設計する。
- ② 輸送及び取扱時に、燃料集合体に加わる荷重を設計上軸方向について6 G、また横方向についても各支持格子部固定の条件で6 Gと設定し、構成部品がこの荷重に対して十分な強度を有し、燃料集合体としての機能が保持されるように設計する。

(2) 解析方法

(a) 燃料棒

燃料棒の性能評価は、燃料棒照射挙動を追跡する計算コードを用いて行う。

この場合、核分裂生成ガスの生成及び放出、ペレットの熱膨張、スエリング及び焼きしまり、被ふく管の熱膨張、弾性変形、クリープ及び照射成長、ペレットと被ふく管の相互作用等の原

子炉運転時に生じる諸現象を考慮し、燃料温度、内圧、被ふく管応力、歪、疲労等を計算する。

計算コード及び組み込まれている燃料棒挙動解析モデルの計算値を実験値により検証して、その妥当性を確認する。

計算された結果を前述の設計方針と比較することにより通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料棒の寿命中の健全性が保たれることを確認する。

(b) 燃料集合体

燃料集合体の性能評価は、実験及び有限要素法構造解析コード等により行い、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時及び取扱時に加わる種々の荷重に対して各構成要素が十分な強度を有し、その機能が保持されることを確認する。

(3) 燃料の設備仕様

これまでに決定した燃料棒及び燃料集合体の仕様を Table 5.2.1 に示す。

(4) 主要設備

(a) 燃料棒

燃料棒は、Fig.5.2.1 に示すように二酸化ウラン焼結ペレットまたはガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットをジルカロイ-4被ふく管に挿入し、輸送時、取扱時などのペレットの移動を防ぐために、上部にステンレス鋼コイルばねを入れ、両端にジルカロイ-4端栓を溶接した密封構造のものでヘリウムを加圧封入している。

ペレットは約95%理論密度になるように焼結するとともに、照射中の焼きしまりを小さくするような製造方法を採用する。

ペレットの形状は円柱状であり、その両端は、凹状に成形し（ディッシュ付ペレット）、ペレット中央部の軸方向膨脹を吸収する。さらに、端面角部の面取り成形を行い、ペレットと被ふく管の機械的相互作用を軽減する。

ペレットと被ふく管に適当な間隙を設け、かつ燃料棒上部に、プレナムを設けて、ペレットから放出される核分裂生成ガス、被ふく管とペレットの熱膨張差、燃焼に伴う燃料ペレット密度変化等により、被ふく管やシール溶接部に過大な応力が加わるのを防止する。

燃料装荷前の輸送期間中やその他取扱い中でも、ペレットはステンレス鋼で作られたコイルばねにより押さえられるので、動くことはない。

初期加圧量の設定に当たっては、運転時の異常な過渡変化時を含めて燃料棒内圧を1次冷却材定格運転圧力以下にするよう設計する。

(b) 燃料集合体

燃料集合体はFig.5.2.2及びFig.5.2.3に示すように、三角格子に配列された燃料棒、制御棒案内シンプル、上部ノズル (Fig.5.2.4)、下部ノズル (Fig.5.2.5) 及び支持格子 (Fig.5.2.6) 等で構成される。燃料集合体はA及びB集合体からなる。このうち、B燃料集合体はシャッフリング前はほうけい酸ガラス棒が挿入され、シャッフリング後はほうけい酸ガラス棒を引抜き、同位置に制御棒が挿入される。

本燃料集合体の燃料棒支持構造としては支持格子を採用し、いわゆる外側板のないキャンレス構造で、1次冷却材の混合を良好にして熱除去率を高める等の特徴を有する。

支持格子には支持格子スプリング及びスプリングと対をなし燃料棒を摩擦支持するディンプルが設けられている。燃料棒は、この支持格子のディンプルと支持格子スプリングによって、1支持格子当たり6点で支持されている。このディンプルと支持格子スプリングによる燃料棒の支持は、炉内での温度上昇に伴う燃料棒の軸方向の熱膨張及び照射成長による伸びを妨げない構造となっているばかりでなく、燃料集合体の機械的特性や、燃料棒のフレットング摩耗を考慮し、十分余裕を持った構造となっている。さらに、燃料棒の相互の位置、すなわち、水路間隔を保持する役目を果たしている。

制御棒案内シムプルは支持格子及び上下部ノズルと結合され燃料集合体の骨格を形成すると共に構造強度を確保している。また、制御棒案内シムプルは、燃料棒被ふく管と同一材(ジルカロイ-4)を用いることから支持格子(インコネル718)及び上下部ノズル(SUS304)と材質が異なるので、制御棒案内シムプルとこれらの結合は機械的結合、いわゆる拡管結合構造とする。

制御棒と制御棒案内シムプルの間には十分な間隙があり、容易に挿入、引抜きができる。

制御棒案内シムプルの下部は細径化して、制御棒スクラム時に内部の水によるダッシュポット効果により制御棒落下を緩衝する構造としている。

上部ノズルは、制御棒の挿入と1次冷却材が上方へ通過できるように冷却材流路穴が設けられている。また、燃料集合体横方向支持は上下部ノズルで行うが上部ノズル側においては、上部炉心板に配備される燃料集合体支持ピンと嵌合(6コーナーの内、3コーナー嵌合)する構造としている。

同様に、下部ノズルにも下方から流入する1次冷却材を燃料集合体内に導き込むことができるように流路穴が設けられている。下部ノズルの3コーナーに設けたレグにより下部炉心板に配置された燃料集合体支持穴と嵌合し、横方向の支持を可能なものとしている。

なお、燃料集合体の軸方向支持は下部ノズルのレグのない3コーナーに配置するホールドアップスプリングにより支持可能な構造としている。

Table 5.2.1 燃料の設備仕様

(1) 燃料

材	料	二酸化ウラン		
濃	縮	4.3重量%		
		2.5重量% (カドリニア入り燃料)		
初	期	密度	約 95% 理論密度	
ペ	レ	ット	直径	約 8.2 mm
ペ	レ	ット	長さ	約 10.0 mm
燃 焼 度(4サイクル以降の平衡サイクル)				
燃 料 集 合 体 平 均		約 22,600 MWd/t (1.9 バッチ燃料取替え)		
燃 料 集 合 体 最 高		約 37,000 MWd/t		
最 大 線 出 力 密 度		約 41 kW/m		
ペ レ ッ ト 最 高		約 62,000 MWd/t		

(2) 被ふく管

材	料	ジルカロイ-4
外	径	約 9.5 mm
厚	さ	約 0.57 mm
被ふく管-ペレット間隙		約 0.16 mm (直径)

(3) 燃料集合体

集 合 体 数	19体 (A及びB燃料集合体からなる。)		
燃 料 集 合 体	A	B	B
	(シャッフリング前) (シャッフリング後)		
燃 料 棒	456本	468本	468本
ガドリニア入り燃料棒	37本	25本	25本
制 御 棒	54本	—	54本
ほうけい酸ガラス棒	—	54本	—
全 燃 料 棒 数	9,367 本		
燃 料 棒 全 長	約 1,535 mm		
燃 料 棒 ピ ッ チ	約 13.9 mm		
集 合 体 全 長	約 1,785 mm		
断 面 寸 法	約 325 mm (対面間距離)		
支 持 格 子 材 料	インコネル718		
集 合 体 当 たり 支 持 格 子 数	4		
制 御 棒 案 内 シ ン プ ル 材 料	ジルカロイ-4		
集 合 体 当 たり 制 御 棒 案 内 シ ン プ ル 数	54		
制 御 棒 案 内 シ ン プ ル 外 径	約 12.2 mm		
内 径	約 10.4 mm		

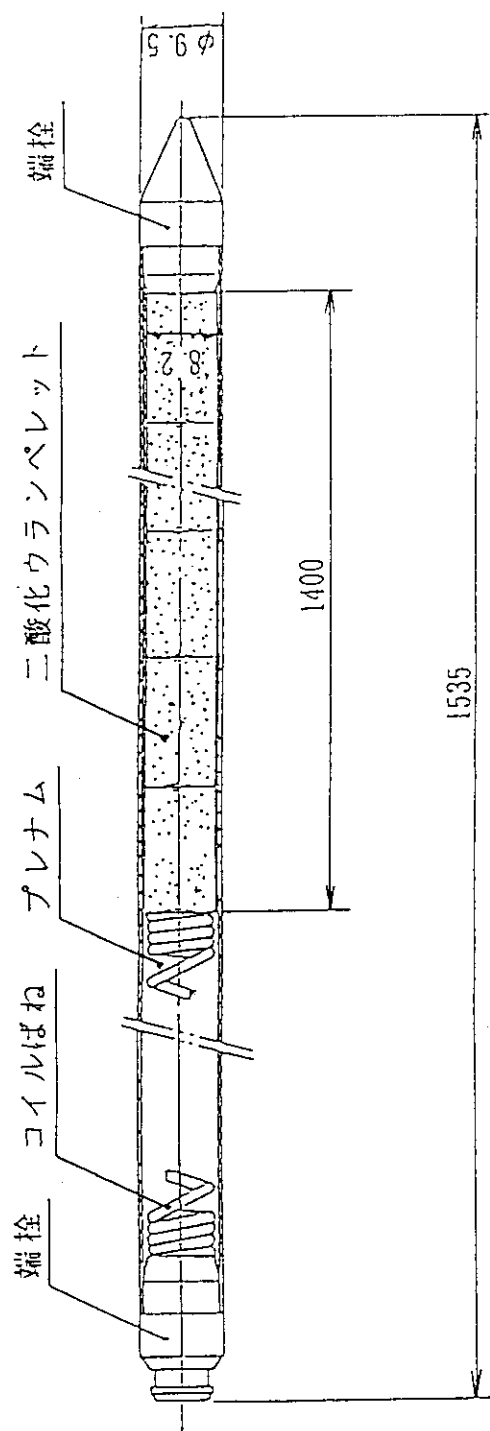


Fig.5.2.1 燃料棒構造図

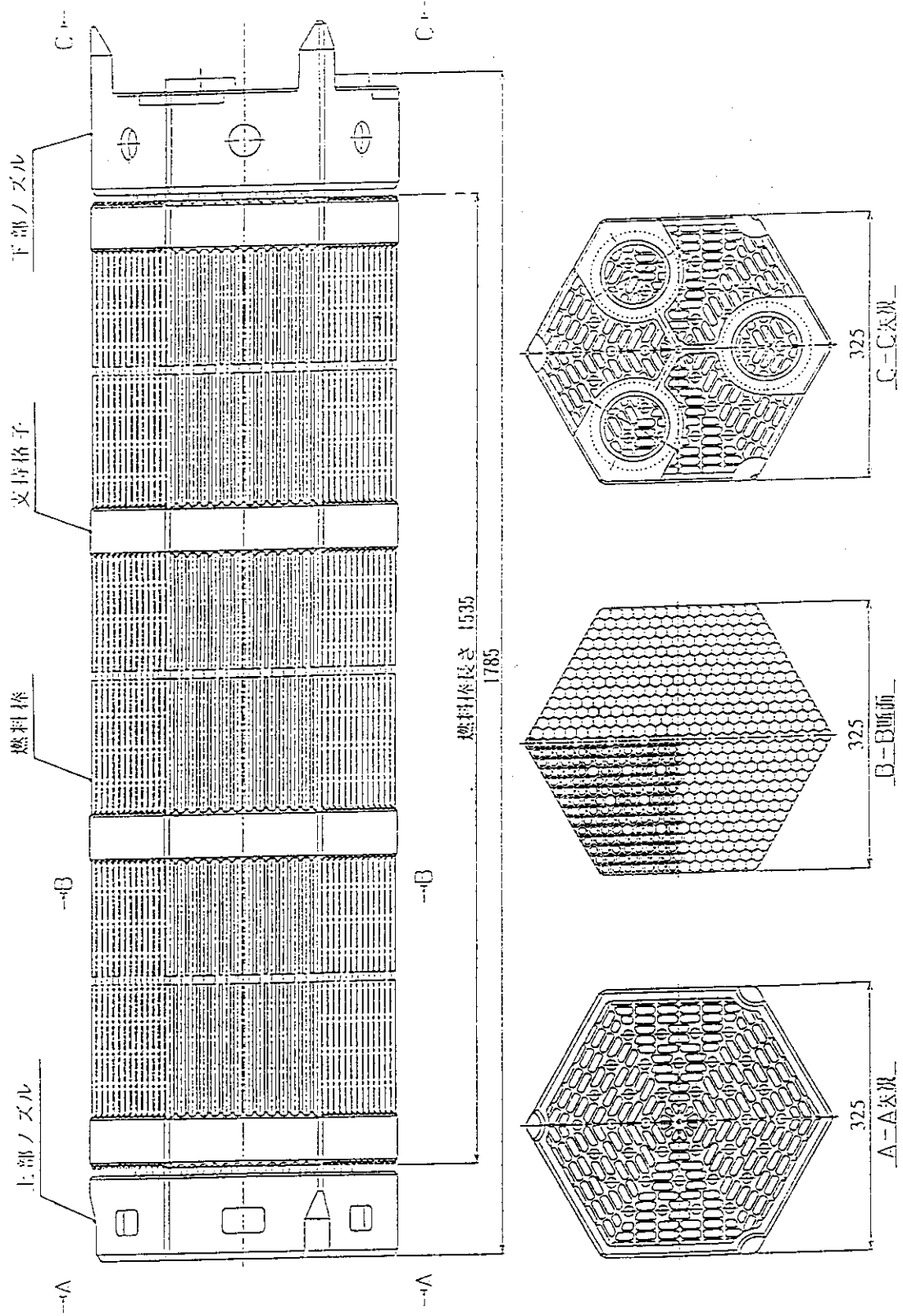
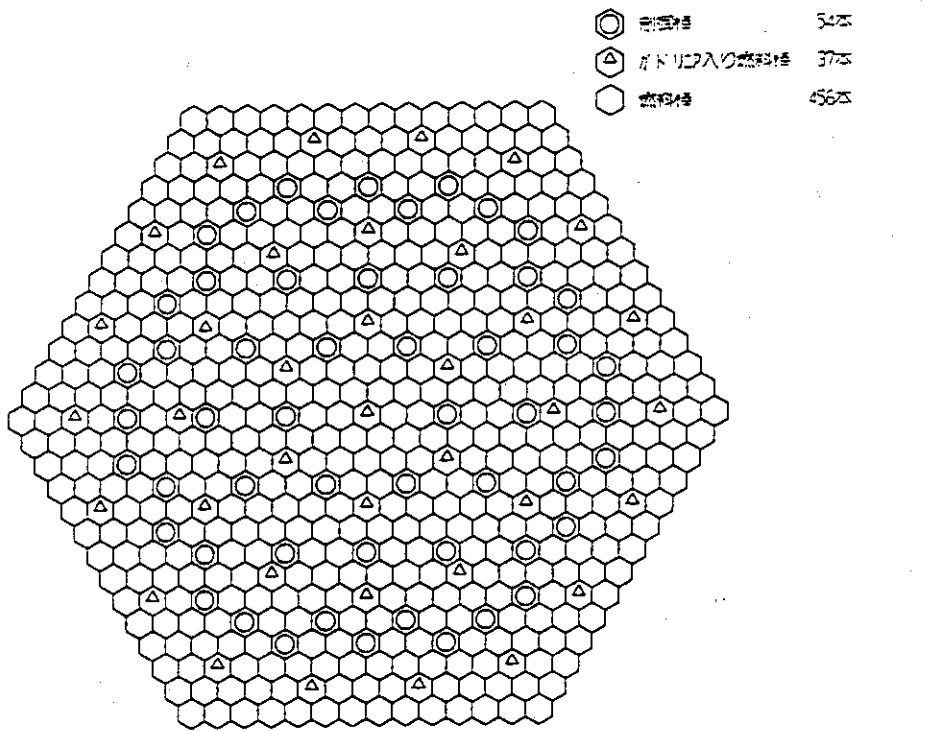
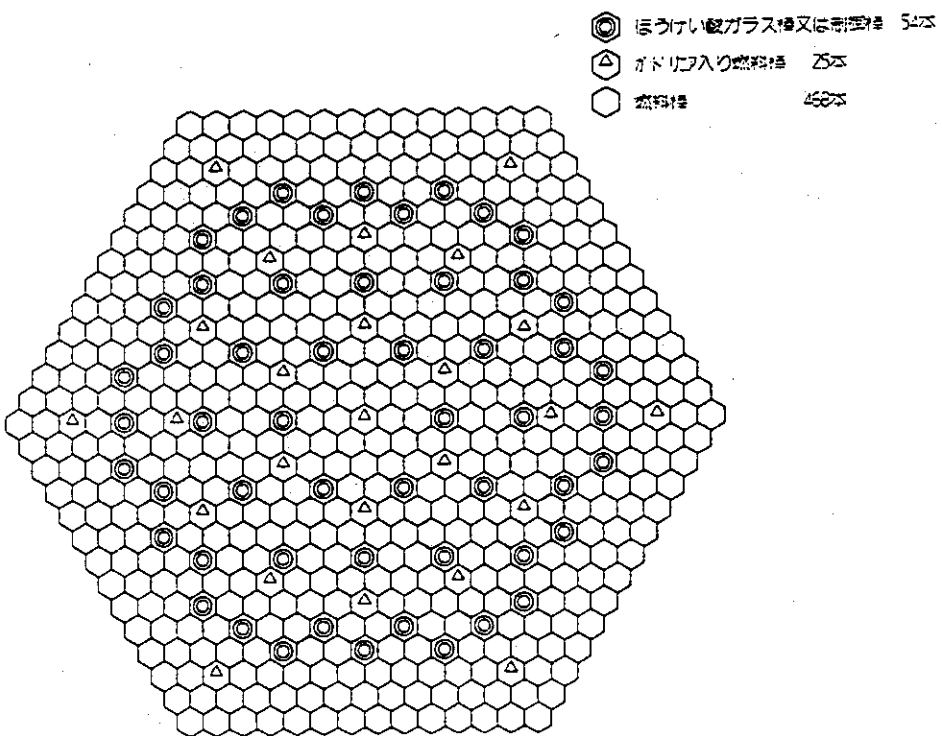


Fig.5.2.2 MR X燃料集合体構造図



MRX燃料集合体 (A燃料集合体)



MRX燃料集合体 (B燃料集合体)

Fig.5.2.3 MRX燃料集合体断面図

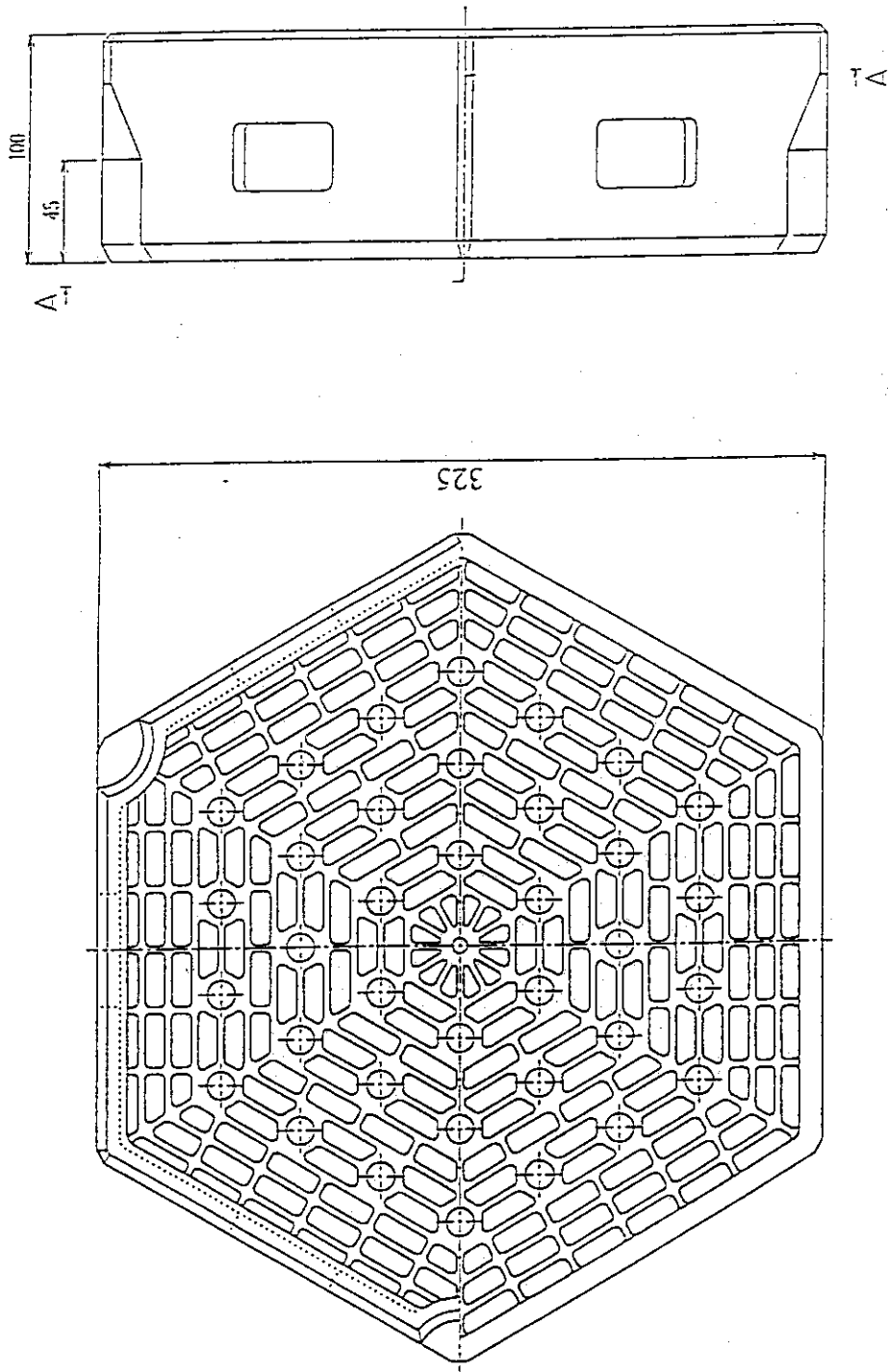
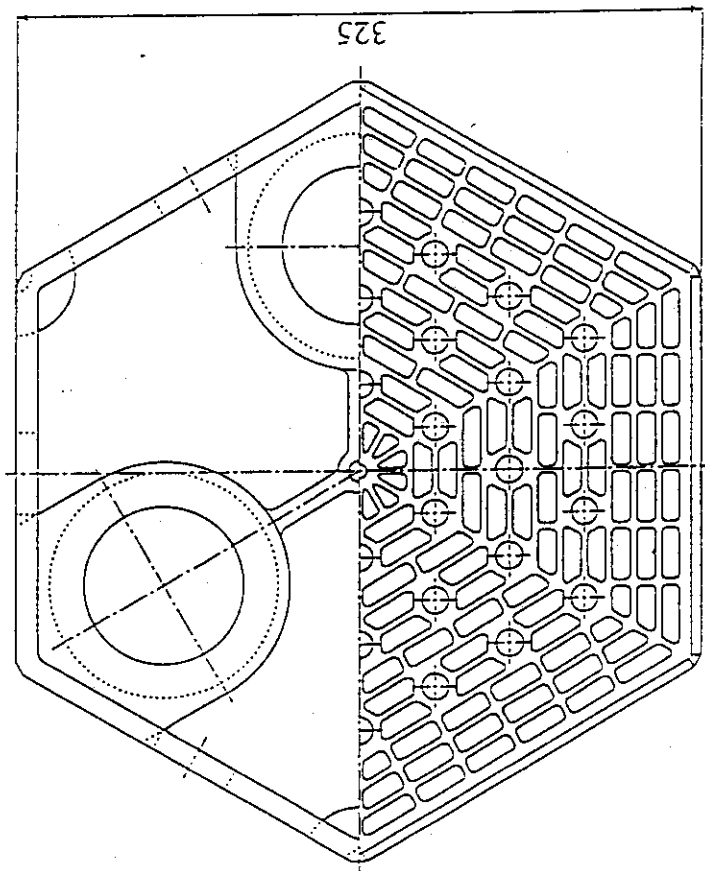
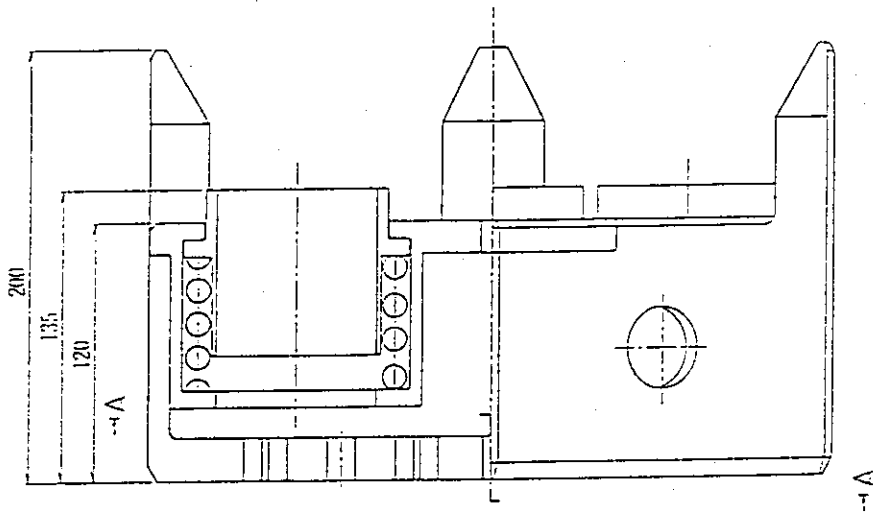


Fig.5.2.4 上部ノズル構造図

A-A断面



A-A断面

Fig.5.2.5 下部ノズル構造図

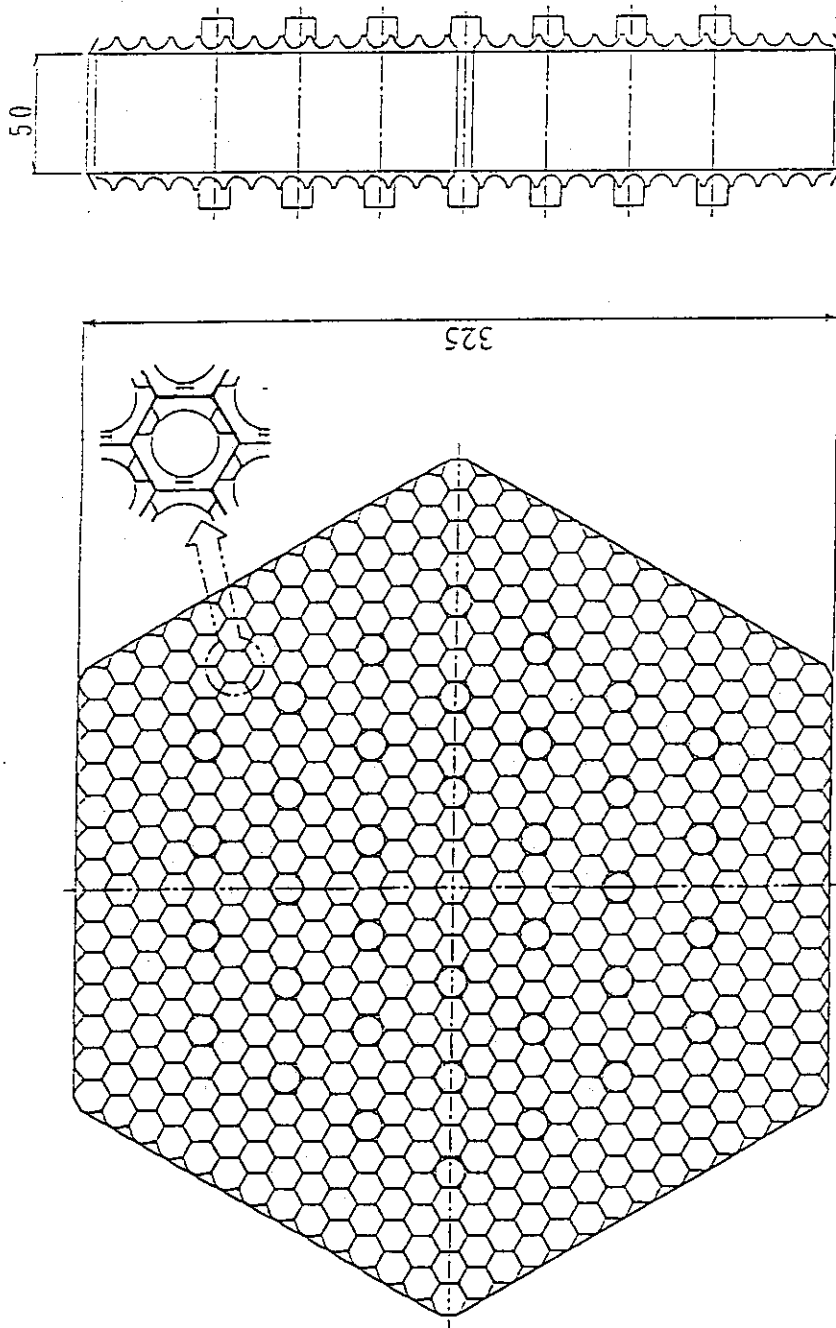


Fig.5.2.6 支持格子構造図

5.2.2 炉内構造物

(1) 概 要

炉内構造物は大別して上部炉心構造物と下部炉心構造物から構成する。概略の全体構造を Fig.5.2.7 に示す。

炉内構造物は次の機能を果たす。

- (a) 全ての制御棒クラスタが必要時に動作できるように確実に位置決めする。
- (b) 燃料集合体を支持し、位置決めする。
- (c) 1次冷却材が燃料集合体を冷却するように流路を確保する。

(2) 設計方針

- (a) 炉内構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、船体の振動動揺時及び1次冷却材喪失等の事故時に、それぞれ必要な強度及び機能を保持するように設計する。
- (b) 炉内構造物は、燃料集合体とともに1次冷却材の炉心内での流量分布を均一にし、バイパス流量を制限するとともに、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時においても適切な熱伝達が行えるように設計する。
- (c) 炉内構造物は、応力及び変形に対して配慮し、燃料集合体を所定位置に確実に保持し、ねじれ等が生じないように設計する。
- (d) 炉内構造物は、半径方向反射体を設置して原子炉容器への照射を少なくし、運転期間中、使用材料のじん性が保たれるように設計する。
- (e) 炉内構造物は、制御棒駆動機構(駆動部)を配置する領域を冷却できるように設計する。
- (f) 炉内構造物は、燃料取替を安全かつ適切に行えるように設計する。また、炉内構造物は、供用期間中検査が可能のように、原子炉容器外に取出せるように設計する。

(3) 主要設備の仕様

炉内構造物の設備仕様を Table 5.2.2 に示す。

(4) 主要設備構造

原子炉容器内に取付ける炉内構造物は、上部炉心構造物(内槽)と下部炉心構造物(炉心槽)の2つの構造物で構成され、いずれも原子炉容器上部に積層挿入し一体形成する。

(a) 上部炉心構造物

上部炉心構造物は、Fig.5.2.8 に示すように、制御棒駆動機構支持板、上部炉心支持板、炉心支持柱、上部炉心板等から構成され、次のような構造と機能を有する。

① 制御棒駆動機構支持板

内槽内部に設けられた内フランジ部に本支持板を据付後、ボルト固定される。

制御棒駆動機構支持板は、制御棒駆動機構(13基)とスクラムスプリング案内管を所定位置に位置決め支持及び固定する。

制御棒駆動機構支持板には制御棒駆動機構の自重、制御棒駆動機構スクラムスプリングの

ばね反力荷重が作用する。

② 上部炉心支持板

内槽本体の胴部下端に溶接で本支持板を取付け内槽を形成する。上部炉心支持板の周縁部には、炉心支持柱の上端を固定する孔 ($6 \times \phi 79\text{mm}$) を設け、かつ中央部には制御棒案内管上端を所定位置に位置決め固定する孔 ($13 \times \phi 150\text{mm}$) を設ける。

また、炉内流路計画に基づく冷却材流路孔 ($8 \times \phi 80\text{mm}$ 、 $12 \times \phi 120\text{mm}$) を設ける。

上部炉心支持板に作用する荷重は、炉心支持柱を介して燃料集合体ばね反力及び流体上向き力が作用する。また、下向き力は炉心支持柱、制御棒案内管、上部炉心板の自重が作用する。

③ 炉心支持柱

炉心支持柱は、上部炉心支持板と上部炉心板とを結合するために、炉心支持柱の上下端はそれぞれの板に固定される。炉心支持柱は、2枚の板の間で機械荷重を伝達する。

④ 上部炉心板

上部炉心板は、炉心支持柱を介して上部炉心支持板に連結固定される。上部炉心板には、制御棒案内管下端を所定位置に位置決め固定する孔 ($13 \times \phi 271\text{mm}$) 及び炉内流路計画に基づく冷却材流路孔 ($6 \times \phi 229\text{mm}$) を設ける。

また、上部炉心板下面に取付ける支持ピンと燃料集合体上部ノズルの嵌合により燃料集合体の位置決めを行う。

上部炉心板に作用する荷重は、燃料集合体のばね反力が分布荷重として上向きに作用する。一方、下向きには上部炉心板の自重のみが作用する。

⑤ 連通管

連通管は、上部炉心支持板周縁部に120度等間隔で配置固定する。連通管は、下部炉心板に流入する冷却材を、制御棒駆動機構を配置する領域に導くバイパス流路を成すもので、炉内流路計画に基づく冷却材流路孔 ($3 \times \phi 38.4\text{mm}$) を設ける。

上部炉心構造物の全体としての機能は次の通りである。

- ① 上部炉心構造物の本体胴部ノズルベルト高さ近傍には、非常用崩壊熱除去系の入口配管と取合となる孔 ($3 \times \phi 50\text{mm}$) が配備される。
- ② 上部炉心構造物は、下部炉心構造物に対して上部炉心板位置決めピンで機械的に位置決めされる。上部炉心板位置決めピンは、炉心槽の上部炉心板の所定高さ位置に周方向120度間隔で配置する。上部炉心構造物を下部炉心構造物内に挿入する際には、上部炉心板周縁溝部と上部炉心板位置決めピンにより軸方向に案内される。また、上部炉心構造物が所定の位置に降下すると、上部炉心板下面に取付けられた支持ピンと燃料集合体上部ノズルのピン穴により、燃料集合体の位置決めが行われる。
- ③ 上部炉心構造物は、自重、船体の振動・動揺、水力荷重、燃料集合体荷重等の垂直方向荷重と、冷却材横流れ、船体の振動・動揺等の水平方向荷重が作用する。垂直方向荷重は、上部炉心板、炉心支持柱、上部炉心支持板に伝わり原子炉容器フランジ部で支持される。水

平方向荷重は、炉心支持柱により上部炉心支持板と上部炉心板に分配され、原子炉容器フランジ部と上部炉心板位置決めピンを介して下部炉心構造物（炉心槽）で支持される。

(b) 下部炉心構造物

下部炉心構造物は、Fig.5.2.9に示すように炉心槽、下部炉心板、ラジアルサポート、半径方向反射体から構成され、次のような構造と機能を有する。

① 炉心槽

炉心槽の上部フランジは、原子炉容器フランジ部で支持され、下端のラジアルサポートと原子炉容器内に配置された炉心支持棚により水平方向を支持する。

炉心槽の本体胴部ノズルベルト高さ近傍には、非常用崩壊熱除去系の入口配管と取合となる孔（ $3 \times \phi 50\text{mm}$ ）が上部炉心構造物と整合された位置に配備される。

炉心槽の下端部には、下部炉心板が取付けられ、炉心内の1次冷却材流路を形成する。また、上部炉心板の方位は、炉心槽外側から位置決めピンにより配置する。炉心槽に作用する荷重は、下部炉心構造物の自重（炉心槽、半径方向反射体、燃料集合体）が鉛直方向に作用する。

② 下部炉心板

下部炉心板は、炉心槽下端に溶接される。下部炉心板は燃料集合体下部ノズルと嵌合して燃料集合体を位置決めするとともにこれを支持する。

また、原子炉容器下方の1次冷却材を炉心に導入する流路孔（ $7 \times \phi 73\text{mm} \times 19$ ）、燃料集合体下部ノズル位置決め孔（ $27 \times \phi 55\text{mm}$ ）、連通管孔、半径方向反射体冷却材流路孔等を設ける。

なお、炉心入口流量分布を均一化する目的で、フロースクリーンを下部炉心板下面に設置する計画であったが、炉心入口流速は非常に低速（ 0.5 m/sec 以下）で炉心入口流量分布に大きな不均一性を生じないことから、フロースクリーンは設置しない。

③ ラジアルサポート

ラジアルサポートは、炉心槽下端を半径方向に支持し、かつ原子炉容器と炉心槽との熱膨張差を逃す機能を有する。ラジアルサポートの構造はキー構造で、下部炉心板下面に設置するラジアルキーと原子炉容器に配置された炉心支持棚のキー溝で構成する。

④ 半径方向反射体

半径方向反射体の構造物は炉心槽と燃料集合体の間に配置され、運転中原子炉容器壁に照射される中性子線量を減少させる。半径方向反射体全体構造図をFig.5.2.10に示す。また、半径方向反射体部分詳細図をFig.5.2.11に示す。

MRX炉心は、六角燃料集合体19体により構成されており、炉心槽円筒構造との間隙を埋める半径方向反射体の構造は複雑となるが、菱形連結型と円弧型断面を有する構造の組合せにより、炉心の半径方向を包囲する構造とする。

菱形連結型ブロックは、ブロック上方を炉心槽外側から、せん断ピンと取付ボルト（4本）で固定し、下端は下部炉心板に支持ピンで位置決めする。

円弧型断面ブロックは、菱形連結ブロック据付後、上方より挿入し菱形連結ブロックとの

間に設けられたスプライン構造により炉心円周方向に位置決めされる。鉛直方向には菱形連結ブロック下方に配置した段差に着座して支持される。

半径方向反射体は、水、ステンレス鋼比（水 8 %、ステンレス鋼 92%）の仕様を満たすために構造物の鉛直方向に冷却材流路孔を確保する。半径方向反射体全体の冷却材流路孔は、 $\phi 16\text{mm} \times 96$ 個、 $\phi 15.5\text{mm} \times 84$ 個、 $\phi 9.5\text{mm} \times 120$ 個を有する。

下部炉心構造物の全体としての機能は次の通りである。

- ① 下部炉心構造物は、自重、燃料集合体の初期荷重、制御棒クラスタ落下時の荷重、船体の振動・動揺、水力荷重等の垂直方向荷重と船体の振動・動揺、冷却材横流れ等の水平方向荷重が作用する。垂直方向荷重は、炉心槽下端に配置した下部炉心板から炉心槽フランジに伝わり、原子炉容器フランジ部で支持される。水平方向荷重は、炉心槽に伝わり、原子炉容器のフランジと炉心支持棚に分配される。

燃料集合体に働く水平方向荷重は、炉心槽下端に配置された下部炉心板と上部炉心板を支持する位置決めピンにより炉心槽に伝わる。

- ② 炉内構造物に流入する 1 次冷却材は、炉内構造物下部から炉心に流入し、上部炉心板、上部炉心支持板を経て、炉心槽出口ノズルに流出する流路構成となる。MRX の炉内構造物流路図を Fig.5.2.12 に示す。
- ③ 炉内構造物は、原子炉容器内の熱的、化学的、圧力、放射線等種々の厳しい条件下で、安全にその機能を果たすようにステンレス鋼等を使用する。

Table 5.2.2 炉内構造物の設備仕様

型 式	二重円筒分割積層型	
主要寸法	上部・下部炉心支持板間	約 1,780 mm
	上部炉心構造物 (内槽)	Fig.5.2.8 参照
	外 径	約 2,100 mm (上部フランジ)
		約 1,770 mm (直胴部)
	全 長	約 8,355 mm
	下部炉心構造物 (炉心槽)	Fig.5.2.9 参照
	外 径	約 2,100 mm (上部フランジ)
		約 1,830 mm (直胴部)
	全 長	約 8,110 mm
主要材料	ステンレス鋼	

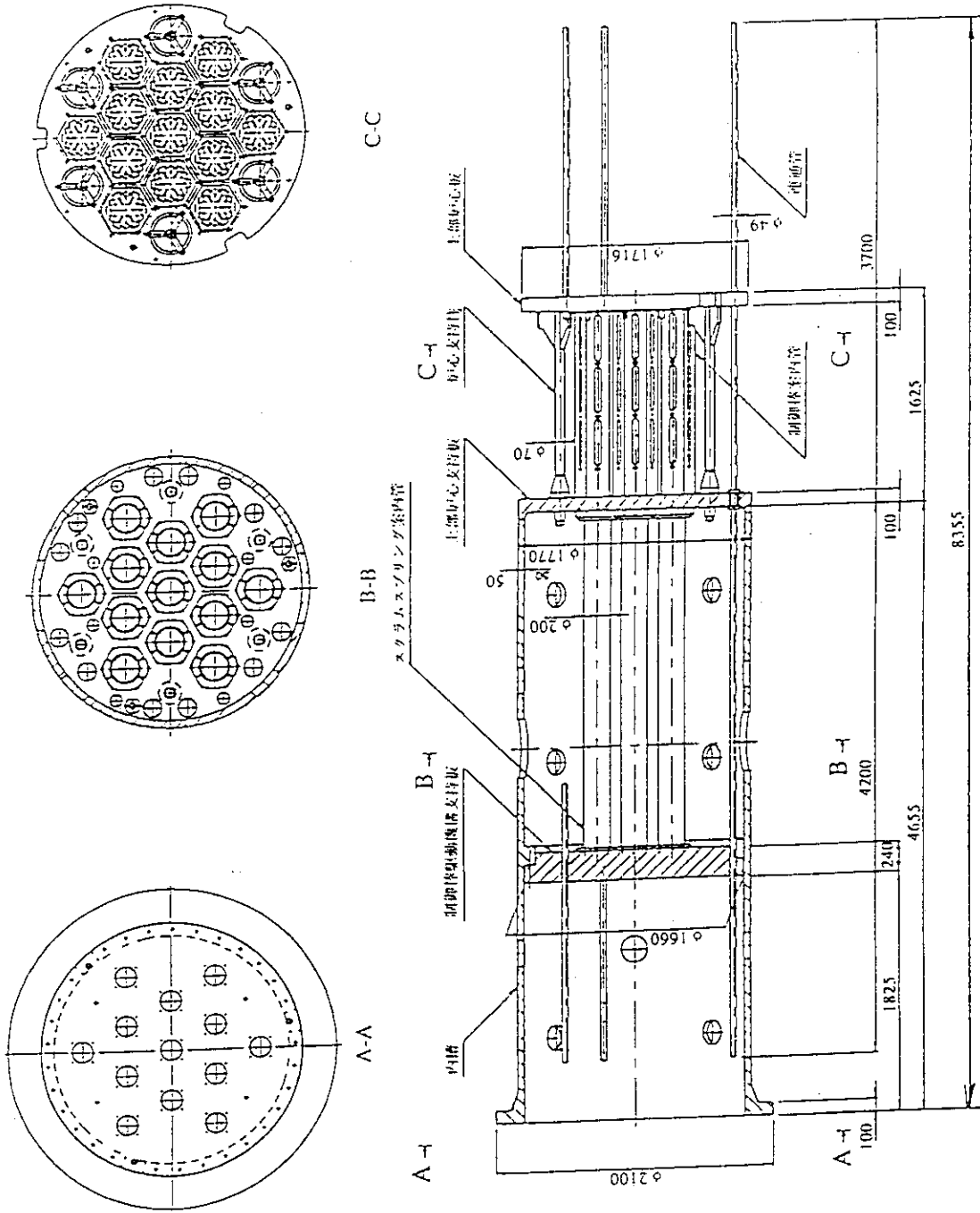


Fig.5.2.8 上部炉心構造物 (内槽) 構造図

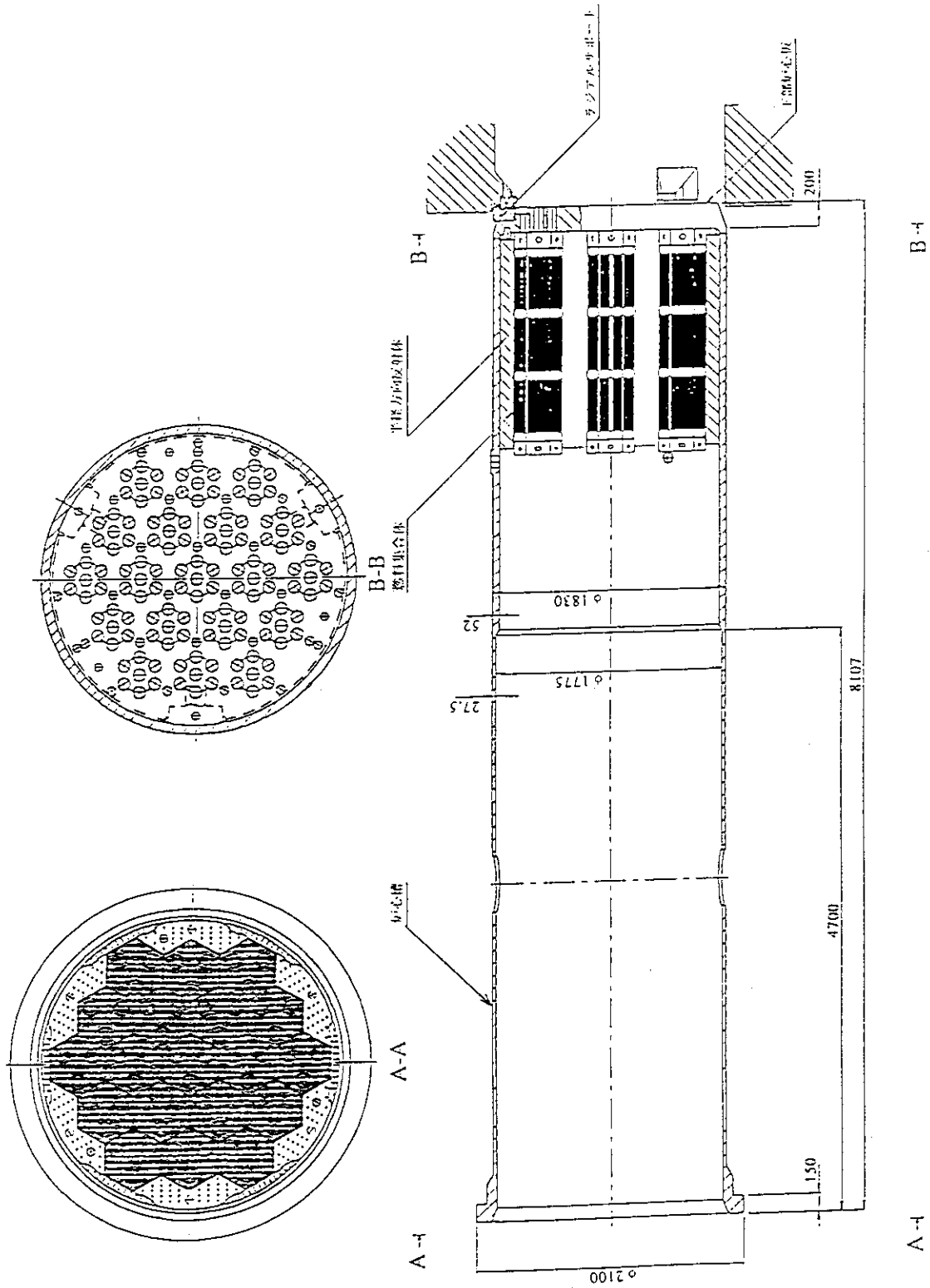


Fig.5.2.9 下部炉心構造物 (炉心槽) 構造図

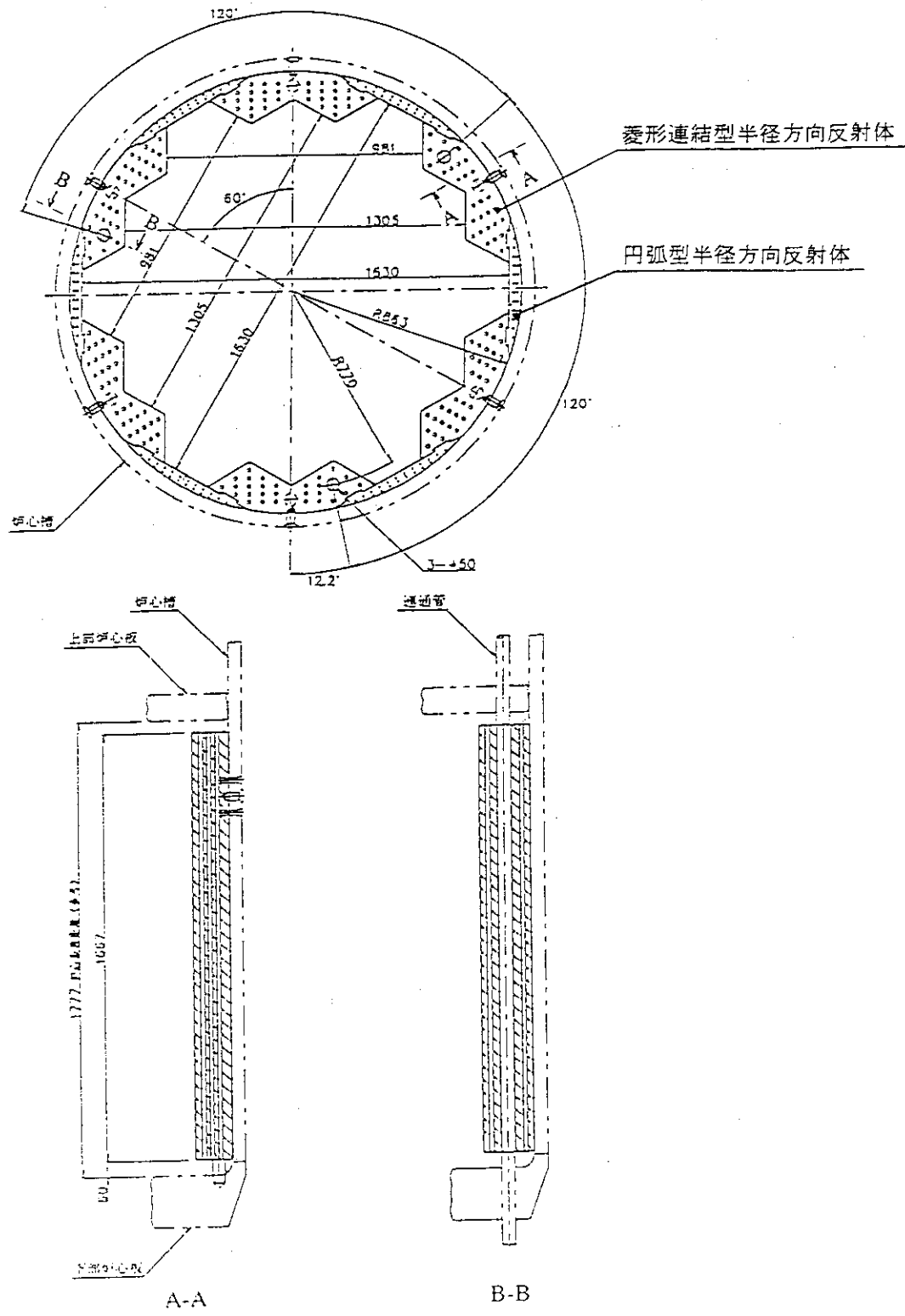


Fig.5.2.10 半径方向反射体全体構造図

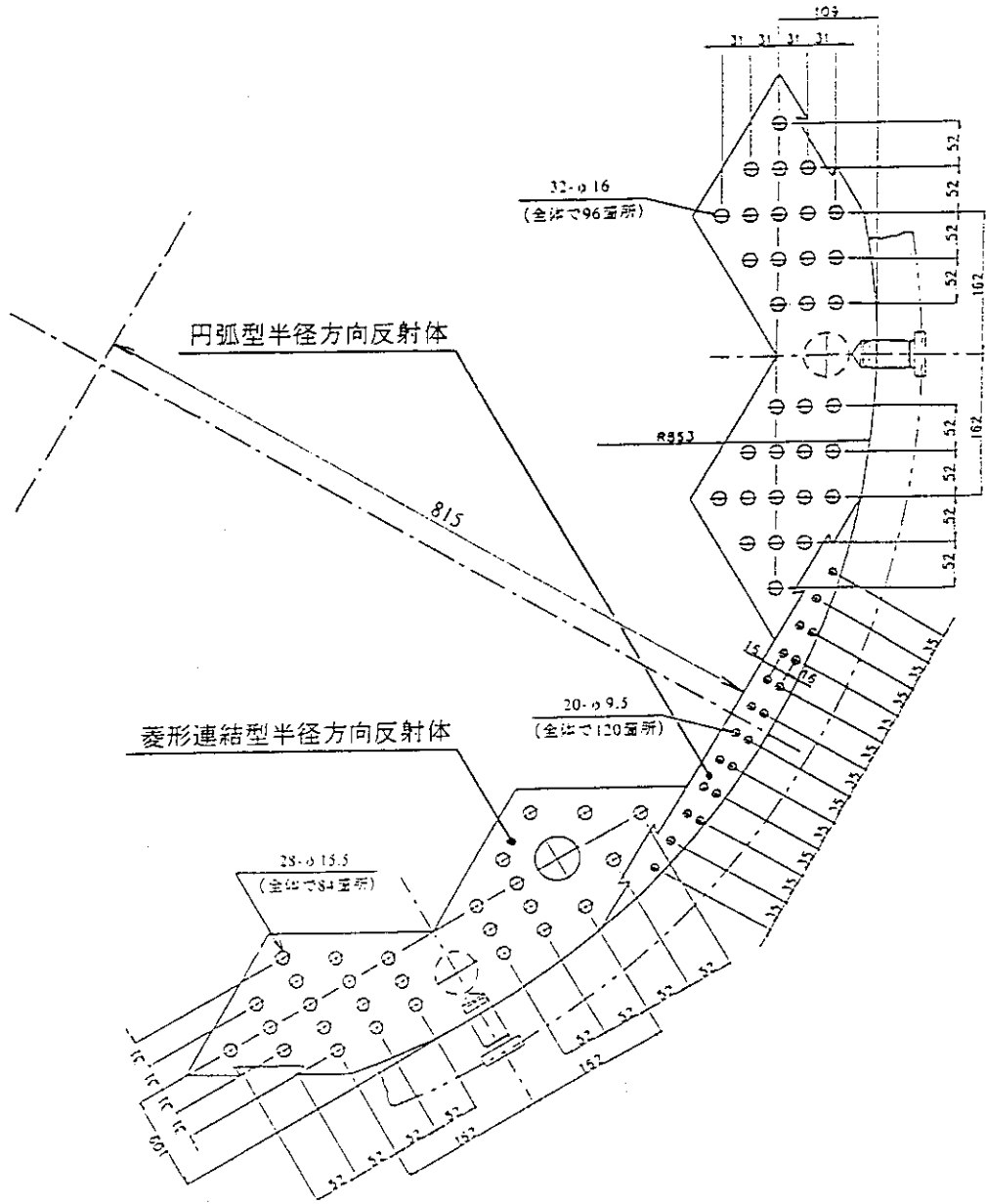
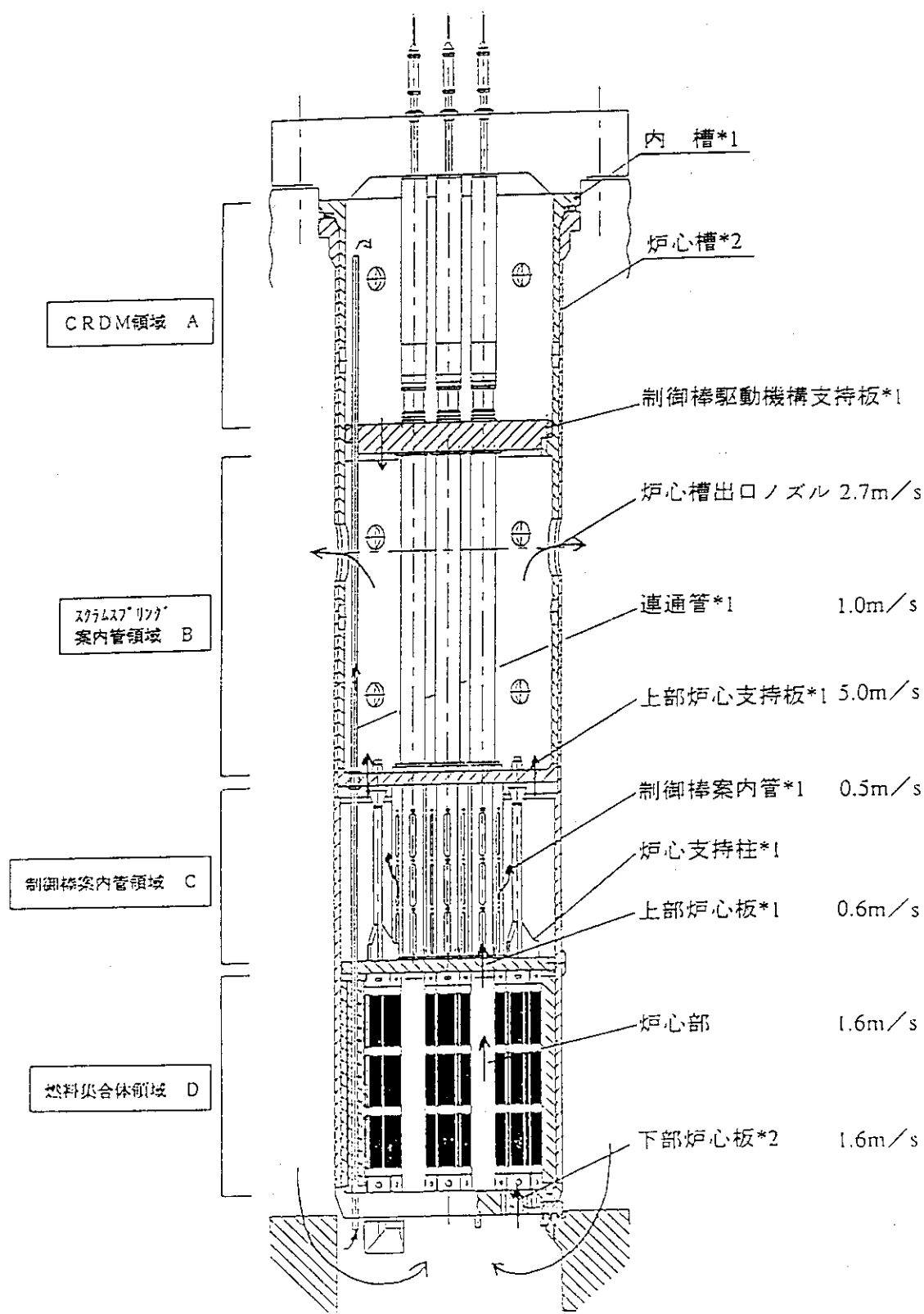


Fig.5.2.11 半径方向反射体配置部分詳細図



注：*1は上部炉心構造物、*2は下部炉心構造物の構成品を示す。

Fig.5.2.12 MR X炉内構造物流路図

5.2.3 反応度制御設備

(1) 概要

原子炉の反応度制御は、制御棒クラスタの操作によって行う。制御棒クラスタは反応度変化を制御し、原子炉容器内装型制御棒駆動機構により駆動され、原子炉スクラム時には、自重及びばね力により炉心に挿入される。その他に、過剰増倍率を抑制し、出力分布を調整するため、バーナブルポイズン（ほうけい酸ガラス棒）及びガドリニア入り燃料棒を設ける。

(2) 設計方針

(a) 高温運転状態から燃料の許容設計限界を超えることなく炉心を低温停止にでき、かつ、維持できる制御棒制御系を設ける。

(b) 制御棒クラスタは、低温零出力から高温全出力にわたる出力の変化に伴う反応度変化を制御する設計とする。

反応度制御に対する詳細は、「5.3 核設計」に示す。

(c) 制御棒駆動機構は以下の通り設計する。

- ① 原子炉スクラム時には制御棒クラスタをその自重及びばね力により炉心に挿入できる設計とする。
- ② 制御棒クラスタを炉心内上下に反応度制御上必要な位置へ駆動できる設計とする。
- ③ 船体の振動・動揺時に、制御棒クラスタを炉心に挿入しかつ、制御棒クラスタの抜け出し防止機能を有する設計とする。

(3) 主要設備の仕様

制御棒クラスタの設備仕様を Table 5.2.3 に示す。

ほうけい酸ガラス棒の設備仕様を Table 5.2.4 に示す。

制御棒駆動機構の設備仕様を Table 5.2.5 に示す。

(4) 主要設備

(a) 制御棒クラスタ

- ① 制御棒クラスタは、Fig 5.2.13 に示すように制御棒 54 本をスパイダ継手で対称位置に配置した構造で、各制御棒は、各燃料集合体内の 54 本の制御棒案内シンプル内を、上下に移動する。
- ② 制御棒案内シンプルの下部は、径を小さくするとともに数個の小孔を設け、原子炉スクラム時によるスクラム動作の終わりにダッシュポット効果による緩衝作用を行わせる。
- ③ 制御棒は、中性子吸収材である B_4C をステンレス鋼管で被覆し、両端に端栓を溶接したもので、上端はスパイダ継手により固定する。スパイダ継手と駆動軸はカップリングで連結する。
- ④ 制御棒には、中性子吸収材を燃料スタック長に合わせて配置する。

(b) ほうけい酸ガラス棒

- ① バーナブルポイズンは、ほう素入り吸収材（ほうけい酸ガラス棒）を耐食性を有するステンレス鋼被ふく管に充填し、制御棒クラスタと同じ形状で構成したもので、燃料集合体の制御棒案内シムルに挿入する。
- ② バーナブルポイズンを炉心内に適切に配置することにより、炉心水平面内の出力分布を平坦化する。
- ③ バーナブルポイズンの使用期間を通じてほうけい酸ガラスの温度は軟化点を超えず、被ふく管の応力はASME Sec. IIIに準じた許容応力を超えないこととする。

(c) 制御棒駆動機構

原子炉に内装する制御棒駆動機構の主要な構成要素は駆動モータ（ビルトインモータ）、ラッチマグネット、分割ボールナット、駆動軸、位置検出器、ケーシング等により構成される。

制御棒駆動機構の駆動部は原子炉容器上蓋に内側よりボルトで支持固定され、炉内構造物の内槽を形成する制御棒駆動機構支持板に差し込む構造として径方向の支持を図る。

Fig.5.2.14に制御棒駆動機構の全体図を示し、Fig.5.2.15にその基本構造断面図を示す。

① 駆動モータ

制御棒駆動機構の小型化を図るために中空構造とし、駆動モータの回転を分割ボールナットに伝達し、この正、逆回転により、駆動軸がモータ内部の中空部を上下動作する。

② ラッチマグネット

ポールとアーマチュアの切離し（消磁）、吸着（励磁）によって分割ボールナットの開閉動作を行い、これらの開閉により駆動軸の切離し、掴み動作を行うものである。従って、スクラムはラッチマグネット電流を切ること（マグネット消磁）により分割ボールナットが開き、駆動軸が落下する方式である。

③ 駆動軸

駆動ねじにより上昇、下降動作を行うと共に、先端（最下端）にはグリッパを有して制御棒（制御棒クラスタ上部）の掴み、切離しの着脱動作が可能な構造である。

④ 位置検出器

位置検出器は非接触型で耐久性に優れ、構造が簡素で細径可能かつ、耐圧構造が採り易い利点を考慮して、磁歪線検出方式の絶対値測長計を用いている。

位置検出器の検出原理は、ウィーデマン効果を応用したもので、磁界の相互作用で磁歪線に捻れ振動を発生させ固体内を伝播（横波）する時間から距離を割り出すものである。位置検出器は、制御棒駆動機構軸心上端部に取付け固定する。

(5) 評 価

(a) 多重性

反応度制御は、制御棒制御系による制御棒クラスタ挿入及びバーナブルポイズンにより行われる。この他、体積制御設備に緊急用ほう酸注入タンクを有している。

(b) 反応度制御機能

「5.3 核設計」に詳細を述べるように、制御棒制御系及びバーナブルポイズンにより必要な反応度制御機能を果たすことができる。

(c) 制御棒駆動機構

- ① 駆動軸着脱動作を行うラッチ機構コイルの電流が原子炉トリップ信号または電源喪失のため遮断されると、駆動軸を保持しているラッチが外れ、制御棒クラスタは、炉心内に自重及びばね力で落下する。
- ② 所定のシーケンスで励磁される駆動モータコイルによって制御棒駆動機構内のラッチアセンブリが動作するので、制御棒クラスタは、炉心内を上下に反応度制御上必要な位置へ駆動できる。

Table 5.2.3 制御棒クラスタの設備仕様

クラスタの数	13 基
クラスタ当たり制御棒本数	54 本
制御棒有効長	約 1,400 mm
吸収材直径	約 8.7 mm
吸収材材料	B ₄ C
被ふく管外径	約 9.7 mm
被ふく管厚さ	約 0.5 mm
被ふく管材料	ステンレス鋼

Table 5.2.4 ほうけい酸ガラス棒の設備仕様

ほうけい酸ガラス棒本数	324 本
有効長	約 1,400 mm
吸収材外径	約 8.5 mm
吸収材材料	ほうけい酸ガラス
被ふく管外径	約 9.7 mm
被ふく管厚さ	約 0.5 mm
被ふく管材料	ステンレス鋼

Table 5.2.5 制御駆動機構の設備仕様

駆動方式	通常運転時 スクラム時	ビルトインモータ、分割ボールナット駆動 重力及びばね力による落下
駆動機構数		13 基
駆動速度(最大)		約 300 mm/min
船体条件による挿入時間		傾斜 0°、加速度(1± 0.6)G 1.4 秒以下 傾斜 30°、加速度(1± 0)G 1.4 秒以下 傾斜 0°、加速度(1± 0.85)G 3.0 秒以下 傾斜 60°、加速度(1± 0)G 3.0 秒以下 傾斜 90°、加速度(1± 0)G 5.0 秒以下

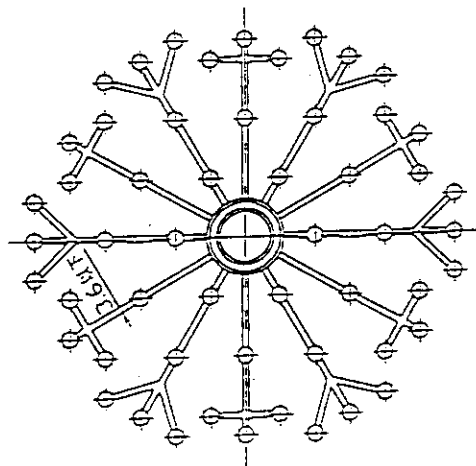
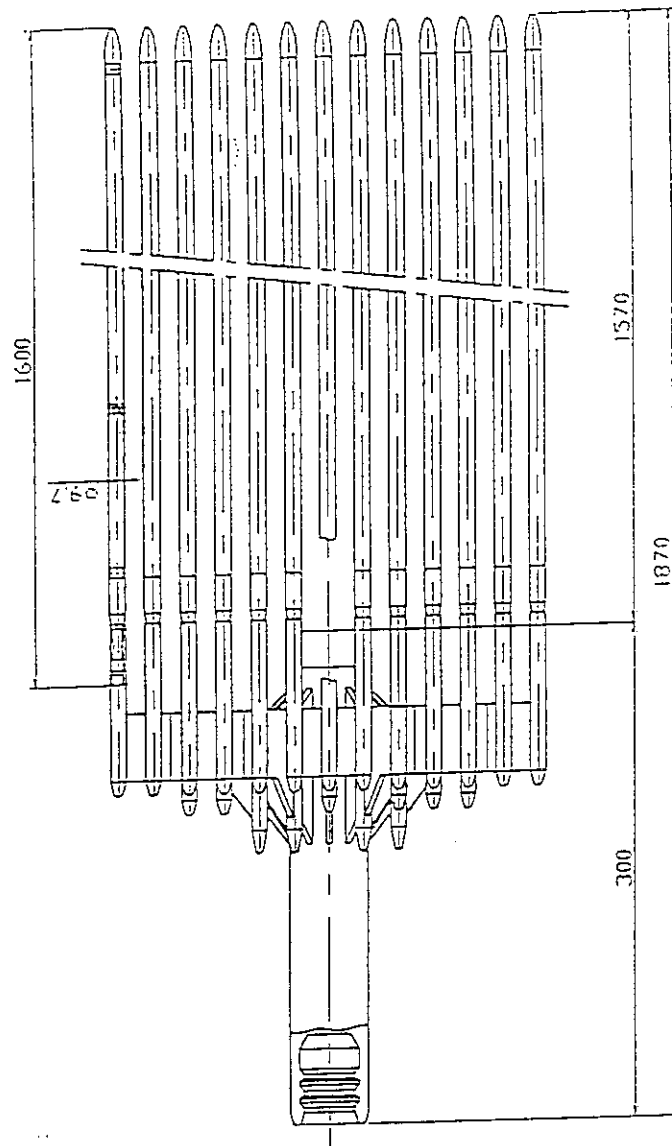


Fig.5.2.13 制御棒クラスター構造図

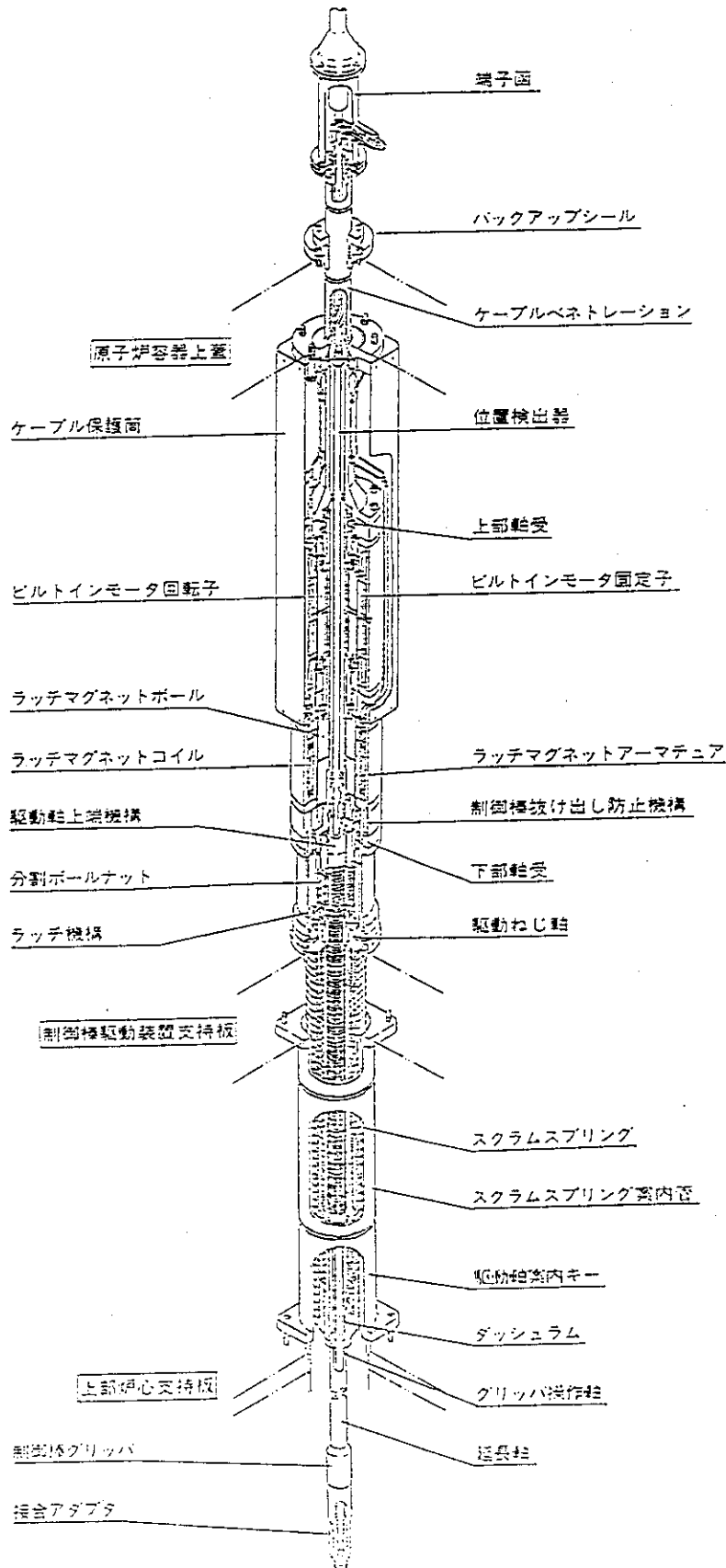


Fig.5.2.14 原子炉容器内装型制御棒駆動機構

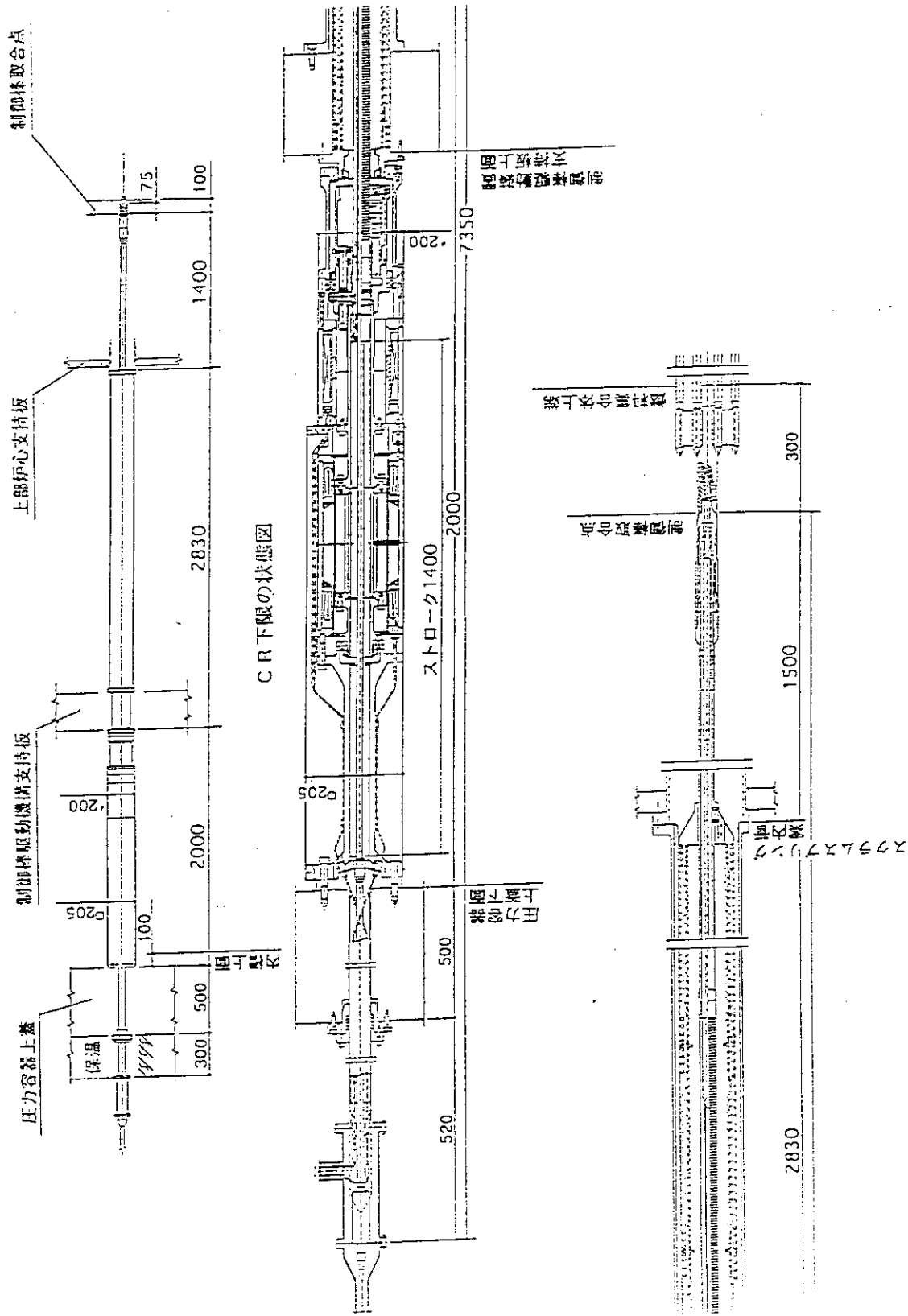


Fig.5.2.15 制御棒駆動機構基本構造断面図

5.3 核設計

5.3.1 設計方針

炉心寿命中、下記の方針を満足するように核設計を行う。

(1) 反応度停止余裕

制御棒クラスタは、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ1本が、全引抜位置のまま挿入できない場合でも、可溶性毒物を用いることなく炉心の低温未臨界 ($k_{eff} < 0.99$) の達成及び維持ができる設計とする。

(2) 舵効出力の確保

制御棒クラスタは、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ1本が、炉心内に全挿入され引き抜きが不可能な状態になった場合においても、舵効出力（舵効き速度5～6ノットを維持する出力であり、炉出力30%以上とする。）を確保する。

(3) 反応度係数

炉心が負の反応度フィードバック特性を持つように、ドプラ係数は負であり、かつ減速材温度係数は正とならないように設計し、これらを総合した反応度出力係数が運転時の異常な過渡変化時においても出力抑制効果をもつように設計する。

(4) 出力分布

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料中心最高温度を二酸化ウランの溶融点未満とする。定格出力時の最大線出力密度は、燃料焼きしまり効果を含めずに41kW/m以下となるように設計する。また、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において最小DNBR 1.73に対する制限を超えるような出力分布が起こらないように設計する。

(5) 余剰反応度の確保

燃焼末期で2%以上の余剰反応度を確保するように設計する。

(6) 未臨界性の確保

燃料集合体1体が冠水状態又はどのような湿度雰囲気中に置かれても未臨界性 ($k_{eff} + 2\sigma \leq 0.95$) を確保するように設計する。

(7) 燃焼度

燃料集合体の最高燃焼度は37,000 MWd/t以下となるように設計する。

(参考：陸上17×17 PWR；48,000 MWd/t以下、一体型試験炉；45,000 MWd/t以下)

5.3.2 解析方法

核設計計算には、多群中性子輸送理論及び少数群中性子拡散理論を使用する。核設計計算には原研で開発されたSRACコードシステム及びCOREBNコードを使用する^[1]。これらは、種々の臨界集合体及び研究炉の燃焼燃料管理により、その妥当性が確かめられている。使用ライブラリはJENDL-2から作成されたSRACLIB-JENDL2である。燃料集合体1体が冠水状態又はどのような湿度雰囲気中に置かれても未臨界性 ($k_{eff} + 2\sigma \leq 0.95$) を確保していることの確認には、モンテカルロコードMVP^[2]を使用する。

(1) 格子燃焼計算

格子燃焼計算は107群による衝突確率法を使用し、六角構造燃料集合体の形状を正しく模擬して、エネルギー、領域依存の中性子分布からセル平均の実効断面積を計算し、1点近似のスペクトルを求める。次に、同スペクトルを使用して炉心計算のための少数群(7群)の実効断面積を計算する。炉心からの中性子の漏れを考慮するための幾何学バックリングは、炉心等価半径と炉心高さから定める。共鳴エネルギー領域の断面積計算には最も精度が高いと評価されている超詳細群衝突確率法(PECAO)を使用する。

(2) 炉心計算

燃料集合体計算は格子燃焼計算で得られた少数群の実効断面積を用いて、燃焼度分布を考慮した実効巨視的断面積を使用し、SRACコードシステムにより3次元Triangle-z体系で行う。炉心燃焼計算は全制御棒引抜き状態の3次元Triangle-z体系でCOREBNコードを用いて行う。

炉心設計計算の手順を以下に示す。

- (a) 炉心燃焼計算を実施し、燃焼末期で2.0% $\Delta K/K$ 以上の反応度を保持しうる²³⁵U濃縮度を定める。
- (b) ガドリニア入り燃料棒とほうけい酸ガラス棒の本数を調整し、BOEC時で炉停止余裕の確保と燃焼末期で2.0% $\Delta K/K$ 以上の反応度を保持するように燃料仕様を定める。

① 炉心燃焼計算

炉心燃焼計算は3次元Triangle-z体系で炉心燃焼計算を実施し、BOEC、MOEC、EOEC時の燃焼度分布等を決定する。

② 平衡サイクルでの反応度等の計算

平衡サイクルでの反応度等の計算は、炉心燃焼計算で定められた燃焼度分布からその分布を考慮した実効巨視的断面積を使用し、SRACコードシステムのCITATIONモジュールにより3次元Triangle-z体系で実施する。制御用制御棒はバンクで挿入される。

5.3.3 核設計値及び炉心内の配置

(1) 炉心及び燃料集合体の配置

5.3.1の設計方針を満足させる核設計値をTable 5.3.1に示し、燃料集合体の配置をFig.5.3.1に示す。

(2) 燃料濃縮度及び可燃性毒物

2種類の燃料集合体(A及びB燃料集合体)を使用する。A燃料集合体では、全493本の燃料棒のうち37本の燃料棒の濃縮度を2.5 wt%とし、可燃性毒物として6.0 wt%のガドリニア(Gd_2O_3)を富加している。残りの456本の燃料棒はガドリニアを含まない4.3 wt%濃縮の燃料棒である。制御棒は54本が挿入される。B燃料集合体はシャッフリングの前後で燃料集合体内の配置が異なる。シャッフリングの前では、全493本の燃料棒のうち25本の燃料棒の濃縮度を2.5 wt%とし、可燃性毒物として6.0 wt%のガドリニアを富加し、残りの468本の燃料棒はガドリニアを含まない4.3 wt%濃縮の燃料棒である。制御棒は挿入されずA燃料集合体の制御棒挿入位置の案内管54本にクラスタ型のほうけい酸ガラスの可燃性毒物棒(ステンレス管被ふ

く)が挿入される。ほうけい酸ガラス中のボロンは天然ボロン(19.2wt%)であり、 B_2O_3 の濃度は12.5wt%である。シャッフリング(燃料交換)の際、ほうけい酸ガラスの可燃性毒物棒クラスタを取り去り、54本の制御棒が挿入可能となる。なお、ガドリニアの軸方向濃度分布は一定である。

(3) 制御棒クラスタ

制御棒クラスタはFig.5.3.1に示すように炉心内に13体配置する。制御棒が配置されない残りの6体の燃料集合体の制御棒案内管には、ほうけい酸ガラスの可燃性毒物棒が挿入される。制御棒クラスタは全て同じ構造である。使用目的に応じて制御グループと停止グループに分けられる。制御グループは2バンクからなり、バンク単位で挿入、引抜きを行う。制御グループは原子炉の出力を制御し、停止グループは制御グループとともに原子炉スクラムを行う。原子炉スクラム時には、全制御棒クラスタが自重及びばね力で炉心に挿入される。なお、圧力容器内装型の制御棒駆動機構では、制御棒の飛び出し事故は構造的に考えられないため、制御棒の挿入限界は設けていない。

5.3.4 核設計の内容^[3]

炉心の核設計値の概略をTable 5.3.1に示す。

(1) 反応度制御

反応度制御には、 B_4C 制御棒、可燃性毒物(ガドリニア)及び可燃性毒物棒(ほうけい酸ガラス)を併用する。可燃性毒物はいずれも毒物としての効きの人為的な直接制御が行えないため、静的な反応度制御としてのみ使用する。

(a) 制御棒クラスタ

制御棒クラスタは次のような反応度制御能力を持つ。

- ① 制御グループの制御クラスタは原子炉出力が低温零出力から高温全出力まで変化したときの、1次冷却材等による反応度変化を制御する。
- ② 制御グループの制御クラスタは燃焼に伴う反応度変化(燃料組成の変化、核分裂生成物の蓄積、可燃性毒物の蓄積等による反応度変化)を制御する。
- ③ 2章に示した出力変動(設計条件)に伴い生じる反応度変化を制御する。
- ④ 制御グループの制御クラスタは、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ1本が、全引抜き位置のまま挿入できない場合でも、可溶性毒物を用いることなく炉心の低温未臨界($k_{eff} < 0.99$)の達成及び維持ができる。
- ⑤ 制御グループの制御クラスタは、最大反応度効果を持つ制御棒クラスタ1本が、炉心内に全挿入され引き抜きが不可能な状態になった場合においても、舵効出力(舵効き速度5~6ノットを維持する出力であり、炉出力30%以上とする。)を確保する。

(b) ガドリニア

ガドリニアは燃焼初期における集合体内の出力分布の平坦化と燃焼反応度変化の一部を制御するために使用する。

(c) ほうけい酸ガラス

ほうけい酸ガラスからなる可燃性毒物棒は余剰反応度を抑制し炉停止余裕条件を満足させる目的で使用される。ほうけい酸ガラスによるクラスタ型の可燃性毒物棒は、現行PWRでも使用されており、十分な実績がある。

(2) 反応度係数

反応度係数は、燃料温度、減速材温度、減速材密度、圧力、ポイド等の炉心状態量が変化することによる反応度の変化を示すパラメータである。各反応度係数の値をTable 5.3.1に示す。

ドプラ係数は、燃料実効温度の変化に対する反応度変化の割合であり、低濃縮二酸化ウランを使用している本原子炉では常に負である。

減速材温度係数は、減速材温度の変化に対する反応度変化の割合であり、負である。

減速材密度係数は減速材密度の変化に対する反応度変化の割合であり正である。

圧力係数及びポイド係数による反応度が、炉心に与える影響は小さい。

このように、反応度変化を補償する主な2つの効果、ドプラ係数と減速材温度係数は、全運転中常に負に保たれており、原子炉に固有の安全性を与えている。

(3) 所要制御反応度

所要制御反応度は陸上PWRより厳しい高温全出力から低温停止状態までの変化反応度とし、設計方針の反応度停止余裕が確保される必要がある。所要制御反応度は高温全出力から低温停止状態に下げる際のドプラ効果、減速材温度変化、中性子束再分布、ポイド減少等による反応度から成り立っている。

(a) ドプラ効果

高温全出力から低温に下げると、燃料実効温度は低下し、ドプラ係数が負であるため正の反応度が添加される。

(b) 減速材温度変化

高温全出力から低温に下げると、減速材温度は低下し、減速材温度係数が負であるため正の反応度が添加される。

(c) 中性子束再分布

高温全出力運転状態から零出力に下げると軸方向出力分布は炉心上部の割合が増加する。炉心上部では相対的に燃料の燃焼が小さく、反応度が高いので、高温全出力から低温零出力に下げると正の反応度が添加される。

(d) ポイド減少

高温全出力運転状態では、サブクール沸騰によるわずかのポイドが発生しているが、出力を低下させるとポイドが消滅し正の反応度がわずかに添加される。

(e) 燃焼用余剰反応度

所定の燃焼度を達成するため、サイクル初期には予め余分の正の反応度を炉心に与えておく。本余剰反応度は制御用制御棒の挿入により制御される。

本原子炉における反応度停止余裕の値をTable 5.3.1に示す。反応度停止余裕は最大反応度効果をもつ制御棒クラスタ1本が、全引抜位置のまま挿入できないものとし、さらに、計算上

の不確定性を考慮して10%の余裕をみて評価している。所要の反応度停止余裕は十分確保されている。

(4) 出力分布

(a) 定義

① 核的エンタルピ上昇熱水路係数 ($F_{\Delta H}^N$)

核的エンタルピ上昇熱水路係数は、炉心最大燃料棒出力と炉心平均燃料棒出力の比である。燃料の製作公差、燃料棒のわん曲及び最大出力燃料棒周辺の出力分布は熱水力設計の計算過程で考慮してゐる。

② 核的熱流束熱水路係数 ($F_{N_Q}^N$)

核的熱流束熱水路係数は、設計仕様に基ついた炉心最大線出力密度と炉心平均線出力密度の比であり、以下の因子から成っている。

$$F_{N_Q}^N = \text{Max} \{ F_{XY}^N(Z) \times P(Z) \} \times F_{N_U}^N$$

$F_{XY}^N(Z)$: 炉心高さZにおける水平方向ピーキング係数

$P(Z)$: 炉心高さZにおける炉心平均軸方向相対出力

$F_{N_U}^N$: 核的不確定性因子 (陸上PWRと同じ1.05とする)

なお、燃料焼きしまりの効果を含める場合の核的熱流束熱水路係数は次式で表わされる。

$$F_{N_Q}^N = \text{Max} \{ F_{XY}^N(Z) \times P(Z) \times S(Z) \} \times F_{N_U}^N$$

$S(Z)$: 炉心高さZにおける燃料焼きしまりによる出力スパイク係数

③ 工学的熱流束熱水路係数 ($F_{E_Q}^E$)

工学的熱流束熱水路係数は、燃料製造上の公差が熱流束熱水路係数に与える影響を考慮する因子である。ペレットの直径、密度、濃縮度及び被ふく管直径の製作公差を統計的に組合せた設計値1.03を使用する。

④ 熱流束熱水路係数 (F_Q)

熱流束熱水路係数は、炉心最大線出力密度と炉心平均線出力密度の比であり、次式で表わされる。

$$F_Q = F_{N_Q}^N \times F_{E_Q}^E$$

(b) 通常運転時の出力分布

炉心の出力分布を平坦化するため、次のような方法を採用する。

① 外周部及び炉心中心部に、ほうけい酸ガラスの可燃性毒物棒入り燃料集合体を、炉心中心部と外周部との間には制御用制御棒を挿入する燃料集合体をそれぞれ配置し、ガドリニア配置と組合せて、良好な水平方向出力分布が得られるようにする。また、取替炉心に置いては新燃料集合体を外周部に装荷することにより、良好な水平方向出力分布が得られるようにする。

② 制御棒をクラスタ方式とし、バンク分けを行う。

以上のような方法により、炉心寿命中、通常運転時の水平方向出力分布を適正に保つことができ、最大線出力密度は41 kW/m以下となり、また、最小DNBRに対する制限を超えるよ

うな出力分布は起こらない。

(5) 燃料取替と燃焼に伴う変化

前述のように、燃料取替方式として2サイクル方式を採用しており、燃料の燃焼に伴って、炉心の反応度が低下すると、19体の燃料集合体の内の炉心中心部の燃料集合体1体、炉心中心部と外周部の燃料集合体6体、及び外周部の燃料集合体3体の計10体を取り出し、外周部の燃料集合体12体の内の7体を内側に移動し、残りの2体は外周部内で移動させ、10体の新燃料集合体を外周部に装荷する。燃料交換方式をFig.5.3.2に示す。燃料取替は、平衡サイクルにおいて約1,500 EFPD（全出力換算日）後に行う予定である。設備利用率を50%とすると燃料交換は約4年ごととなる。

燃焼とともに、炉内出力分布は一般に改善されるので、核的熱水路係数はサイクル初期が一番大きい。取替炉心の安全性確認は、各取替サイクルにおいて核的熱水路係数等の炉心パラメータが本節に記載している値と矛盾がないことを実測あるいは計算により確認する。また、ある取替サイクルの炉心パラメータの一部が制限値から逸脱することが設計段階で確認される場合には、安全評価を行う。

Table 5.3.1 核設計値 (1/3)

(1) 炉 心

有効高さ	約 1.40 m
等価直径	約 1.49 m
平均出力密度	40.8 kW/ℓ
燃料集合体燃焼度 (4サイクル以降の平衡サイクル)	
平均	約 22,600 MWd/t
最高	37,000 MWd/t
燃料形式	ジルカロイ被ふく UO_2 燃料棒
^{235}U 濃縮度	4.3 重量%
	2.5 重量% (Gd入り燃料棒、 Gd_2O_3 は 6 重量%)
燃料装荷量	6.326 ton
ほうけい酸ガラス棒	B_2O_3 : 12.5 重量%
燃料集合体数	19 体
	集合体A : 7 体
	集合体B (シャッフリング前、ほうけい酸ガラス棒入り) : 6 体
	集合体B (シャッフリング後、ほうけい酸ガラス棒無し) : 6 体

燃料棒・制御棒・ガ ドリニア入り燃料 棒・ほうけい酸ガラ ス棒の本数 (燃料集合体当たり)	集合体	A	B	B
			(シャッフリング前)	(シャッフリング後)
燃料棒	燃 料 棒	456	468	468
制御棒	制 御 棒	54	0	54
ガドリニア入り燃料棒	ガドリニア入り燃料棒	37	25	25
ほうけい酸ガラス棒	ほうけい酸ガラス棒	0	54	0

(2) 核的熱水路係数 (定格出力時)

F^N_Q	5.21 (燃料ペレット焼きしまり効果を含まない)
$F^N_{\Delta H}$	2.81

(3) 線出力密度

定格出力平均	約 7.63 kW/m
定格出力最大	41 kW/m (燃料ペレット焼きしまり効果を含まない)
	33 kW/m (ガドリニア入り燃料、燃料ペレット焼きしまり効果を含まない)

Table 5.3.1 核設計値 (2/3)

(4) 実効増倍率

- | | |
|-------------------------------|------------|
| (a) 低温停止、平衡サイクル初期（全制御棒クラスタ挿入） | 0.82962 |
| (b) サイクル末期（高温、全制御棒クラスタ引抜き） | 1.02041 以上 |

(5) 反応度制御能力（制御棒クラスタ 1 本挿入不能時、低温停止、平衡サイクル初期）^[注1]

燃料集合体 4 又は 4' の制御棒固着（他、全挿入）	0.96951	停止用制御棒クラスタ
燃料集合体 5 又は 5' の制御棒固着（他、全挿入）	0.96946	停止用制御棒クラスタ
燃料集合体 6 又は 6' の制御棒固着（他、全挿入）	0.97584	制御用制御棒クラスタ
燃料集合体 7 又は 7' の制御棒固着（他、全挿入）	0.97584	制御用制御棒クラスタ
燃料集合体 8 又は 8' の制御棒固着（他、全挿入）	0.97495	制御用制御棒クラスタ
燃料集合体 9 又は 9' の制御棒固着（他、全挿入）	0.97500	停止用制御棒クラスタ
燃料集合体 10 の制御棒固着（他、全挿入）	0.95419	停止用制御棒クラスタ

[注1]燃料集合体番号はFig.5.3.3に示す。

(6) 平衡サイクル末期での制御用制御棒クラスタの制御棒価値 (Σ_{eff} は飽和 X_{ek} に対するものを使用)

制御棒挿入条件	固有値	制御棒価値(%)
燃料集合体 6 又は 6' の制御棒全挿入（他、全引抜き）	1.01071	1.327
燃料集合体 7 又は 7' の制御棒全挿入（他、全引抜き）	1.01028	1.369
燃料集合体 8 又は 8' の制御棒全挿入（他、全引抜き）	1.00960	1.436

(7) 燃料集合体 1 体が冠水状態又は蒸気雰囲気中における固有値

制御棒及びほうけい酸ガラス棒を全引抜きした A, B 2 種類の燃料集合体の燃焼計算結果から、A 燃料集合体はどの燃焼度でも B 燃料集合体の反応度より小さいことが判明している。この B 燃料集合体は新燃料で反応度が最も高い。温度条件を 300 Kelvin とし、B 燃料集合体（新燃料、制御棒及びほうけい酸ガラス棒なし）1 体を水の密度 0.30 ~ 1.00 g/cc の場に置いた場合の固有値は次の通りである。

水の密度	固有値
1.00 g/cc	0.945266 ± 0.1091%(1 σ)
0.80 g/cc	0.870819 ± 0.1225%(1 σ)
0.50 g/cc	0.712711 ± 0.1428%(1 σ)
0.30 g/cc	0.551934 ± 0.1460%(1 σ)

Table 5.3.1 核設計値 (3/3)

(8) 反応度係数 (高温全出力時)

サイクル初期

ドプラ係数	-2.2E-5	($\Delta K/K$)/ $^{\circ}C$
ポイド係数	-2.5E-3	($\Delta K/K$)/%ポイド
減速材密度係数	+0.30	($\Delta K/K$)/(g/cm ³)

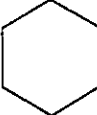
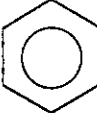

サイクル末期

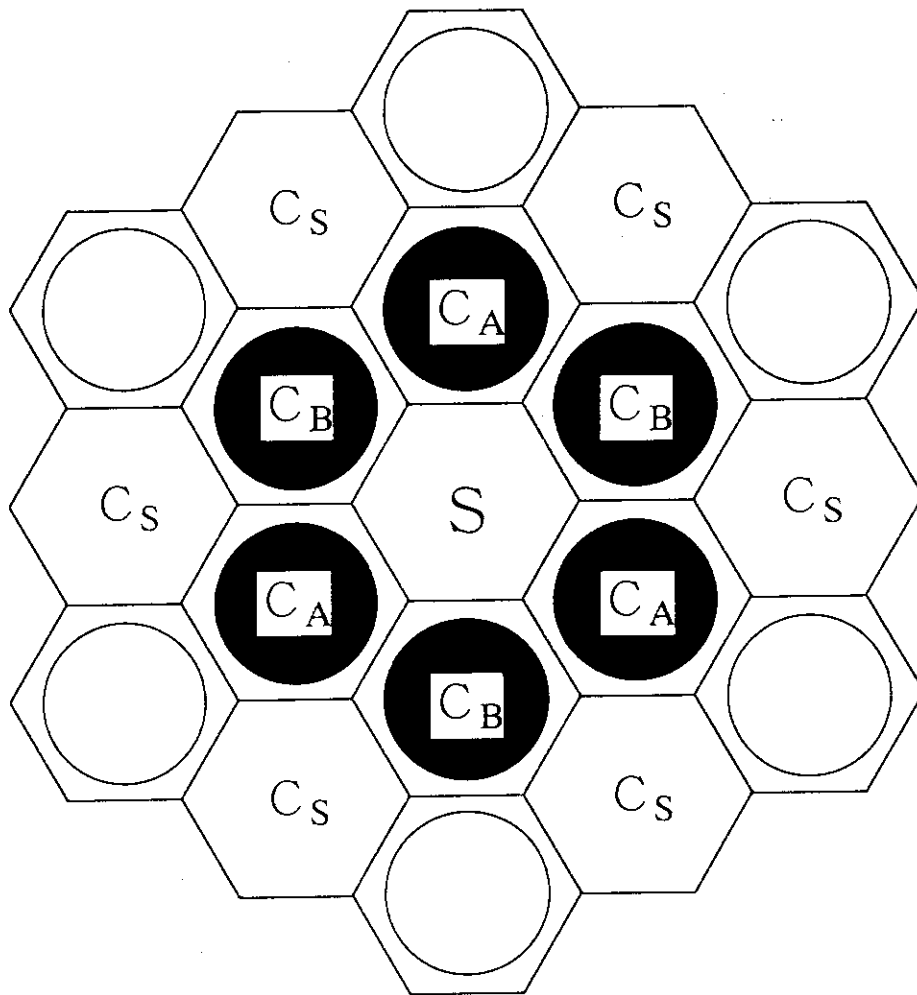
ドプラ係数	-2.3E-5	($\Delta K/K$)/ $^{\circ}C$
ポイド係数	-2.6E-3	($\Delta K/K$)/%ポイド
減速材密度係数	+0.32	($\Delta K/K$)/(g/cm ³)

(9) 反応度停止余裕 (低温停止、平衡サイクル初期)

最大反応度効果を有する制御棒クラスタ 1 本が全引抜位置のまま挿入できないものとし、さらに設計裕度 10% を差し引いた値

2.17 % $\Delta K/K$

-  : A集合体, 停止用制御棒 (7本)
-  : B集合体 (ほうけい酸ガラス棒入り) (6本)
-  : B集合体 (ほうけい酸ガラス棒引抜き) (6本)



- C_A : 制御用制御棒クラスタバンク ; 3本
- C_B : 制御用制御棒クラスタバンク ; 3本
- C_S : 制御用制御棒クラスタバンク ; 7本

Fig.5.3.1 制御棒クラスタ配置

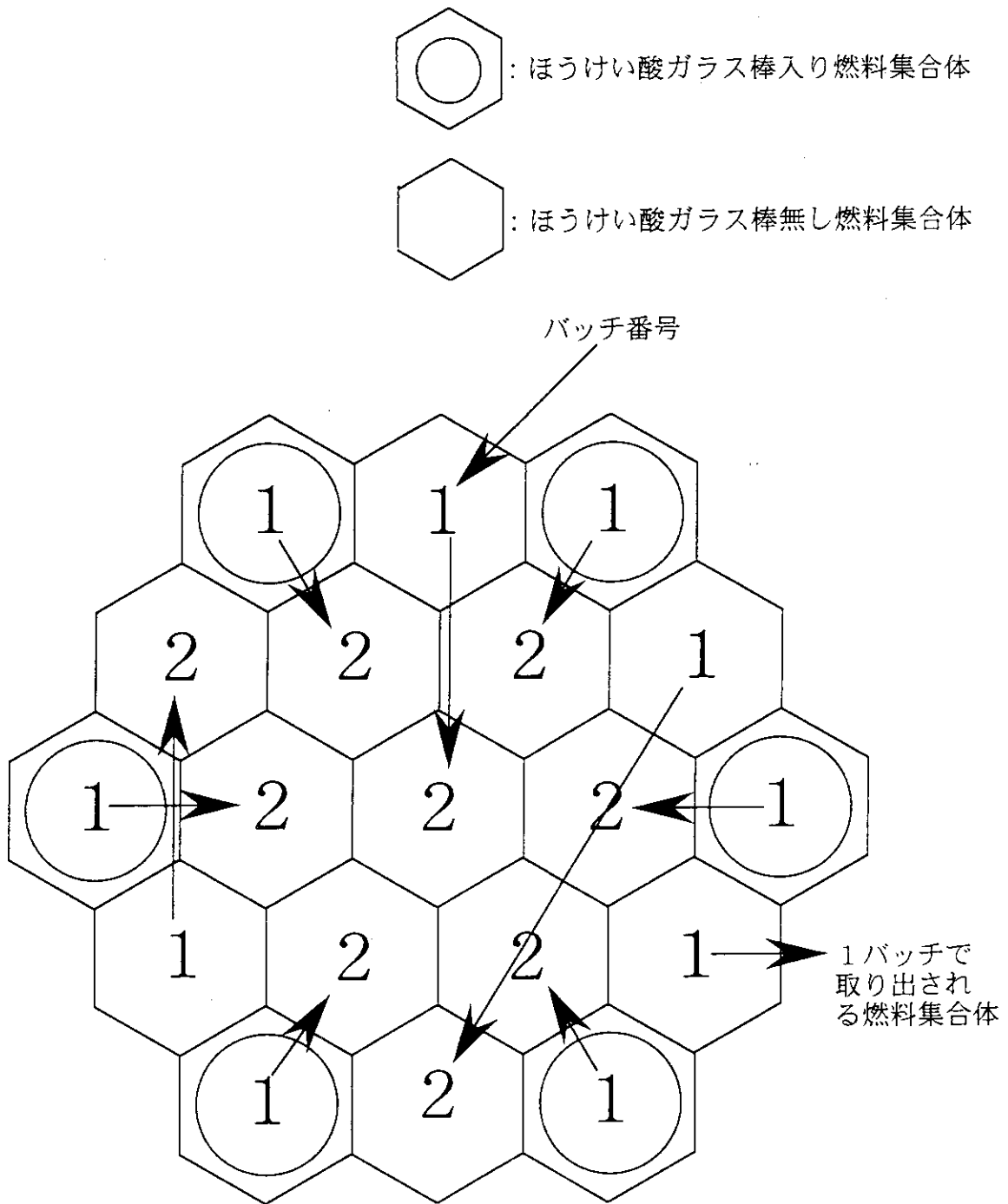


Fig.5.3.2 燃料交換方式

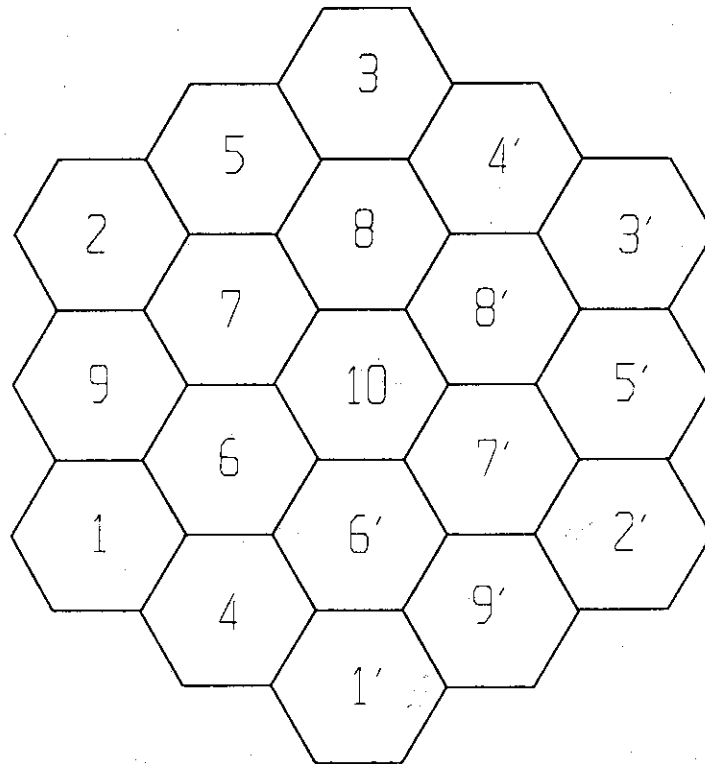


Fig.5.3.3 燃料集合体番号

5.4 熱水力設計

5.4.1 設計方針

通常運転及び運転時の異常な過渡変化時において、下記の方針を満足するように熱水力設計を行う。

- (1) 最小DNBR (Departure from Nuclear Boiling Ratio、限界熱流束比) は1.73以上であること。

現行の商業用発電炉の場合には信頼度95%でDNBの生じない確率が95%であるDNBRは1.17であるが、MRX炉心の場合その形状での試験データが存在しないことなどを考えた上で、DNBRに余裕を持たせることにする。評価は旧来のW-3相関式に対して定められているDNBR=1.3を用い、これに船体動揺によるDNBRの低下割合として、25%を考慮したものである。なお船体動揺の影響に対するDNBRの低下割合25%は、「むつ」解析時に使用した評価法で求めた、上下方向の変動加速度振幅1.0 gに対する数値である。ただしこの値は、今後MRXの運転条件での試験を行い必要に応じて変更するものとする。

- (2) 燃料中心最高温度は、二酸化ウランまたはガドリニア入り二酸化ウランの溶融点未満となるように設計する。

二酸化ウランの溶融点は未照射燃料に対しては約2,800°Cであるが、燃焼の進行に伴って10,000 MWd/t当たり約32°C低下し、燃焼度62,000 MWd/tでは約2,601°Cとなる。故に燃料中心温度の各燃焼度に対する解析上の上限値は、燃焼に伴う溶融点の低下、計算モデルの不確定性および燃料の製造公差を考慮するために、燃焼に伴い変化させる。つまり未燃焼燃料では2,600°C、燃焼度62,000 MWd/tでは2,401°Cとする。

また、ガドリニア入り二酸化ウランの溶融点は、未照射燃料に対しては約2,730°Cである一方で、燃焼の進行に伴って10,000 MWd/t当たり約32°C低下する。従ってガドリニア入り燃料の燃料中心温度の解析の制限値は、溶融点の燃焼に伴う低下、計算モデルの不確定性及び燃料の製造公差を考慮するため燃焼に伴い変化させる。この場合未燃焼燃料では2,530°C、燃焼度62,000 MWd/tでは2,331°Cとする。

5.4.2 解析手法

- (1) DNBRの解析手法

DNBRは「EPRI-1」相関式を用いて評価し、「EPRI-1」相関式に入力する局所冷却材条件は炉心熱水力計算コードにより計算される。

- (a) 「EPRI-1」相関式

限界熱流束は、沸騰熱伝達の過程において、核沸騰からの離脱(DNB)が起こる時の熱流束であると定義する。DNBが起こると、燃料被ふく管と1次冷却材の熱伝達特性が低下し、燃料被ふく管が損傷する可能性がある。DNBは、水力的条件と熱伝達現象の効果によって起こるものでその場所での流量、圧力、蒸気重量率等の局所的条件のみならず、流路入口エンタルピ、流路長さ等の上流の条件や流路の形状等の影響を受ける。

この限界熱流速の評価には、「EPRI-1」相関式を使用する。「EPRI-1」相関式は、PWR、BWRの広範囲な試験条件をベースとしたものであり、正方配列燃料形状のデータベースに基づくものであるが、流路形状によらず、三角配列に対しても比較的適用性に優れていることが知られている。またMRXの炉心は三角配列であるがその稠密度はそれほど高くなく、このような準稠密三角配列燃料形状に対する予測では、「EPRI-1」相関式は厳し目のDNB熱流束を与えるので、MRX炉心に対し、「EPRI-1」相関式を使用するのは妥当といえる。

(b) 解析方法

炉心の局所冷却材条件は炉心熱水力のサブチャンネル解析コードを用いて計算する。解析では、Fig.5.4.1に示すような5つのサブチャンネルに分け、各サブチャンネル間での冷却材のやりとりを考慮しながら、局所冷却材条件を求め、これに基づき「EPRI-1」相関式によってDNBRを評価する。

(2) 燃料温度の解析手法

燃料温度の解析は、燃料温度計算コードで計算する。燃料ペレット内の温度分布は主に局所出力密度及び二酸化ウランまたはガドリニア入り二酸化ウランの熱伝導率の関数であり、更に温度分布の計算には被ふく材、ギャップ、ペレットを組み合わせるギャップコンダクタンスを考慮する。

5.4.3 熱水力設計値

「5.4.1」に示す設計方針を満足する炉心の熱水力設計値はTable 5.4.1の通りである。

5.4.4 熱水力設計の内容

(1) DNBR

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、DNBRが1.73を下回ることを防ぐため、炉心の運転領域を設定する。

本評価には、DNB相関式として5.4.2(1)に述べたように「EPRI-1」相関式を用いる。

ただし「EPRI-1」相関式に入力される炉心内局所的冷却材条件は、炉心熱水力サブチャンネルコードによる解析で求められる。

(a) DNBR解析

① 水平方向出力分布

炉心の出力分布は、主として濃縮度、燃料集合体装荷パターン、バーナブルポイズン配置パターン、原子炉出力、制御棒クラスタ配置パターン、制御棒クラスタ位置、燃焼度等によって変化する。限界熱流束(DNB熱流束)の評価は、水路に沿って出力を積分したエンタルピ上昇の水平方向分布が重要になる。

DNBRが最小になる位置は、軸方向出力分布に依存し、DNBRの値は、その位置までのエンタルピ上昇に依存する。

② 軸方向出力分布

軸方向出力分布は制御棒クラスタの動き、負荷変動、キセノン再分布等によって大幅に

変化するが、運転中の出力分布変動に余裕をもって対処できるように最大と平均の比が1.90であるコサイン分布をDNB評価に用いる。

③ エンタルピ上昇に関する工学的熱水路係数

流れの状態及び燃料製作公差等が、熱水路のエンタルピ上昇に及ぼす影響は、炉心熱水カサブチャンネルコードによる解析において直接考慮する。

ペレットの直径、密度及び濃縮度の製作公差の影響は、同コードの中で熱水路における発熱量の増加として取扱い、被ふく管の直径、ピッチ及びわん曲の製作公差等の影響は、熱水路の流路面積、水力的等価直径等同コードの入力設定において考慮する。

熱水路の流量については、1次冷却材流量として厳し目な評価としての流量を用いるとともに、入口流量分布の不均一性は、高温燃料集合体への1次冷却材流量を平均より5%減少させることにより考慮する。さらに、炉心長が短いことの影響として高温水路の入口流量を高温燃料集合体平均の70%とする。なお、流れの再分布及び混合の影響は、同コードによって自動的に計算される。

④ 熱拡散係数 (TDC)

水路間のエンタルピの混合割合は、水路間エンタルピ差、1次冷却材の密度及び流速に比例する。この混合割合を無次元の熱拡散係数 (TDC) によって表現し、同コードによる解析において使用する。ただし設計では、乱流混合を考慮しない厳しめな評価とする。

⑤ バイパス流量

炉心入口ノズルに流入する全流量のうち、燃料部分の冷却に有効ではない部分をバイパス流量として扱う。ここでは、陸上発電用PWRと同じ4.5%として評価を行う。MRXの炉心バイパス流量は、一体型炉心構造を持つことや制御棒の太径化等で陸上発電用PWRと異なるものと考えられ、詳細な評価は原子炉容器内部の設計が確定した後に行うこととする。

(b) 運転時のDNB防護

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時においてDNBRが1.73を下回ることを防ぐための炉心運転限界は1次冷却材温度、圧力及び炉心出力の関数として定められる。この運転限界の中での最小DNBRは1.73より小さくなることはない。この運転限界は、5.4.4 (1)(a)で述べた設計出力分布に基づいて計算されているが、原子炉保護設備により、炉心平均温度が高くなると「過大温度 ΔT 高原子炉スクラム」の設定点が自動的に下がるように設計してあるので、炉心の安全性は確保される。

したがって、上記運転状態ではDNB設計方針は十分に満足されている。

ちなみに定格出力時の最小DNBRはTable 5.4.1に示すように2.25であり、1.73より十分に大きい。

(2) 燃料温度

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料中心最高温度は二酸化ウランの溶融点未満であることが設計方針であり、本評価は燃料温度計算コードにより行われる。

燃料温度の評価においては、ペレット内二酸化ウラン熱伝導率、局所出力密度、ギャップコ

ンダクタンス、被ふく管表面熱伝達係数を考慮し、以下に示す解析モデルにより評価する。

(a) 燃料温度解析

① 二酸化ウラン熱伝導率

理論密度 95% の二酸化ウランの熱伝導率として 0°C から 2,800°C の積分が 93 W/cm である次式を燃料温度評価に用いる。

$$K = \frac{1}{11.8 + 0.0238T} + 8.77 \times 10^{-13} T^3$$

ここで、K : 熱伝導率 [W/cm·°C]
T : 温度 [°C]

② 燃料棒内半径方向出力分布

半径方向出力係数 f は、半径方向出力分布に基づき計算され、次のように定義される。

$$\int_{T_s}^{T_c} K(T) dT = \frac{q' f}{4\pi}$$

ここで、K(T) : 均一な密度分布をもつ二酸化ウラン熱伝導率
[Kcal/h·m·°C]

q' : 線出力 [Kcal/h·m]

T_s : ペレット表面温度 [°C]

T_c : ペレット中心温度 [°C]

③ ギャップコンダクタンス

燃料ペレット-被ふく材間のギャップにおける温度低下はギャップの寸法及びギャップ内のガスの熱伝導率の関数である。

ギャップコンダクタンスの計算モデルは二酸化ウラン熱伝導モデルと組合わせて使用される時、燃料中心温度の計算値が実験値と一致するように決定される。

ギャップコンダクタンス h (Kcal/h·ft²·°C) の計算式は、

$$h = \frac{K_{gas}}{\delta/2 + 14.4 \times 10^{-6}}$$

あるいは、

$$h = 1,500 K_{gas} + \frac{4.0}{0.006 + 12}$$

ここで、 K_{gas} : 混合ガスの熱伝導率 [Btu/h·ft·°F]

δ : ダイアメトラルギャップ [ft]

であり、上式のうち大きい方の値がギャップ温度差の計算に用いられる。

ペレット-被ふく材間のギャップが零となった場合は接触時のコンダクタンスが別に考慮される。接触時のコンダクタンスは接触圧、ギャップ内のガス成分、表面粗さに依存することがわかっている。この結果と加圧水型炉において得られた表面粗さとから接触時のコンダクタンスは次式で表せる。

$$h = 0.6P + \frac{K_{gas}}{14.4 \times 10^{-6}}$$

ここで、P : 接触圧 [psi]

K_{gas} : 混合ガスの熱伝導率 [Btu/h・ft・°F]

④ 熱伝達係数

強制対流熱伝達係数はよく知られた Dittus-Boelter の式から得られる。

$$\frac{hDe}{K} = 0.023 \left(\frac{DeG}{\mu} \right)_b^{0.6} \left(\frac{Cp\mu}{K} \right)_b^{0.4}$$

ここで、h : 熱伝達率 [Btu/h・ft²・°F]

De : 水力的等価直径 [ft]

K : 流体の熱伝導率 [Btu/h・ft・°F]

μ : 粘性係数 [lb/h・ft]

C_p : 定圧比熱 [Btu/lb・°F]

b : 流体平均温度を表わす添字

G : 質量速度 [lb/h・ft²]

核沸騰が始まった後の被ふく材表面温度は Thom の式で決定される。

$$\Delta T_{sat} = [0.072 \exp(-P/1.260)] (q'')^{0.5}$$

ここで、ΔT_{sat} : T_w - T_{sat} [°F]

q'' : 局所熱流束 [Btu/h・ft²]

P : 冷却材圧力 [psia]

T_w : 被ふく材表面温度 [°F]

(b) 運転時の燃料過出力防護

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料中心最高温度が二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの熔融点以上となることを防ぐために炉心運転限界は前項で記した過大温度 ΔT 高原子炉スクラムと同様に、過大出力 ΔT 高原子炉スクラムにより保護される。過大出力 ΔT 高原子炉スクラムの設定は、最大線出力密度 42.6 kW/m を目標として行われるので、上記運転状態での燃料温度設計方針は十分満足され、最大線出力密度 42.6 kW/m 時の燃料中心最高温度は Table 5.4.1 に示す様に、二酸化ウランの熔融点よりも十分に低い。

Table 5.4.1 熱水力設計値

炉心熱出力	100 MWt
燃料棒中での熱発生	約97.4%
1次冷却材圧力	12 MPa
1次冷却材流量	4,500 t/h
実効熱伝達面積	390.6 m ²
炉心入口1次冷却材温度	282.5℃
炉心出口1次冷却材温度	297.5℃
平均出力密度	40.8 kW/ℓ
熱流束	
定格出力時平均	約 255.504 kW/m ²
定格出力時最大	約 1,427.443 kW/m ²
線出力密度	
定格出力時平均	7.63 kW/m
定格出力時最大	42.6 kW/m
熱水路係数 (定格出力時)	
熱流束 (F ^q)	5.58
エンタルピ上昇 (F ^{N_{ΔH}})	2.81
燃料中心最高温度	
定格出力時 (1,200 MWD/t)	1,785 ℃
最大出力密度 (53kW/m)	2,000 ℃
最小DNBR	
定格出力時	2.25
過出力条件 (120%炉出力)	1.72

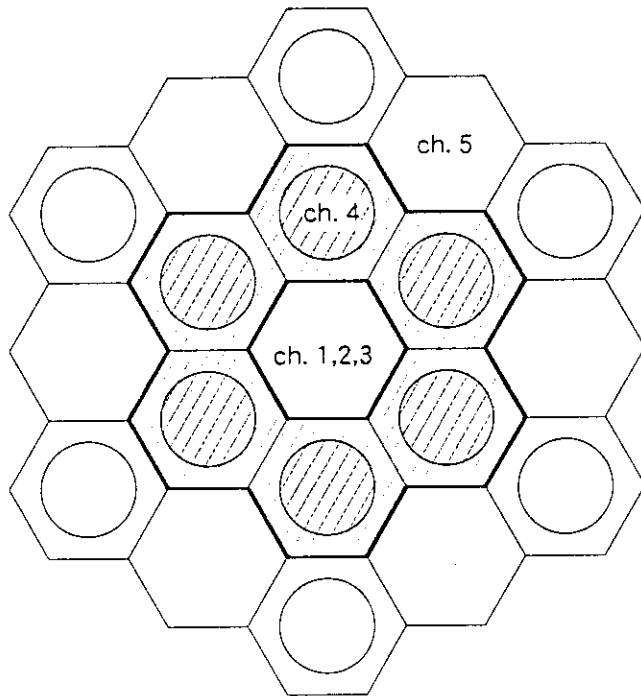
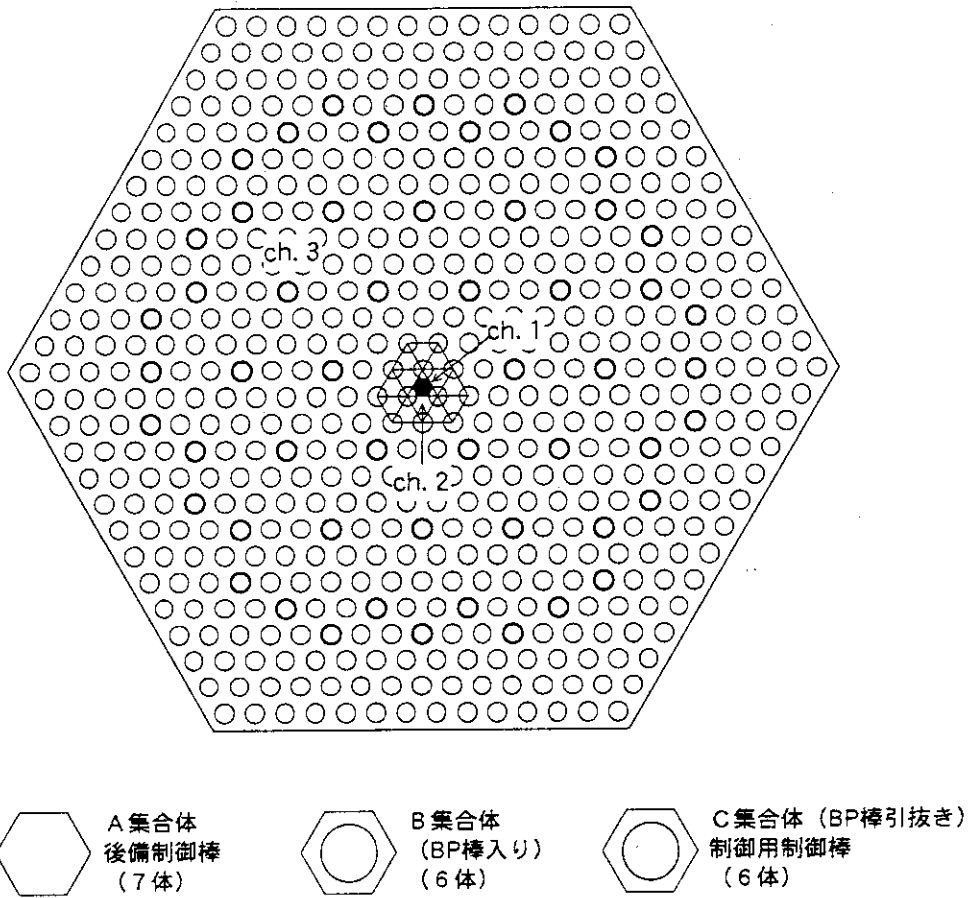


Fig.5.4.1 MRX 六角燃料炉心 5-サブチャンネルモデル

5.5 動特性

5.5.1 設計方針

通常運転時における原子炉及び原子炉制御設備の設計方針は、次のとおりである。

- (1) 設計負荷変化に対して、原子炉制御系を含めた原子炉系の応答が安定で、原子力出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度等の主要諸変数が十分な減衰性を持って新たな平衡負荷に相当した設定値に制御されるように設計する。
- (2) 原子炉出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度等の主要諸変数は、過渡時に許容される制限値内に収まり、通常運転時の偏差は、適当な範囲内に制御されるように設計する。
- (3) 負荷変動に対して制御系の適切な動作により、原子炉がスクラムすることなく上記(1)(2)の設計方針を満足して運転を継続できるように設計する。
- (4) 加圧器逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作無しで、負荷変動の追従ができるように設計する。
- (5) 1台の主機発電機または主機発電機タービンがトリップしても原子炉がスクラムしないように設計する (IMO 基準)。
- (6) 設計負荷変化は、2.2 (c) に示した設計における負荷変動条件とする。

5.5.2 解析方法

応答解析は、計算機によるプラントシミュレーションによって行う。シミュレーションモデルは、原子炉動特性、燃料熱系、1次冷却系、蒸気発生器、加圧器及び種々の制御系等プラント全体を含み、6群の遅発中性子群及び反応度フィードバックを含む1点近似中性子動特性モデル、燃料棒及び1次冷却材配管を含めた熱水力モデル、また、蒸気発生器2次側における飽和気水2相系の熱水力モデル、加圧器での飽和断熱モデル等詳細な計算モデルを使用し、併せて種々の制御系を忠実に模擬し得るものである。シミュレーションモデルの概略を Fig. 5.5.1 に示す。

5.5.3 応答解析

設計負荷変化のうち、原子炉出力100%一定制御方式については、解析上炉出力は変化しないので、解析は行わないこととした。

応答解析は以下に示す3つの条件で行った。

- (1) 50% ステップ状負荷減少時の過渡応答

定格負荷の50%の状態から50%ステップ状負荷減少時の応答を Fig.5.5.2 に示す。この条件は、大洋航行時における主機発電機または主機タービンのトリップを模擬しており蒸気負荷は1秒で無負荷となるが、トリップ信号を受けて主蒸気ダンプ弁が開くことにより原子炉の冷却は継続されるので、原子炉が自動停止することはない。図に示すように、原子炉出力1次冷却系及び原子炉圧力は大きく変動することはない。

- (2) 3%/sec のランプ状負荷減少

Fig. 5.5.3 は最大変化率3%/sec で50%定格負荷から15%定格負荷まで負荷を減少させた

場合の応答を示す。原子炉出力は、要求負荷に対してにやや遅れて減少し最大で約9%定格負荷まで減少するが、負荷減少を開始してから約150秒で15%定格負荷に整定する。炉心平均温度は、最大で約 $\pm 1.3^{\circ}\text{C}$ 変化するが、負荷減少を開始してから約100秒で整定する。原子炉圧力は要求負荷の減少に伴い最大で約12.4MPaまで上昇するが、炉心平均温度が一定となると、ほぼ定格値に整定する。

(3) 3%/secのランプ状負荷増加

Fig. 5.5.4は最大変化率3%/secで15%定格負荷から50%定格負荷まで負荷を増加させた場合の応答を示す。応答は3%/secのランプ状負荷減少の場合のほぼ逆応答となる。原子炉出力は最大で約63%定格負荷まで上昇するが、負荷増加を開始してから約100秒で整定する。炉心平均温度及び原子炉圧力の変化巾は小さく、それぞれ $\pm 1^{\circ}\text{C}$ 及び $\pm 0.25\text{MPa}$ 以内であり安定した応答を示す。

5.5.4 評価

50%ステップ状負荷減少時の過渡応答、 $\pm 3\%/sec$ ランプ状負荷変化に対し制御棒クラスタによる原子炉出力制御、加圧器圧力制御系、給水制御系等の適切な動作により原子炉出力、1次冷却材平均温度、原子炉圧力等の主要諸変数を十分な減衰性を持って設定値に制御し、過渡時のピーク値も制限値内におさめることができる。

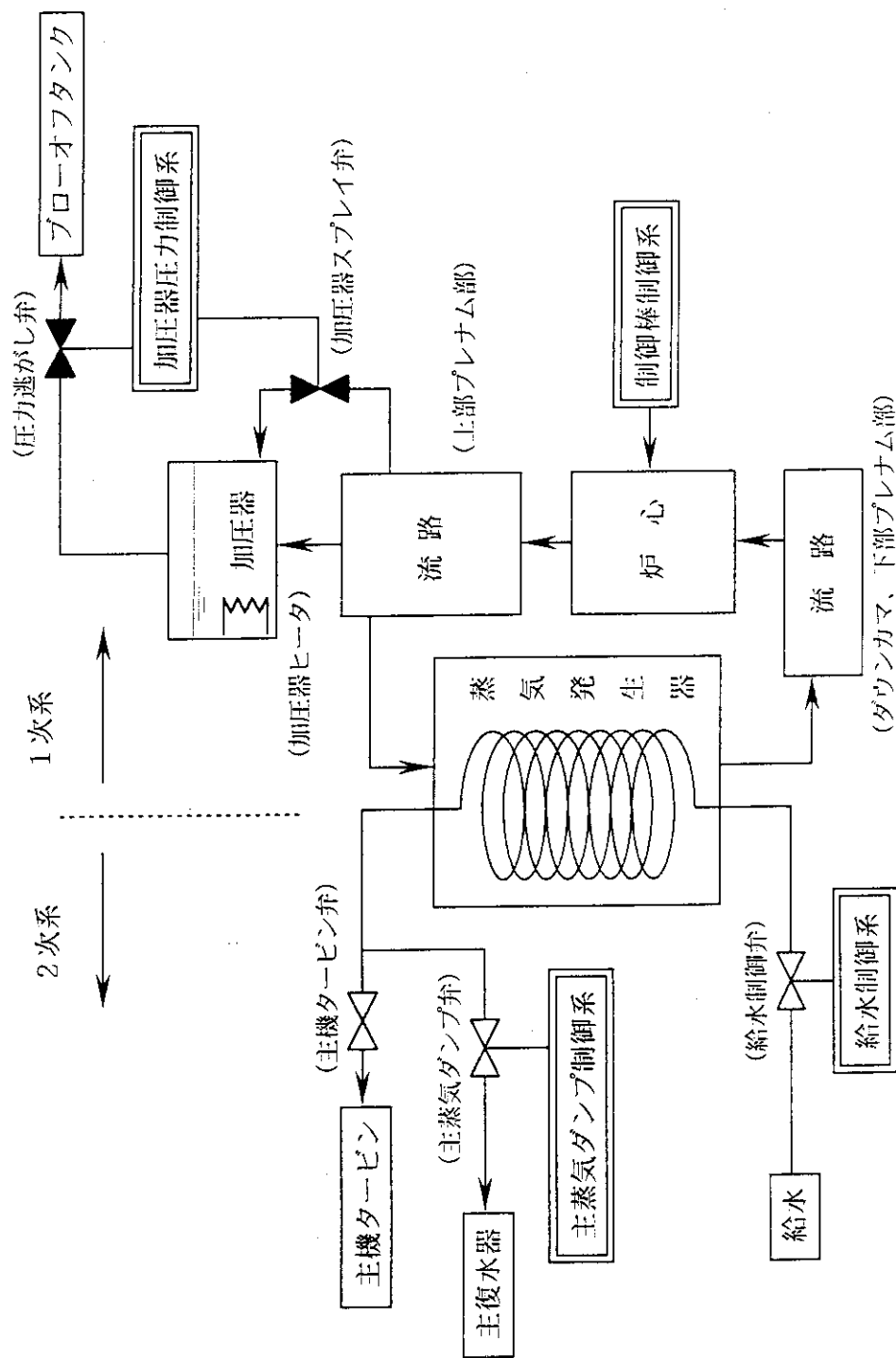
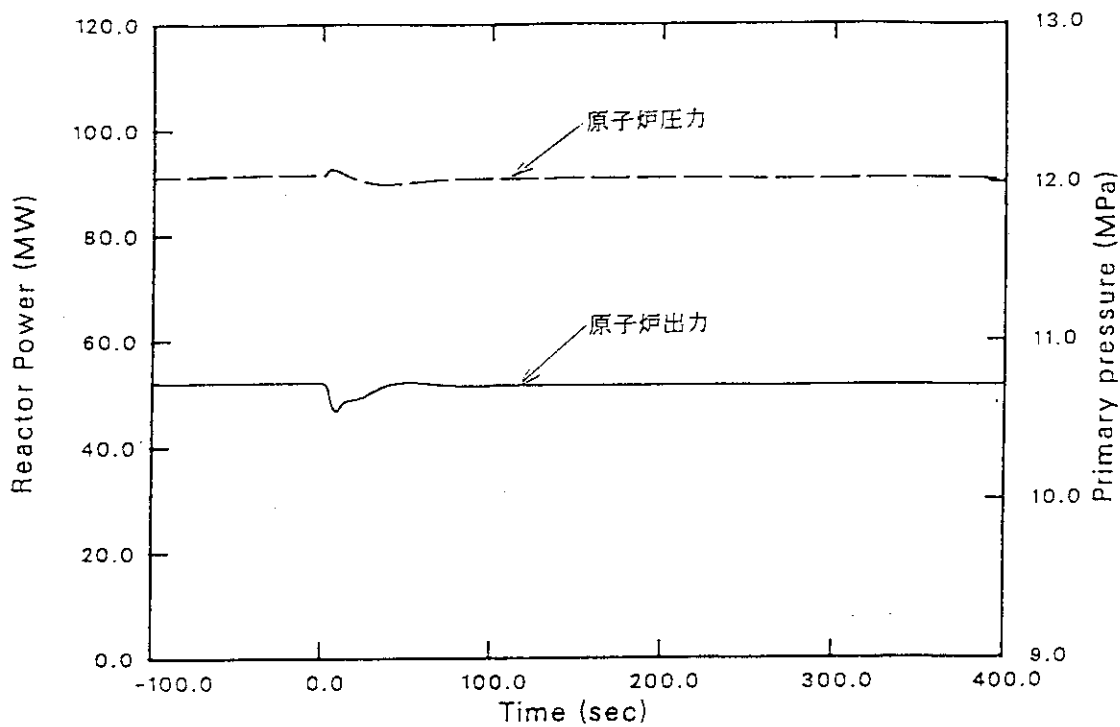
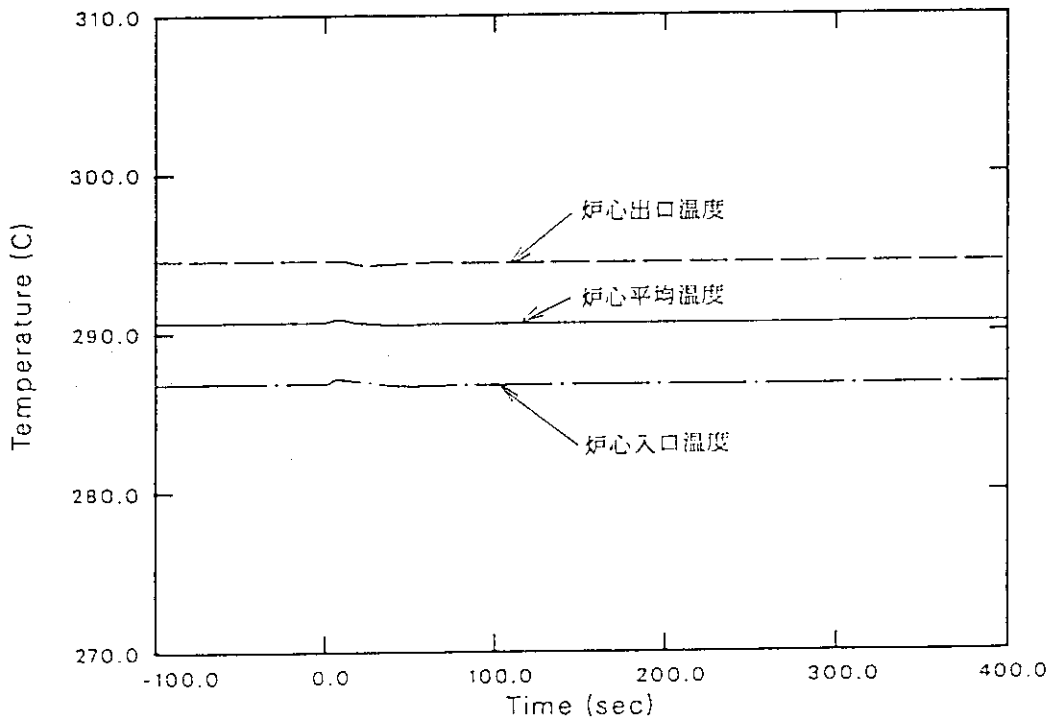


Fig.5.5.1 シミュレーションモデルの概要



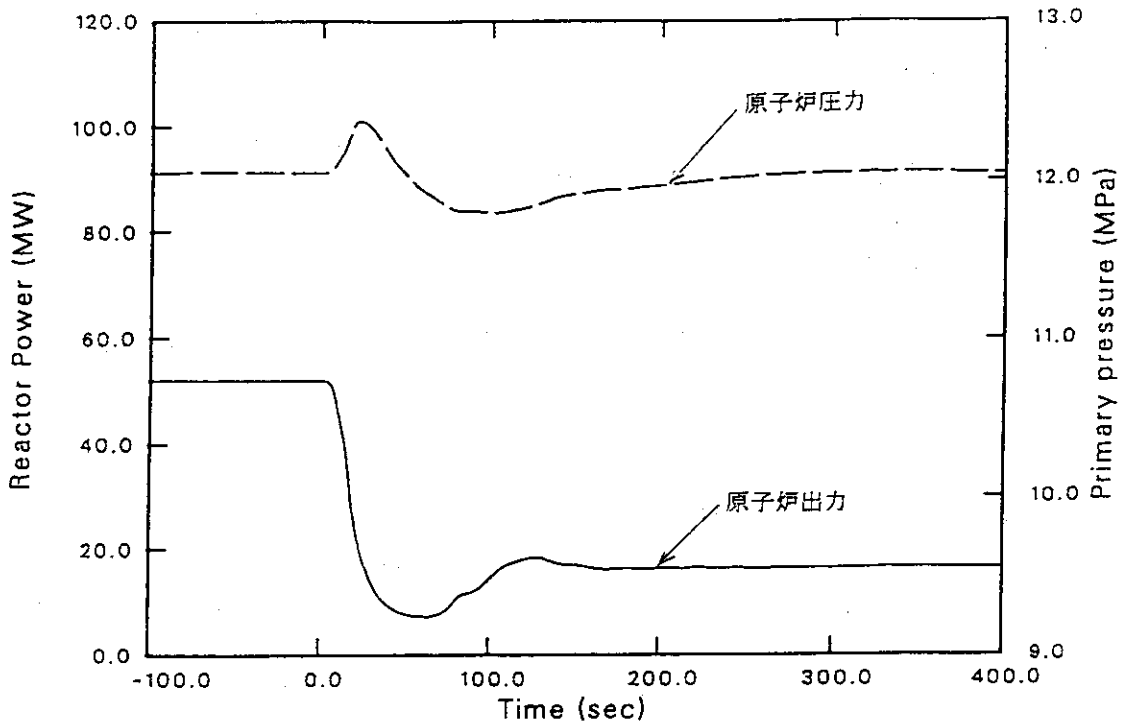
(1) 原子炉出力と原子炉圧力

Fig. 5.5.2 50%ステップ状負荷減少時の過渡応答 (1/2)



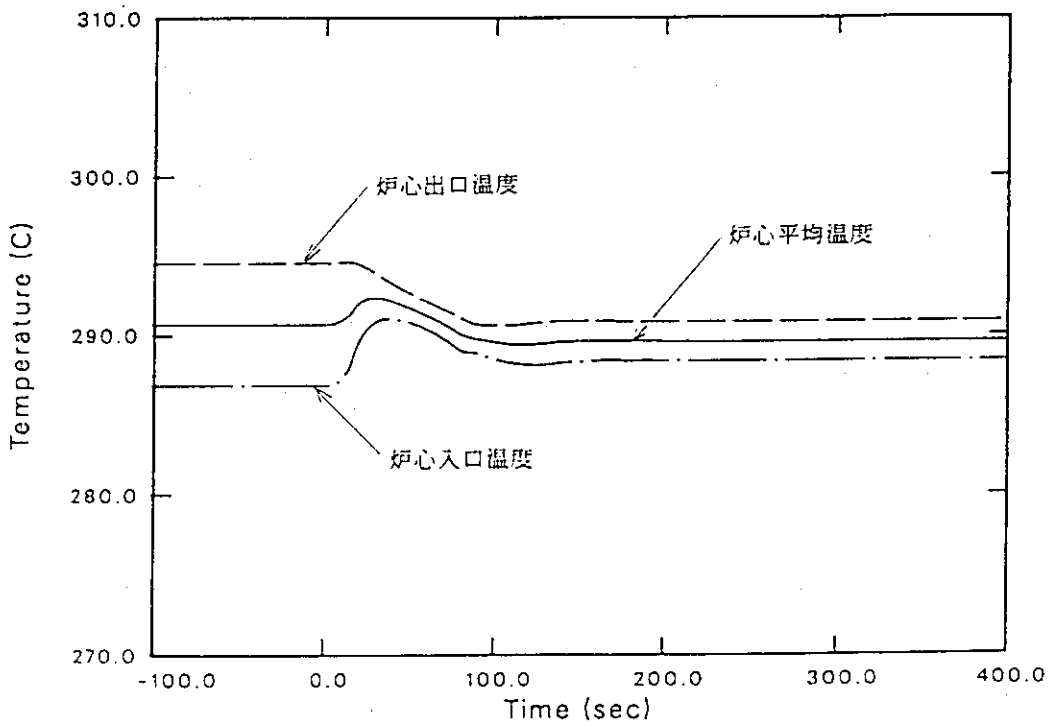
(2) 炉心温度

Fig. 5.5.2 50%ステップ状負荷減少時の過渡応答 (2/2)



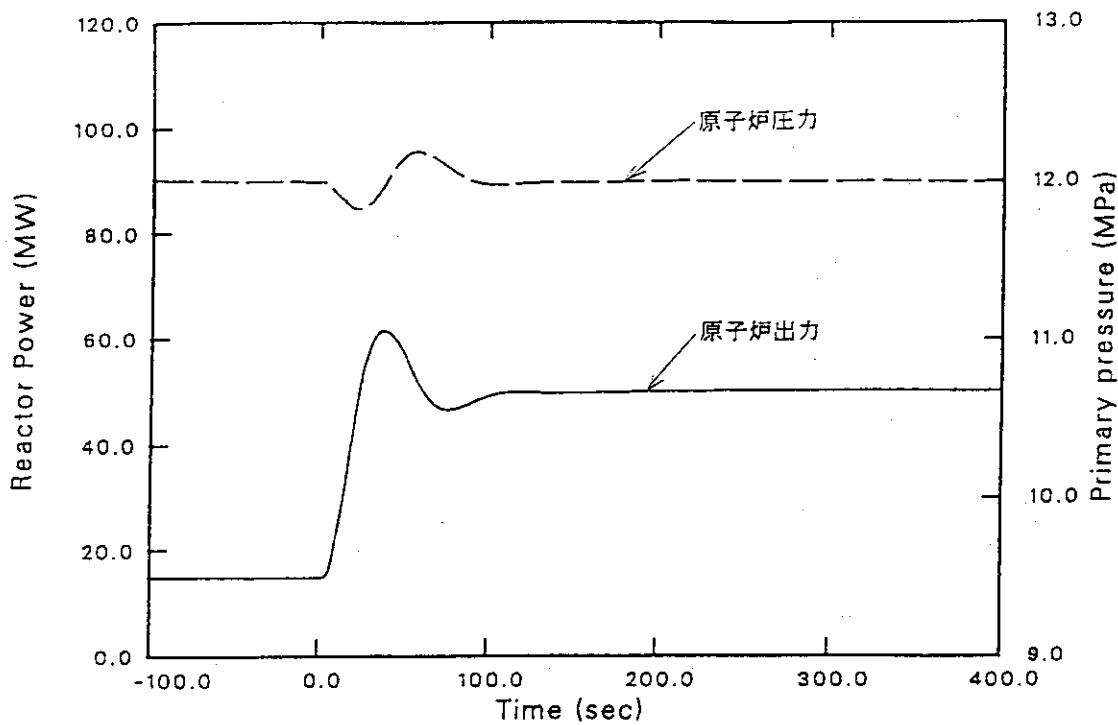
(1) 原子炉出力と原子炉圧力

Fig. 5.5.3 3%/secのランプ状負荷減少 (1/2)



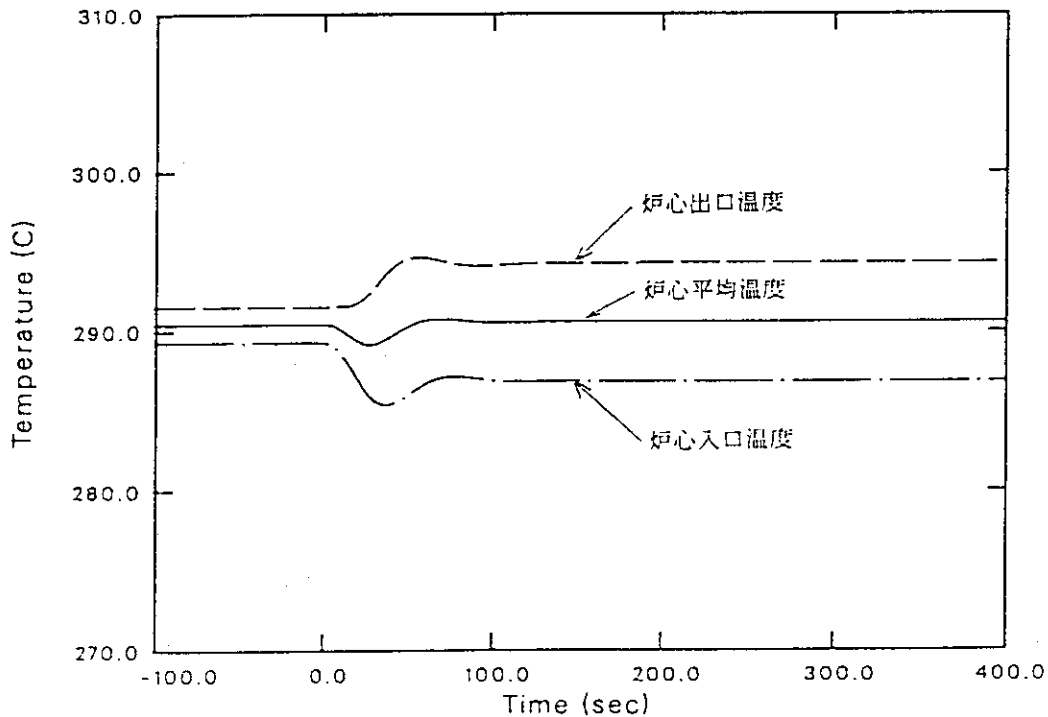
(2) 炉心温度

Fig. 5.5.3 3%/secのランプ状負荷減少 (2/2)



(1) 原子炉出力と原子炉圧力

Fig. 5.5.4 3%/secのランプ状負荷増加 (1/2)



(2) 炉心温度

Fig. 5.5.4 3%/secのランプ状負荷増加 (2/2)

6. 1次冷却系統設備

6.1 概要

1次冷却系統設備は、Fig.6.1.1に示すように、加圧器、蒸気発生器、1次冷却材ポンプを内蔵した原子炉容器、加圧器スプレイポンプ、ブローオフタンク、配管及び弁類で構成され、水張り式の格納容器内に内蔵されている。

1次冷却系統設備は、関連する補助系統の配管との接続を含めてFig.6.1.2に示す原子炉冷却材圧力バウンダリを構成している。

1次冷却系統設備の機能は以下の通りである。

- (1) 炉心で加熱された1次冷却水を循環し、蒸気発生器で2次系と熱交換させ、高温、高圧の蒸気を発生させる。
- (2) 1次冷却設備は、原子炉の通常運転及び異常状態において、十分な冷却を行う。
- (3) 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成し、1次冷却材中の放射性物質が外部に漏洩することを防ぐ。
- (4) 加圧器により1次冷却系統の圧力を一定に制御する。

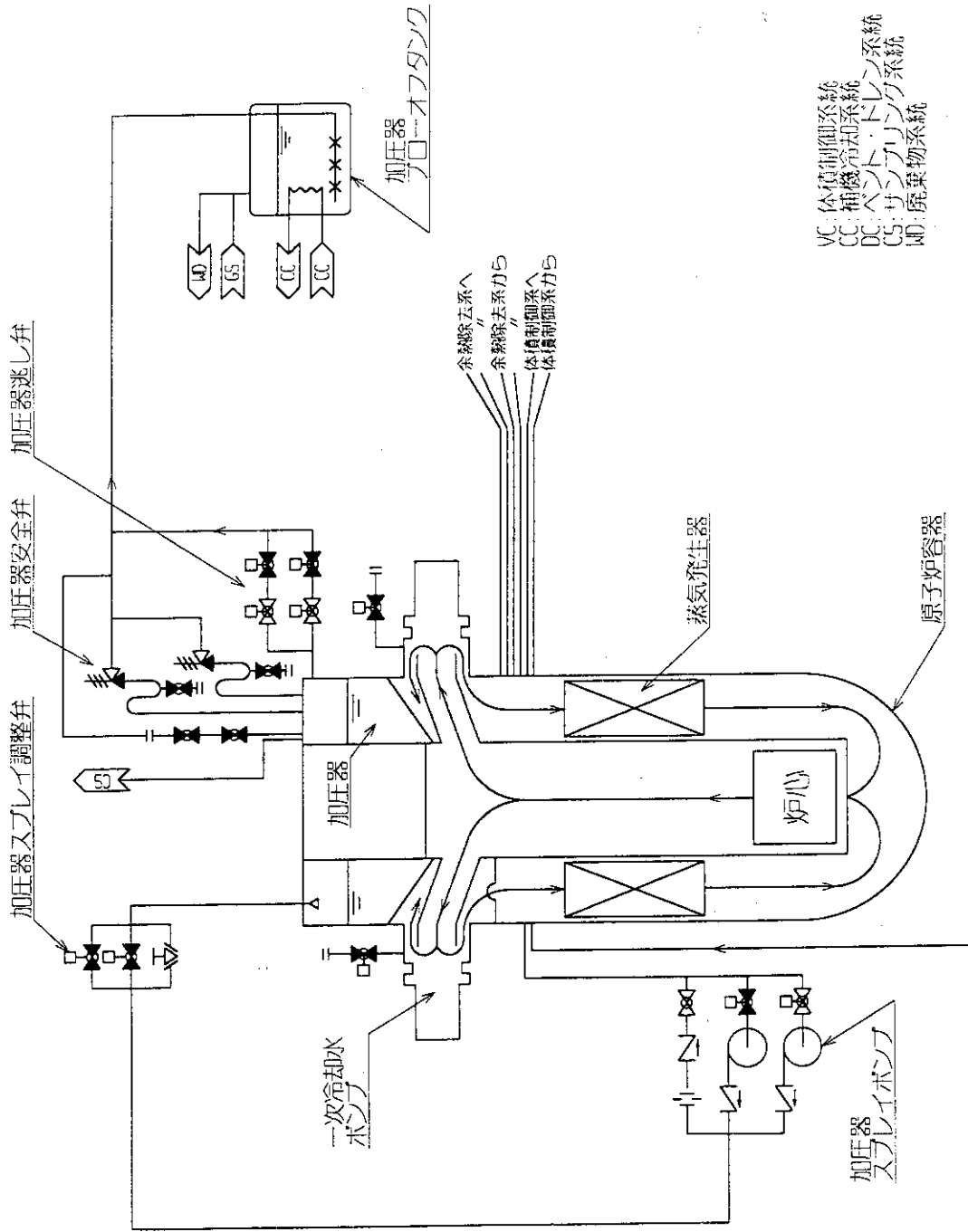


Fig.6.1.1 一次冷却系統設備

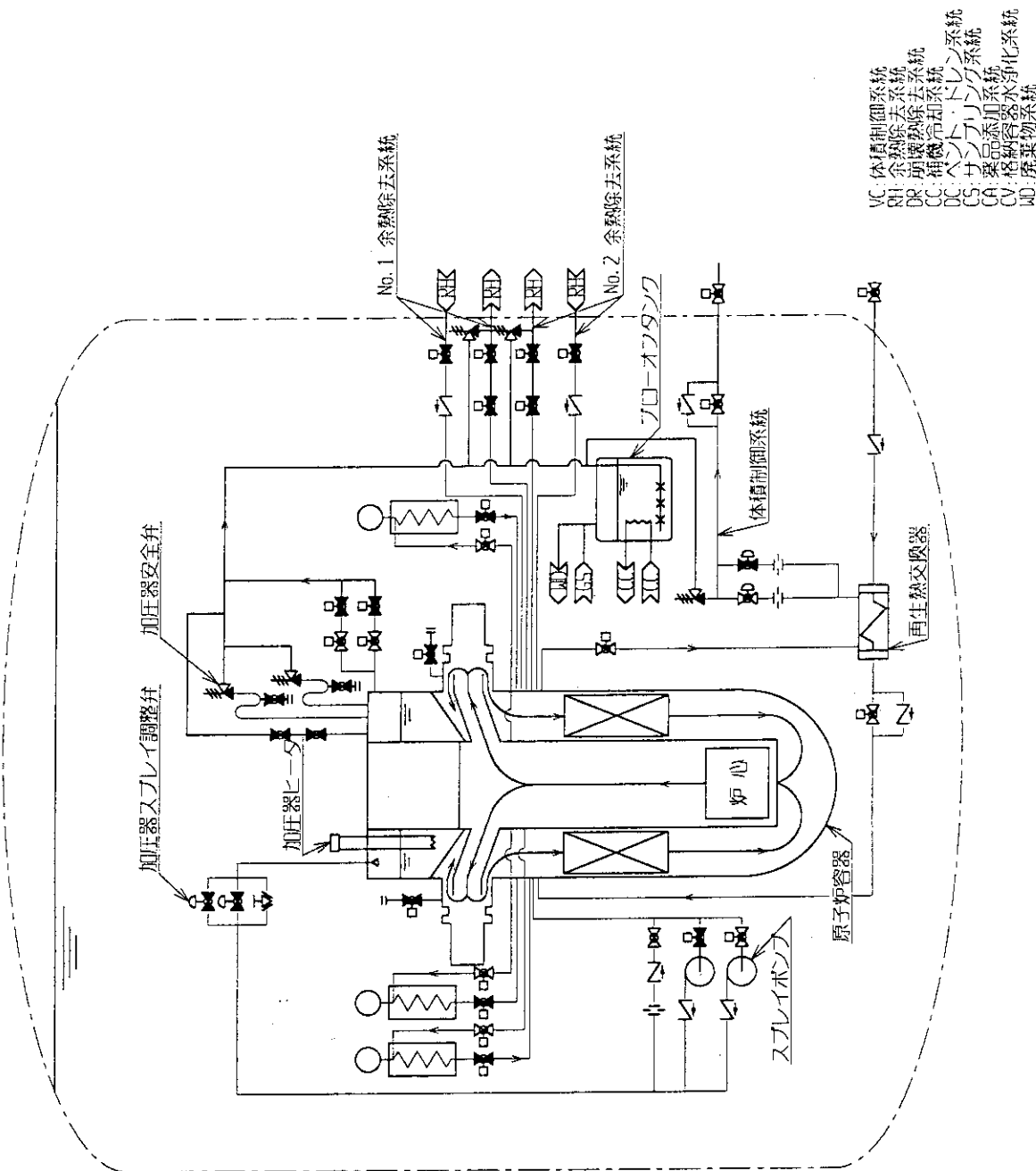


Fig.6.1.2 原子炉冷却材圧カバウンダリ

6.2 設計方針

(1) 炉心冷却能力

1次冷却系統設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において適切な炉心冷却能力を持たせた設計とする。また、国際海事機関（IMO）原子力商船安全基準に規定のPPC1～PPC4の状態においても適切な炉心冷却能力を持たせた設計とする。

(2) 過圧防止

1次冷却系統の圧力は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において最高使用圧力の1.1倍以下となるように設計する。また、国際海事機関（IMO）原子力商船安全基準に規定のPPC1～PPC3までの状態においても最高使用圧力の1.1倍以下となるように設計する。

(3) 材料選定

1次冷却水に触れる原子炉容器、蒸気発生器、加圧器、1次冷却材ポンプ、加圧器スプレイポンプ、配管及び弁等は、耐食性に優れたステンレス鋼またはこれと同等以上の耐食性を有する材料を使用し、蒸気発生器の伝熱管には耐食性と機械的性質の点からニッケル・クロム・鉄合金を使用する。

また、1次冷却系統及び2次系統には、それぞれ適切な水処理設備を設けることにより、十分な水質管理を可能とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリの脆性破壊を防止するためにフェライト系鋼材で製作する機器に対しては、設計、材料選定、製作及び運転に特に注意し、製作時には切欠じん性を確認する。

(4) 非延性破壊の防止

原子炉冷却材圧力バウンダリの非延性破壊を防止するように設計する。

(5) 強度

1次冷却系統設備は、支持構造を含め、衝突、座礁を考慮した設計を行う。

(6) 配管破断防護設計

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する主要配管の破断を想定し、その結果生じる影響により重要な施設の機能が損なわれることのないよう、支持構造物の強度計算、配置設計を行う。

(7) 過渡条件に対する設計

原子炉容器、加圧器、蒸気発生器等の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器の設計条件を設定するに当たっては通常運転時及び異常な過渡変化時に想定される圧力、温度等を考慮して安全側の条件を与えるとともにそれらの変動時間、繰り返し回数等の過渡条件を設定し、材料疲労に対しても余裕をもって機能維持が可能なように設計する。

(8) 試験検査の可能性

原子炉冷却材圧力バウンダリとなる系統及び機器は、日本電気協会電気技術規定JEAC-4205-1986「原子炉冷却材圧力バウンダリの供用期間中検査」を満足するように設計する。

原子炉容器及び1次冷却系統配管の溶接部については、取り外し可能な水中断熱構造を採用し、併せて接近性を考慮した設計とする。

蒸気発生器の伝熱管については、1次系の開放を行うことなく渦電流試験ができるようにする。

(9) 漏洩監視設備

原子炉冷却材圧力バウンダリの漏洩検出としては、1次冷却材質量の監視、格納容器気相部放射能濃度の監視、水中断熱構造内循環ガスの湿分測定、水中断熱構造内圧力測定、電動弁付水密箱水位計測、電動弁付水密箱圧力により検出する。また、1次冷却材の2次系統への漏洩に対しては、復水器排気ガスモニタ及び主蒸気管放射線モニタにより検出する。

6.3 原子炉冷却材圧力バウンダリとなる系統機器の設計

6.3.1 1次系統及び機器の準拠する法令、規格、基準

原子炉冷却材圧力バウンダリとなる系統及び機器の設計製作は Table 6.3.1 に示す法令、規格、基準に準拠して行う。

6.3.2 強度に関する設計の基準

過渡条件、熱応力及び衝突、座礁を考慮して、発電用原子力設備に関する構造等の基準（通商産業省告示第501号）並びに国際海事機関（IMO）原子力商船安全基準に従って実施する。すなわち、応力解析を行い機器各部に生じる応力を、1次一般膜応力、1次局部膜応力、1次曲げ応力、2次応力及びピーク応力に分類し、次に示す考え方によりそれらの応力強さ、あるいは応力強さの変動幅を制限する。

- (1) 内圧、機械的荷重等、単純な負荷による破損や大きな変形を防止するため1次応力強さを制限する。
- (2) 繰り返される負荷に対する変形の増加を防止するため、1次応力と2次応力を加えて求めた応力強さの変動幅を制限する。
- (3) 容器の寿命中に想定される繰り返し荷重による疲労損傷を防止するため、ピーク応力強さを制限する。

これらの評価を行う場合、次に示す荷重及び効果が考慮される。

- (a) 圧力荷重及びボルト締付力等の機械的荷重
- (b) 運転中想定される温度の過渡変化により生じる不均一な温度分布により生じる熱荷重
- (c) すべての設計波浪階級における極端な船体運動で誘起される慣性力に基づく荷重
- (d) 衝突、座礁による荷重
- (e) 船体から誘起される振動効果
- (f) 系統あるいは機器の熱膨張変位の拘束による荷重
- (g) 自重

6.3.3 非延性破壊の防止

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、補修時、試験時及び事故時において、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器のうち、フェライト系鋼材により製作する機器に対しては、脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じないように材料選定、設計、製作及び運転に特に留意する。また、使用材料に対しては最低使用温度を考慮した破壊じん性試験を行い、脆性的挙動を示さないことを確認する。

6.3.4 過圧防護

1次冷却系統設備の圧力逃がし装置として加圧器安全弁及び加圧器逃がし弁を加圧器上部に設ける。これらの弁より放出された蒸気はブローオフタンクの水中に放出される。加圧器は負

荷変動に伴う圧力上昇あるいは低下を許容範囲内に制限する。加圧器安全弁は、100%負荷喪失時に安全弁のみが作動した場合を想定して1次冷却設備圧力を最高使用圧力の1.1倍以下に維持できる容量とする。

また、1次冷却系統の加熱時、冷却時における誤操作等による過圧を防止するため、加圧器逃がし弁の動作により圧力上昇を許容範囲内に制限する制御系を設置する。

6.3.5 材 料

1次冷却系統設備の機器使用材料はTable 6.3.2に示す。

Table 6.3.1 1次冷却設備の機器が準拠している法令、規格、基準

機 器	準拠している法令、規格、基準
原子炉容器 蒸気発生器 加圧器 原子炉冷却材圧力バウンダリ配管、弁	発電用原子力設備に関する技術基準を定める通商産業省令 電気工作物の溶接に関する技術基準を定める通商産業省令 日本工業規格 (JIS) 日本電気協会電気技術規定 原子力船特殊規則 日本海事協会鋼船規則 国際海事機関 (IMO) 原子力商船安全基準
1次冷却材ポンプ 加圧器スプレイポンプ	発電用原子力設備に関する技術基準を定める通商産業省令 電気設備に関する技術基準を定める通商産業省令 日本工業規格 (JIS) 電気学会電気規格調査会標準規格 原子力船特殊規則 日本海事協会鋼船規則 国際海事機関 (IMO) 原子力商船安全基準
加圧器安全弁 加圧器逃がし弁	発電用原子力設備に関する技術基準を定める通商産業省令 日本工業規格 (JIS) 日本海事協会鋼船規則 国際海事機関 (IMO) 原子力商船安全基準

Table 6.3.2 1次冷却設備の使用材料一覧表

	機 器 名	材 料
原子炉容器	円筒胴、下鏡、上鏡、フランジ、平蓋	低合金鋼
	内張り材	ステンレス鋼
	ボルト、ナット	合金鋼ボルト用棒鋼
蒸気発生器	伝熱管	インコロイ 800
1次冷却材 ポンプ	シャフト	ステンレス鋼
	インペラ、ケーシング	ステンレス鋼
加圧器スプ レイポンプ	シャフト	ステンレス鋼
	インペラ、ケーシング	ステンレス鋼
加圧器	内部構造材	ステンレス鋼
配管	配管	ステンレス鋼

6.4 1次冷却系統の設備仕様

「6.2 設計方針」に適合する1次冷却系統の仕様をTable 6.4.1に示す。また、下記の主要設備の主要目をTable 6.4.2～Table 6.4.6に示す。

Table 6.4.1～Table 6.4.6は、下記の通り。

Table 6.4.1	1次冷却系統設備の仕様
Table 6.4.2	原子炉容器主要目
Table 6.4.3	蒸気発生器主要目
Table 6.4.4	加圧器主要目
Table 6.4.5	1次冷却材ポンプ主要目
Table 6.4.6	1次冷却設備のその他の設備仕様 (1/2)
Table 6.4.6	1次冷却設備のその他の設備仕様 (2/2)

Table 6.4.1 1次冷却系統設備の仕様

1次冷却材回路数	2
1次冷却材流量	4,500 t/h
最高使用圧力	13.7 MPa
最高使用温度	約 350 °C
運転圧力	12MPa
1次冷却材温度 (定格出力時)	炉心入口 282.5°C 炉心出口 297.5°C

Table 6.4.2 原子炉容器主要目

型式	堅置円筒型
基数	1
運転圧力	12 MPa (121.3 kg/cm ² G)
運転温度	炉心入口 282.5 °C 炉心出口 297.5 °C
最高使用圧力	13.7 MPa (138.7 kg/cm ² G)
最高使用温度	約 350 °C
内径	3.7 m
全高	約 9.7 m
材料	母材：低合金鍛鋼 内張り材：ステンレス鋼
重量	約 280ton

Table 6.4.3 蒸気発生器主要目

熱出力	100 MWt
形式	ヘリカルコイル貫流式
基数	2
1次冷却水運転圧力	12 MPa
1次冷却水運転温度	蒸気発生器入口 297.5 °C " 出口 282.1 °C
給水温度	185°C
蒸気圧力	4 MPa
蒸気温度	289 °C
伝熱面積 (管内)	754 m ²
伝熱管有効長さ	約 42 m / 本
平均長さ	約 55 m / 本
外径	19 mm
肉厚	2.1 mm
本数	388 本 (2系統合計)
材料	インコロイ 800
伝熱管ピッチ (径/高さ)	25 mm
コイル部外径 (外筒外径)	3,660 mm
コイル部内径 (内筒内径)	2,000 mm
コイル部高さ	約 2,250 mm
層数	25 層
コイル径	最外層 3,326 mm 最内層 2,126 mm
コイル本数	最外層 18 本 最内層 12 本
コイル列・高さ方向	約 90 段
重量	約 57ton
支持構造	多孔板・ラダー併用方式

Table 6.4.4 加圧器主要目

型	式	内装電熱式
基	数	1
運 転 圧 力		12 MPa(122.37 ata)
運 転 温 度		324.7 °C
最 高 使 用 圧 力		13.7 MPa(139.70 ata)
最 高 使 用 温 度		約 350 °C
容 積		全容積 10.9 m ³ 気相/液相 4.8 / 6.1 m ³
内 部 構 造 材 料		ステンレス鋼
ヒ ー タ 出 力		280kW + 予備 280 kW
		比例ヒータ 70 kW
		バックアップヒータ 210 kW
		予備比例ヒータ 70 kW
		予備バックアップヒータ 210 kW
ヒ ー タ 型 式		間接発熱非接地型
ヒ ー タ シ ー ス		外 径 22 mm
		本 数 8 (含む予備)
		材 質 NCF600 (インコネル 600)
発 熱 体		NCH-1 相当 (ニクロム 5)

Table 6.4.5 1次冷却材ポンプ主要目

ポンプ型式	横型軸流式キャンドモータポンプ (二重管式サクシオン・デリバリー型式)
基数	2
流体	加圧水(純水)
運転圧力	12 MPa
運転温度	297.5 °C
流量	3,100 m ³ /hr
揚程	12 m
最高使用圧力	13.7 MPa
最高使用温度	約 350 °C
モータ型式	キャンドモータ かご形誘導電動機
出力	200 kW
電圧	440 V / 60 Hz
定格回転数	1710 rpm
冷却水必要流量	12 m ³ /h
重量	約 5,700 kg

Table 6.4.6 1次冷却設備のその他の設備仕様 (1/2)

(1) 加圧器スプレイ調整弁

型	式	流量調整弁
基	数	2
作 動 圧 力		12.6 MPa
流 量		11.9 t/h
最 高 使 用 圧 力		13.7 MPa
最 高 使 用 温 度		約 350℃
材 質		ステンレス鋼

(2) 加圧器安全弁

基	数	2
作 動 圧 力		No.1:13.7 MPa No.2:14.3 MPa
容 量		10 t/h
最 高 使 用 圧 力		13.7 MPa
最 高 使 用 温 度		約 350℃
材 質		ステンレス鋼

(3) 加圧器逃がし弁

型	式	オン・オフ弁
基	数	2
作 動 圧 力		12.64 MPa
容 量		4.0 t/h
最 高 使 用 圧 力		13.7 MPa
最 高 使 用 温 度		約 350℃
材 質		ステンレス鋼

Table 6.4.6 1次冷却設備のその他の設備仕様 (2/2)

(4) 加圧器スプレイポンプ

型	式	堅型キャンドモータポンプ				
基	数	2				
容	量	11.9 t/h				
揚	程	35 m				
N	P	S	H	2.2 m		
運	転	圧	力	12.0 MPa		
運	転	温	度	300 °C 以下		
最	高	使	用	圧	力	13.7 MPa
最	高	使	用	温	度	約 350 °C
モ	ー	タ	出	力	3.7 kW	
重	量	400 kg				
材	質	ケーシング SUS F304				
		インペラ SUS13				
		シャフト SUS304				

6.5 主要設備

6.5.1 原子炉容器

原子炉容器はFig.6.5.1に示すように、豎置円筒型で、円筒胴、半球下鏡、支持構造からなる原子炉容器胴と、原子炉容器上鏡蓋、原子炉容器平蓋で構成する。

この原子炉容器は、円筒胴の主フランジで蒸気発生器を吊下げ、上鏡蓋の主フランジでこれをボルト締めするとともに、上鏡蓋の内側の頂部フランジで炉心槽と制御棒駆動機構支持筒を吊下げ、平蓋のフランジでこれらをボルト締めする二重構造である。蒸気発生器は寿命期間中取り外さないため、その管板と原子炉容器付給水入口ノズルスリーブ及び蒸気出口ノズルスリーブとを溶接・一体化する。

炉心槽と制御駆動機構支持槽は、取り出し可能な構造とする。

各蓋のシールは、フランジ面に同心円上に二重の溝を設け、これにOリングを取り付けて行う。円筒胴の上部には、1次冷却材ポンプノズル、給水入口ノズル、蒸気出口ノズル、非常用崩壊熱除去系統入口・出口ノズル、体積制御系統入口・出口ノズル、余熱除去系統入口・出口ノズル、スプレイポンプ入口ノズル（スプレイポンプへの配管のノズル）を配置する。上鏡蓋には、加圧器内部構造物を吊り下げるとともに、加圧器スプレイノズル、加圧器逃がし弁配管用ノズル、加圧器安全弁取付座、加圧器ヒータリード線端子座等を配置する。これらのノズルの配置をFig.6.5.2に示す。平蓋には、制御棒駆動機構の電線貫通孔、計測線用孔を設ける。

容器の材料は低合金鋼とし、内面の1次冷却水と接する部分は腐食を防止するためにステンレス鋼で内張りする。

なお、通商産業省令第62号第12条では「原子炉施設に属する容器であって、1メガエレクトロンボルト以上の中性子の照射を受けその材料が著しく劣化するおそれのあるものの内部には、別に告示する監視試験片を備えなければならない」ことが規定されているが、本原子炉は、一体型炉であり原子炉容器壁面での中性子照射が十分小さくなるように設計されているので、試験片を備えないこととする。

6.5.2 蒸気発生器

原子炉容器には、ヘリカルコイル型貫流式の蒸気発生器を2系列設け、タービンを全出力運転するのに必要な蒸気流量の約1/2ずつを供給する。

蒸気発生器の構造の概略をFig.6.5.3に示す。

1次冷却材は、1次冷却材ポンプを出た後、内筒とダウンカマ筒の間にある蒸気発生器の管束部分を熱交換を行いながら下降し、蒸気発生器下部遮蔽体部分に至る。

蒸気発生器2次側への給水は、給水ノズル部で各伝熱管に分岐してダウンカマ部分を下降して、蒸気発生器下部で向きを変え、伝熱管の管束部分を螺旋状に上昇しながら1次冷却材との熱交換により加熱され、途中より過熱蒸気となる。伝熱管は蒸気ノズルで集合し蒸気は主蒸気管に至る。

蒸気発生器は全出力運転において必要な熱伝達能力を持った設計とし、また、プラント寿命

中の伝熱管の汚れに対しても余裕のある設計とする。

蒸気発生器は、伝熱管群、内筒、ダウンカマ筒、外筒、支持構造、給水・蒸気管板で構成する。これらは、原子炉容器主フランジ面で支持、吊下げ、胴容器に内装する。

蒸気発生器の伝熱管は管板に取り付けシール溶接する。伝熱管は、外径19mmのインコロイ800である。伝熱管群は2系統の合計で388本の伝熱管を、ピッチ25mmで四角配列して構成する。

内筒には、炉心からの1次水を循環ポンプに導く開孔を2個設ける。また、上部には全重量を原子炉容器主フランジで吊り下げる蒸気発生器支持構造を設ける。ダウンカマ筒と外筒の間には、リング状の仕切り板を3枚設け1次冷却材の流れを抑制し、ダウンカマ管内での給水の加熱を抑制する。また、補強板を4枚配置して内筒とダウンカマ筒の間、ダウンカマ筒と外筒の間の流路の剛性を確保する。内筒、ダウンカマ筒及び外筒は、伝熱管支持板、仕切り板及び補強板を介して、溶接又はボルトで一体化する。なお、ボルトには回り止め溶接を行い、脱落を防止する。

伝熱管支持構造は、伝熱管を支持する多孔板を内筒とダウンカマ筒との間に放射状に4枚配置する。さらにラダー支持金物を放射状に4列配置し、伝熱管の固有振動数と1次冷却材の流れによるカルマン渦振動数との共振の可能性を避ける。

蒸気発生器の伝熱管の材料としては、耐熱、耐食性に優れ、許容応力が低合金鋼及びステンレス鋼よりも大きいインコロイ800を選定した。

蒸気発生器2次側の水質管理は、腐食抑制のために溶存酸素、塩素等の含有量の制限及びpH調整等を行う。

6.5.3 加圧器

加圧器及びその付属設備は、加圧器本体、ヒータ、スプレイ配管、加圧器安全弁、加圧器逃がし弁等で構成する。

加圧器本体は、内筒、側板、底板、加圧器水動揺抑制板、スプレイノズル等から構成され、円筒状の加圧器内筒を原子炉容器上蓋部から吊り下げる構造とする。加圧器構造をFig6.5.4に示す。加圧器には定常運転時に容積の約45%を占める蒸気相が存在し、負荷変動に伴う1次冷却材の熱膨張及び収縮による圧力変化を緩和する。

加圧器底部には液浸式のヒータを設け、1次冷却材の圧力制御のための加熱及び加圧を行う。

加圧器上部には加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁を設け、スプレイによる圧力制御の範囲を超える大きな圧力上昇を防止する。

加圧器と1次冷却材高温部とはサージ孔で連絡されており、負荷変動に伴う正及び負のサージを加圧器により吸収するように設計する。すなわち、プラント負荷減少による正のサージがあれば、1次冷却材高温部から取り出したスプレイ系を作動させ、加圧器内の蒸気を凝縮し、圧力を規定値に保つ。また、プラント負荷上昇による負のサージがある場合には、加圧器の液相が蒸発し、また、ヒータが自動的に投入され1次冷却系の圧力を規定値に保つ。

加圧器スプレイ調整弁は、通常は自動であるが、制御室での手動制御もできるようにし、こ

の弁と並列にスプレイ弁バイパス弁を設け、少量のスプレイ水を運転中に連続的に注入して加圧器内の水質を他の部分の1次冷却材と同一に保ち、また、スプレイ配管の過冷却を防ぐ。

加圧器内筒は、炉心槽と加圧器側板との間に密閉断熱水層を2層確保して、加圧器からCRDM駆動部およびCRDM駆動部下部1次水への放散熱量を低減する。また、加圧器全体を原子炉容器上蓋から支持し、原子炉容器上蓋と一体で引き出し可能とする。加圧器底板は、コーン状の加圧器底板から1次水への放散熱量を低減するため、中間に断熱密閉水層を有する2枚板構造とし、加圧器側板に取り付ける。加圧器底板の原子炉容器側端部は、熱伸び吸収のために蒸気発生器支持構造との間にすきまを設ける構造とする。加圧器水動揺抑制板は、船体運動による水面の動揺を抑制するとともに、加圧器液相下部に配置されるヒータの支持板を兼ねており、周方向に12分割する板厚10mmの垂直板を配置する。加圧器水動揺抑制板は、その内径側を加圧器側板から支持し、また、原子炉容器側端部は、加圧器底板と同様に熱伸び吸収のため、蒸気発生器支持構造および原子炉容器上蓋との間にギャップを設けるとともに、組立・メンテナンスを考慮して加圧器底板とはフリーな構造とする。また、加圧器水動揺抑制板には、その外周側に加圧器水動揺抑制板を連結する補強板を設置し、加圧器をボックス構造化することにより加圧器全体の剛性を高める構造とする。

スプレイノズルは、加圧器スプレイノズルリングヘッドから分配管を介して、加圧器気相上部の各区画中央に1個配置する。加圧器スプレイノズルリングヘッドは、原子炉容器上蓋に支持され、リングヘッドに取り付けられたスプレイ配管連絡管は、スプレイ配管管台を貫通し、原子炉容器上蓋外面でスプレイ配管と取り合う構造とする。

ヒータは、通常運転時に使用される比例ヒータ1本（出力70kW/本）、バックアップヒータ3本（出力70kW/本）の他にそれぞれ同出力・同数の予備ヒータを含め合計8本を、加圧器液相下部にリング上に設置する。各ヒータは、加圧器内での加熱条件が均一となるようにほぼ一周配置とし、加圧器水動揺抑制板に支持する構造とする。また、ヒータリードの立ち上げ垂直部も加圧器水動揺抑制板から支持するものとし、加圧器水動揺抑制板に近接して立ち上げることとする。また、各ヒータは、原子炉容器上蓋の周方向に均等配置されたヒータ取り出しノズルを加圧器側から貫通し、原子炉容器上蓋外面において電極と接続する。

加圧器は、原子炉容器上蓋に取り付けられる炉内構造物であることからその使用雰囲気条件を考慮して、構造材にはオーステナイト系ステンレス鋼(SUS316L)を使用する（除く、ヒータシース）こととする。

6.5.4 1次冷却材ポンプ

1次冷却材ポンプは、二重管式サクション・デリバリー型式キャンドモータポンプで、その概略構造をFig.6.5.5に示す。

1次冷却材ポンプは、原子炉炉心を出て内筒を上昇した1次冷却材を1次冷却材吸込ノズルから吸込み、ケーシング側部の1次冷却材吐出ノズルから吐出する。インペラ、シャフト及び電動機の駆動部は電動機上下端に設けた3個のベアリングで支持する。発生する軸スラスト力はスラストベアリングにて支える。

ポンプを駆動する電動機は三相誘導電動機を用いてポンプに直結している。電動機はキャンドモータである。ロータは非磁性体金属であるステンレス製の薄い円筒により1次冷却材より隔離される。また、ステータをステンレス製の円筒により1次冷却材から隔離することで漏洩のない構造としている。原子炉容器ノズルとポンプフランジとの取合い部はガスケットを使用する。モータ冷却のためにステータ外壁に熱交換器を設け冷却水を供給する。本型式のポンプの場合、起動時にエア抜きが必要となるため、エア抜き管およびベントバルブを設ける。

1次冷却材と接触するポンプ部分には、すべて耐食性材料を用いる。

1次冷却材ポンプは、必要な炉心冷却流量を確保できる容量としている。本ポンプには逆転防止装置を設け、もう一方のポンプが運転中でも停止中のポンプが逆転しない構造とする。また、運転状態監視のために、振動計を備える。

6.5.5 その他の1次冷却系系統設備

(1) 加圧器スプレイ調整弁

流量調整用の弁で2個設ける。本調整弁と並列にニードル弁を設け、常時微小流量のスプレイ水を流すことにより、加圧器内の水質を他の部分の1次冷却材と同一に保ち、加圧器の液相と1次冷却水の温度を一様にするとともにスプレイラインの過冷却を防止する。

(2) 加圧器安全弁

1次冷却系統の過圧防護のために安全弁を2個設ける。安全弁容量は、100%負荷喪失時に加圧器安全弁のみが作動した場合を想定して原子炉容器の圧力をその最高使用圧力の1.1倍以下に保持するのに必要な容量とする。安全弁の吹出圧力は1個は最高使用圧力以下の圧力、他は最高使用圧力の1.05倍以下の圧力とする。

安全弁入口配管はU字状の形状にし、そこに水を溜めることにより安全弁の弁座からの1次冷却材から分離した水素及び希ガスの漏洩を防止する。

安全弁の吐出ラインはブローオフタンクに接続されており、本タンク内の液相で凝縮されるが、安全弁からの流出が多くなると、ブローオフタンクのラプチャーディスクが破損し格納容器内に放出する。

(3) 加圧器逃がし弁

オン・オフ弁であり、2個設ける。加圧器逃がし弁の容量は、急速負荷変動時でスプレイ弁が作動しなかった場合もスクラムを防止できる容量とする。

本調整弁の上流側には遠隔操作の塞止弁を設け、本調整弁からの過度の漏洩を防止する。

(4) 加圧器スプレイポンプ

豎型のキャンドモータポンプであり、加圧器のスプレイに必要な圧力を加える。分離型の加圧水型原子炉では、通常冷却水ポンプの吐出圧で十分な圧力が得られるので、本ポンプは不要であるが、本一体型原子炉では、原子炉容器内ループの圧力損失が少ないので加圧器スプレイポンプが必要となる。

本ポンプは、運転の連続性を確保するために2基設置し、常用1基とする。また、作動圧力が高いのでキャンドモータポンプとしてシールからの漏洩を防ぐ。

(5) 1次冷却配管

MRXには大口径の1次系配管はなく、本炉では50A Sch80が最大口径である。材料はすべてステンレス鋼とする。

6.5.6 漏洩監視設備

原子炉圧力バウンダリより原子炉格納容器内及び2次系への漏洩に関する監視設備として、1次冷却材保有量モニター、格納容器ガスモニター、水密容器内湿分検出装置、水密容器圧力計、弁駆動部水密箱内水位計、弁駆動部水密箱内圧力計、主蒸気管モニター、復水器排気ガスモニターを設ける。

これらの監視設備が異常を検知した場合には、中央制御室に警報を発する。

(1) 1次冷却水量の監視による漏洩検出

原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏洩が発生すると、1次冷却材保有水が減少する。1次冷却材保有量モニターは、信号処理にカルマンフィルタを適用したシステムで加圧器及び体積制御タンクの水位信号と1次冷却材平均温度より質量変化を監視し漏洩を検知する。Fig.6.5.6に1次冷却材保有量モニターの概念を示す。

(2) 格納容器への1次冷却水の漏洩検出

1次冷却材が原子炉格納容器内に流出すると、格納容器中に放射性ガス及び放射性生成物が混合される。格納容器ガスモニターは格納容器内気相部の放射能を測定することで漏洩を検知する。Fig.6.5.7に格納容器ガスモニターの概念を示す。

(3) 原子炉容器部水密容器への1次冷却水の漏洩検出

水密容器内で漏洩が生じた場合には、漏洩流体の大部分は蒸気となり、水密容器内を循環している窒素ガスに混合される。水密容器内湿分検出装置は、循環している窒素ガスの湿分を測定することにより漏洩を検出する。また、水密容器内への漏洩は、漏洩流体の大部分が蒸気となるために水密容器内圧力の上昇を伴う。水密容器内圧力計は、水密容器内圧力を監視することで漏洩を検知する。Fig.6.5.8に水密容器内漏洩モニターの概念を示す。

(4) 格納容器内配置弁からの1次冷却水の漏洩検出

格納容器内に配置される弁の駆動部はFig.6.5.9に示すように、水密箱で覆われている。この部分で漏洩が生じた場合には水密箱内に漏洩水が溜まる。弁駆動部水密箱内水位計は箱内の水位を計測することで漏洩を検知する。また、水密容器中への漏洩水により弁箱内気相が圧縮され圧力が上昇する。弁駆動部水密箱内圧力計は弁箱内圧力を監視することで漏洩を検知する。

以上の監視設備により約3.8 l/minの漏洩を1時間以内に検知できる。

(5) 2次系への漏洩に対する監視設備

1次冷却材の蒸気発生器1次側から2次側への漏洩は、主蒸気管モニター、復水器排気ガスモニターで放射能を測定することにより早期に検知する。Fig.6.5.10に主蒸気管モニター、復水器排気ガスモニターの設置概念を示す。

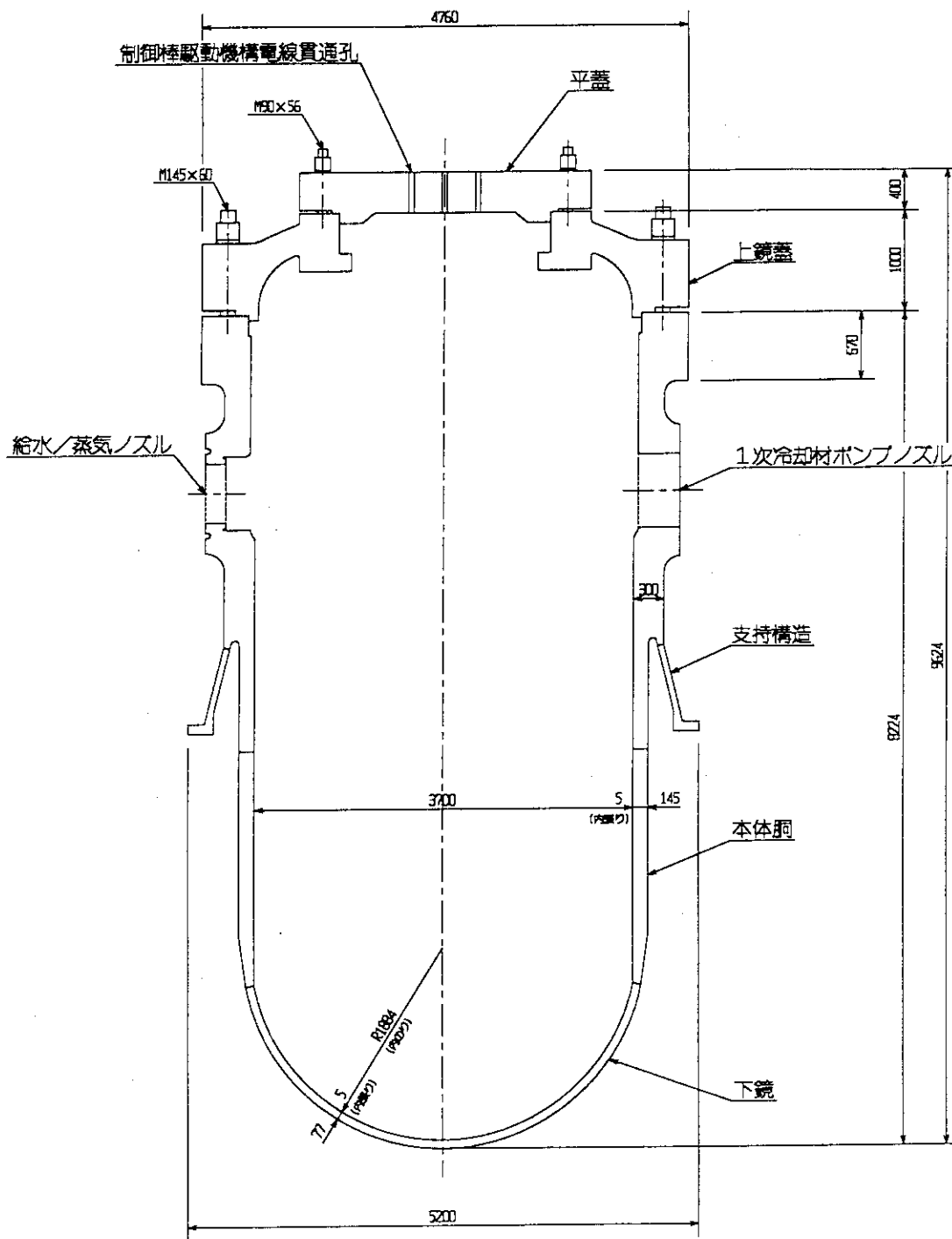


Fig.6.5.1 原子炉容器構造説明図

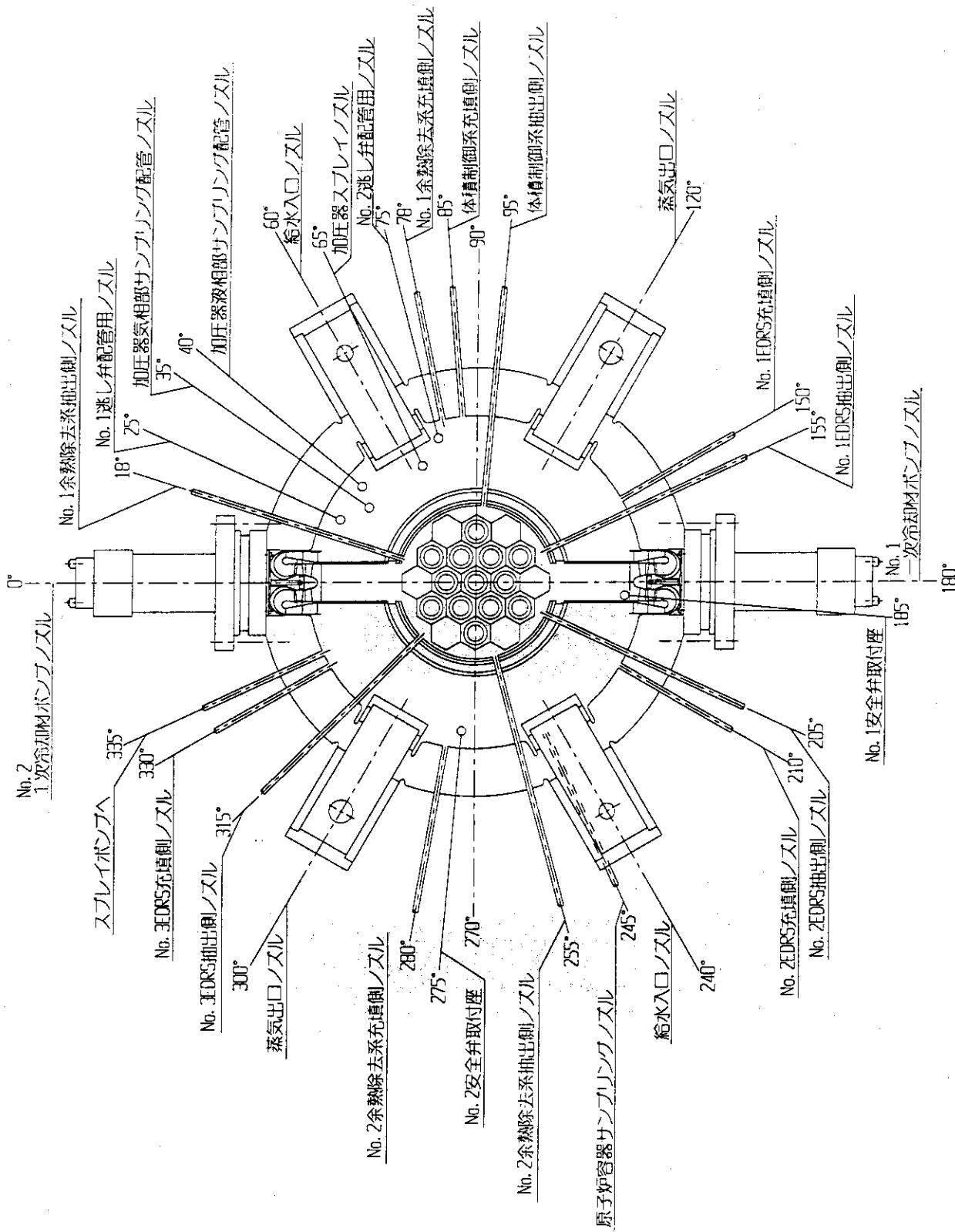


Fig.6.5.2 原子炉容器ノズル配置説明図

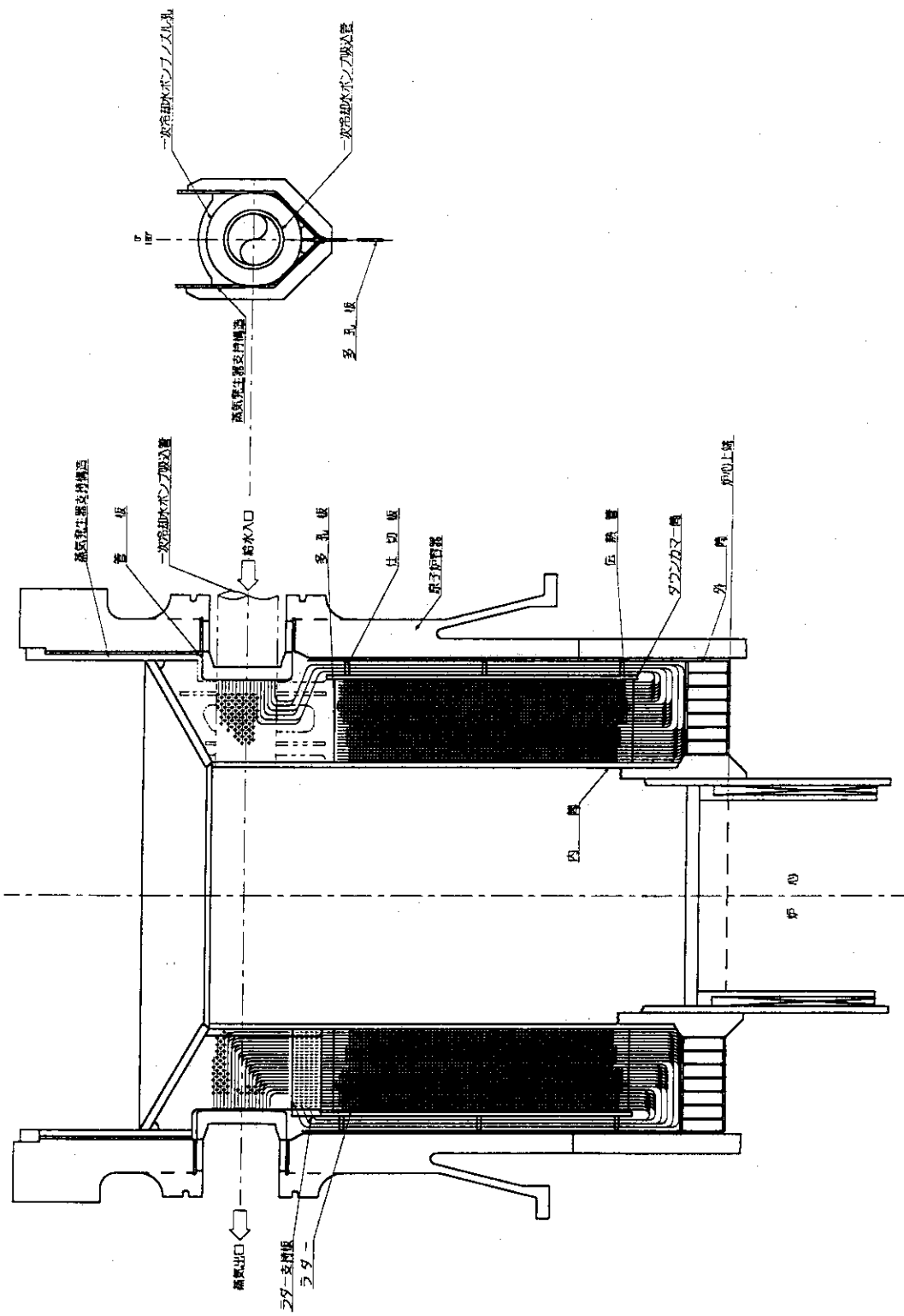


Fig.6.5.3 蒸気発生器構造説明図

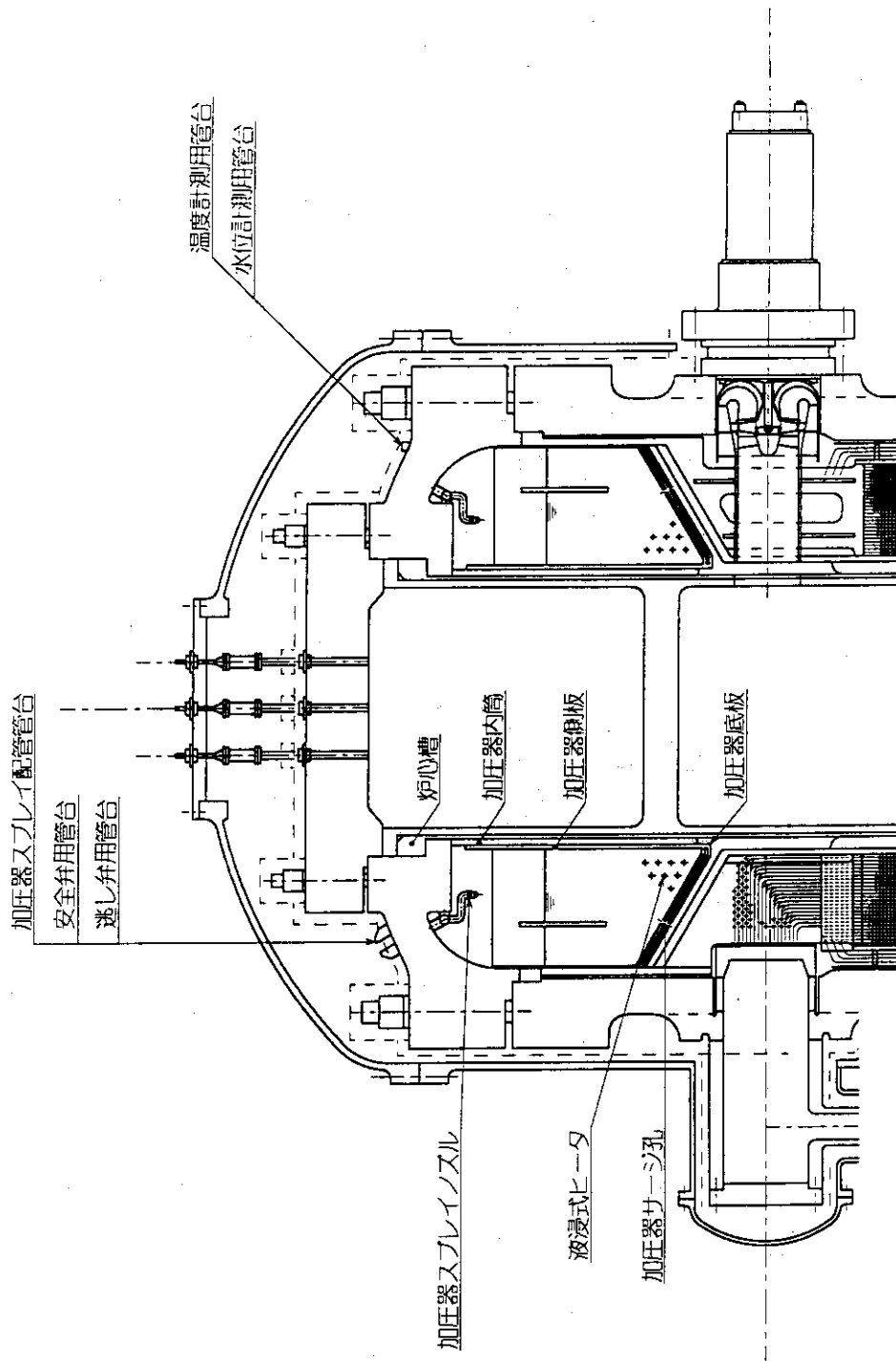


Fig.6.5.4 加圧器構造説明図

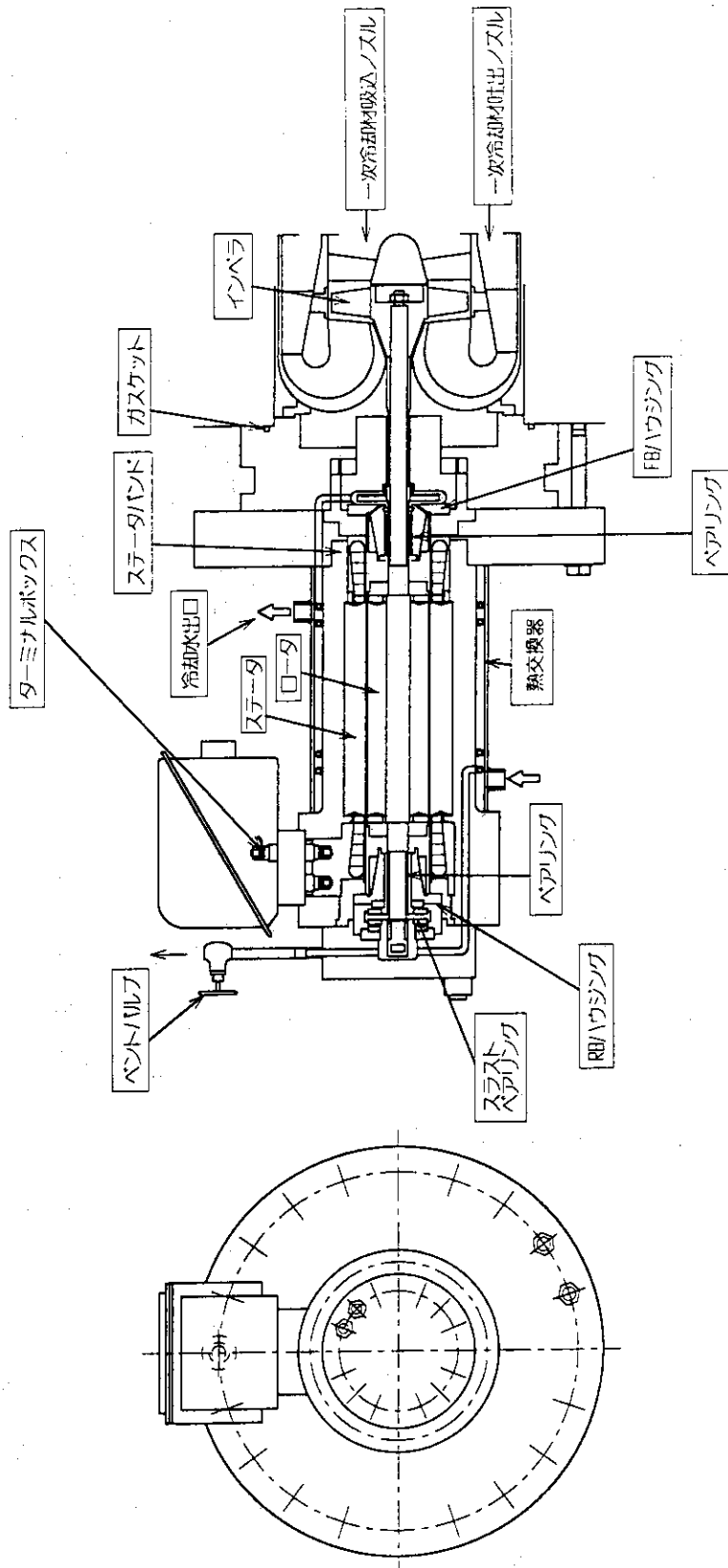


Fig.6.5.5 一次冷却材ポンプ構造説明図

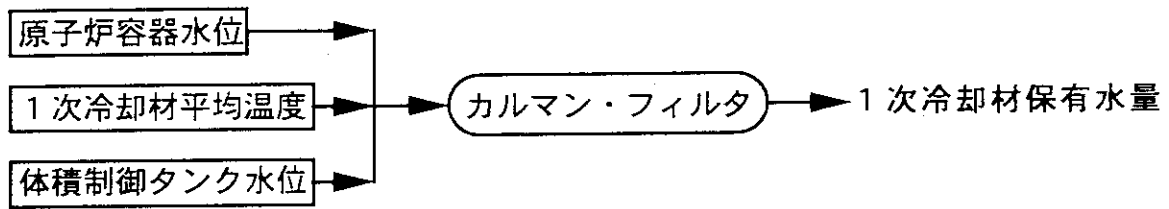


Fig.6.5.6 1次冷却材保有水モニタの概念

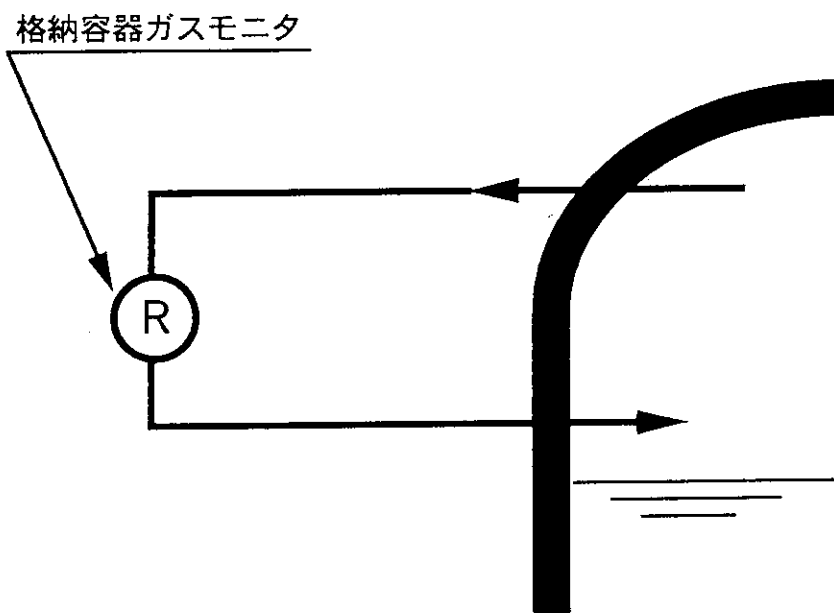


Fig.6.5.7 格納容器ガスモニタの概念

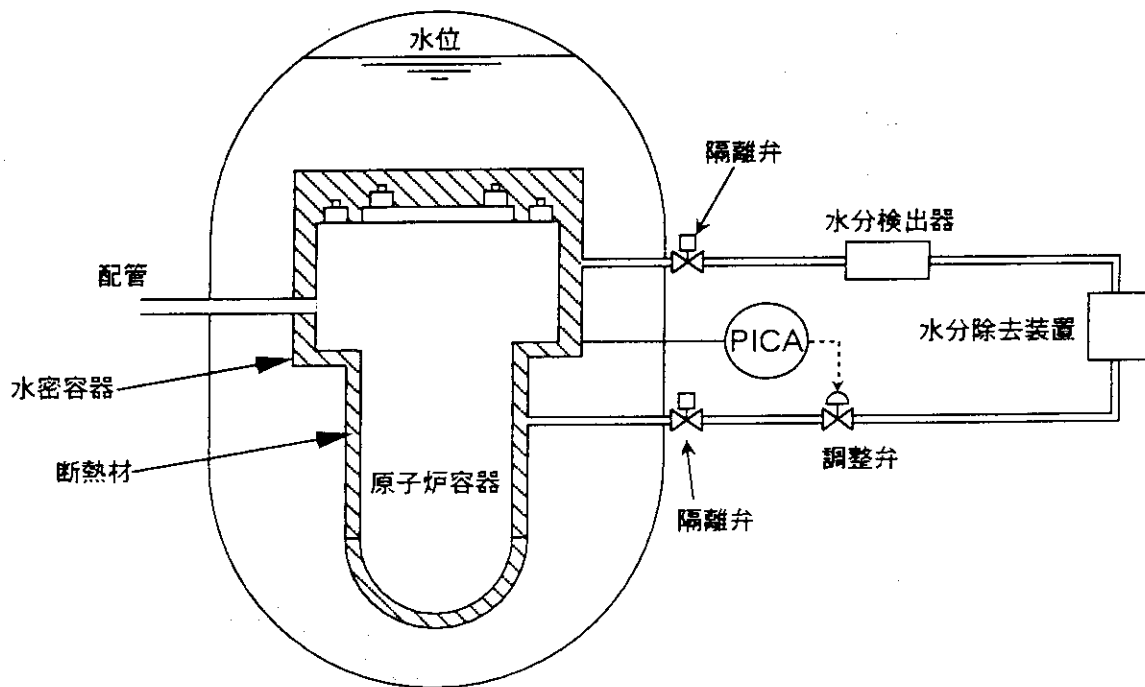


Fig.6.5.8 水密容器内漏洩モニタの概念

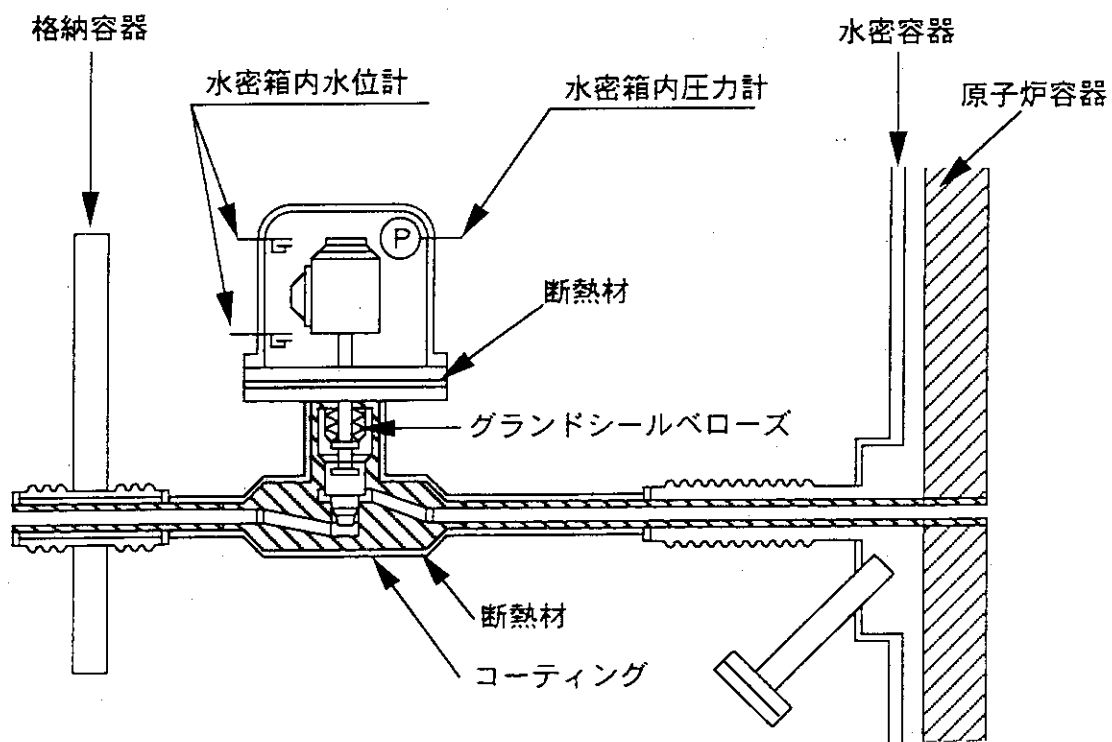


Fig.6.5.9 弁駆動部弁箱への漏洩検出の概念

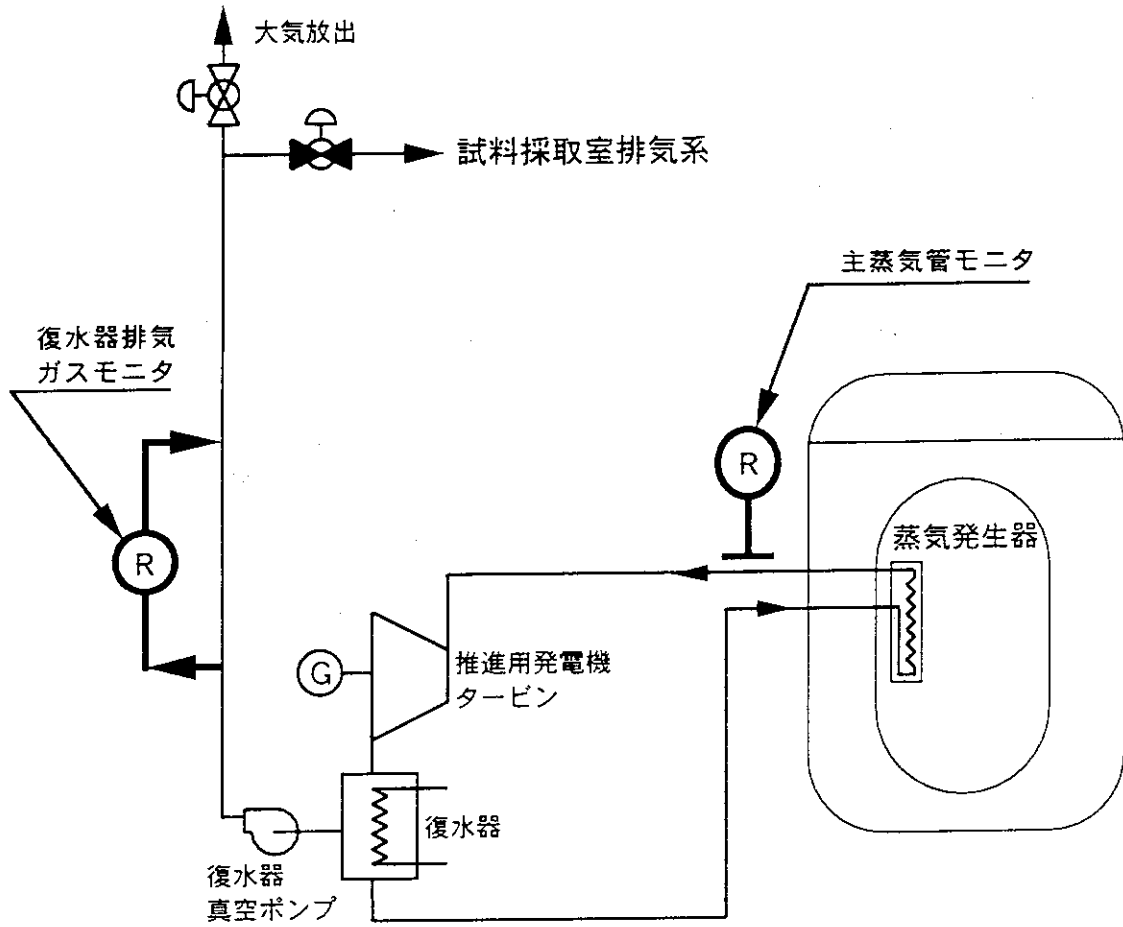


Fig.6.5.10 主蒸気管モニタ、復水器排気ガスモニタの設置概念

6.6 評 価

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリの機能

原子炉冷却材圧力バウンダリは、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁による過圧防護、船体運動条件を考慮した設計、十分な強度を有する材料の使用によって、異常な冷却材の漏洩あるいは破損の発生する可能性を極めて小さくしている。

(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性

概略の強度検討の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリは必要な強度を有する見込みである。詳細な応力解析に基づく原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性の評価は今後実施する予定である。

(3) 非延性破壊の防止

フェライト系鋼材により製作する機器については、その材料の破壊じん性を最低使用温度を考慮して確認するので非延性破壊のおそれはない。

(4) 漏洩検出

原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏洩は、監視設備にて十分早期に検出ができる見込みである。

6.7 試験検査

Table 6.7.1 に適用した基準、省令、規定を示す。

6.7.1 原子炉容器

(1) 製作中の主な検査

原子炉容器の製作に当っては、素材の段階で化学的、機械的試験検査を、また、製作中には、非破壊試験、耐圧試験等を実施し、厳重な品質管理を行う。主要な非破壊試験項目をTable 6.7.2 に示す。

炉内構造物は、原子炉容器内面の供用期間中検査が可能なように、取出しできる設計とする。原子炉容器を含む1次冷却設備は、最高使用圧力の1.25倍の水圧試験を実施する。

(2) 供用期間中検査 (ISI)

供用期間中の検査対象箇所及び検査方法をTable 6.7.2 に示す。胴周溶接部のUTによる体積試験は、胴外面から直接法で行う。また、加圧器の各種ノズルと上鏡蓋との溶接部UTによる体積試験は蓋内側から直接法で行う。蒸気ノズル及び給水ノズルとスリーブとの耐圧溶接部のUTによる体積試験はノズルの内側から直接法で行う。

原子炉容器のISIは、作業時の被爆線量の低減、検査時間の短縮及び接近性・検査精度の向上を図るため、体積試験には遠隔自動装置を用いる。容器内面の肉眼検査はテレビカメラにより行う。

6.7.2 蒸気発生器

(1) 製作中の主な検査

蒸気発生器の製作中の主要な非破壊試験項目をTable 6.7.3 に示す。

(2) 供用期間中検査 (ISI)

本蒸気発生器のISIは、原子炉容器から蒸気発生器本体を取り外さずに実施する。検査対象箇所及び検査方法をTable 6.7.3 に示す。

給水ノズル及び蒸気ノズルと管板との耐圧溶接部のUTによる体積検査は各ノズルの内側から直接法により行う。吊り下げフランジ部筒、天板、伝熱管支持板の各相互間の溶接部の肉眼検査は天板及び内筒に設けられた孔からファイバースコープ等を内部に挿入し遠隔で行う。伝熱管の体積検査は管板部より探傷プローブを挿入し伝熱管内側(2次側)から自動ECTにより行う。

6.7.3 1次冷却材ポンプ

(1) 製作中の主な検査

1次冷却材ポンプの製作中の主要な非破壊試験項目をTable 6.7.4 に示す。1次冷却材ポンプケーシングはステンレス鋳鋼製で、ステータ及びロータを隔離しているキャンはステンレス性の薄い円筒である。原子炉容器ノズルと1次冷却材ポンプとのシール機構はガスケットを使

用する。

(2) 供用期間中検査 (ISI)

1次冷却材ポンプの供用期間中検査 (ISI) の検査対象箇所及び検査方法を Table 6.7.4 に示す。

6.7.4 加圧器

加圧器は原子炉容器に内蔵されるので、加圧器自体が圧力バウンダリを形成することはない。試験検査は全て原子炉容器の試験検査に含まれる。

6.7.5 加圧器スプレイポンプ

(1) 製作中の主な検査

加圧器スプレイポンプの製作中の主要な非破壊試験項目を Table 6.7.5 に示す。加圧器スプレイポンプは小型のキャンドモータポンプである。

(2) 供用期間中検査 (ISI)

加圧器スプレイポンプの供用期間中検査 (ISI) の検査対象箇所及び検査方法を Table 6.7.5 に示す。

6.7.6 1次冷却材管

(1) 製作中の主な検査

1次冷却材管の主要な非破壊試験項目を Table 6.7.6 に示す。

(2) 供用期間中検査 (ISI)

1次冷却材管の供用期間中検査 (ISI) の検査対象箇所及び検査方法を Table 6.7.6 に示す。

Table 6.7.1 製作中試験検査及び供用期間中検査に適用した基準・省令・規定

制作中試験検査	通商産業省令62号 「発電用原子力設備に関する技術基準」 通商産業省告示第501号 - 昭和55年 「発電用原子炉設備に関する構造等の技術基準」 通商産業省令81号 - 昭和60年10月 「電気工作物の溶接に関する技術基準を定める省令」
供用期間中検査 (ISI)	通商産業省告示第501号 - 昭和55年 「発電用原子炉設備に関する構造等の技術基準」 通商産業省令81号 - 昭和60年10月 「電気工作物の溶接に関する技術基準を定める省令」 日本電気協会電気技術規定 - JEAC 4206-1986 「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査」 日本電気協会電気技術規定 - JEAC 4207-1986 「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査における 超音波探傷試験指針」

Table 6.7.2 原子炉容器の試験検査

		制作中の主な試験 検査	供用期間中の検査 (ISI)
鍛 鋼	胴、フランジ	UT, MT	
	スタッド	UT, MT	UT
	計測用管台	UT, PT	
	ノズル	UT, MT	
	ノズルセイフエンド	UT, PT	
板	下鏡	UT, MT	
	上鏡蓋、平蓋	UT, MT	
	スタッド	UT, MT	UT
溶接部	円筒胴と下鏡との溶接線	RT, MT	UT
	上部円筒胴と下部円筒胴の溶接線	RT, MT	UT
	容器・蓋と ①スプレイ配管ノズル ②逃し弁配管ノズル ③安全弁配管ノズルとの完全溶込溶接	RT, UT, MT	UT
	容器胴と①予熱除去系ノズル②体積制御系 ノズル③非常用崩壊熱除去系ノズルとの部 分溶込溶接	RT, UT, MT	VT
	容器スリーブと ①蒸気ノズル②給水ノズ ルとの溶接部	RT, UT, MT	UT
	容器内部取付物		VT
	炉心支持構造物		VT
	加圧器ヒータ貫通部	RT, MT	
	計装用管台溶接部	PT	UT
	容器と支持スカートの溶接部	PT	PT, (UT)

RT (Radiographic Test)

放射線透過試験

UT (Ultrasonic Test)

超音波探傷試験

PT (Penetrant Test)

液体浸透探傷試験

MT (Magnetic Particle Test)

磁粉探傷試験

VY (Visual Test)

肉眼試験

Table 6.7.3 蒸気発生器の試験検査

対象箇所		製作中の主な試験検査	供用期間中の検査 (ISI)
管板	蒸気出口管板、給水入口管板	UT, MT	
	伝熱管	UT, PT, ECT	ECT
溶接部	伝熱管と管板溶接部	PT	ECT

UT (Ultrasonic Test)

超音波探傷試験

PT (Penetrant Test)

液体浸透探傷試験

ECT (Eddy Current Test)

渦電流探傷試験

Table 6.7.4 1次冷却水ポンプの試験検査

対象箇所		製作中の主な試験検査	供用期間中の検査 (ISI)
	ケーシング	RT, PT	VT
鍛鋼	圧力保持用ボルト	UT, PT	UT
	シャフト	UT, PT	
	溶接部	RT, PT	PT

RT (Radiographic Test)

放射線透過試験

UT (Ultrasonic Test)

超音波探傷試験

PT (Penetrant Test)

液体浸透探傷試験

Table 6.7.5 加圧器スプレイポンプの試験検査

対象箇所		製作中の主な試験検査	供用期間中の検査 (ISI)
	ケーシング	RT, PT	VT
鍛鋼	圧力保持用ボルト	UT, PT	UT
	シャフト	UT, PT	
	溶接部	RT, PT	PT

RT (Radiographic Test)

放射線透過試験

UT (Ultrasonic Test)

超音波探傷試験

PT (Penetrant Test)

液体浸透探傷試験

Table 6.7.6 1次冷却材管の試験検査

対象箇所		製作中の主な試験検査	供用期間中の検査 (ISI)
鋳鋼		RT, PT	
鍛鋼		RT, PT	
溶接部	周溶接部	UT, PT	PT
	管台取付部	PT	PT

RT (Radiographic Test)

UT (Ultrasonic Test)

PT (Penetrant Test)

放射線透過試験

超音波探傷試験

液体浸透探傷試験

7. 工学的安全施設

7.1 概 要

7.1.1 工学的安全施設

工学的安全施設は、1次冷却設備及び主蒸気・給水設備等の原子炉施設の破損、故障等に起因して原子炉内の燃料の著しい破損による大量の放射性物質の放散の可能性がある場合に、これらを抑制又は防止する。

工学的安全施設は、非常用崩壊熱除去設備、原子炉格納施設、非常用格納容器水冷却設備及び原子炉室空気浄化設備で構成する。各設備は想定される配管破断による1次冷却材喪失事故等の主要な事故に際して、次の機能を持つ。

(1) 非常用崩壊熱除去設備

非常用崩壊熱除去設備は、炉心崩壊熱及び1次冷却系が保有する熱をすみやかに格納容器水中に放熱することにより、1次系の圧力及び温度が過大になるのを防止する。

(2) 原子炉格納施設

原子炉格納施設は、1次冷却材喪失事故時に原子炉容器からの1次冷却材の流出を制限し、炉心の露出を防止するとともに、格納容器バウンダリを形成し、放射性物質の放散を抑制し周辺一般公衆及び船員の安全を確保する。

(3) 非常用格納容器水冷却設備

非常用格納容器水冷却設備は、格納容器水中に放出された熱を大気に放熱し、格納容器水温度を長期にわたって一定の温度以下に保つ。

(4) 原子炉室空気浄化設備

原子炉室空気浄化設備は、事故時に放射性物質の放散を抑制し周辺一般公衆及び船員の安全を確保する。

7.1.2 工学的安全施設の設計方針

(1) 非常用崩壊熱除去設備及び非常用格納容器水冷却設備は、事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても、また、事故後の長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても、所定の安全機能を果たしうるように多重性を有する設計とする。

単一故障に関連するという短期間とは、原則として事故発生後あるいは原子炉停止後24時間の運転期間を、また、事故後の長期間とはその後の運転期間とする。

(2) 原子炉室空気浄化設備は、動的機器及び静的機器の単一故障を想定した場合でも、所定の安全機能を果たしうるように多重性を有する設計とする。

(3) 工学的安全施設は、主電源喪失時にも非常用電源系統により所定の安全機能を果たしうる設計とする。

- (4) 工学的安全施設は、共用によって安全機能を失うおそれのある場合、原子炉施設間で共用しない設計とする。
- (5) 工学的安全施設の重要部分は、試験及び検査が定期的に行えるような設計とする。
- (6) 非常用崩壊熱除去設備は、想定される配管破断による1次冷却材喪失事故に対して、燃料及び燃料被ふくの重大な損傷を防止でき、かつ、燃料被ふく材と水との反応を十分小さな量に制限できる設計とする。
- (7) 原子炉格納容器は非常用格納容器水冷却設備とあいまって、想定される配管破断による1次冷却水喪失事故に対しても、事故後の最大想定エネルギー放出に起因する圧力と温度に耐え、かつ、所定の漏洩率を超えることのないような設計とする。また、漏洩率は必要な場合、試験できるような設計とする。
- (8) 格納容器バウンダリの機能保持のため、事故時に閉鎖が要求される格納容器貫通部は重複した隔離弁を有する設計とする。
- (9) 原子炉室空気浄化設備は、フィルタの性能を確認するための試験検査ができるような設計とする。

7.2 非常用崩壊熱除去設備

7.2.1 概要

非常用崩壊熱除去設備は、非常用崩壊熱冷却器、水素貯留タンク、隔離弁及び配管で構成し、想定される事故に対して次に示す機能を持つ。

- (1) 1次冷却材喪失事故に対して原子炉を冷却し、燃料及び燃料被ふくの重大な損傷を防止でき、かつ、燃料被ふく材と水との反応を十分小さな量に制限する。
- (2) 非常用崩壊熱除去設備は、非常用炉心冷却設備作動信号を受け隔離弁の開放のみで作動を開始する。非常用崩壊熱除去設備は、原子炉容器内の水又は蒸気を格納容器内に設置した冷却器に導き、格納容器水との熱交換によって冷却する。1次冷却材は、ループ内の密度差によって自然循環する。

7.2.2 設計方針

(1) 事故の範囲

非常用崩壊熱除去設備は、次の事故に対して1次系の冷却を行うように設計する。

- (a) 1次冷却材配管破断事故
- (b) 主蒸気管破断事故
- (c) 蒸気発生器伝熱管破損事故
- (d) 給水管破断事故
- (e) 電源喪失事故

(2) 単一故障

非常用崩壊熱除去設備は、事故後の短期間では動的機器の単一故障を仮定しても、また、事故後の長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても所定の安全機能を果たしうるように多重性を有する設計とする。

(3) 電源喪失

非常用崩壊熱除去設備は、隔離弁の作動以外に電力の供給を必要としない。電力の供給源は信頼性の高い直流電源とするので単一故障を考慮する必要はない。

(4) 試験検査

非常用崩壊熱除去設備は、その健全性あるいは運転可能性を確認するために、その重要度に応じて定期的な試験及び検査ができる設計とする。

7.2.3 主要設備の仕様

非常用崩壊熱除去設備の主要設備の仕様を Table 7.2.1 に示す。

7.2.4 系統設計及び主要設備

(1) 系統設計

非常用崩壊熱除去設備の系統図を Fig.7.2.2 に、非常用崩壊熱除去設備の配置図を Fig.7.2.3

に示す。なお、全体配置図として Fig.7.2.1 に示す。

非常用崩壊熱除去設備は、非常用崩壊熱冷却器、水素貯留タンク、隔離弁及び配管で構成し、これらの機器は全て格納容器水中に配置する。系統は、機器の単一故障及び非常用崩壊熱除去設備を構成する配管の破断が同時に起こっても、所定の安全機能を果たせるよう 100% の能力を有するものを 3 系統とする。

(2) 主要設備

(a) 非常用崩壊熱冷却器

非常用崩壊熱冷却器の構造図を Fig.7.2.4 に示す。

非常用崩壊熱冷却器は、1 次冷却材ポンプよりも上のレベルに設置され、自然循環により原子炉容器内の 1 次冷却材を格納容器水との熱交換によって冷却する。冷却器は 1 系統につき 1 基設置し、有効伝熱面積は 1 基あたり管内伝熱面積で 12m^2 とする。

冷却器は流体入口ヘッダである上部ヘッダ、流体出口ヘッダである下部ヘッダ及びその間を連絡する直管型の伝熱管から構成される。

(b) 水素貯留タンク

通常運転中、原子炉容器内機器の腐食を防止するため 1 次冷却材中に水素を溶解させておき、1 次冷却材が減圧沸騰した場合には、水素ガスが発生する。この時、非常用崩壊熱除去設備の配管あるいは非常用崩壊熱冷却器の伝熱管に水素が溜まると、自然対流が阻害され非常用崩壊熱除去系統の能力が著しく低下するおそれがある。これを防止するために非常用崩壊熱除去系の最頂部に水素ガスを貯めるタンクを設置する必要があり、リングヘッダの上部にリングヘッダと同様の形状を有するタンクを設置する。タンクとリングヘッダは水素流路の形成及び熱交換器の重量支持を目的とした連絡管で接続する。

通常運転時の 1 次冷却材中の溶存水素濃度は、 $25 \sim 35\text{cc/kgH}_2\text{O}$ 程度であり、1 次冷却材約 60m^3 中には約 1.56m^3 の水素が溶解していることになり、この内の 10% が水素貯留タンクに集積したとすると、約 0.16m^3 となる。

水素の水への溶解度は、温度が低いほど大きくなるので、非常用崩壊熱冷却器で冷却されることにより水素ガスが発生することは少なく、ほとんどの水素ガスは加圧器頂部に集積するものと考えられる。

(c) 連絡管及び止弁

連絡管は原子炉容器（上部プレナム部）～非常用崩壊熱冷却器上部ヘッダ、非常用崩壊熱冷却器下部ヘッダ～原子炉容器を結ぶ管である。

隔離弁は、1 系統につき以下に示す 2 つの弁を設置する。

- ① 原子炉容器から熱交換器に接続する配管に設ける電動弁（入口弁）
- ② 熱交換器から原子炉容器に接続する配管に設ける逆止弁（出口弁）

これらの弁のうち電動弁については水密容器収納方式とし、逆止弁については直接断熱方式とする。水密容器を含む止弁の構造概念を Fig.7.2.5 に示す。

(d) 支持構造

熱交換器／水素貯留タンクの支持方式は以下の理由によりレストレイント方式とする。

- ① 支持構造の寸法が小さく配置上有利である。
- ② レストレイント方式には振れ止め機能があり、支持構造と振れ止め構造を兼用できる。
- ③ 機器／配管の熱膨張による変形に対しては、拘束方向を工夫することにより機器／配管に生じる応力を許容値以下にすることが可能である。

支持構造の概念をFig.7.2.6に示す。レストレイントはタンクの中央及び両端に設置し、中央に設置するレストレイントはタンクの3方向の変位を拘束する。両端のレストレイントはタンクの鉛直方向及び胴軸に直角な水平方向変位を拘束し、胴軸方向の変位を吸収できるので、熱交換器の熱膨張応力を低減することができる。熱交換器の下部に設置するレストレイントは熱交換器の鉛直方向の熱膨張変位を拘束しない構造であり、機器に作用する熱膨張応力を低減することができる。

止弁（電動弁）は重量が大きいので、架構により支持する。

配管の自重支持は定ピッチで設置したレストレイントにより行う。配管の熱膨張応力は、配管引き回しにより低減する。

(e) 水密容器貫通部

貫通部構造は、以下に示す理由によりベローズ方式とする。ベローズの仕様をTable 7.2.2に、ベローズの構造概念図をFig.7.2.7に示す。

- ① 熱膨張相対変位がある場合の貫通構造としては、ベローズ方式が最も実績がある。
- ② 他の方式では、原子炉容器側端部に過大な応力が発生する可能性がある。
- ③ 配管引回し方式に必要なスペースがない。

7.2.5 評 価

(1) 事故後の炉心冷却に対する能力

(a) 1次冷却材喪失事故

原子炉容器に接続する配管の完全両端破断までの1次冷却材喪失事故を解析し、最高燃料被ふく温度、燃料被ふくのジルコニウムと水との反応とも「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」を十分に満足することを確認している。

(b) 主蒸気管破断事故

主蒸気管破断事故時、非常用崩壊熱除去設備が原子炉スクラム信号により作動し、1次系を冷却することにより炉心は損傷に至ることはないことを確認している。

(c) 蒸気発生器伝熱管破損事故

蒸気発生器伝熱管破損事故時、原子炉スクラム信号により制御棒クラスタが挿入され原子炉は停止し、また、非常用崩壊熱除去設備作動信号により非常用崩壊熱除去設備が作動し、炉心は十分な冷却が可能であることを確認している。

(2) 単一故障に対する能力

上記の事故に対して、事故後の長期間において動的機器の単一故障又は静的機器の単一故障を仮定した場合でも所定の安全機能を果たしうる。

(3) 主電源喪失に対する能力

上記事故に対して主電源喪失を仮定した場合でも、非常用崩壊熱除去設備は作動時において信頼性の高い直流電源からの電力供給による隔離弁の開動作のみにより運転を開始し、以後電力の供給を必要としないので、主電源喪失時における安全機能の低下を考慮する必要はない。

7.2.6 試験検査

非常用崩壊熱除去設備は、その健全性あるいは運転可能性を確認するために、その重要度に応じて定期的に試験及び検査を行うことができる設計とする。非常用崩壊熱除去設備の機器は、製作中において厳重な試験検査を行い、性能試験においてその性能を確認する。

現場据付後の非常用崩壊熱除去設備の性能を確認するため作動試験を行う。

Table 7.2.1 非常用崩壊熱除去設備の主要仕様

1. 非常用崩壊熱冷却器

型	式	直管式
基	数	3基 (1基/系統)
伝熱媒体		内側 1次冷却水 外側 格納容器水
流動方式		内側 自然循環 外側 自然循環
最高使用圧力		13.7 MPa
伝熱面積		12 m ² /基
伝熱管		外径 27.2 mm 肉厚 2.6 mm 有効長さ 1,000 mm 本数 174本/基 ピッチ 50 mm
ヘッダ		外径 114.3 mm 肉厚 13.5 mm 軸方向長さ 約4,500 mm
材質		SUS316

2. 水素貯留タンク

型	式	耐圧容器
基	数	3基 (1基/系統)
容量		0.2 m ³ /基
材質		ステンレス鋼

3. 連絡管及び弁

連絡管		外径 60.5 mm 肉厚 5.5 mm 材質 SUS316
弁型式		電動弁 逆止弁
個数		1個/系統 1個/系統

Table 7.2.2 水密容器貫通ペローズ仕様

口	径	φ 104 mm
圧力条件		0.5 MPa (差圧)
温度条件		
	内部	最高 325 °C 通常 300 °C
	外部	最高 150 °C 通常 60 °C
流体	内部	窒素ガス
	外部	水
変位量		-9 mm (鉛直方向) 4 mm (水平方向) 0 mm (円周方向)
繰り返し回数		約3,000回
全体長さ		約260 mm
合計山数		28
山高さ		11 mm
板厚		0.4 mm
材質		SUS316

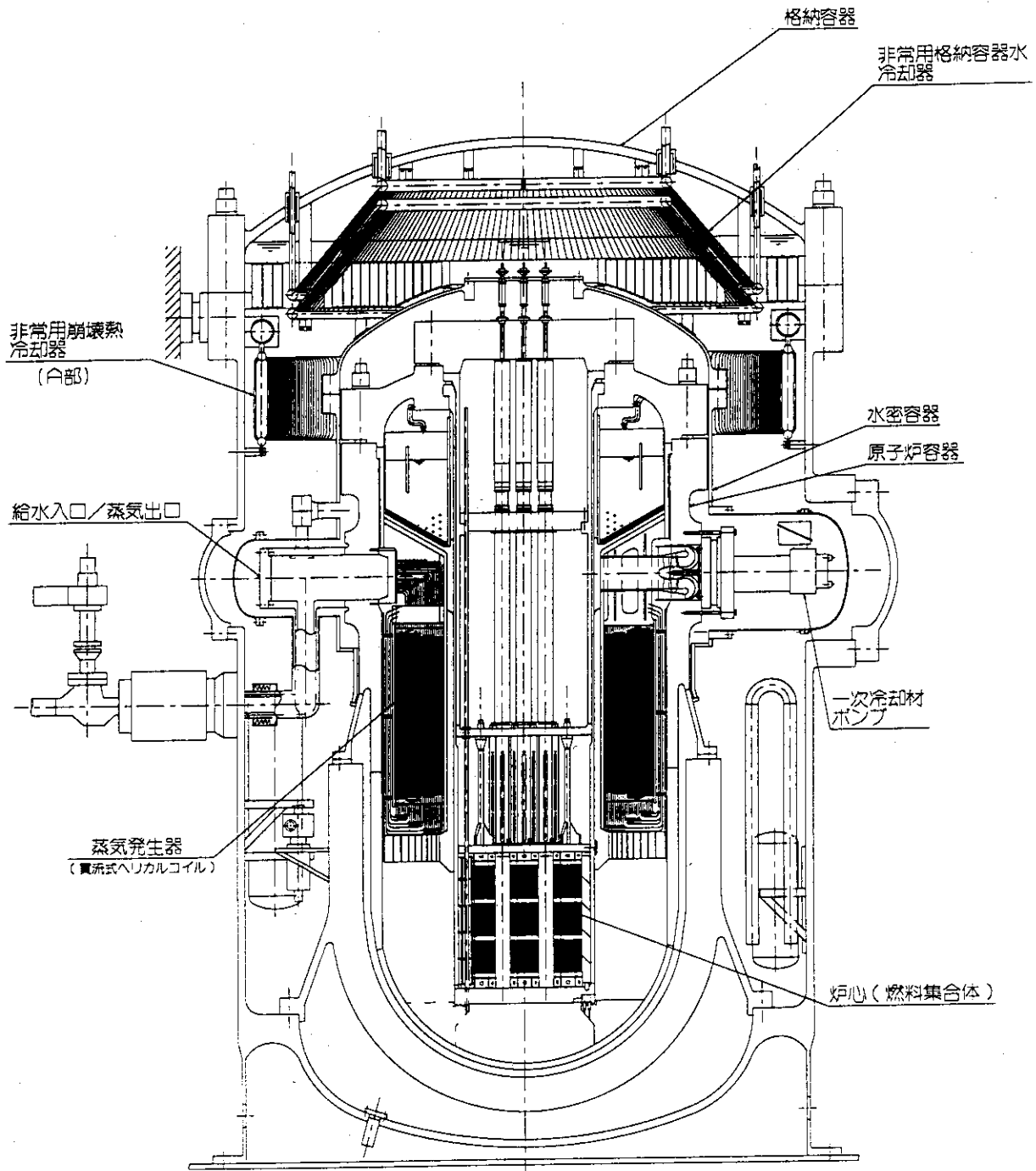


Fig.7.2.1 全体配置図

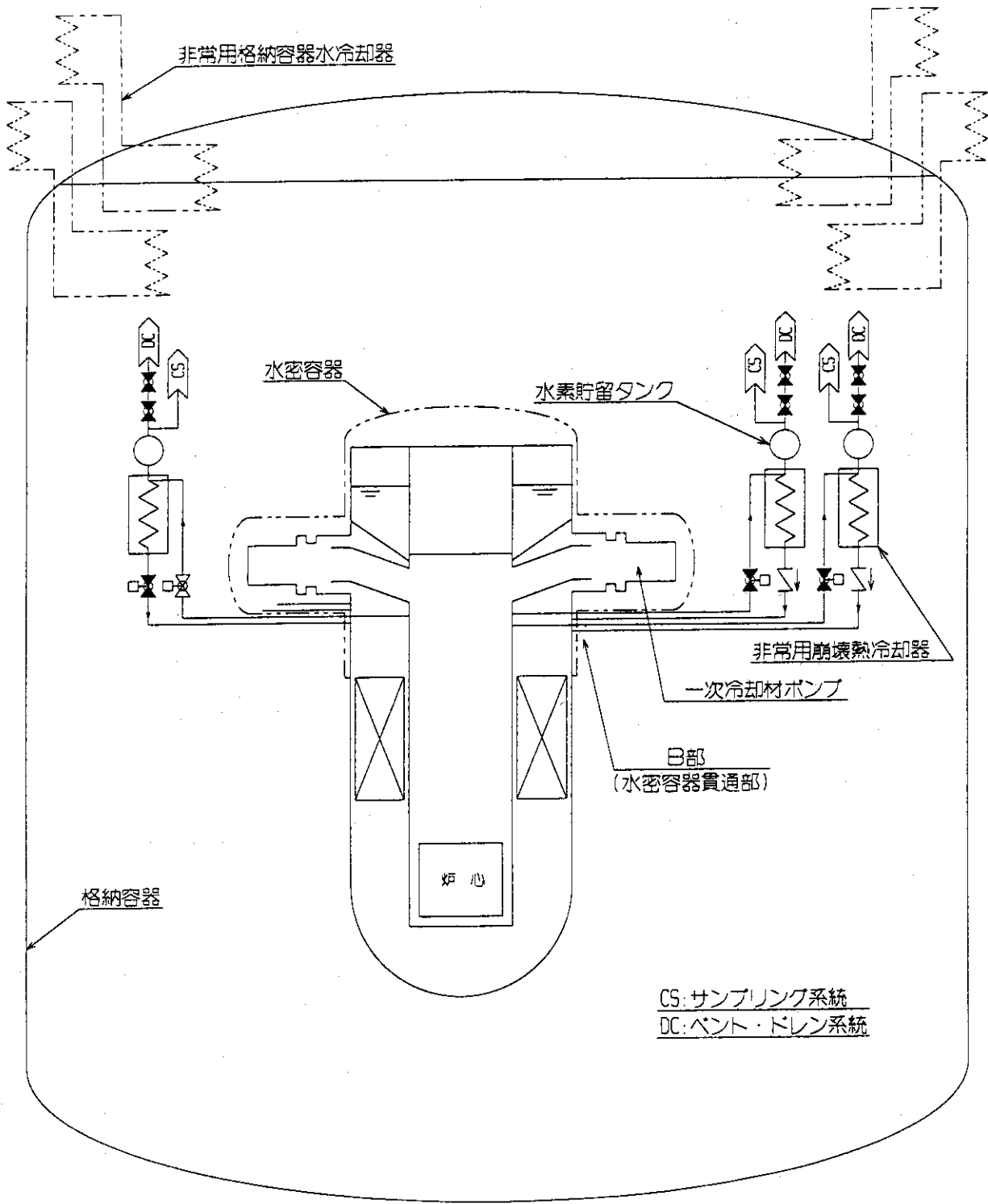


Fig.7.2.2 非常用崩壊熱除去設備系統図

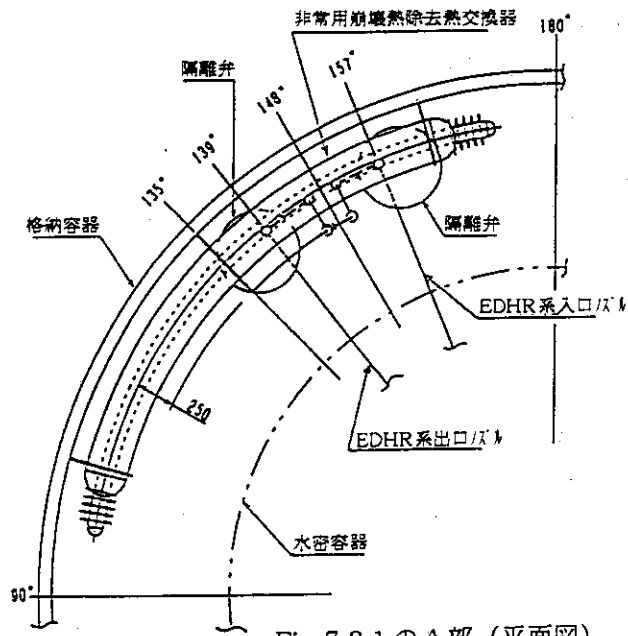


Fig.7.2.1のA部 (平面図)

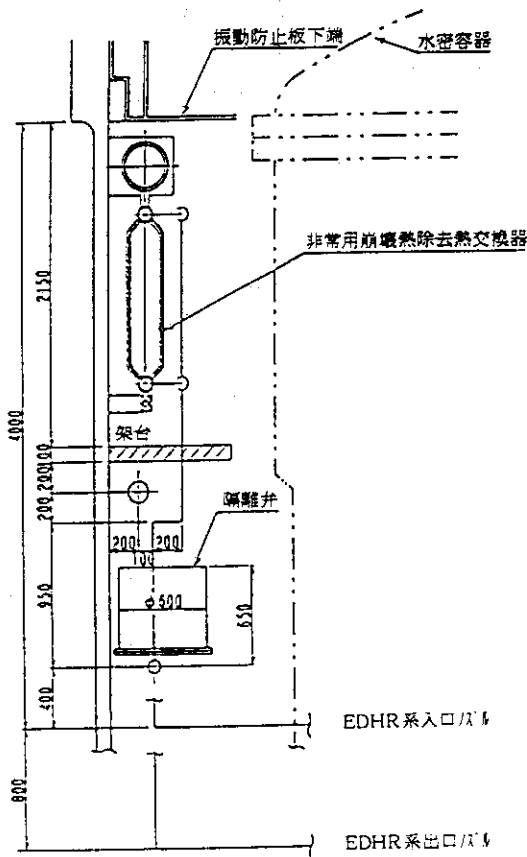


Fig.7.2.1のA部 (断面図)

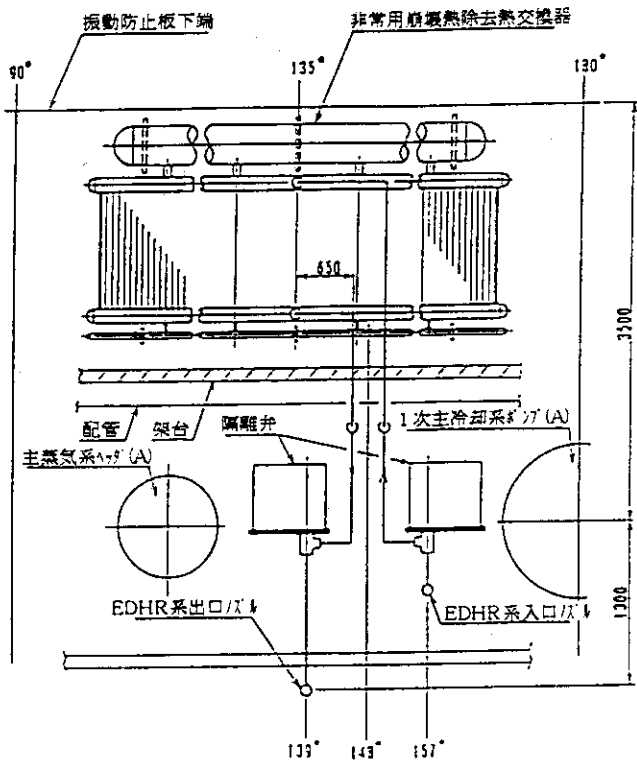


Fig.7.2.1のA部 (側面図)

Fig.7.2.3 非常用崩壊熱除去設備配置図

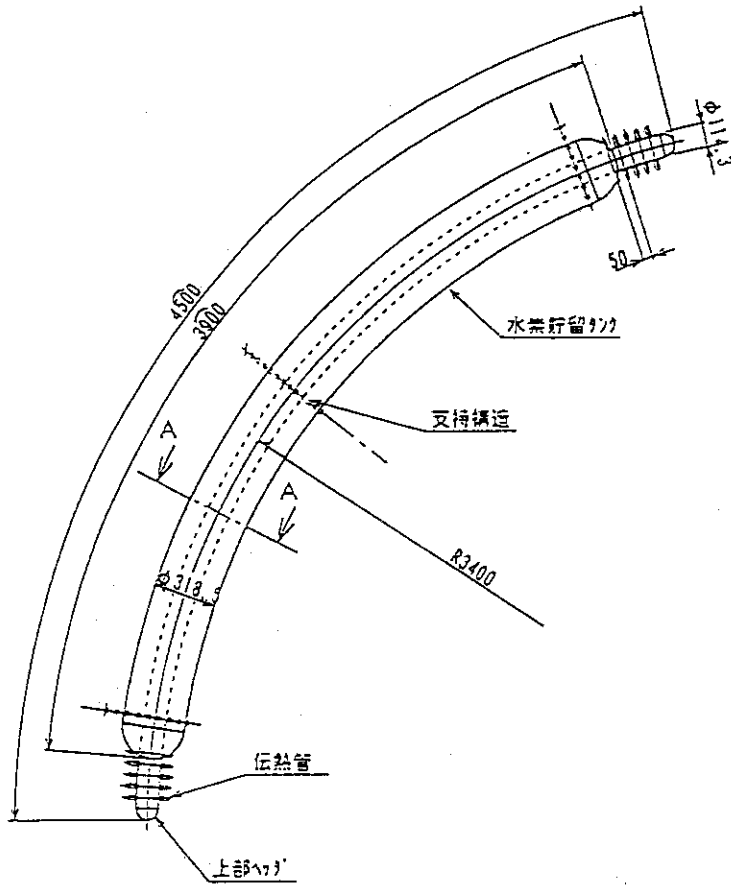


Fig.7.2.1のA部 (平面図)

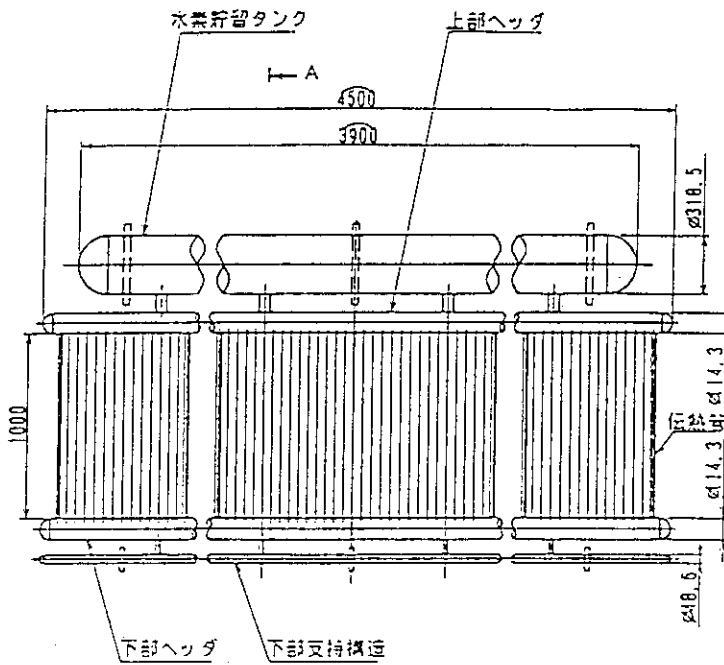
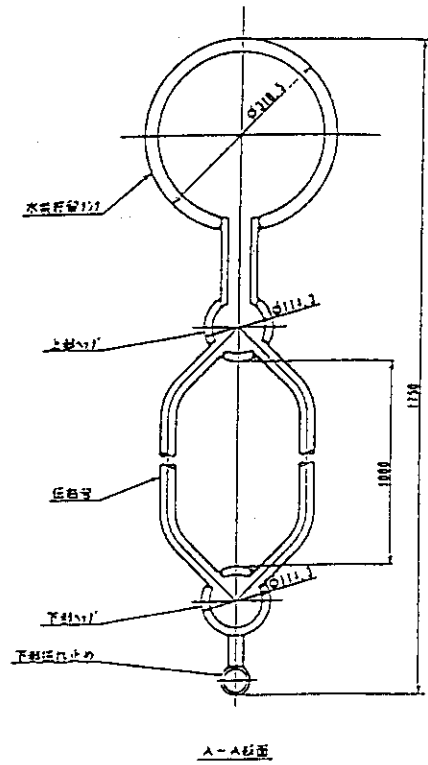


Fig.7.2.1のA部 (側面図)

Fig.7.2.4 非常用崩壊熱除去設備構造図

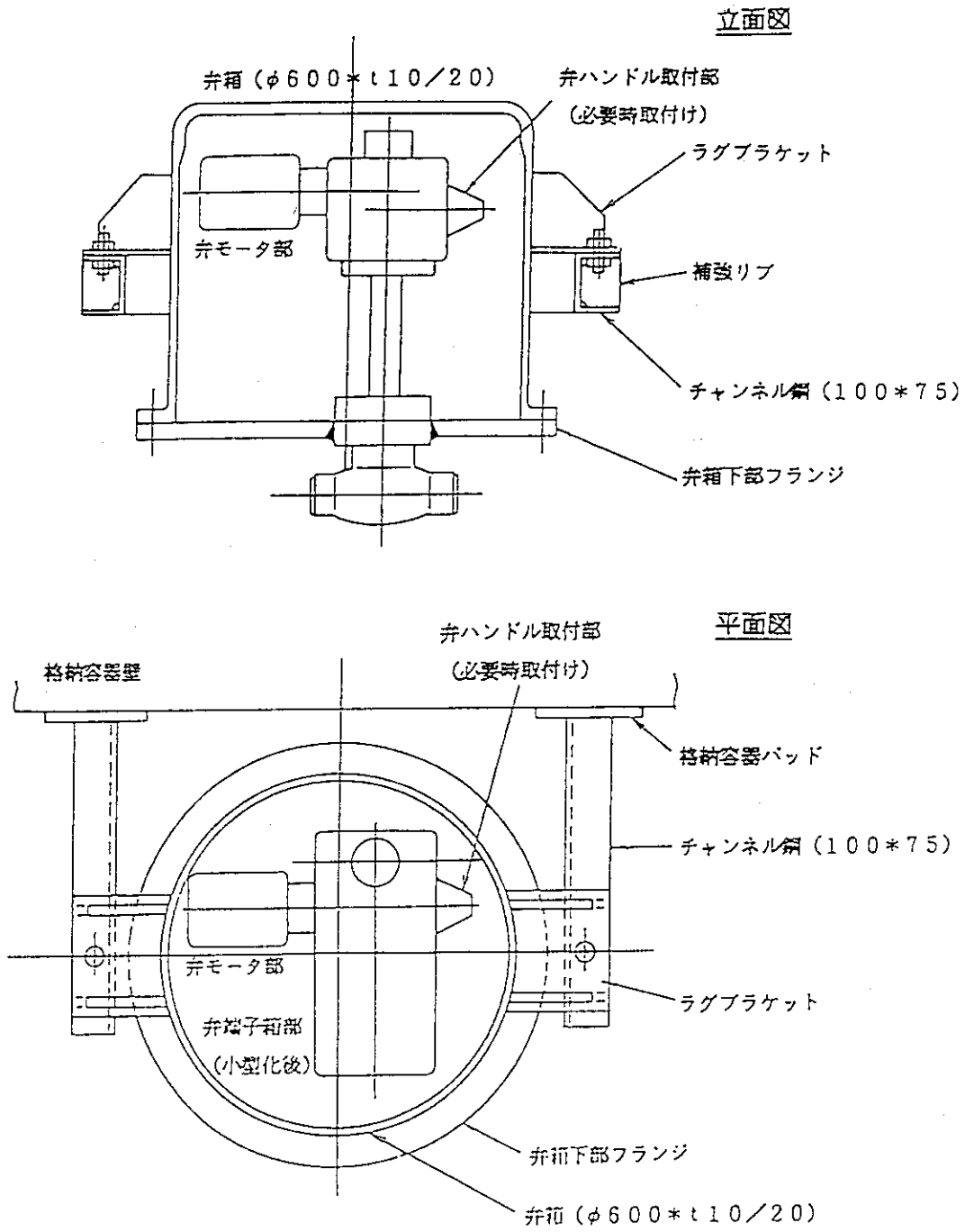


Fig.7.2.5 隔離弁支持構造概念図

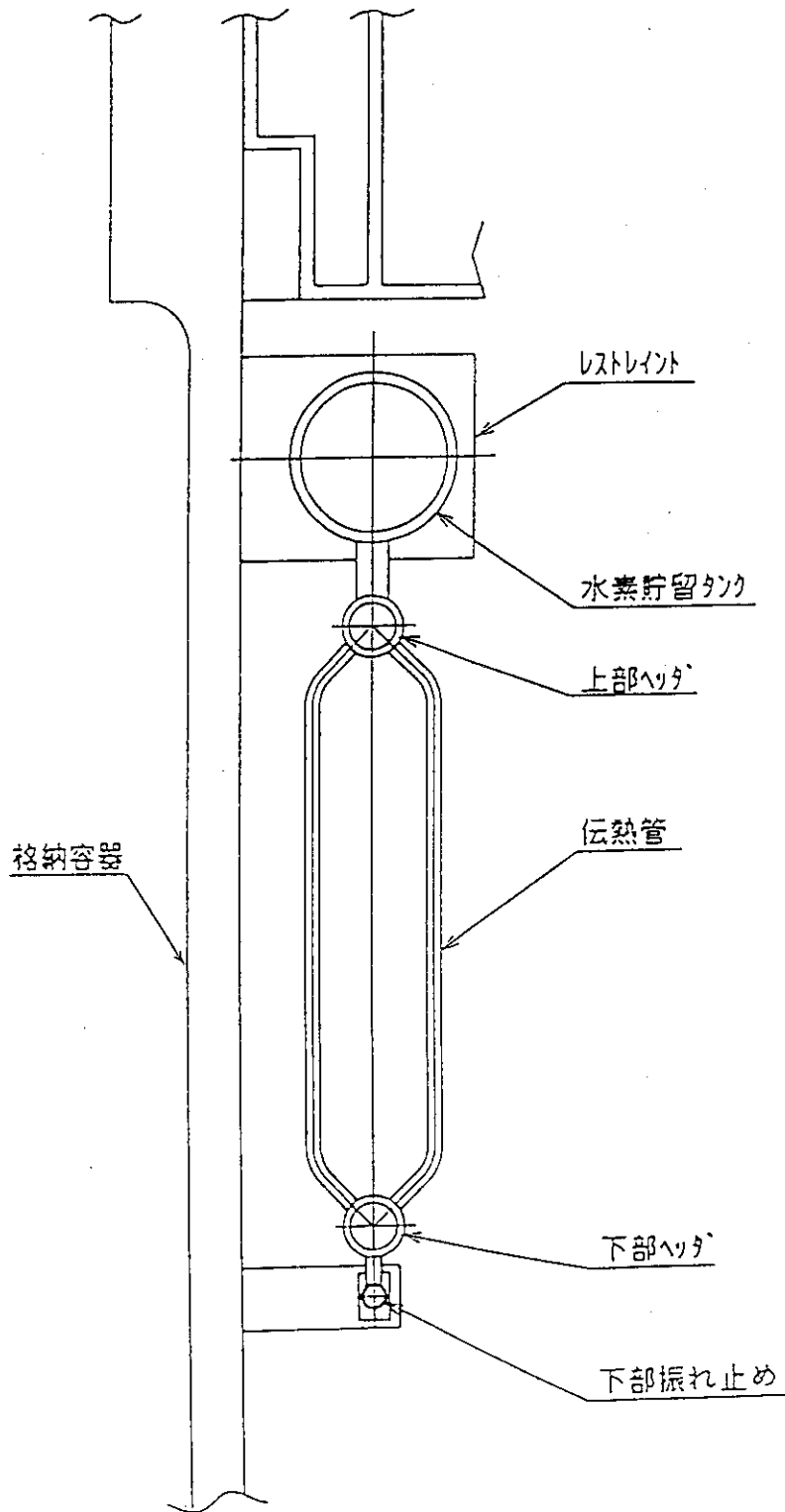


Fig.7.2.6 非常用崩壊熱冷却器支持構造概念図

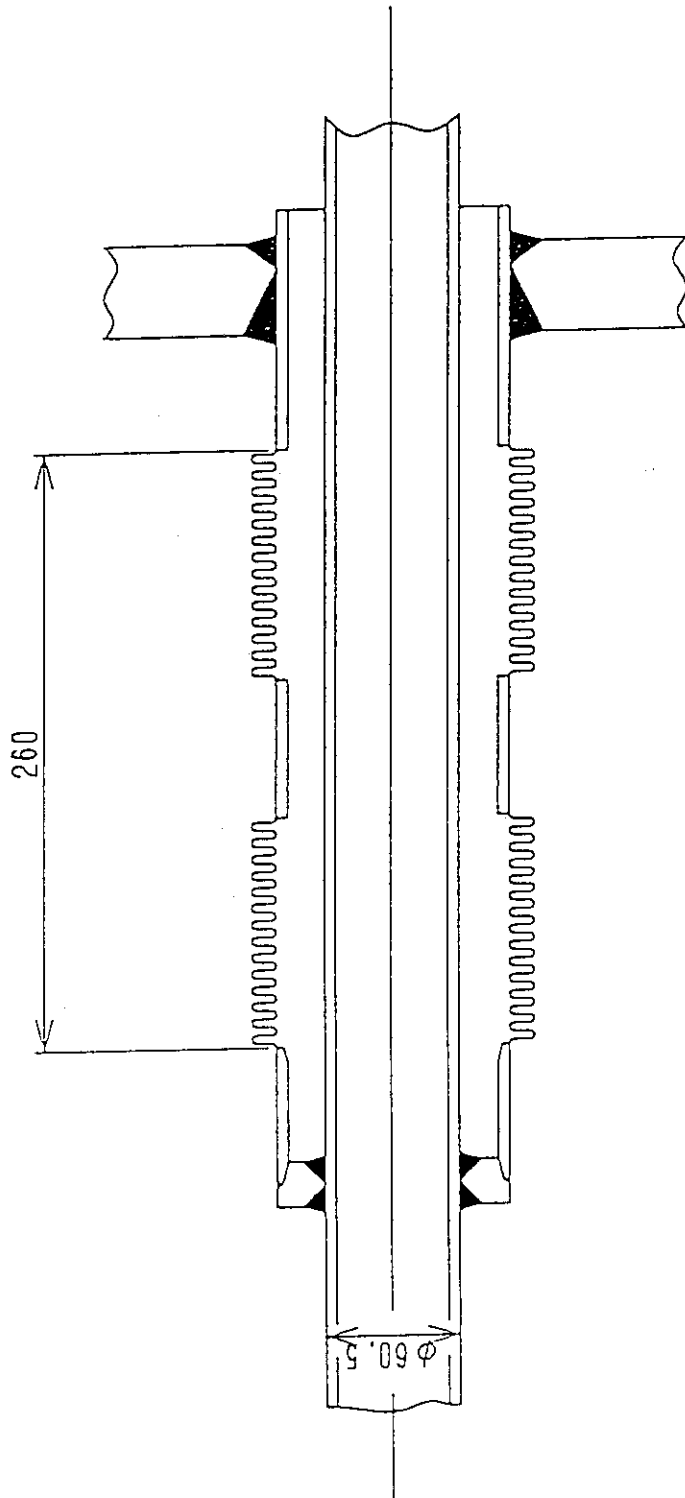


Fig.7.2.2のB部

Fig.7.2.7 非常用前壊熱除去設備の水密器貫通部概念図

7.3 原子炉格納施設

7.3.1 概 要

原子炉格納施設は、格納容器、格納容器水及びそれらの付属設備で構成し、1次冷却材喪失事故時において原子炉容器からの1次冷却材流出を制限して炉心の冠水を維持するとともに、異常時における放射性物質の放散を抑制し、周辺の一般公衆及び船員等の安全を確保するためのものである。

1次冷却水喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の最終の障壁（格納容器バウナダリ）を形成するため、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重複した隔離弁を設けるか、又はこれと同等の隔離機能を持たせるようにする。

7.3.2 設計方針

- (1) 原子炉及び1次冷却設備を格納する。
- (2) 最高使用圧力及び温度は、1次冷却水喪失事故時に生じる最高の内圧及び温度を考慮して決定する。
- (3) 配管、電線等の全ての格納容器貫通部は、漏洩が十分小さい構造とする。格納容器は、最高使用圧力において、所定の漏洩率となるように設計する。
- (4) 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、実用上可能な限り格納容器に接近して隔離弁又は閉止フランジを設けて格納容器内部と外気との間に隔壁を構成し、事故時に格納容器の機能を保持できる構造とする。
- (5) 格納容器の格納性を高めるため、必要な工学的安全施設を設ける。
- (6) 1次冷却水喪失事故時に格納容器内部の事故状態の監視及び事故後の処置、操作を行うのに必要な機器、計測器等は、格納容器の最高使用圧力に耐えられるものとする。

7.3.3 主要設備の仕様

原子炉格納設備の仕様をTable 7.3.1に示す。

7.3.4 主要設備

(1) 格納容器

(a) 構造

格納容器の組立断面図をFig.7.3.1に、格納容器貫通部ノズルリストをTable 7.3.2に示す。

格納容器は、縦置円筒形であり、円筒形胴部、皿形下鏡、皿形上鏡及び上部・下部支持構造で構成され、格納容器内部には事故時に炉心冠水を維持するために自由水面を有する格納容器水を保有する。

格納容器上部はボルト締めフランジとし、燃料交換、ISI、格納容器内機器のメンテナンス等の目的で上鏡が脱着可能である。上鏡には非常用格納容器水冷却設備の配管の貫通部がある。上部支持構造は、船首尾及び両舷側に合計4箇所設けたスタビライザーにより支持する。

格納容器円筒胴中央部には、放射状に1次冷却材ポンプ、主蒸気ヘッダ、主蒸気管、給水ヘッダ、給水配管等の大口径の貫通部を設ける。

下部支持構造は、スカート及びフランジからなり、フランジは据え付けボルトにより船体の二重底内底板上に取り付ける。下部支持構造は熱膨張などによる格納容器の半径方向の変形は拘束しないスライド構造とする。

(b) 格納容器材料等

格納容器の材料は、胴板・鏡板は圧力容器用鋼板SPV50とし、フランジは圧力容器用炭素鋼鍛鋼品SFVC2Bとする。格納容器水と接する内面は、腐食を防止するために、下地には厚膜形無機ジンクリッチペイント、上塗りにはエポキシ樹脂の塗装を施工する。

(2) 格納容器付属設備

(a) 配管及び電線

配管及び電線の格納容器貫通部は、格納容器に溶接したスリーブ中に配管及び電線を通し、格納容器バウンダリとしての機能を十分満足できる構造とする。なお、ベローズを用いてシールする配管、電線の格納容器の貫通部は、個々にあるいは小群に分けて最高使用圧力における漏洩又は漏洩率試験を行うことができるようにする。

格納容器貫通部の設計に際しては、内圧、熱膨張及び船体運動に対する相対変位を考慮する。主蒸気管貫通部断面の概念図をFig.7.3.2に示す。

(b) 隔離弁

格納容器を貫通する配管には、「発電用原子力設備に関する技術基準を定める通商産業省令」の第32条3項に従って、以下に示す方針で隔離弁を設け、格納容器バウンダリを構成する。Fig.7.3.3に格納容器バウンダリの説明図を示す。

- ① 隔離弁は、閉鎖隔離弁（ロック装置が施されているもの）又は自動隔離弁とする。ただし、逆止弁は格納容器外側の隔離弁として使用しない。
- ② 事故時に閉鎖が要求される配管には、格納容器に近接しその内側及び外側に隔離弁を各1個設ける。

ただし、事故時に閉鎖が要求されない次の配管は、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を有するか又は格納容器の外側あるいは内側に弁を設け、必要に応じてこれを閉鎖できるものとする。

- (i) 1次冷却系統及び格納容器内に開口部がなく、かつ1次冷却系統に係る施設の損傷の際に損壊するおそれがない配管。

- (ii) 格納施設の安全設備に係る配管

- ③ 上記の自動隔離弁の駆動力源は、その多重性を十分考慮し、駆動力源の単一故障によって上記の自動隔離弁が同時に隔離機能を喪失することのない設計とする。

自動隔離弁への信号は、非常用炉心冷却設備作動信号及び非常用崩壊熱除去設備作動信号とする。隔離弁、検出器、制御回路等は、定期的にその機能を試験できる構造とする。

(c) 圧力平衡弁

沈没時、外圧による格納容器の破損を防止するために外圧とバランスさせる必要がある。このため、格納容器下鏡に圧力平衡弁を設ける。圧力平衡弁は、単一故障を想定して2基設置する。

圧力平衡後は、格納容器からの有意な漏洩がないよう考慮する。

7.3.5 評 価

格納容器は、工学的安全施設の動的機器の単一故障及び電源喪失を仮定した場合でも、1次冷却材喪失事故の際に生じる最高内圧及び温度に耐えることを確認している。

7.3.6 試験検査

(1) 格納容器漏洩率試験

格納容器は、その漏洩率を測定することができるようにする。この試験方法としては、日本電気協会電気技術規程（原子力編）JEAC4203-1974「原子炉格納容器の漏洩試験」に従い絶対圧力法により行う。

(2) 格納容器隔離弁試験

現地据付後及び使用開始後、定期的に格納容器バウンダリの健全性を確認するため、格納容器隔離信号による隔離弁作動試験を行うことができる。

(3) 格納容器隔離弁漏洩率試験

主要な隔離弁についてはテストタップを設けており、個々に漏洩率試験を行うことができる。

Table 7.3.1 原子炉格納容器の主要仕様

型式	湿式耐圧型
基数	1
運転時圧力	大気圧
運転時格納容器水温度	60℃以下
最高使用圧力	約4.0 MPa
最高使用温度	200℃
内径	7,300 mm
全高	13,350 mm
肉厚	100 mm
主要部材質	
胴板・鏡板	圧力容器用鋼板 (JIS G3115 SPV50 相当)
フランジ	圧力容器用炭素鋼鍛鋼品 (JIS G3212 SFVQ1A 相当)
ボルト	合金鋼ボルト用棒鋼 (JIS G4108 SNB24-3 相当)
単体重量	約560 ton
内面塗装	下地 厚膜形ジンクリッチペイント 上塗り エポキシ樹脂

Table 7.3.2 格納容器貫通部リスト (1/2)

No	系統名称	貫通部名称	貫通部寸法
1	格納容器ハッチ	No.1 格納容器ハッチ	1400×600
2		No.2 格納容器ハッチ	1400×600
3	1次冷却系統	No.1 1次冷却材ポンプ	φ1800
4		No.2 1次冷却材ポンプ	φ1800
5	主蒸気系統	No.1 主蒸気ヘッド	φ1300
6		No.2 主蒸気ヘッド	φ1300
7	給水系統	No.1 給水ヘッド	φ1300
8		No.2 給水ヘッド	φ1300
9	主蒸気系統	No.1 主蒸気配管	600A (200A)
10		No.2 主蒸気配管	600A (200A)
11	給水系統	No.1 給水配管	500A (150A)
12		No.2 給水配管	500A (150A)
13	体積制御系統	注入配管	250A (40A)
14		抽出配管	250A (40A)
15	余熱除去系統	No.1 注入配管	300A (50A)
16		No.2 注入配管	300A (50A)
17	余熱除去系統	No.1 抽出配管	300A (50A)
18		No.2 抽出配管	300A (50A)
19		再循環抽出配管	150A (65A)
20		再循環戻り配管	150A (65A)
21	非常用格納容器水冷却系統	No.1 蒸気管	250A (100A)
22		No.2 蒸気管	250A (100A)
23		No.3 蒸気管	250A (100A)
24		No.4 蒸気管	250A (100A)
25		No.1 液戻り管	250A (65A)
26		No.2 液戻り管	250A (65A)
27		No.3 液戻り管	250A (65A)
28		No.4 液戻り管	250A (65A)

Table 7.3.2 格納容器貫通部リスト (2/2)

No	系統名称	貫通部名称	貫通部寸法
29	補機冷却系統	ブローオフタンク補機冷却水出口	125A (50A)
30		ブローオフタンク補機冷却水入口	125A (50A)
31		No.1 1次冷却材ポンプ補機冷却水出口	125A (50A)
32		No.2 1次冷却材ポンプ補機冷却水出口	125A (50A)
33	補機冷却系統	No.1 1次冷却材ポンプ補機冷却水入口	125A (50A)
34		No.2 1次冷却材ポンプ補機冷却水入口	125A (50A)
35		No.1 スプレイポンプ補機冷却水出口	50A (15A)
36		No.2 スプレイポンプ補機冷却水出口	50A (15A)
37		No.1 スプレイポンプ補機冷却水入口	50A (15A)
38		No.2 スプレイポンプ補機冷却水入口	50A (15A)
39	吐出及びベント・ドレン系統	ブローオフタンク気相放出	50A (15A)
40		ブローオフタンク窒素充填	50A (15A)
41		ブローオフタンク排出	100A (40A)
42	格納容器水浄化冷却系統	格納容器水抽出	250A(90A)
43		格納容器水注入	250A(90A)
44	格納容器水ガスモニタ系統	格納容器ガス抽出	125A (50A)
45		格納容器ガス注入	125A (50A)
46	漏洩監視設備	水密容器上部窒素ガス抽出	60A(20A)
47		水密容器上部窒素ガス注入	60A(20A)
48		水密容器下部窒素ガス抽出	60A(20A)
49		水密容器下部窒素ガス注入	60A(20A)
50	サンプリング系統	加圧器気相	30A (6A)
51		加圧器液相	30A (6A)
52		原子炉容器	50A (15A)
53		No.1 EDRS水素貯留タンク	50A (15A)
54		No.2 EDRS水素貯留タンク	50A (15A)
55		No.3 EDRS水素貯留タンク	50A (15A)

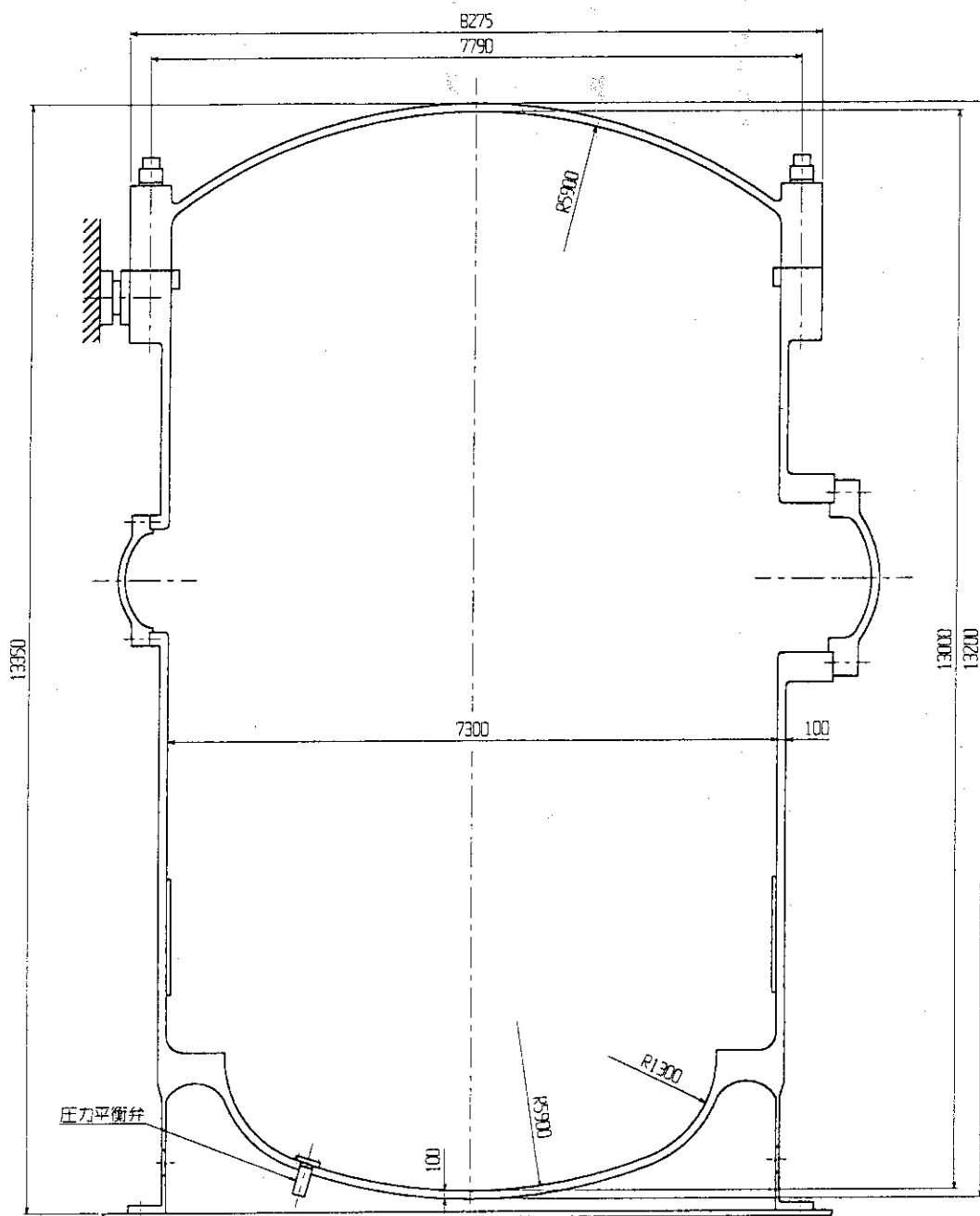


Fig.7.3.1 原子炉格納容器構造説明図

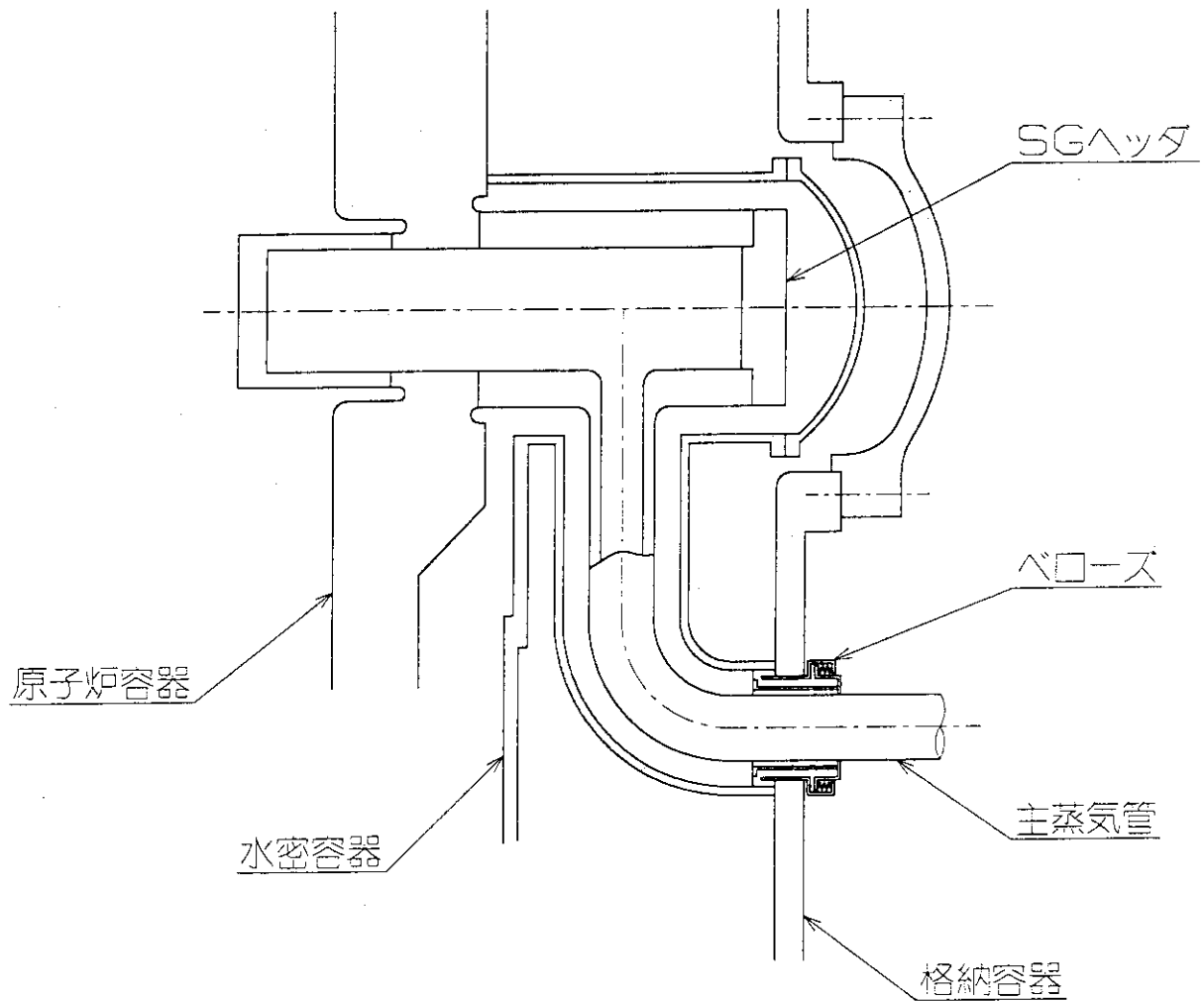


Fig.7.3.2 原子炉格納容器の主蒸気配管貫通部の概念

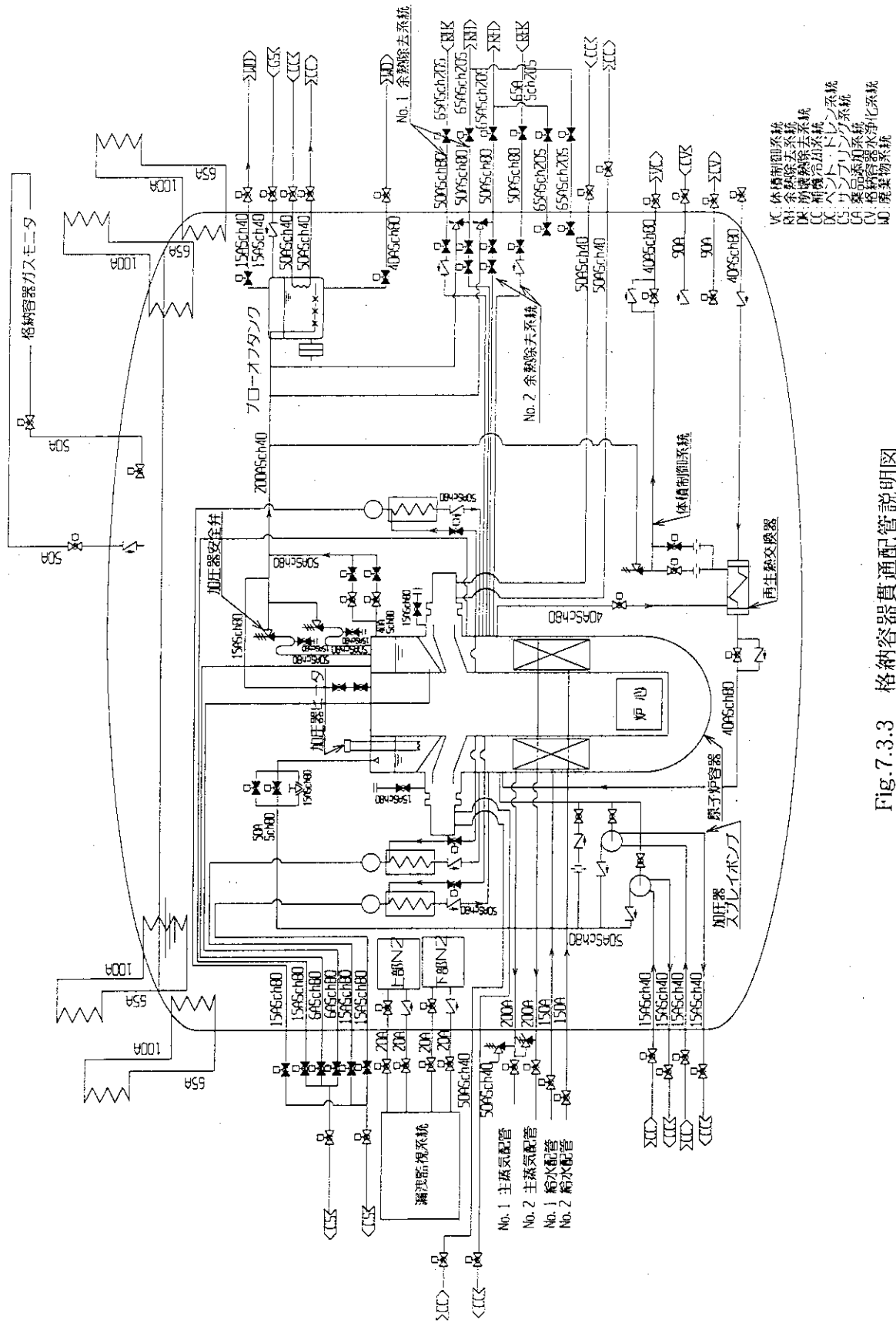


Fig.7.3.3 格納容器貫通配管説明図

7.4 非常用格納容器水冷却設備

7.4.1 概要

非常用格納容器水冷却設備は、格納容器内に設置する熱交換器蒸発部及び上甲板に設置する熱交換器凝縮部等で構成する。

非常用格納容器水冷却設備は、原子炉容器からの放熱による格納容器水の温度上昇を抑制するために設けられる格納容器水浄化冷却システムの補助的役割と、事故時に格納容器水中に放出された熱を、最終的な熱の逃し場である大気に放出し、格納容器水温度を長期にわたって一定の温度以下に保つ働きを持っている。

非常用格納容器水冷却設備は、通常時及び事故時を通じて常に連続して運転を行う。

非常用格納容器水冷却設備は、静的機器のみにより構成されており、電力の供給を必要としないので、主電源喪失時における安全機能の低下を考慮する必要はない。

7.4.2 設計方針

(1) 原子炉格納容器の減圧

想定される配管破断による1次冷却材喪失事故に際して、事故後の想定される最大エネルギー放出によって生じる原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために十分な機能を有する設計とする。

(2) 単一故障

非常用格納容器水冷却設備は、静的機器のみにより構成する。

事故後の長期間において静的機器の単一故障を仮定しても、所定の安全機能を果たしうるように、多重性を有する設計とする。

(3) 試験検査

非常用格納容器水冷却設備は、その健全性を確認するために、定期的な試験及び検査ができる設計とする。

7.4.3 主要設備の仕様

非常用格納容器水冷却設備の主要設備を Table 7.4.2 に示す。

7.4.4 系統設計

(1) 系統設計

非常用格納容器水冷却設備はスペース的に広くとることが困難であるので、コンパクトな設計が可能なヒートパイプ方式とする。

Fig.7.4.1 に非常用格納容器水冷却設備の全体系統図を、Fig.7.4.2 に全体構成図を示す。非常用格納容器水冷却設備の系統設計について、以下に示す。

(a) 格納容器内の熱交換器蒸発部は、格納容器水位付近に設ける。それぞれの熱交換器は、故

障時の除熱量低下を最小限に抑えるため、4系統に分ける。

- (b) 上甲板に設ける熱交換器凝縮部は空気冷却とし、熱効率を高めるためハイフィンチューブとする。
 - (c) 船体運動によって管内の液膜がはがれ、ドライアウトするのを防ぐために、蒸発部管内にウィックを設ける。ウィックは蒸発管と同じステンレス鋼とし、100メッシュのものを一層設ける。
 - (d) 蒸気管と液戻り管は別系統とする。
 - (e) 格納容器蓋開放時には、蒸気管及び液戻り管の途中に設けたフランジを外す。なお、ヒートパイプ管内のガスを抜くためのエア抜弁を凝縮器の近くに設ける。
- (2) ヒートパイプ構造

Fig.7.4.3に蒸発部構成図を、Fig.7.4.4に凝縮部構成図を示す。

非常用格納容器水冷却設備は4系統で構成し、1系統ずつ半円形の入口／出口リングヘッドを連絡するように放射状に設置する。全体的には2系統ずつ上下2段に重ねて配置する。入口リングヘッドには液戻り管が1本接続されており、凝縮器で凝縮された伝熱媒体が流入する。伝熱媒体は蒸発管で蒸発し、出口リングヘッドに流入する。さらに、出口リングヘッドに設置された1本の蒸気管を経て凝縮器に流入する。

(3) 支持構造

Fig.7.4.5に蒸発部支持構造概念図を、Fig.7.4.6に蒸発部支持構造配置図を示す。

蒸発管及びリングヘッドの概略重量は約2 tonであり、メンテナンス上の観点より、格納容器上鏡から支持する。支持構造は、以下の理由によりレストレイント方式とする。

- ① 他の支持方式では、スペース的に厳しい。
- ② レストレイントとヒートパイプ連絡管の間の熱膨張差は、連絡管の引き回しにより吸収可能である。

支持構造は、ヒートパイプの組立性の観点から鉛直方向に2分割し、ボルトにより脱着可能な構造とする。支持金物の上端は、格納容器上鏡に溶接接合とする。

(4) 格納容器貫通部

Fig.7.4.7に格納容器貫通部構造概念図を示す。

ヒートパイプ連絡管は、格納容器上鏡を貫通する。ヒートパイプ連絡管の材質はステンレス鋼であるが、格納容器上鏡の材質は炭素鋼であるので、格納容器貫通部には異材継手が生じる。このため、格納容器貫通部はスリーブ構造とする。

7.4.5 評 価

(1) 格納容器の減圧に対する能力

想定される1次冷却材喪失事故に際して、格納容器が最高使用圧力を超えることなく、事故後格納容器の圧力は低下する。

環境温度と除熱量の関係をFig.7.4.8に、又、船体傾斜角と除熱量の関係をFig.7.4.9に示す。

(2) 単一故障に対する能力

想定される事故に対して、事故後の長期間において想定される静的機器の単一故障を仮定しても、所定の安全機能を果たしうる。

7.4.6 試験検査

非常用格納容器水冷却設備は、保守点検時において必要な液量が封入されていることを確認する必要があるが、プラント運転中においても常に運転しているため、作動試験を行う必要はない。

Table 7.4.1 非常用格納容器水冷却設備の主な設計条件

熱負荷	1.6 MW (事故時: 格納容器水温度 150°C)
外気温度	-50 °C ~ 35 °C
蒸発部設置場所	格納容器上部
凝縮部設置場所	上甲板またはポートデッキ
耐用年数/負荷率	20年/80%
使用環境	
放射線	通常運転時の格納容器上部中性子束、 γ 線束
加速度	動揺: 上下 0.6 G 横方向 0.7 G (SC-2) 4~15 cpm 船体振動: 0.1 G、1,000 cpm 以下
船体定傾斜	30度
船体動揺角	45度

それぞれ独立に働くとする

Table 7.4.2 非常用格納容器水冷却設備の主要目 (1/2)

項 目	主 要 目
通常運転時除熱量	0.25 MW
ヒートパイプ内蒸気温度/圧力	内側熱交換器 44.6 °C / 11.8 kg/cm ² 外側熱交換器 43.3 °C / 11.5 kg/cm ²
事故 (L O C A) 時除熱量	1.676 MW (0.419 MW/系統)
ヒートパイプ内蒸気温度/圧力	77.5 °C / 25.6 kg/cm ²
作 動 流 体	HFC-134a
型 式	分離ループ型
蒸 発 部	
形 状	環 状
蒸 発 管 管 径	外径 25.4 mm、内径 19.6 mm
蒸 発 管 長 さ	1,856 mm
蒸 発 管 傾 斜 角	50 度
蒸 発 管 ピ ッ チ	180 mm
ウ イ ッ ク	100 メッシュ 1層
上部ヘッダ、下部ヘッダ径	外径 114.3 mm、内径 102.3 mm
ヘ ッ ダ 中 心 直 径	上部 3,482 mm、下部 6,000 mm
蒸 発 管 総 本 数	120 本
材 質	ステンレス鋼
凝 縮 部	
形 状	ハイフィンチューブ
凝 縮 管 管 径	外径 25.4 mm、内径 19.6 mm
凝 縮 管 長 さ	3,400 mm
フ ィ ン ピ ッ チ	3.63 (7FPI)
フ ィ ン 厚 さ	1.0 mm
フ ィ ン 高 さ	12.7 (フィン直径 50.8mm)
上部ヘッダ、下部ヘッダ径	外径 42.7 mm、内径 36.7 mm
凝 縮 管 総 本 数	624 本 (26 本 × 6 列 × 4 系統)
材 質	ステンレス鋼

Table 7.4.2 非常用格納容器水冷却設備の主要目 (2/2)

断	熱部	
	蒸気連絡管管径	外径 114.3 mm、内径 102.3 mm
	液連絡管管径	外径 76.3 mm、内径 69.3 mm
	長さ	10~20 m
	材質	ステンレス鋼
	凝縮器出口スタック長さ	20 m
付	属設備	安全弁
		圧力計
		ガス抜き回路
重	量	10.26 ton (全重量)
	(内訳)	
	蒸発部	1.38 ton
	連絡管	1.82 ton
	凝縮部	7.06 ton
	伝熱媒体	0.50 ton

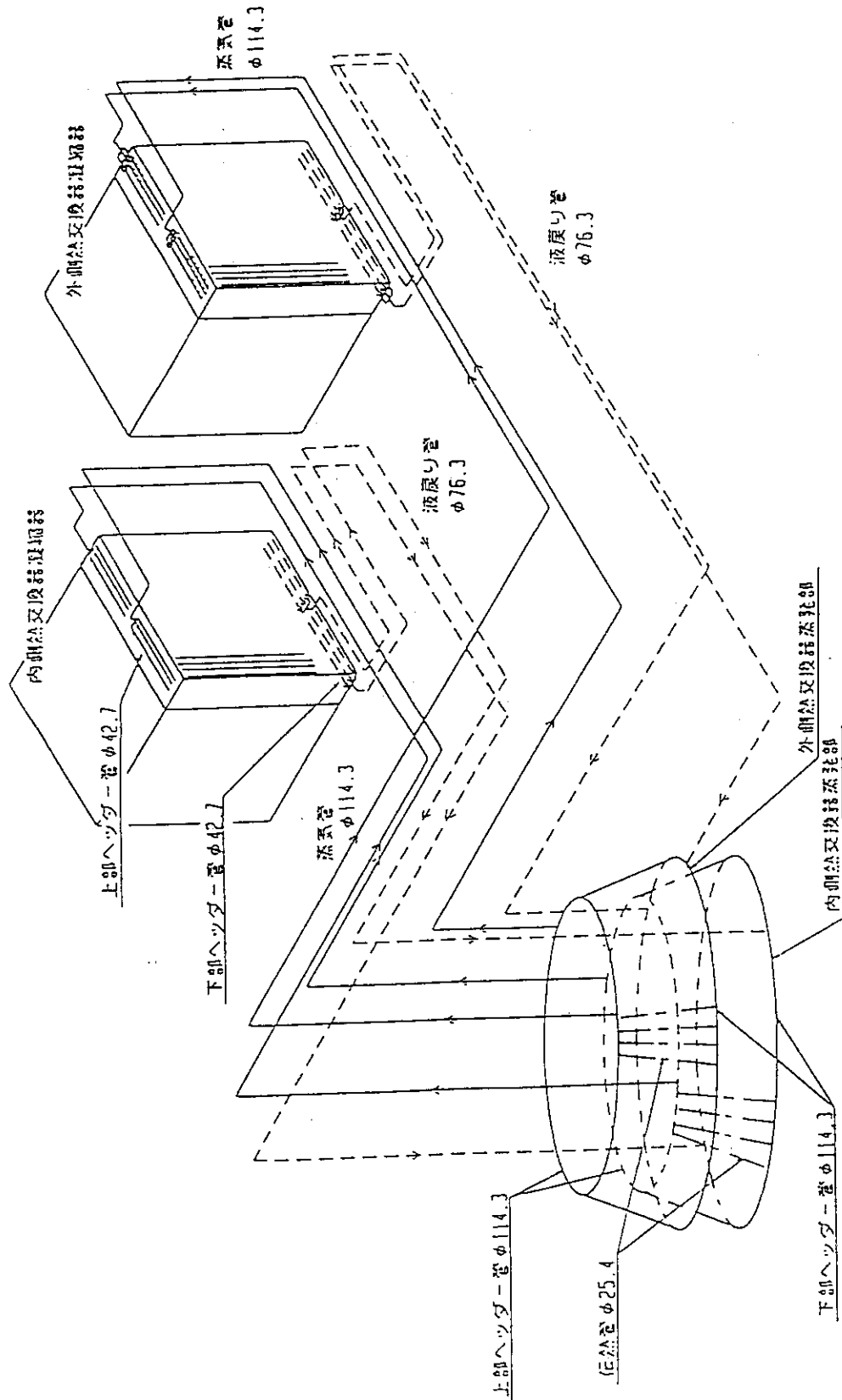


Fig.7.4.1 非常用格納容器水冷却設備全体系統図

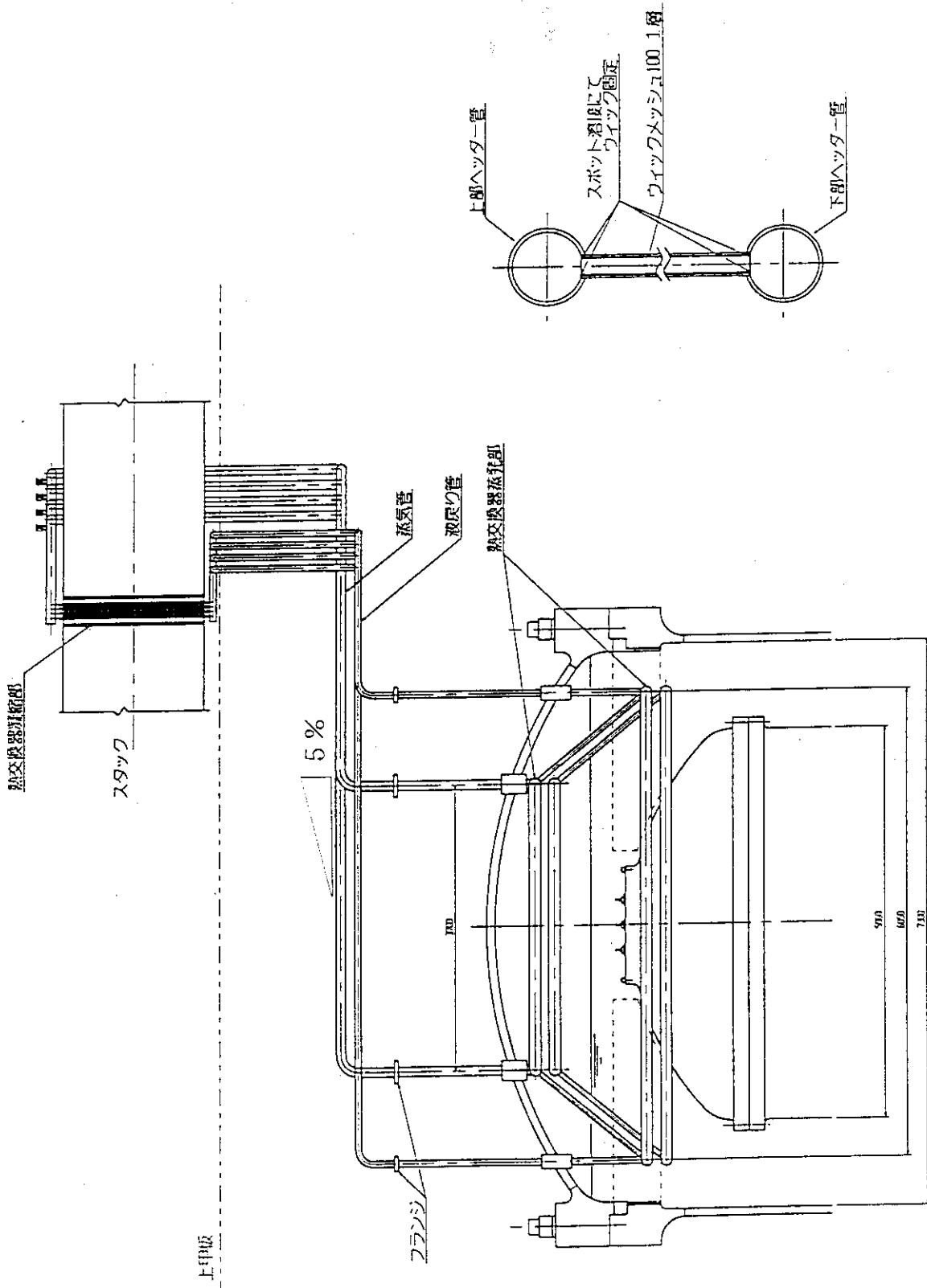


Fig.7.4.2 非常用格納容器水冷却設備全体構成図

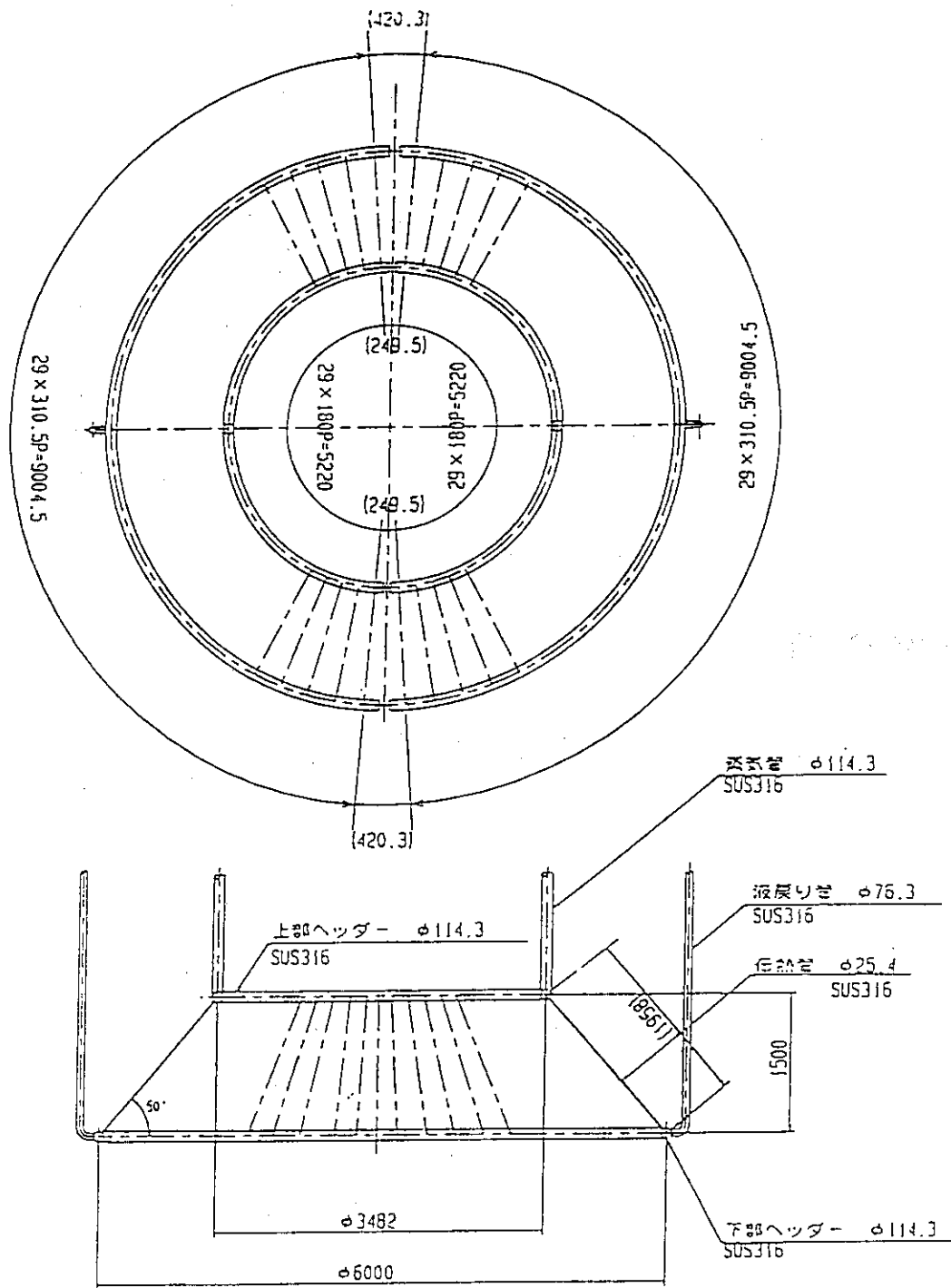


Fig.7.4.3 蒸発部構成図

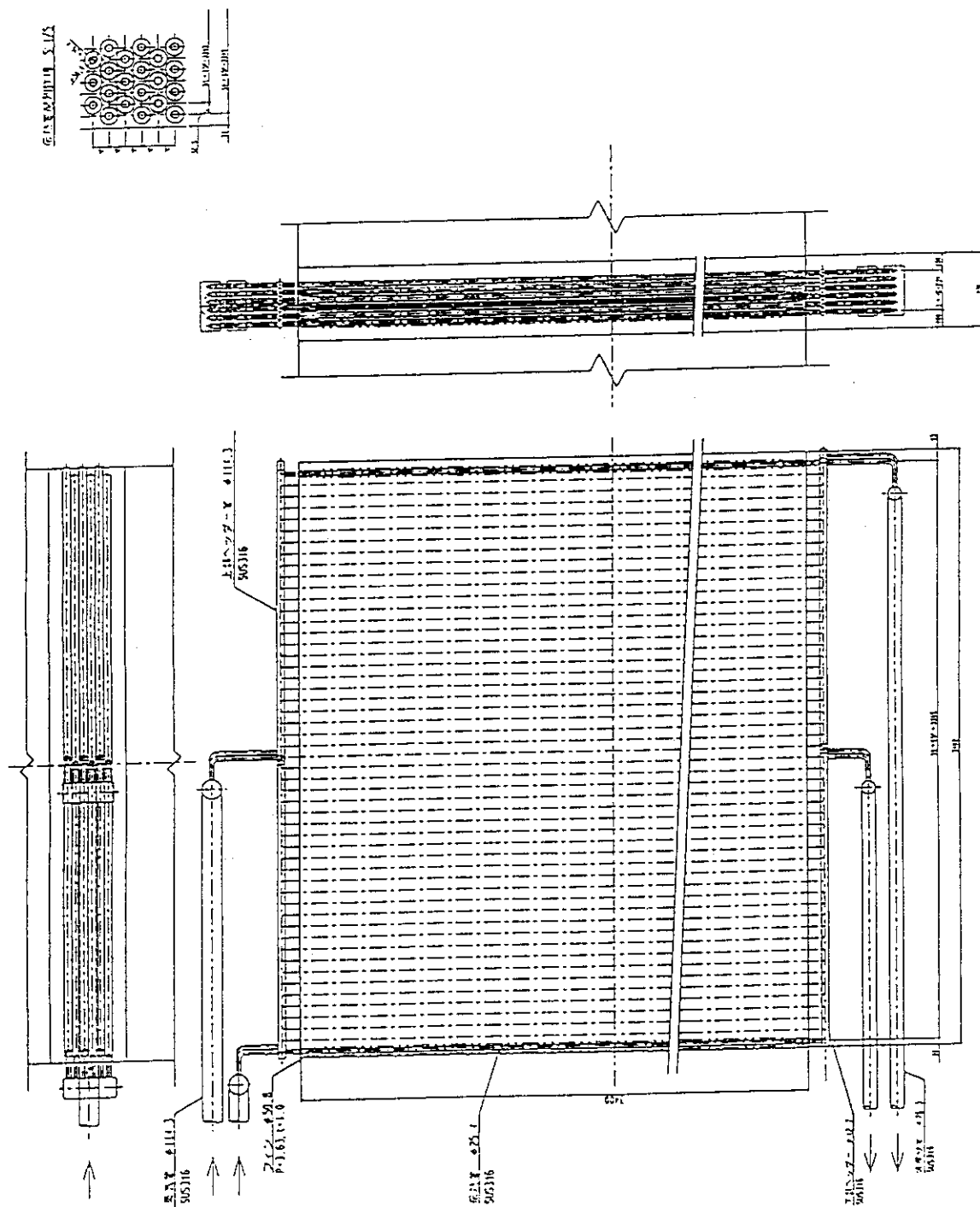


Fig.7.4.4 凝縮部構成図

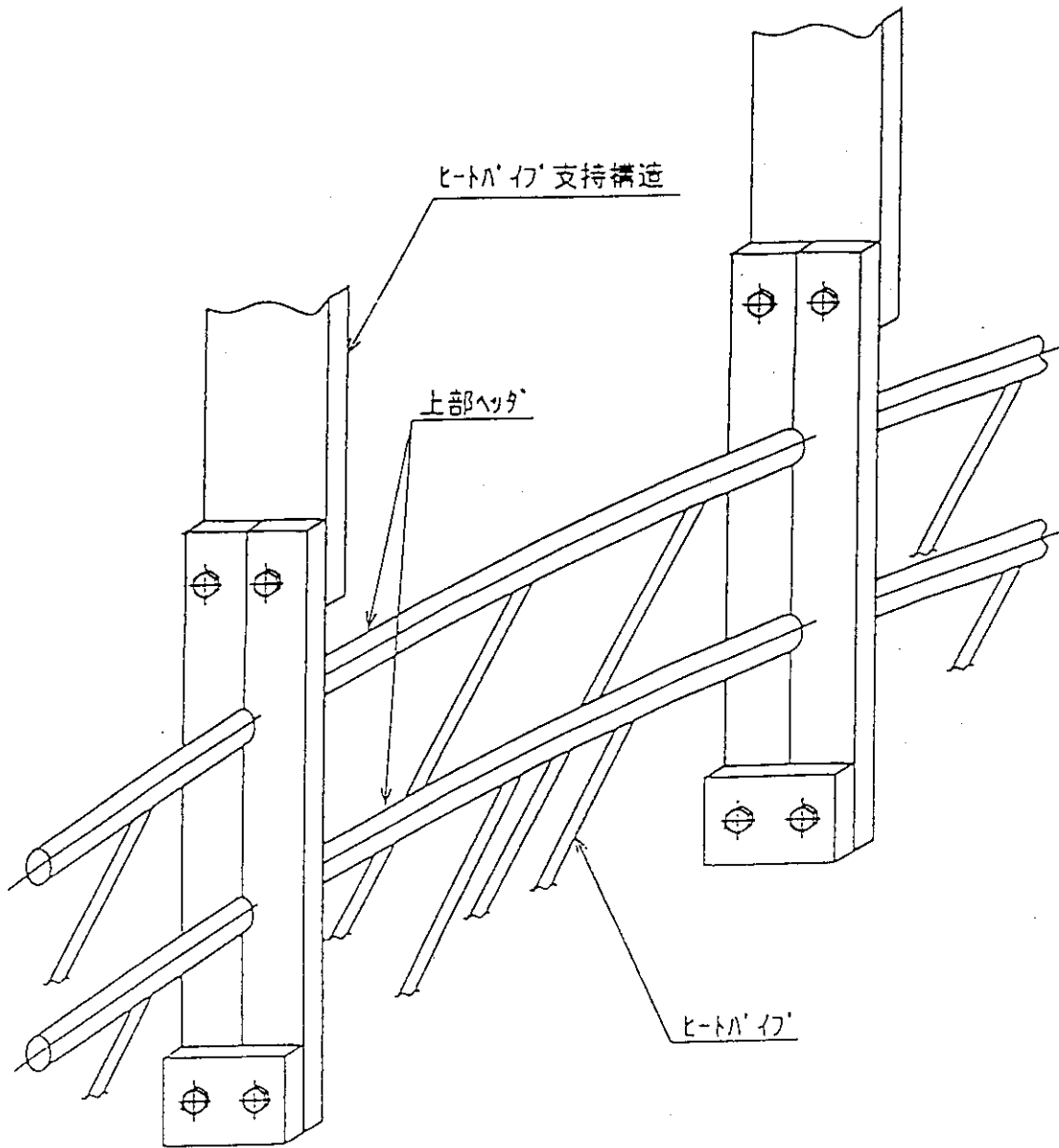


Fig.7.4.5 蒸発部支持構造概念図

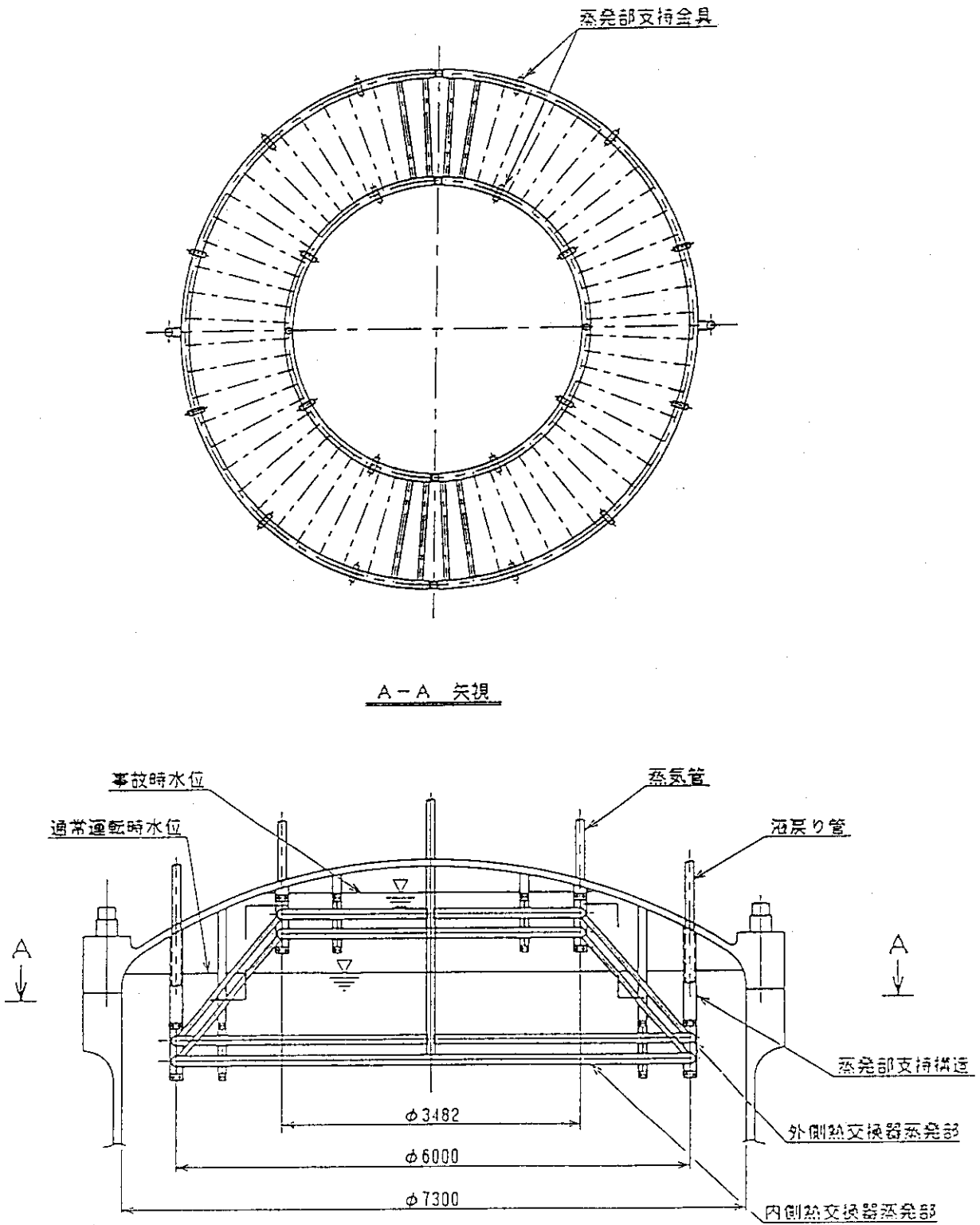


Fig.7.4.6 蒸発部支持構造配置図

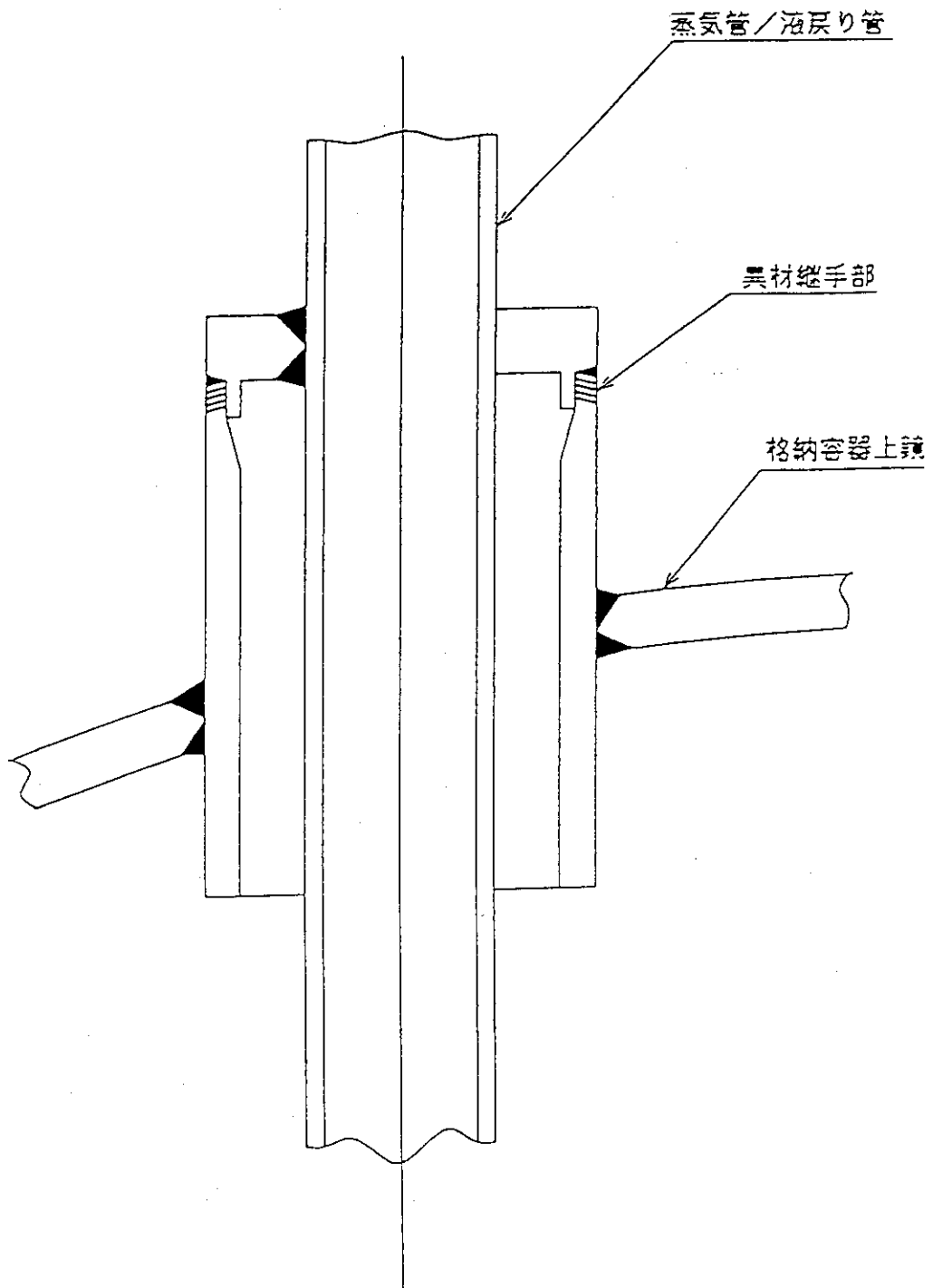


Fig.7.4.7 格納容器貫通部概念図

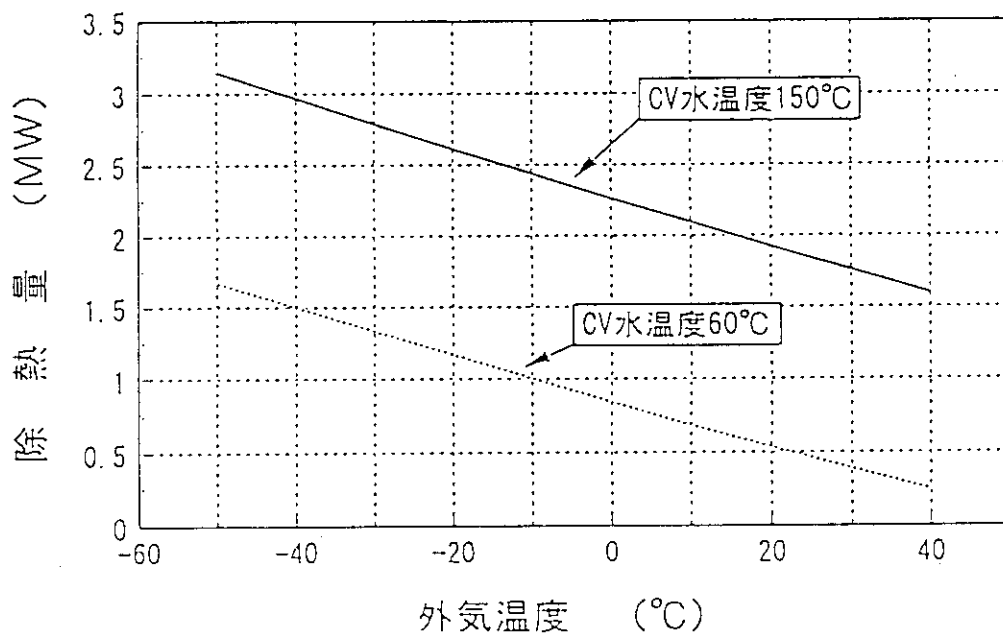
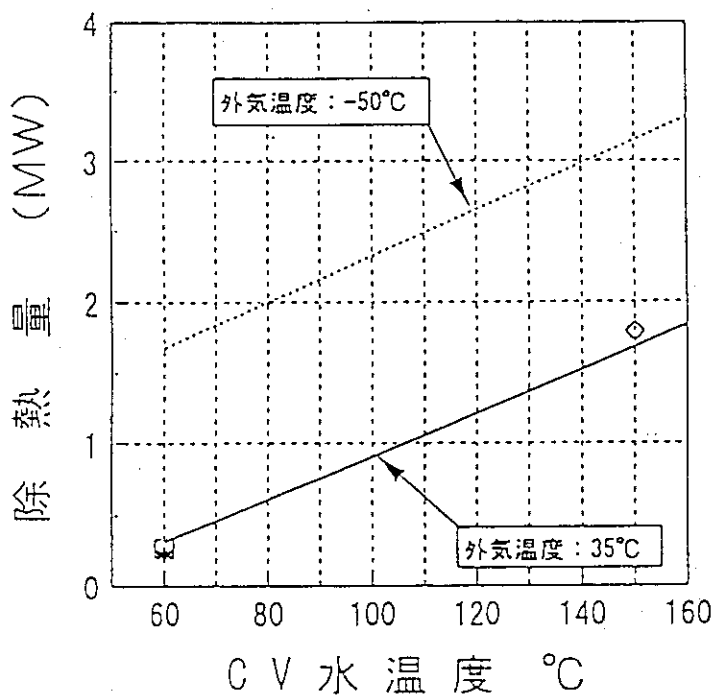


Fig.7.4.8 格納容器水温度及び外気温度と除熱量の関係

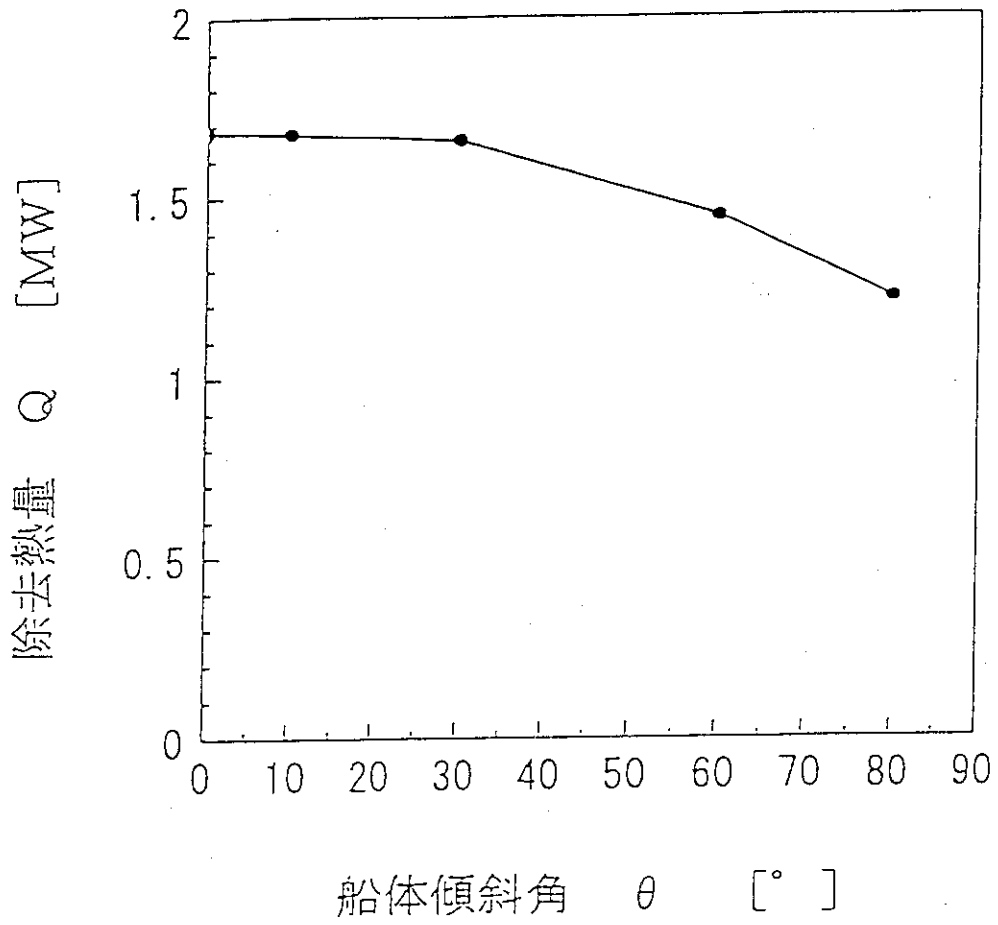


Fig.7.4.9 船体傾斜角と除熱量の関係

7.5 原子炉室空気浄化設備

7.5.1 概 要

原子炉室空気浄化設備は、原子炉室空気浄化ファン、原子炉室空気浄化フィルタユニット等で構成する。

原子炉室は、通常、空調装置で換気されているが、非常用崩壊熱除去設備作動信号が発せられると、通常換気系を隔離して、原子炉室空気浄化ファンが起動する。原子炉室空気浄化設備は、1次冷却材喪失事故時に、原子炉室の空気を浄化し、環境に放出される核分裂生成物の濃度を減少させる。

7.5.2 設計方針

- (1) 1次冷却材喪失事故時に動的機器の単一故障及び事故後の長期間における静的機器の単一故障並びに電源喪失を仮定した場合でも、本設備の機能を保つように設計する。
- (2) 原子炉室空気浄化フィルタユニットによるよう素除去効率は、95%以上となるように設計する。
- (3) 原子炉室の負圧を2分以内に達成できるようにする。

7.5.3 主要設備

Table 7.5.1に原子炉室空気浄化設備の設備仕様を、Fig.7.5.1に系統図を示す。

(1) 原子炉室空気浄化ファン

原子炉室空気浄化ファンは電動機直結型とする。電動機は、おのおの独立した非常用母線に接続しており、主電源喪失時には、非常用ディーゼル発電機により電力を供給する。

(2) 原子炉室空気浄化フィルタユニット

原子炉室空気浄化フィルタユニットは、よう素除去用としてのよう素フィルタ及び塵埃除去用としての微粒子フィルタを内蔵している。

7.5.4 評 価

原子炉室空気浄化設備は、1次冷却材喪失事故時に、動的機器の単一故障及び電源喪失を仮定した場合でも所定の安全機能を果たしうる。

7.5.5 試験検査

原子炉室空気浄化設備は、プラント運転中でも制御室から起動試験及び性能チェックが可能である。また、よう素フィルタのサンプルを取り出し、吸着試験を行う。なお、フィルタ差圧については、測定表示し目詰りを監視する。

Table 7.5.1 原子炉室空気浄化設備の設備仕様

(1) 原子炉室空気浄化ファン

個	数	2個
容	量	約 100 m ³ /min/個

(2) 原子炉室空気浄化フィルタユニット

型	式	除湿フィルタ、電気加熱コイル、微粒子フィルタ、よう素フィルタ内蔵型
個	数	2個
容	量	約 100 m ³ /min
チャコール層厚さ		約 50 mm
よう素除去効率		95%以上 (相対湿度約 80%、温度約 50℃において)
粒子除去効率		99%以上 (0.7 μm 粒子)

(3) 原子炉室給気フィルタユニット

型	式	粗フィルタ、蒸気加熱コイル内蔵型
個	数	1個
容	量	約 100 m ³ /min

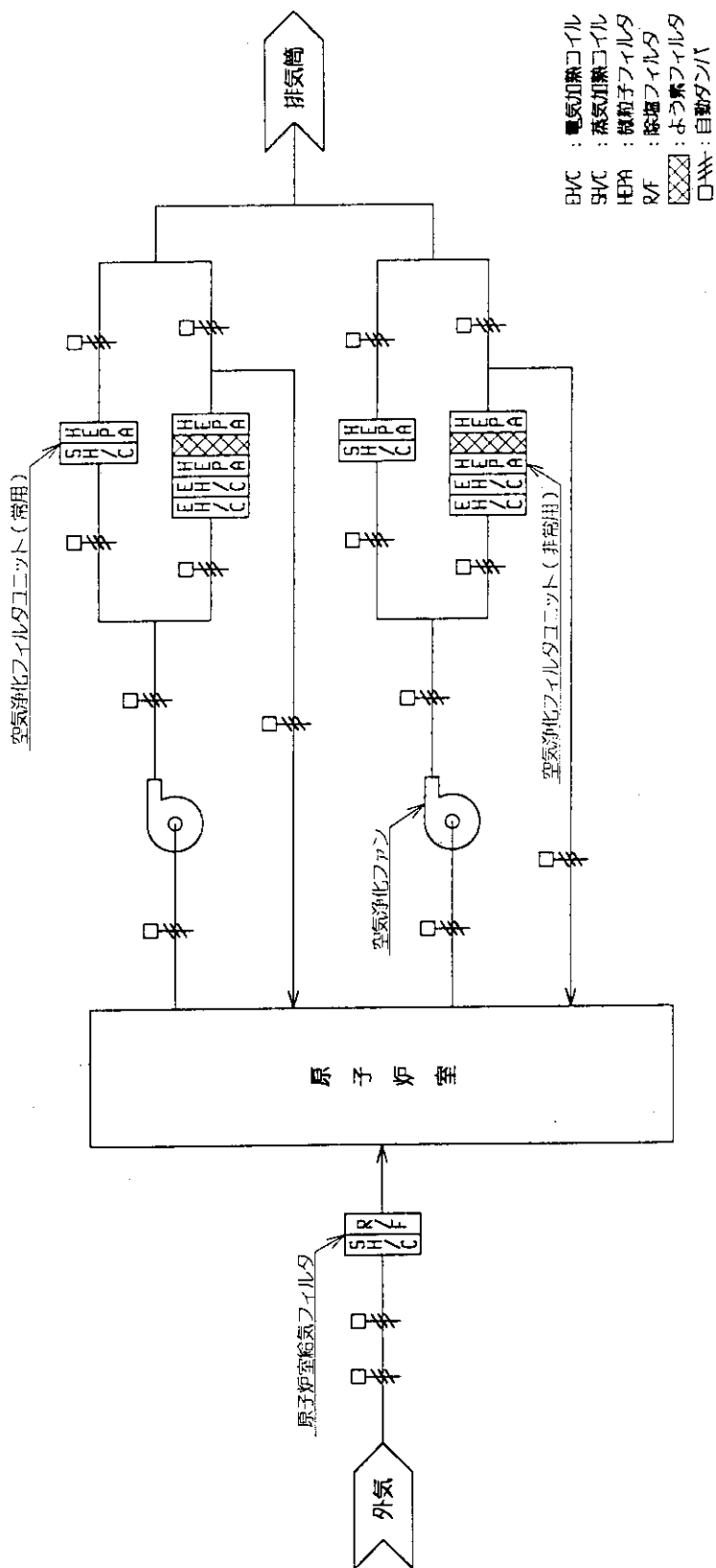


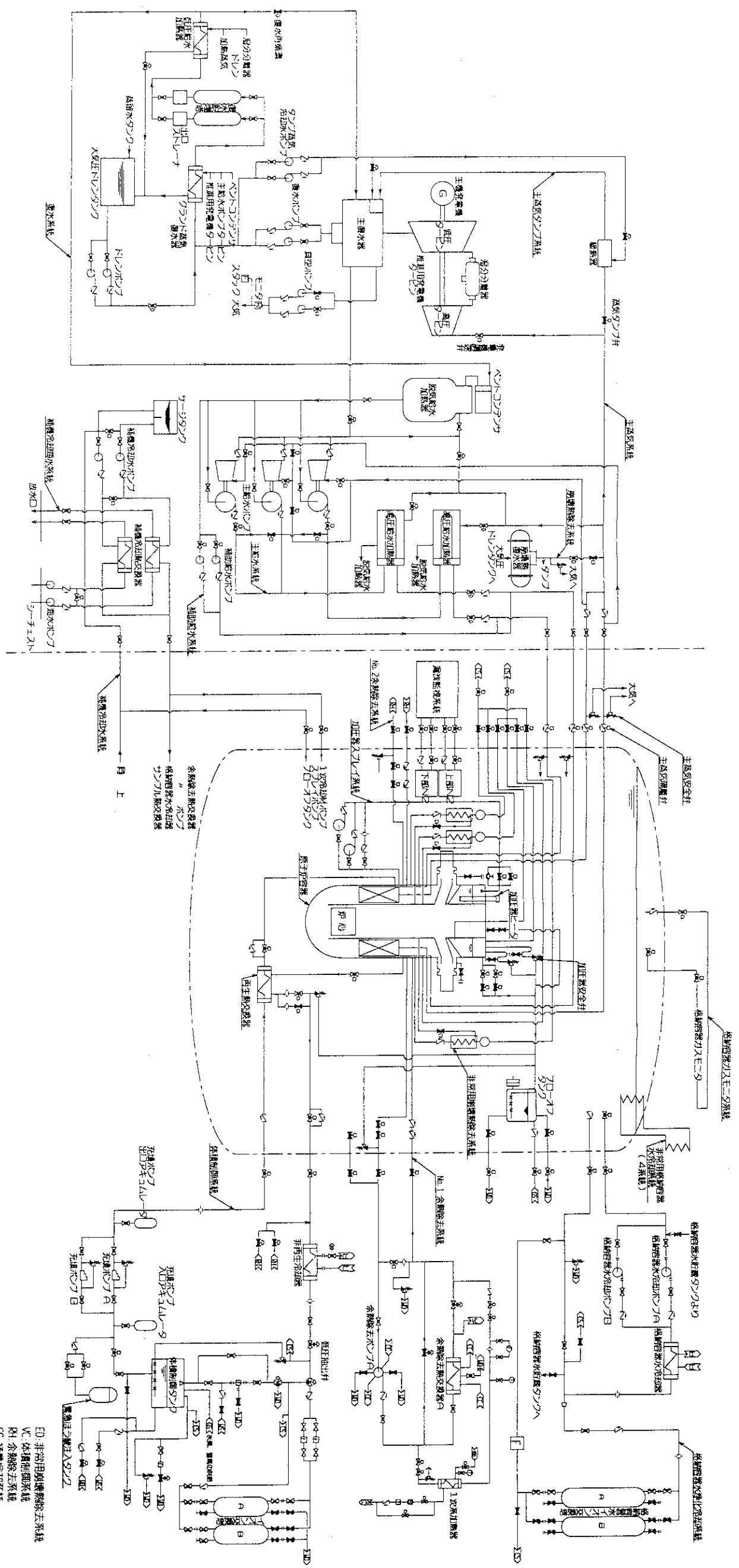
Fig.7.5.1 原子炉室空気浄化設備系統図

8. 原子炉補助施設

8.1 概 要

原子炉補助施設は、原子炉の運転及び安全を保持するための施設であり、次の各設備を含む。
なお、2次系を含めたプラント全体系統構成概要をFig.8.1.1に示す。

- (1) 体積制御設備
- (2) 余熱除去設備
- (3) 格納容器水浄化冷却設備
- (4) 水中断熱構造
- (5) 原子炉補機冷却水設備
- (6) 原子炉補機冷却海水設備
- (7) 原子炉施設一括搬出入設備
- (8) 試料採取設備
- (9) 1次系加熱設備



S1 主蒸気システム 前燃焼炉系システム
 S2 主蒸気システム 補助炉系システム
 S3 冷却水システム

Fig.8.1.1 プラント全体系統図

- ED 非常用炉心冷却除去システム
- WC 体積制御システム
- RH 蒸気除去システム
- CC 補機冷却システム
- DC ベント・トリンシステム
- CA 蒸気蒸気システム
- CV 格納容器水浄化冷却システム
- LD 廃棄物処理システム
- MS 冷却水補給システム
- GS カマ補給システム

8.2 体積制御設備

8.2.1 概要

体積制御設備は、Fig.8.2.1に示すように、1次冷却材の一部を原子炉容器から抽出し、充てんラインを経て、再び原子炉容器に戻す各機器、配管、弁類等から構成され、1次冷却設備に対して、下記の機能を有する。

- (1) 1次冷却設備中の1次冷却材保有量を適正に調整する。
- (2) 1次冷却材喪失事故に到らない小さな漏えいがあった場合に1次冷却材を補給する。
- (3) 1次冷却材中の核分裂生成物、腐食生成物等の不純物を除去し、1次冷却材を浄化する。
- (4) 1次冷却設備の腐食を防止するために、1次冷却材中に腐食抑制剤を添加し、その濃度を適正に保つ。
- (5) 1次冷却設備の水張りに使用する。
- (6) 緊急時の原子炉停止のために1次冷却設備にほう酸を添加する。
- (7) 1次冷却材の水質を維持する。

8.2.2 設計方針

(1) 1次冷却材の浄化

体積制御設備は、原子炉運転中に1次冷却材を保有する各機器からの乗組員等の被ばくを低減し、漏えいによる原子炉施設外への放出放射性物質量を低減するために、1次冷却材の浄化を行うことができる設計とする。

(2) 漏えい時の補給

体積制御設備は、1次冷却材喪失事故に到らない原子炉冷却材圧力バウンダリからの小さな漏えい及びバウンダリに接続する小口径配管、小さな機器の破断又は損傷による1次冷却材の漏えいに対する補給が行うことができる設計とする。

(3) 原子炉停止能力

体積制御設備は、万一の制御棒による原子炉停止が行えない場合にもほう酸の添加により全出力状態から低温停止における未臨界維持ができるように設計する。

(4) その他の設計方針

(a) 1次冷却材保有量の調整

体積制御設備は、低温停止からのプラント起動、全出力運転及びプラントの低温停止を含む全通常運転状態に対し、1次冷却材保有量を加圧器水量の許容範囲内に保持することができる設計とする。

(b) 腐食抑制剤の添加

体積制御設備は、起動及びその後の運転中における1次冷却材中の溶存酸素の除去及び炉心部での水の放射線分解による酸素生成抑止のために腐食抑制剤の添加を行うことができる設計とする。

8.2.3 主要設備の仕様

体積制御設備の主要設備の仕様を Table.8.2.1 に示す。

8.2.4 系統設計及び主要設備

(1) 系統設計

(a) 1次冷却材の浄化

1次冷却設備から抽出した1次冷却材を再生熱交換器及び非再生冷却器で冷却し、また、抽出オリフイス及び圧力制御弁で減圧して、イオン交換塔入口フィルタを通し、不純固形物を除去する。その後、冷却材イオン交換塔に送り、ここで更に、1次冷却材中のイオン状の核分裂生成物及び腐食生成物等の不純物を除去し、フィルタを通して体積制御タンクの頂部のスプレインズルから体積制御タンク中に噴出する。また、体積制御タンクで水素の注入及びパージを行うことにより1次冷却材中の放射性物質濃度を低減することができる。1次冷却材から分離された核分裂生成ガスを含む水素ガスは気体廃棄物処理設備へ導き、処理する。

(b) 1次冷却材保有量の調整及び漏えい補給

1次冷却設備の1次冷却材保有量は、通常運転中は加圧器の水位が定められた値になるように制御される。この1次冷却材保有量は、充てん流量制御及び体積制御タンクの水位制御を通じて適正に保持される。1次冷却材の漏えい等で充てん流量が増加し、体積制御タンクの水位が低下すると、自動補給設定水位で補給水を供給する。水位が自動補給停止水位にまで回復したら供給を停止する。なお、水位が更に低下した場合には警報を発する。

(c) 腐食抑制剤の添加

腐食抑制のための1次冷却材の水質の管理としては、1次冷却材中の溶存酸素濃度を抑制する。起動時など1次冷却材温度が低い場合にはヒドラジンを注入し、原子炉運転中は体積制御タンクへの水素注入により、溶存酸素を除去する。

(d) 緊急時の原子炉停止

通常の原子炉停止は制御棒のみで行われるが、バックアップとして濃ほう酸の注入により原子炉の停止が可能ないように緊急ほう酸注入タンクを設ける。

保有ほう酸量は全出力状態で制御棒の挿入ができない場合にも原子炉の低温停止に必要なほう素濃度にすることができる量とする。

(2) 主要設備

(a) 体積制御タンク

体積制御タンクは、1次冷却材の体積変化を吸収できる容量とする。

体積制御タンク内の気相部は、1次冷却材中の溶存水素濃度を2.5～3.5 cc/kg-H₂Oに制御するため、原子炉運転中は常時水素ガスで加圧する。また、体積制御タンク頂部にはスプレインズルを設けて、冷却材フィルタを通った1次冷却材を気相部にスプレイさせ、1次冷却材に含まれている核分裂生成ガスを体積制御タンクの気相部に解放し、水素ガスとともにベン

トラインによって、気体廃棄物処理設備に導くことができる設計とする。また、この体積制御タンクは、充てんポンプのヘッドタンクとしての機能を持つ。

(b) 充てんポンプ

充てんポンプは、原子炉運転中1次冷却設備への1次冷却材の充てんを行うために設置する可変速式往復動ポンプである。ポンプのグランドからの漏えいはリークオフラインによって、液体廃棄物処理設備に導く。ポンプに内蔵した入口弁及び出口弁は、逆止弁としての機能を有する。

ポンプ容量は、通常運転時の充てん量を基にして決める。

(c) 再生熱交換器

再生熱交換器は、原子炉運転中充てん水と抽出水との間で熱交換を行うことにより充てん水を加熱し、1次冷却系への熱衝撃を緩和する。

抽出水は、再生熱交換器の胴側を流れて、充てん水は管側を流れる。

(d) 非再生冷却器

非再生冷却器は、再生熱交換器で冷却した抽出水を冷却材イオン交換塔の運転温度まで補機冷却水により冷却する。抽出水は管側を流れて、補機冷却水は胴側を流れる。

非再生冷却器管側出口の抽出水温度は、胴側出口の補機冷却水ラインに設けた温度制御弁により自動的に調節する。なお、非再生冷却器内でのフラッシングを防止するため、管側出口ラインに圧力制御弁を設ける。

(e) 冷却材イオン交換塔

1次冷却材を浄化するため、2基のイオン交換塔を設ける。イオン交換塔内には、アニオン樹脂及びカチオン樹脂を充てんし、核分裂生成物及び腐食生成物を除去する。

イオン交換塔入口ラインには、三方弁を設け、抽出水温度がイオン交換塔の運転温度以上に上昇した場合、イオン交換塔をバイパスして樹脂を保護する。

(f) ヒドラジン添加タンク

ヒドラジン添加タンクは、1次冷却材中の溶存酸素を除去するためにヒドラジンを添加するときに使用する。ヒドラジンは、充てんポンプにより1次冷却設備に注入する。

(g) 緊急ほう酸注入タンク

緊急ほう酸注入タンクは、制御棒のバックアップとして制御棒が使用できない場合、原子炉を停止するために必要なほう酸を貯留する。

(h) 配管

体積制御設備の配管の継手部は、原則として溶接接合とする。また、ほう酸水を内蔵する配管はヒートトレースを設けてほう酸の析出を防止する。

(i) 弁

体積制御設備のうち、格納容器を貫通する配管には隔離弁を設ける。また、体積制御設備の弁類は必要に応じてグランド部にベローズ等を用いて漏えいのない構造とし、原子炉室内への放射性物質の漏えいを実質的に零にする。

8.2.5 評価

(1) 1次冷却材の浄化

体積制御設備は、抽出した1次冷却材中のイオン状放射性物質の濃度を以下のように低減させる能力を持つ。

冷却材イオン交換塔は、モリブデン、イットリウムを除くイオン状の放射性物質を除染係数10以上で除去する。

各イオン交換塔は、1%の燃料破損を仮定し、かつ1炉心サイクル(4年)運転可能な設計である。

(2) 漏えい時の補給

1次冷却材の漏えいに対して体積制御設備は、内径5mm配管の破断相当の漏えいまで冷却水を補給することができる。

(3) 原子炉停止能力

体積制御設備は、制御棒の挿入不能によって原子炉の低温停止ができない場合に、中性子吸収材であるほう酸を充てんポンプにより炉心に注入することにより原子炉を臨界未満にできる。

Table 8.2.1 体積制御設備の主要設備の仕様 (1/2)

(1) 再生熱交換器

個数	1
伝熱容量	約 9.05×10^6 kJ/h
最高使用圧力	管側 15.5 MPa 胴側 13.7 MPa
最高使用温度	管側 約350 °C 胴側 約350 °C
材質	管側 ステンレス鋼 胴側 ステンレス鋼

(2) 非再生冷却器

個数	1
伝熱容量	約 4.77×10^6 kJ/h
最高使用圧力	管側 4.0 MPa 胴側 1.5 MPa
最高使用温度	管側 200 °C 胴側 95 °C
材質	管側 ステンレス鋼 胴側 炭素鋼

(3) 冷却材イオン塔

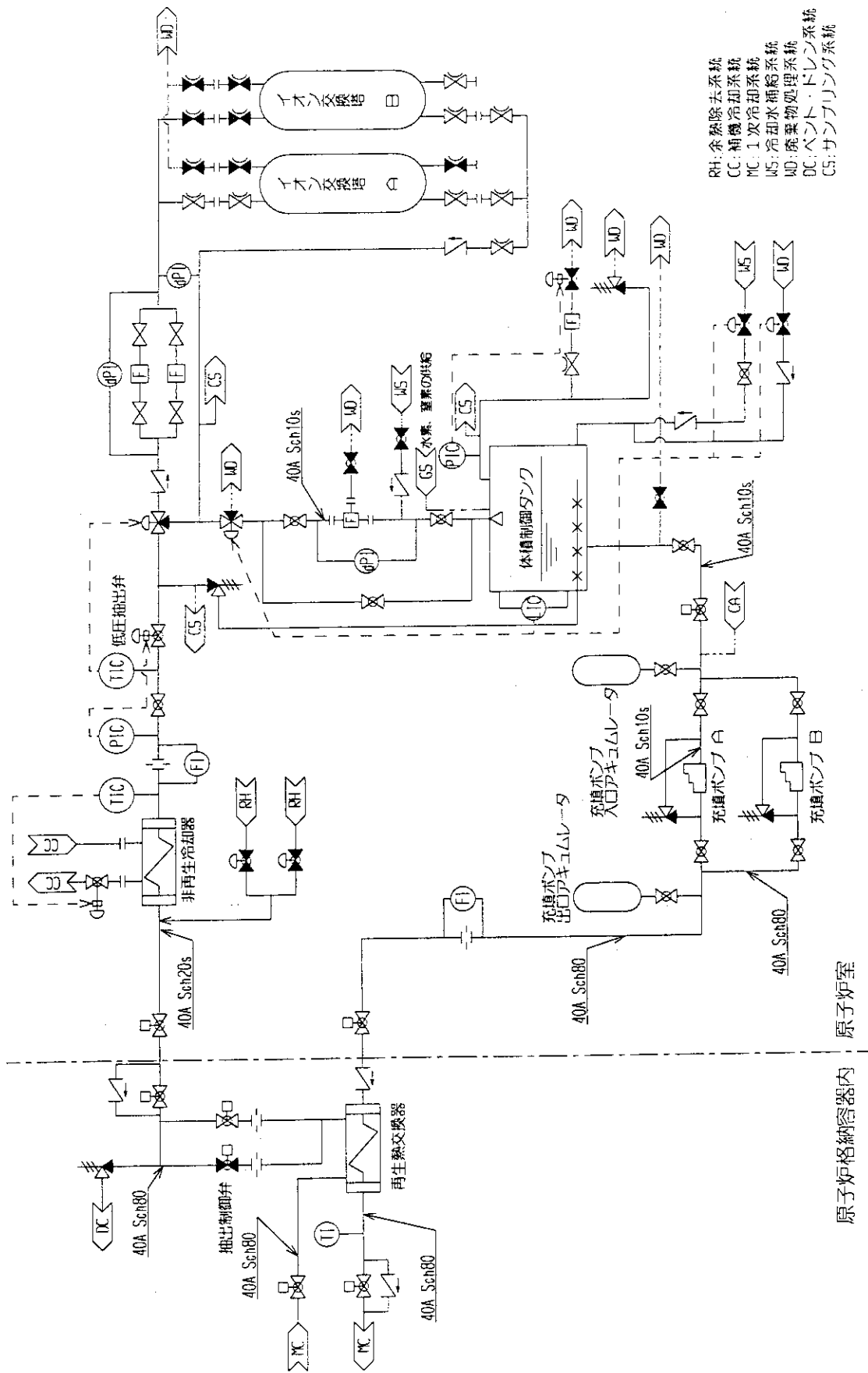
個数	2
流量	約 6 m ³ /h
最高使用圧力	2 MPa
最高使用温度	65 °C
本体材質	ステンレス鋼

(4) 体積制御タンク

個数	1
容量	約 5.5 m ³
最高使用圧力	0.5 MPa
最高使用温度	95 °C
本体材質	ステンレス鋼

Table 8.2.1 体積制御設備の主要設備の仕様 (2/2)

(5) 充てんポンプ		
形 式		往復動式
個 数		2
容 量		約 10 m ³ /h
最高使用圧力		15.5 MPa
最高使用温度		95 °C
本 体 材 質		ステンレス鋼
(6) ヒドラジン添加タンク		
個 数		1
容 量		約 2 ℓ
最高使用圧力		1.5 MPa
最高使用温度		65 °C
本 体 材 質		ステンレス鋼
(7) 緊急ほう酸注入タンク		
個 数		1
容 量		約 6 m ³
最高使用圧力		大気圧
最高使用温度		95 °C
本 体 材 質		ステンレス鋼
(8) イオン交換塔入口フィルタ		
個 数		2
容 量		約 12 m ³ /h
最高使用圧力		1.5 MPa
最高使用温度		95 °C
(9) 冷却材フィルタ		
個 数		1
容 量		約 12 m ³ /h
最高使用圧力		1.5 MPa
最高使用温度		95 °C



RH: 余熱除去系統
 CC: 相機冷却系統
 MC: 1次冷却系統
 WS: 冷却水供給系統
 WD: 廃棄物処理系統
 DC: ヘント・ドレン系統
 CS: サンプリング系統

Fig. 8.2.1 体積制御設備系統説明図

8.3 余熱除去設備

8.3.1 概要

余熱除去設備は、余熱除去熱交換器、余熱除去ポンプ、配管及び弁類を備え、独立した2系統で構成し、次の機能を有する。尚、Fig.8.3.1に余熱除去設備系統説明図を示す。

(1) 崩壊熱除去系による冷却に引き続き、原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去し、1次冷却系の温度を下げる。

なお、事故後の長期冷却モードに移行した後に、使用可能であれば、本系を利用して、1次冷却系の温度を下げる。

8.3.2 設計方針

(1) 原子炉の残留熱除去

余熱除去設備は、原子炉停止後の蒸気発生器による初期段階の冷却に引き続き、原子炉の炉心からの核分裂生成物崩壊熱と他の残留熱を除去し、原子炉の冷却が可能な設計とする。

(2) 多重性

原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を安全に除去するため、余熱除去設備は、独立2系統とする。

(3) 原子炉の冷却能力

1次系の圧力・温度がそれぞれ3 MPa、178℃以下に低下した後、2系統の運転で、原子炉停止後約24時間で1次冷却材温度を60℃まで冷却可能とする。

他の残留熱は、崩壊熱の減少に伴い除去される。

但し、多重性の観点から、1系統運転時においても1次冷却系の温度上昇は阻止可能な設計とする。

(4) 主電源喪失

余熱除去ポンプは、非常用電気系統から給電し、かつ、非常用電気系統の単一故障時においても、原子炉の崩壊熱を安全に除去できる設計とする。

8.3.3 主要設備の仕様

余熱除去設備の主要設備の仕様をTable.8.3.1に示す。

8.3.4 系統設計及び主要設備

(1) 系統設計

余熱除去設備は、独立2系統で構成し、各系統に余熱除去熱交換器及び余熱除去ポンプを1基ずつ設置し、原子炉の残留熱を除去する。余熱除去ポンプ等は、非常用電気系統から給電し、主電気系統電源喪失時には、非常用電気系統電源の単一故障を仮定しても、原子炉の冷却は行える。

1次冷却材を原子炉容器から取り出し、余熱除去ポンプにより、余熱除去熱交換器に送って冷却し、原子炉容器に戻す。

1次冷却材の冷却温度は、余熱除去熱交換器のバイパスラインの流量を制御することにより調節することができ、原子炉冷却材圧力バウンダリの冷却速度の制限50℃/hを超えない様に抑制できる。尚、冷却速度の目標は28℃/hとする。

又、余熱除去設備は、工学的安全設備のバックアップとして、事故後の長期冷却モードにおいて、1次冷却材を冷却する。

1次冷却材は、余熱除去熱交換器の胴側を循環する補機冷却水で冷却し、更に、補機冷却水は補機冷却水冷却器により海水で冷却される。

(2) 主要設備

(a) 余熱除去熱交換器

余熱除去熱交換器は、通常時の余熱除去運転中に、又、事故後の長期冷却モード時に、1次冷却材を冷却する。

伝熱管はU字型を使用し、胴と管の間の熱膨張差を吸収しうる構造とする。

1次冷却材は管側を流れ、補機冷却水は胴側を流れる。

(b) 余熱除去ポンプ

余熱除去ポンプは、横置渦巻式で、1次冷却材の漏えいを防止するために、キャンドモータ駆動型とする。

(c) 配管

余熱除去設備は、1次冷却系から1次冷却材を取出し、余熱除去ポンプで送水し、余熱除去熱交換器で冷却した後、再び1次冷却系に戻す。

余熱除去設備の運転開始時における熱的衝撃を緩和するとともに、冷却速度を調節する目的で余熱除去熱交換器のバイパス配管を設ける。

また、余熱除去系運転中の1次冷却材の浄化を図るとともに、1次冷却系の満水運転時の圧力制御を容易とするために余熱除去熱交換器の出口から体積制御系への配管を設ける。

余熱除去設備は定期的に試験を行うために、余熱除去熱交換器出口と、余熱除去ポンプ入り口側との間にミニマムフローラインを設ける。

(d) 弁

余熱除去設備は、1次冷却設備と比較して最高使用圧力が低いため、1次冷却設備からの過剰圧力がかからないように、余熱除去ポンプ入口配管には、2個の電動弁を直列に設けて、そのうち1個は、1次冷却設備の圧力がある値以下にならないと開かないようにインターロックを設ける。

また、余熱除去熱交換器出口ラインに安全弁を設ける。

一方、余熱除去熱交換器の出口配管で1次冷却設備に接続している配管には、2個の逆止弁と1個の電動弁を直列に設ける。

8.3.5 試験検査

余熱除去設備は、残留熱を除去する系統として、定期的に余熱除去ポンプをミニマムフローラインにて運転し、運転中のポンプ、熱交換器、配管及び弁の状態を検査する。

Table 8.3.1 余熱除去設備の主要設備の仕様

(1) 余熱除去熱交換器

型 式	横置U字管式
個 数	2
伝 熱 容 量	約 1.3×10^6 kJ/h/個
最高使用圧力	管 側 4.0 MPa 胴 側 1 MPa
最高使用温度	管 側 200 °C 胴 側 100 °C
材 料	管 側 ステンレス鋼 胴 側 炭素鋼

(2) 余熱除去ポンプ

型 式	よこ置うず巻式 (キャンドモータ型)
個 数	2
容 量	約 40 m ³ /h/個
最高使用圧力	4.0 MPa
最高使用温度	200 °C
揚 程	80 m
本 体 材 料	ステンレス鋼

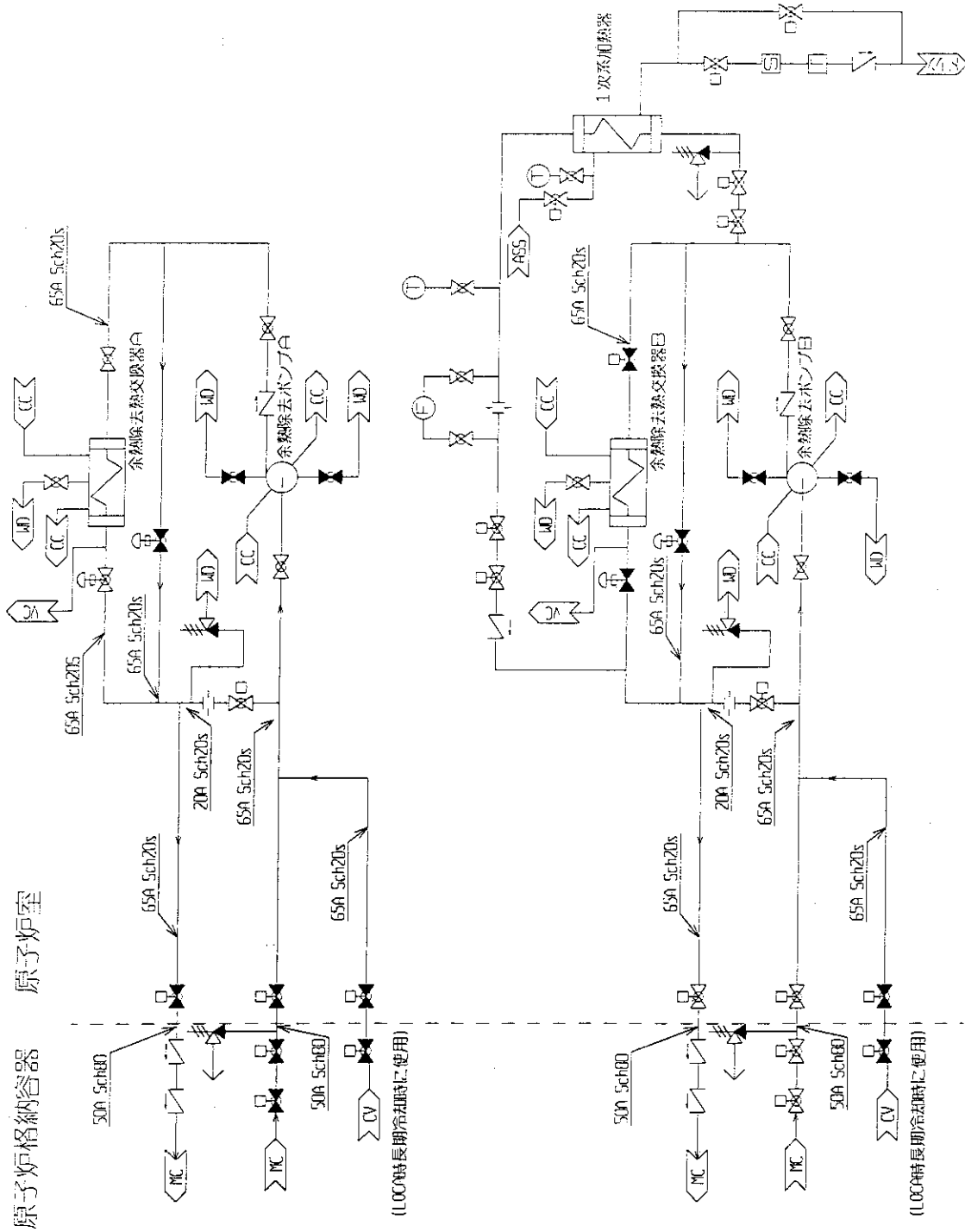


Fig.8.3.1 余熱除去系統説明図

8.4 格納容器水浄化冷却設備

8.4.1 概要

格納容器水浄化冷却設備は、格納容器水冷却器、格納容器水冷却ポンプ、格納容器水イオン交換塔、格納容器水貯蔵タンク、配管及び弁類を備え、次の機能を有する。尚、Fig.8.4.1に格納容器水浄化冷却設備系統説明図を示す。

- (1) 通常運転時、格納容器内機器・配管からの放熱分を除去し、格納容器水を冷却する。
- (2) 格納容器水の浄化を行う。
- (3) 保守時等に格納容器水を貯留する。

8.4.2 設計方針

- (1) 格納容器水浄化冷却設備は、通常運転時に、格納容器水を冷却し、格納容器内機器・配管からの放熱量を十分除去できる能力を有する設計とする。
- (2) 格納容器水に含まれる固形分及びイオン状不純物を除去し、浄化するためにイオン交換塔及びフィルタを設ける。
- (3) 格納容器水浄化冷却設備のうち、格納容器水冷却ポンプは多重性を考慮した設計とする。
- (4) 格納容器内設置機器保守時に、格納容器水を貯留できる設計とする。

8.4.3 主要設備の仕様

格納容器水浄化冷却設備の主要設備の仕様を Table 8.4.1 に示す。

8.4.4 主要設備

(1) 格納容器水冷却ポンプ

格納容器水冷却ポンプは、格納容器水を格納容器水冷却器に通して、再び格納容器に戻す冷却系と、格納容器水イオン交換塔及びフィルタを通して格納容器に戻す浄化系に送水する。

本ポンプは、1台の故障により冷却機能が喪失することのないように、2台設置する。

(2) 格納容器水冷却器

格納容器水冷却器は、格納容器内機器・配管からの放熱量を十分除去できる能力を有する。

本冷却器は1基設置し、その冷却容量は、格納容器内での放熱分を除去し、格納容器水を平均温度 60℃以下に保つに十分なものである。

(3) 格納容器水イオン交換塔

格納容器水イオン交換塔は、格納容器水中のイオン状不純物を除去する。

(4) 格納容器水フィルタ

格納容器水フィルタは、格納容器水中に含まれる固形不純物を除去する。

(5) 格納容器水貯留タンク

格納容器水貯留タンクは、格納容器内設置機器の保守あるいは定期検査等で格納容器水を格納容器から排出する必要がある場合に、格納容器水を貯留する。

(6) 弁

格納容器水浄化冷却設備は、事故時のヒートシンクとしての機能を有する格納容器水を循環させる設備であるので、次の対策を行う。

- (a) 格納容器貫通部には格納容器隔離弁を設置し、万一、格納容器水が異常に低下した場合には、格納容器外に設置した隔離弁を閉止する。このとき格納容器水冷却ポンプも停止する設計とする。

8.4.5 試験検査

格納容器水浄化冷却設備は、通常運転している設備であり、制御室等で、その運転状態を監視することにより、その健全性を確認することができる。

また、停止中のポンプについては、切り替え運転により、健全性の確認が可能である。

Table 8.4.1 格納容器水浄化冷却設備の設備仕様

(1) 格納容器水冷却器

形 式	よこ置U字管式
個 数	1
伝 熱 容 量	約 3.6×10^6 kJ/h
最高使用圧力	管 側 1 MPa 胴 側 1 MPa
最高使用温度	管 側 95 °C 胴 側 95 °C
材 料	管 側 ステンレス鋼 胴 側 炭素鋼

(2) 格納容器水冷却ポンプ

形 式	横置うず巻式 (キャンドモータ型)
個 数	2
容 量	約 70 m ³ /h
最高使用圧力	1 MPa
最高使用温度	95 °C
揚 程	約 50 m
本 体 材 料	ステンレス鋼

(3) 格納容器水イオン交換塔

個 数	2
流 量	約 6 m ³ /h
最高使用圧力	1 MPa
最高使用温度	95 °C
本 体 材 料	ステンレス鋼

(4) 格納容器水フィルタ

形 式	カートリッジ式
個 数	1
流 量	約 6 m ³ /h
最高使用圧力	1 MPa
最高使用温度	95 °C
揚 程	約 50 m
25 μm粒子除去率	約 98 %

本体材料 ステンレス鋼

(5) 格納容器水貯留タンク

形 式	たて置円筒式
個 数	1
容 量	約 350 m ³
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95 ℃
材 料	ステンレス鋼

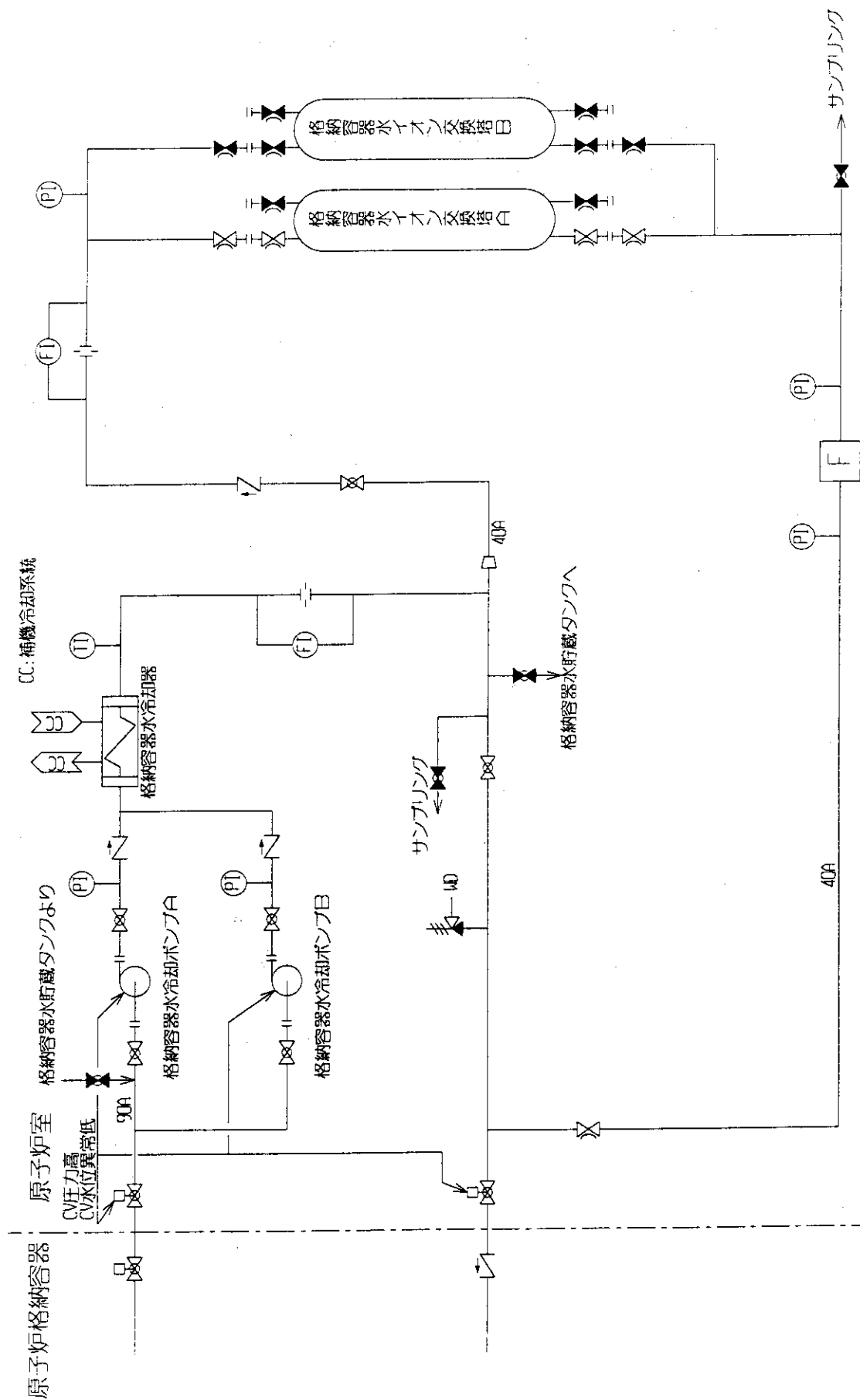


Fig.8.4.1 格納容器水浄化冷却設備系統説明図

8.5 水中断熱構造

8.5.1 概要

水中断熱構造は、Fig.8.5.1に示すようにステンレス鋼製の水密容器、中性子遮へい体、断熱材、充填材で構成される。水密容器は上部が半球状の円筒容器で、原子炉容器の上半分を覆い、原子炉容器と格納容器水の直接接触を防ぐ。水密容器内面には断熱材を施工し、原子炉容器から格納容器水への放熱を抑制する。原子炉容器の下半分では、中性子遮へい体及び原子炉容器支持構造に同様の機能を持たせ内面に断熱材を施工する。

8.5.2 設計方針

水中断熱構造への要求性能は以下の通りである。

(1) 水密性能

原子炉容器表面に対して有害な熱衝撃となる格納容器水の流入がないこと。

(2) 断熱性能

定常運転において原子炉容器からの放散熱量を原子炉定格出力時に1%以下に抑制すること。

(3) 構造強度

運転時の原子炉容器の構造物の熱変形移動に干渉されず、自立または支持構造により構造を保ちうること。かつ、設計条件のもとに強度評価を満足すること。また、使用材料は放射線による劣化がないこと。

8.5.3 主要設備

水密容器は胴部で45mm、上鏡蓋部で40 mm、平蓋部で45 mmの厚さを持つステンレス鋼製の容器とする。水密容器内面には、ステンレス鋼製クロスで包み込んだ厚さ5 mmのステンレス鋼繊維フェルト製の断熱材をボルト締めで取り付ける。水密容器の仕様をTable 8.5.1に示す。気相部空間を小さくするために水密容器内部のFig.8.5.1のハッチング部分には充填物を詰める。

原子炉容器下半分を囲う中性子遮へい体及び原子炉容器支持構造は、両者と原子炉容器により構成される空間が事故時にも健全性を保つように格納容器設計圧力と同じ圧力に耐える設計とする。これは、1次冷却材喪失事故等が発生した場合に、格納容器へ流出する1次冷却材の量を制限し、炉心の冠水維持を確保するためのものである。

水密容器と原子炉容器との間の空間並びに中性子遮へい体及び原子炉容器支持構造と原子炉容器の間の空間には、漏洩監視の目的で窒素ガスを循環させる。

8.5.4 試験検査

使用前検査として、水密容器、中性子遮へい体、原子炉容器支持構造と原子炉容器に囲まれた空間の耐圧試験及び漏洩試験を行う。また、断熱性能確認のために放散熱量損失試験を行う。定期検査では、漏洩検査を行う。

Table 8.5.1 水密容器の設備仕様

最高使用圧力	0.6 MPa
最高使用温度	200 ℃
運転圧力	大気圧
運転温度	60 ℃
主要寸法	
内径	約 4.8 m
全高	約 6.6 m
器機種別	「発電用原子力設備に関する構造等の技術基準」 (MITI 告示第 501 号)の第 4 種容器
材 料	ステンレス鋼板

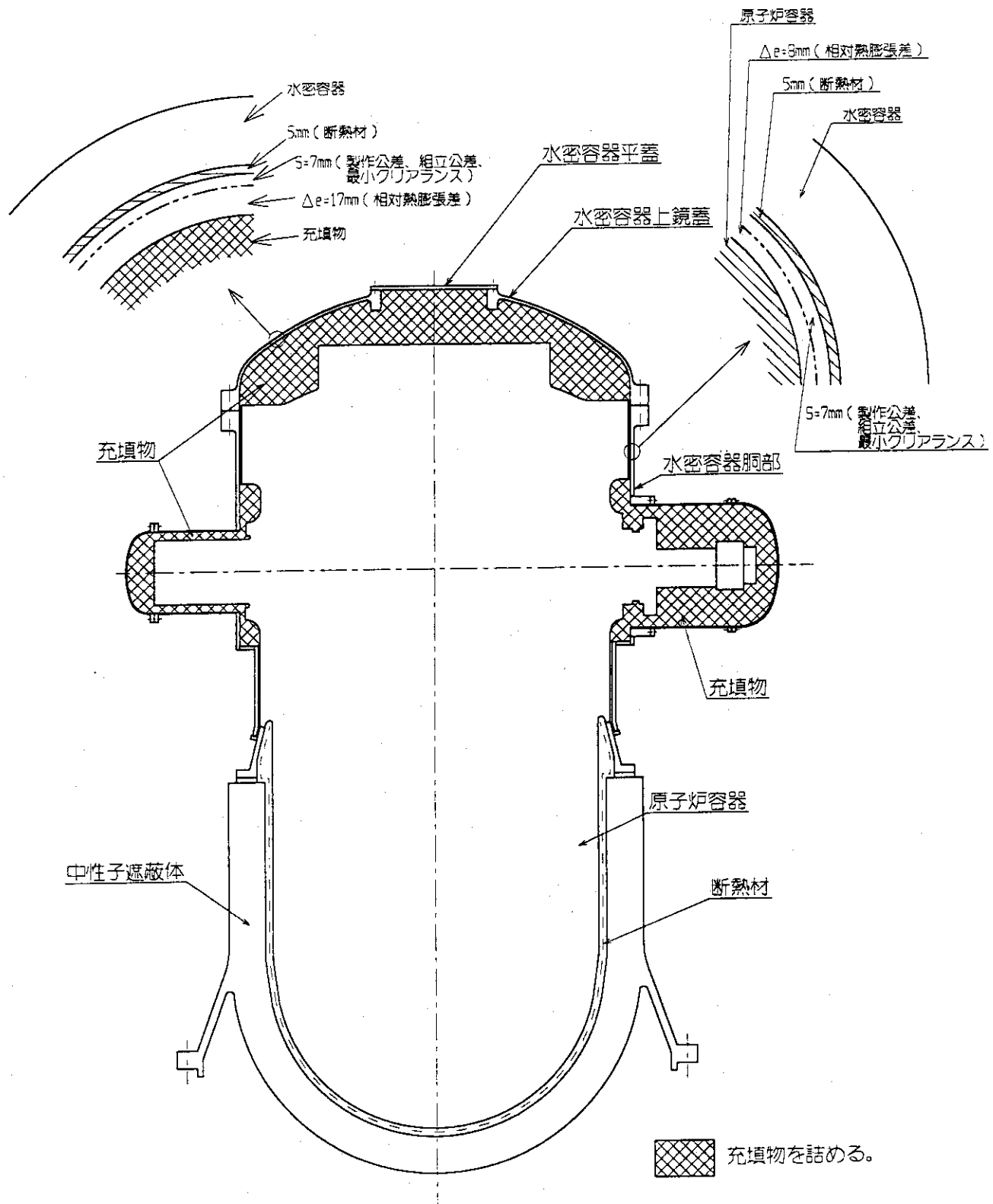


Fig.8.5.1 水密容器の構造概念

8.6 原子炉補機冷却水設備

8.6.1 概要

原子炉補機冷却設備は、原子炉補機に冷却水を供給する設備であり、原子炉補機冷却水冷却器、原子炉補機冷却水ポンプ、原子炉補機冷却水サージタンク、配管及び弁類からなり、閉回路を構成する。

原子炉補機冷却水設備は、次の機能を有する。尚、Fig.8.6.1に原子炉補機冷却設備系統説明図を示す。

- (1) プラントの各種の運転を通じ、プラントの運転に必要な原子炉補機を冷却する。
この設備によって冷却する主な機器は、余熱除去熱交換器、非再生冷却器、格納容器水冷却器、サンプル冷却器、充てんポンプ、主冷却水ポンプ等である。
- (2) 1次冷却材等の放射性流体を含む設備と原子炉補機冷却水を冷却する冷却海水設備との間にあって中間冷却設備として機能し、1次冷却材等の本設備への漏えいがあっても放射性物質を含んだ流体が外部に放出されるのを防ぐ。

8.6.2 設計方針

- (1) 特に重要度の高い安全機能を有する補機への原子炉補機冷却水配管は、2系統の母管から分岐し、これらの2系統は、原子炉補機冷却水冷却器及びポンプを含め必要な場合には互いに分離し得る設計とする。
- (2) 原子炉の出力運転時、余熱除去運転時等の通常の運転時において必要な原子炉補機を冷却するに十分な冷却能力をもつとともに、主電源喪失等の異常な過渡変化時においても安全上必要な補機を冷却するに十分な冷却能力をもつように設計する。
- (3) 原子炉補機冷却水ポンプは非常用母線より給電し、かつ、非常用電源の単一故障時においても安全上必要な補機への冷却水を確保し得るよう設計する。
- (4) 原子炉補機冷却水設備への放射性物質の漏入を監視するための放射線モニタを設置する。

8.6.3 主要設備の仕様

原子炉補機冷却水設備の主要設備の仕様をTable.8.6.1に示す。

8.6.4 主要設備

(1) 原子炉補機冷却水冷却器

原子炉補機冷却水冷却器は、原子炉補機のモータ、熱交換器等の冷却水を海水で冷却するものであり、海水は冷却器の管側を流れ、冷却水は胴側を流れる原子炉補機冷却水冷却器は、2基設置し、常時2基使用とする。常用電源喪失時の余熱除去等には最低限1基の運転により安全上必要な原子炉補機冷却を行うことができる。

(2) 原子炉補機冷却水ポンプ

原子炉補機冷却水ポンプは、原子炉補機冷却水冷却器を通して原子炉補機冷却水を循環し、原

原子炉補機を冷却する。原子炉補機冷却水ポンプは、3台設置し、常時は2台使用する。常用電源喪失時の余熱除去等には最低限1台の運転により安全上必要な原子炉補機への冷却水を確保することができる。

(3) 原子炉補機冷却水サージタンク

原子炉補機冷却水サージタンクは、原子炉補機冷却水の膨張、収縮、補給、漏えい等のサージを吸収し、原子炉補機冷却水ポンプの吸い込み側圧力を維持する。タンク内の下部は2つに分離し、2本のサージ管により原子炉補機冷却水設備の分離可能な2つの系統にそれぞれ接続される。

8.6.5 評価

原子炉補機冷却水設備は、事故後には必要とされないが、停止時の残留熱の除去に使用されるため、機器の単一故障を仮定しても、所定の安全機能を果たすように、多重性及び独立性を有している。

本設備は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に、余熱除去熱交換器等の重要度の特に高い安全機能を有する原子炉補機を冷却し、その熱負荷を冷却海水設備に伝達することにより、最終的な熱の逃がし場である海水に熱を放出できる。

8.6.6 試験検査

原子炉補機冷却水設備は、常時運転しており、制御室等でその運転状態を監視する。また、停止中のポンプについては、定期的に作動試験を行うことができる。

Table 8.6.1 原子炉補機冷却水設備の主要設備の仕様

(1) 原子炉補機冷却水冷却器

型 式	横置直管式
個 数	2
伝 熱 容 量	約 5.90×10^4 kJ/h/個
最高使用圧力	管 側 0.7 MPa 胴 側 1 MPa
最高使用温度	管 側 50 °C 胴 側 95 °C
材 料	管 側 継目無銅合金 胴 側 炭素鋼

(2) 原子炉補機冷却水ポンプ

型 式	うず巻式
個 数	3
容 量	約 320 m ³ /h/個
本 体 材 料	炭素鋼

(3) 原子炉補機冷却水サージタンク

型 式	横置円筒型
個 数	1
容 量	約 1.5 m ³
最高使用圧力	0.5 MPa
最高使用温度	95 °C
材 料	炭素鋼

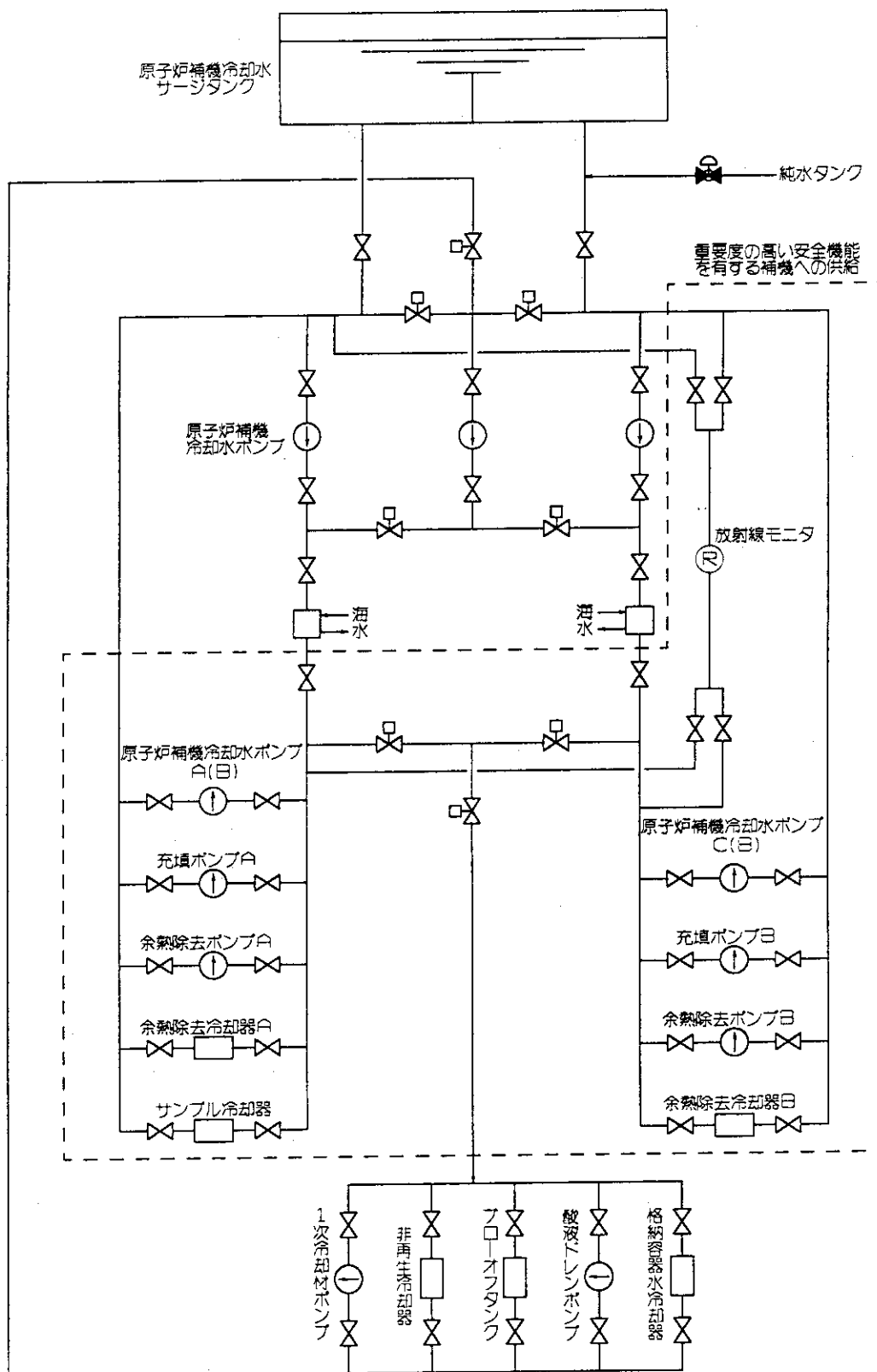


Fig.8.6.1 原子炉補機冷却水設備系統説明図

8.7 原子炉補機冷却海水設備

8.7.1 概 要

原子炉補機冷却海水設備は、海水ポンプ及び配管、弁等で構成され、原子炉補機冷却水冷却器へ冷却海水を供給する機能を有する。尚、Fig.8.7.1に原子炉補機冷却海水設備系統説明図を示す。

8.7.2 設計方針

- (1) 重要度の特に高い安全機能を有する補機である原子炉補機冷却水冷却器への冷却海水管は独立した2系統の母管から分岐する。
- (2) プラントの通常運転時及び主電源喪失時等においても重要度の特に高い安全機能を有する補機への冷却海水を確保し得るよう設計する。
- (3) 海水ポンプは、非常用母線から給電し、かつ、非常用電源の単一故障時においても重要度の特に高い安全機能を有する補機への冷却海水を確保し得るよう設計する。

8.7.3 主要設備の仕様

原子炉補機冷却海水設備の仕様をTable8.7.1に示す。

8.7.4 主要設備

(1) 海水ポンプ

海水ポンプは、3台設置し、独立した2系統の海水供給母管に接続する。

海水ポンプは、常時2台使用する。常用電源喪失時の余熱除去等にも最低限1台の運転により重要度の特に高い安全機能を有する補機への海水供給が可能である。

8.7.5 評 価

原子炉補機冷却海水設備は、機器の単一故障を仮定しても、重要度の特に高い安全機能を有する機器の熱負荷を最終的な熱の逃し場である海水に伝達する能力がある。

8.7.6 試験検査

原子炉補機冷却海水設備は、常時運転しており、原子炉制御室等でのその運転状態を監視できる。また、停止中のポンプについては、定期的に作動試験を行うことができる。

Table 8.7.1 原子炉補機冷却海水設備の設備仕様

(1) 海水ポンプ

型	式	立置渦巻型
個	数	3
容	量	400 m ³ /h
揚	程	35 m
本	体	材
材	料	ステンレス鋼

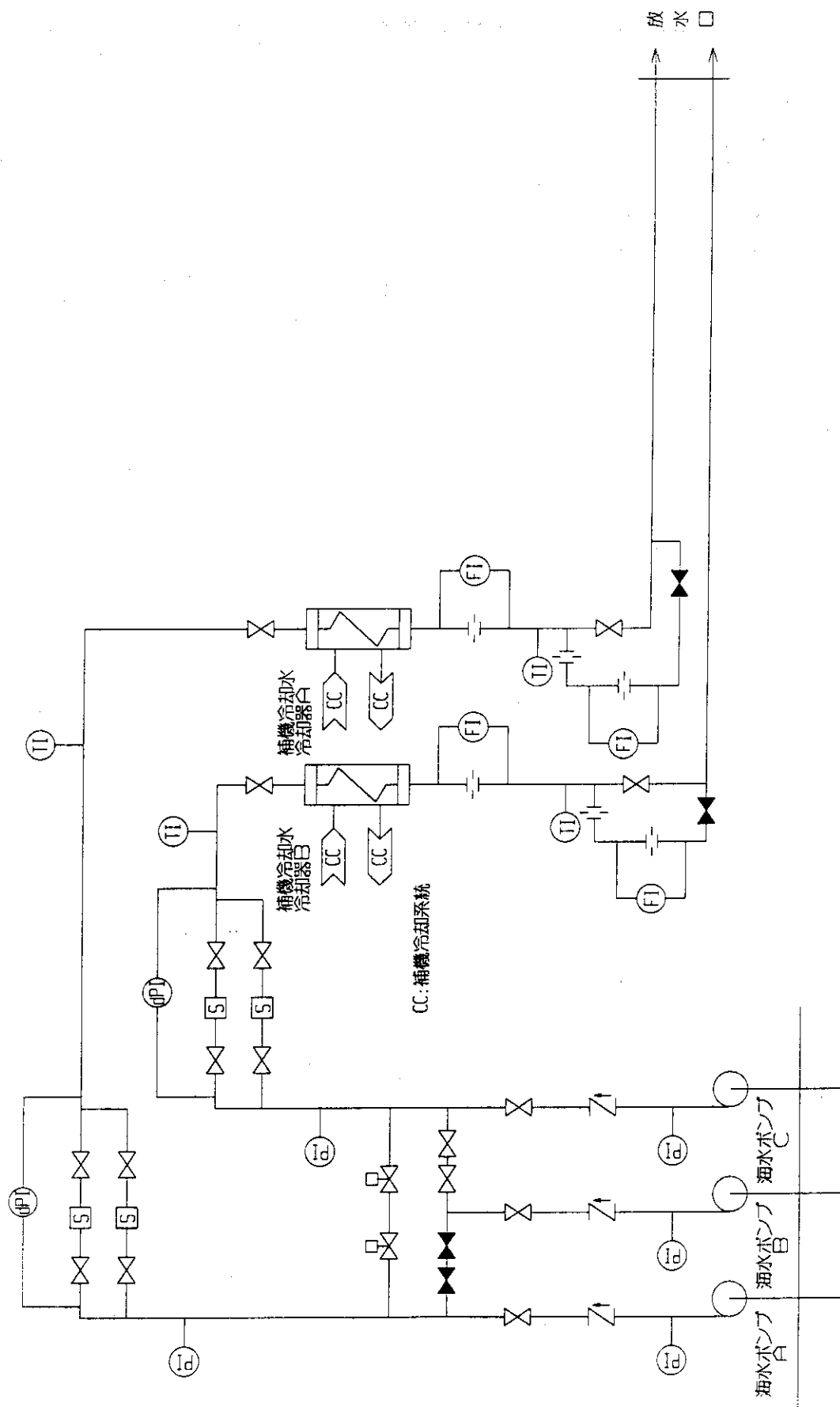


Fig.8.7.1 原子炉補機冷却水設備系統説明図

8.8 燃料交換設備

燃料交換設備は、新燃料を母港に搬入してから使用済燃料を母港外に搬出するまでの、燃料取扱いを安全かつ確実に行うものである。

燃料取替は、平衡サイクル時において4年に約1回行い、この時の取出し燃料集合体は、全炉心の約1/2を予定している。

母港に搬入した新燃料は、受取検査後、燃料交換建屋内の新燃料貯蔵庫に貯蔵する。

燃料交換設備は、格納容器一括搬出入設備及び燃料取扱設備で構成される。

8.8.1 格納容器一括搬出入設備

(1) 概要

格納容器一括搬出入設備は、本船を母港の岸壁停泊定位置に係留し、本船上での作業が安全に支障のないことを確認の上、原子炉室ハッチカバー、格納容器水冷却設備等の撤去作業を行った後、船上に設置する気密保持機構、格納容器ジャッキアップ装置及び輸送台車を使用し、格納容器一括にて搬出し、陸上付帯設備の燃料交換建屋に移動する。

格納容器一括搬出入設備の概略を Fig.8.8.1 及び Fig.8.8.2 に示す。

新燃料は、一括搬出された格納容器に収納し、陸上付帯設備の燃料交換建屋から岸壁停泊定位置の本船上甲板へ輸送台車で運搬し、船上に設置する設備(格納容器ジャッキアップ設備)で格納容器定位置に設置する。

(2) 設計方針

格納容器一括搬出入設備は、新燃料の船内搬入から使用済燃料の船外搬出までの取扱いを安全かつ確実に行うことができるように、次の方針により設計する。

- (a) 格納容器一括搬出入設備のうち安全上重要な機器は、定期的試験及び検査が可能な設計とする。
- (b) 格納容器一括搬出入設備は、取扱中の格納容器の落下を防止するために適切な保持装置を有する設計とする。
- (c) 格納容器一括搬出入設備は、運搬中の格納容器の転倒を防止するために適切な転倒防止装置を有する設計とする。
- (d) 格納容器一括搬出入設備は、従事者の被ばくを実用可能な限り低くするように設計する。
- (e) 格納容器取扱期間中に想定される気象、海象条件及び船体運動条件にたいして十分安全な設計とする。
- (f) 格納容器一括搬出入設備は、輸送期間中の崩壊熱を十分除去できる設計とする。

(3) 主要設備の仕様

格納容器一括搬出入設備の主要設備の仕様を Table 8.8.1 に示す。

(4) 主要設備

格納容器一括取扱設備は、気密保持機構、格納容器ジャッキアップ装置及び輸送台車から構成される。

(a) 気密保持機構

気密保持機構は、本船の上甲板上に原子炉室ハッチ開口部を覆う形で設置する鉄骨造の建屋構造物で分割できる構造とする。本機構は、格納容器の搬出入のため、格納容器搬出入用吊りフレームの底蓋を開く時に、原子炉室と吊りフレーム内部を外部と分離する設備である。

(b) 格納容器ジャッキアップ装置

格納容器ジャッキアップ装置は、格納容器吊上機構(気密性を有する吊りフレーム、吊上げ荷重200tonのセンターホールジャッキ20基)及び自走式輸送台車(A)にて構成される。格納容器吊上げ機構は、自走式輸送台車(A)上に設置されており、上甲板の格納容器吊上げ位置に移動後、センターホールジャッキを降下し、格納容器本体に設置された吊り金具に固定し、フレーム内に吊上げ、収納後底蓋を閉鎖する。

格納容器を吊りフレーム内に収納後、自走式輸送台車(A)を横移動用の自走式輸送台車(B)まで移動し、固定する。

(c) 自走式輸送台車

自走式輸送台車は、搭載重量1800tonの自走式輸送台車(A)及び搭載重量2200ton横移動用自走式輸送台車(B)で構成される。輸送台車は、レール上を移動する軌道式で、走行部はレールを抱え込む構造とする。

8.8.2 燃料取扱設備

(1) 概要

格納容器一括搬出入設備にて搬出された原子炉より取り出す使用済燃料は、二重回転遮蔽台、燃料取扱クレーン、燃料交換カスクを使用して使用済み燃料ピットへ移す。

なお、使用済燃料は、使用済燃料ピットに貯蔵するが、必要があればピット内で別の容器に入れて貯蔵する。

燃料取扱設備の概略を Fig.8.8.3 及び Fig.8.8.4 に示す。

使用済燃料は、使用済燃料ピット内で約6ヶ月間以上冷却し、冷却完了後、使用済燃料輸送容器に入れ再処理工場へ搬出する。

(2) 設計方針

燃料取扱設備は、新燃料の搬入から使用済燃料を搬出するまでの取扱及び貯蔵を安全かつ確実に行うことができるよう次の方針により設計する。

- (a) 核燃料の貯蔵及び取扱設備のうち安全上重要な機器は、定期的試験、検査が可能な設計とする。
- (b) 貯蔵設備は、適切な格納性と空気浄化系を有する区画として設計する。
- (c) 新燃料貯蔵庫は、燃料取替時に必要とする燃料を貯蔵することができる10体分に余裕をもたせた容量を貯蔵することができる設計とする。
- (d) 使用済燃料貯蔵設備は、全炉心及び1回の燃料取替分の燃料を貯蔵することができる29体分に余裕をもたせた容量を有するように設計する。
- (e) 燃料取扱設備は、各種のインターロック等により燃料の吊込み及び移送操作中の燃料集合

体の落下を防止できるよう設計する。

- (f) 使用済燃料貯蔵及び取扱設備は、従事者の被ばくを実用可能な限り低くするように設計する。
- (g) 使用済燃料貯蔵設備は、使用済燃料ピット水浄化冷却設備を有する設計とし、使用済燃料ピット水浄化冷却設備は使用済燃料ピット水を冷却し、使用済燃料ピットに貯蔵した使用済燃料からの崩壊熱を十分除去できる設計とする。また、使用済燃料ピット水を適切な水質に維持できる設計とする。
- (h) 使用済燃料ピットは、冷却用の使用済燃料ピット水の保有水が著しく減少することを防止するため、十分な耐震性を有する設計とするとともに、使用済燃料ピットに接続する配管は使用済燃料ピット水の減少を引き起こさない設計とする。更に、使用済燃料ピット内張りからの漏洩検知のための装置及び使用済燃料ピット水位監視のための水位低警報を有する設計とする。
- (i) 使用済燃料貯蔵設備は、燃料集合体の取り扱い中の想定される落下時にも著しい使用済燃料ピット水の減少を引き起こすような損傷を避けるよう設計する。
- (j) 貯蔵設備は、設備容量分の燃料を収納した場合を想定しても実行増倍率は0.95以下で十分な未臨界性を確保できる設計とする。更に、新燃料貯蔵設備は、浸水することのないようにするが、いかなる密度の水分雰囲気でも満たされた場合でも、未臨界であることを確認する。

(3) 主要設備の仕様

燃料取扱及び貯蔵設備の主要設備の仕様を Table 8.8.2 に示す。

(4) 主要設備

(a) 新燃料貯蔵庫

新燃料貯蔵庫は、鉄筋コンクリート造で原子炉室の独立した区画に設け、いかなる状態においても臨界にならないように十分な間隔をもったキャン型のラックのセルに新燃料を一本ずつ乾燥状態で貯蔵する。貯蔵容量は燃料集合体 30体分とする。

なお、貯蔵庫は浸水することのない構造とし、更に排水口を設ける。また、消火栓は設けない。

(b) 使用済燃料ピット

使用済燃料ピットは、原子炉室に設け鉄筋コンクリート造とし、耐震設計 AS クラスの強固な構造で、壁はしゃへいを考慮して十分厚くする。使用済燃料ピット内面は、漏水を防ぎ保守を容易にするために、ステンレス鋼板で内張りした構造とする。使用済燃料ピット水の減少防止のために、使用済燃料ピット浄化冷却設備の取水のための配管は使用済燃料ピット上部に取り付け、また、注水のための配管にはサイホンブレイクを取り付ける。更に、使用済燃料ピット底部には排水口は設けない。

なお、使用済燃料ピット内張りから、万一漏水が生じた場合に漏洩水の検知ができるように、漏洩検知装置を設置する。また、使用済燃料ピットには水位及び温度警報装置を設けて、水位高、水位低及び温度高を中央制御室に警報する。

使用済燃料ピット内には、原子炉容器から取り出した使用済燃料を鉛直に保持し、純水中に

貯蔵するためのキャン型の使用済燃料ラックを配置し、各ラックのセルに燃料を一本ずつ挿入する。使用済燃料ラックは、耐震設ASクラスとし、ラック中心間隔は、たとえ設備容量分の新燃料を貯蔵し、常温の水で満たされてたとしても実行増倍率は0.95以下になるように決定する。

使用済燃料輸送容器置場としては、使用済み燃料ピットとゲートによって仕切られたキャスクピットを設ける。

また、使用済みの制御棒、バーナブルポイズン等は、放射能を減衰させるため、使用済燃料ピットに貯蔵保管する。貯蔵容量は燃料集合体 210 体分とする。

(c) 使用済み燃料作業ピット

使用済燃料作業ピットは、1 サイクル期間燃焼したB-TYPE燃料集合体をシャフリングする際、可燃性毒物棒（ほう珪酸ガラス棒）を抜取る作業を行う。

(d) 燃料取扱クレーン

燃料取扱クレーンは、原子炉室上部に設けたレール上を水平に移動する架台とその上を移動する移動台車よりなるブリッジクレーンで構成される。

移動台車は、燃料交換キャスクを吊り上げ、使用済燃料ピットへ移動させるほかに、新燃料輸送容器、使用済燃料輸送容器の移動を行う。

架台、移動台車の駆動及びクレーンの昇降を安全かつ確実に行うために、各装置にはインターロックを設ける。

なお、燃料取扱クレーンは、地震時にも転倒することがないように設計し、更に走行部はレールを抱え込む構造とする。また、電源喪失が生じてもフェイル・アズ・イズとし、つり荷を保持し、手動による昇降が可能な設計とする。

(e) 二重回転遮蔽台

二重回転遮蔽台は、原子炉容器フランジ部に据付けて炉心部からの放射線を遮蔽するとともに、原子炉容器内の全ての燃料集合体に対して、装荷位置中心軸と燃料交換キャスクの中心軸が一致するよう位置合わせができる構造とする。

二重回転遮蔽台の形状は円盤状であり、主要部分は外周の固定板、外部回転板及び内部回転板で構成し、外部回転板は固定板と同心に、また、内部回転板は外部回転板の中に外部回転板から偏心して設ける。燃料交換キャスクを載せる台は、内部回転板の回転軸から偏った位置に設ける。

内部回転板の燃料交換キャスクを載せる台の下方には燃料集合体の通過部の扉及び炉心付近まで突き出た案内管を備える。その他に炉心内の操作が監視できるように、内部回転板に監視装置を取り付ける孔を設ける。

(f) 燃料交換キャスク

燃料交換キャスクは、燃料集合体の取出し及び装荷の際に二重回転遮蔽台上に設置され使用されるもので、上部駆動装置、燃料交換キャスク本体及び下部スライドシャッター部からなる。

燃料交換キャスク本体は、燃料集合体を収納する部分で、鉛遮へい体をステンレス鋼で被覆した円筒で外側に冷却用ジャケットを有し、円筒内部とパイプにより連結されている。使用済

み燃料集合体1本を収納した後の崩壊熱除去は、キャスク本体の燃料集合体の収納部とジャケット部に冷却水を張り、これらを自然循環させて行う。更に、内部水は容器外側の放熱フィンにより冷却される。

上部駆動装置は、燃料集合体を吊り上げ、吊り降ろしを行う部分で、ワイヤ巻取ドラム、電動機、減速機及びこれらの伝達装置、並びに位置指示発信器、ロードセル、リミットスイッチ等により構成される。ワイヤの先には、ピックアップツールが取り付けられており、燃料集合体をつかんだ後、キャスク内の案内管の中を上下する。

下部スライドシャッター部は、燃料集合体を出し入れする部分で、ステンレス鋼で被覆したスライドシャッターを有し、キャスク側面に設けた電動機により開閉を行う。燃料交換キャスクにより収納された燃料集合体は、原子炉クレーンにより吊上げられ、使用済燃料ピット内の予め決められた位置に設けられた使用済燃料取扱用ラックに収納される。収納された使用済燃料は、使用済み燃料ピットクレーンにより水中移動させ、所定の使用済燃料ラックに保管する。

(g) 使用済燃料ピットクレーン

使用済燃料ピットクレーンは、使用済み燃料ピット、使用済み燃料作業ピット、燃料検査ピット及び新燃料貯蔵庫上を移動するブリッジクレーンであり、使用済燃料ピットクレーンでの燃料集合体の移動は、架台上のホイスト、取り扱い工具等によって行う。

使用済燃料ピットクレーンは、駆動源の喪失に対してフェイル・アズ・イズの設計とするとともに、取扱工具は、燃料取扱中に燃料集合体外れて落下することのないように機械的インターロックを設ける。

(h) 除染ピット

除染ピットは、キャスクピットに隣接して設け、試験炉外へ輸送する使用済燃料輸送容器の除染を行う。

Table 8.8.1 格納容器搬出入設備の設備仕様

(1) 気密保持機構		
個	数	1
(2) 格納容器ジャッキアップ装置		
個	数	1
吊りフレーム		1台
センターホールジャッキ(吊上げ荷重200ton)		20基
(3) 輸送台車		
搭載重量1800tonの自走式輸送台車(A)		1台
搭載重量2200ton横移動用自走式輸送台車(B)		1台

Table 8.8.2 燃料取扱及び貯蔵設備の設備仕様

(1) 新燃料貯蔵庫		
個	数	1
ラック容量		燃料集合体約30体分 (約3/2炉心分)
ラック材料		ステンレス鋼
(2) 使用済燃料ピット		
個	数	1
ラック容量		燃料集合体約210体分 (約11炉心分)
ラック材料		ステンレス鋼
ライニング材		ステンレス鋼
(3) 使用済燃料作業ピット		
個	数	1
ライニング材		ステンレス鋼
(4) 除染ピット		
個	数	1

- | | | |
|------------------|--|---------------|
| (5) 燃料取扱クレーン | | |
| 個 数 | | 1 |
| (6) 使用済燃料ピットクレーン | | |
| 個 数 | | 1 |
| (7) 二重回転遮蔽台 | | |
| 個 数 | | 1 |
| 材 料 | | ステンレス鋼 |
| (8) 燃料交換キャスク | | |
| 個 数 | | 1 |
| 材 料 | | ステンレス鋼
炭素鋼 |

8.8.3 評 価

燃料交換設備は、燃料交換キャスクの燃料つかみ装置を燃料の落下防止を考慮した構造とすること、各装置にはインターロックを設ける等により、落下防止のための適切な構造となっており、燃料集合体等の落下を防止できる。

8.8.4 試験検査

燃料取扱及び貯蔵設備は、機器の使用に先だって機能試験、検査を実施する。

(1) 使用済燃料輸送容器

使用済燃料輸送容器は、燃料集合体の取出し及び装荷の際に二重回転遮蔽台上に設置され使用されるもので、輸送容器本体、燃料固定用ラック、下部スライドシャッター部及び上蓋からなる。輸送容器本体は、燃料集合体を収納する部分で、鉛遮蔽体をステンレス鋼で被覆した円筒で外側に冷却用ジャケットを有し、円筒内部とパイプにより連結されている。使用済み燃料集合体17本を収納した後の崩壊熱除去は、キャスク本体の燃料集合体の収納部とジャケット部に冷却用空気を送り、これらを自然循環させて行う。更に、内部空気は容器外側の放熱フィンにより冷却される。下部スライドシャッター部は、燃料集合体を出し入れする部分で、ステンレス鋼で被覆したスライドシャッターを有し、キャスク側面に設けた電動機により開閉を行う。

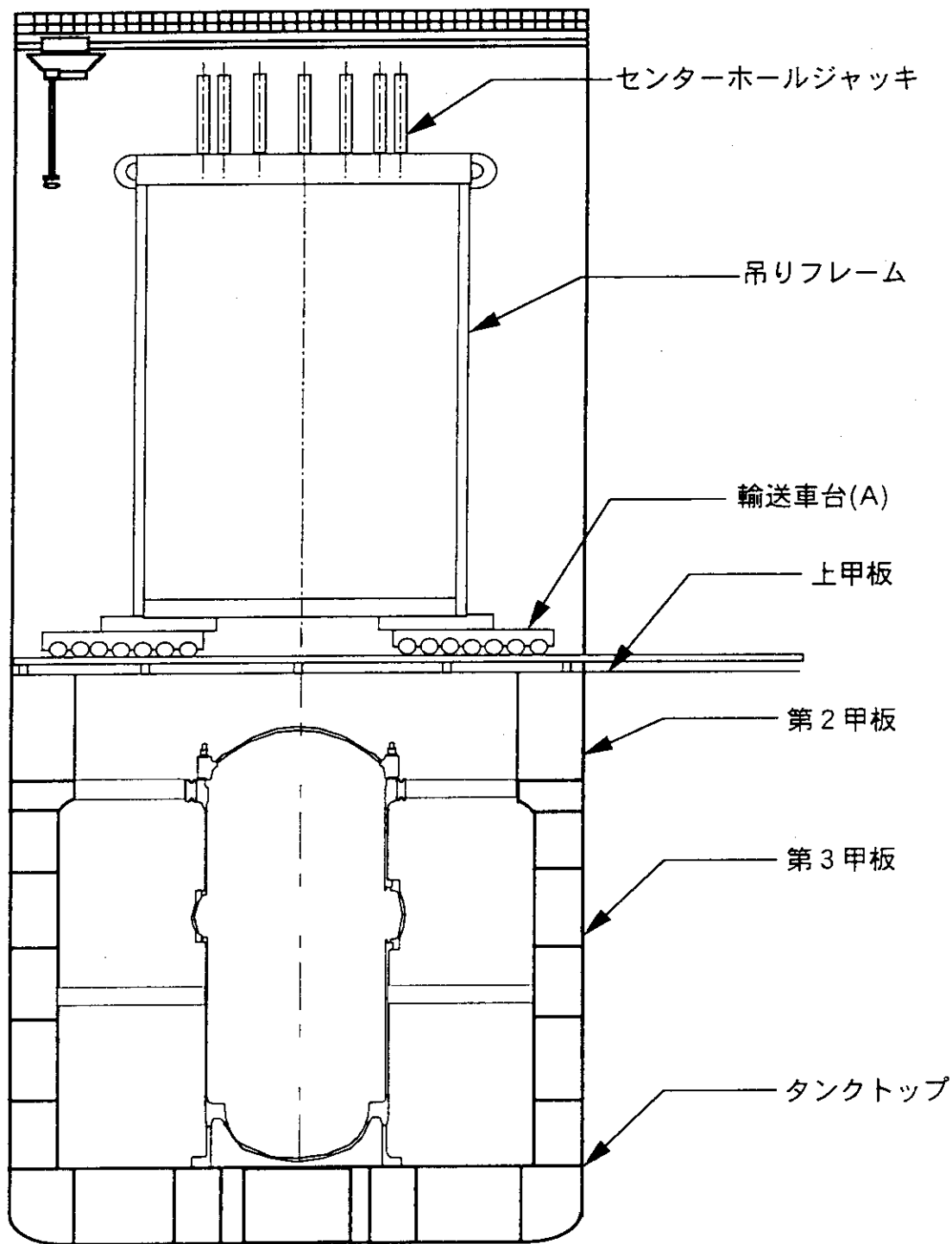


Fig.8.8.1 格納容器一括搬出入設備配置図

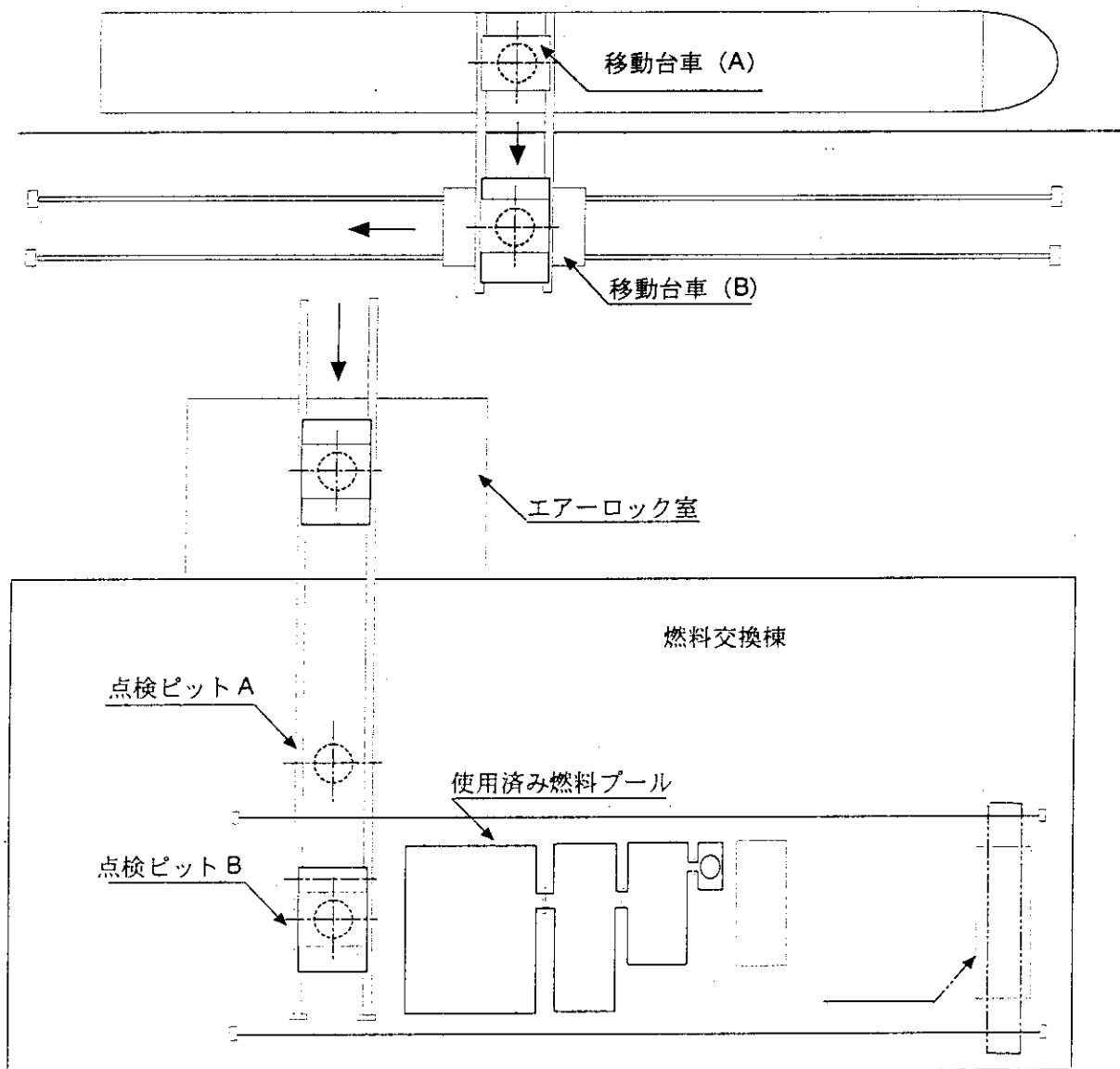


Fig.8.8.2 燃料取扱設備説明図

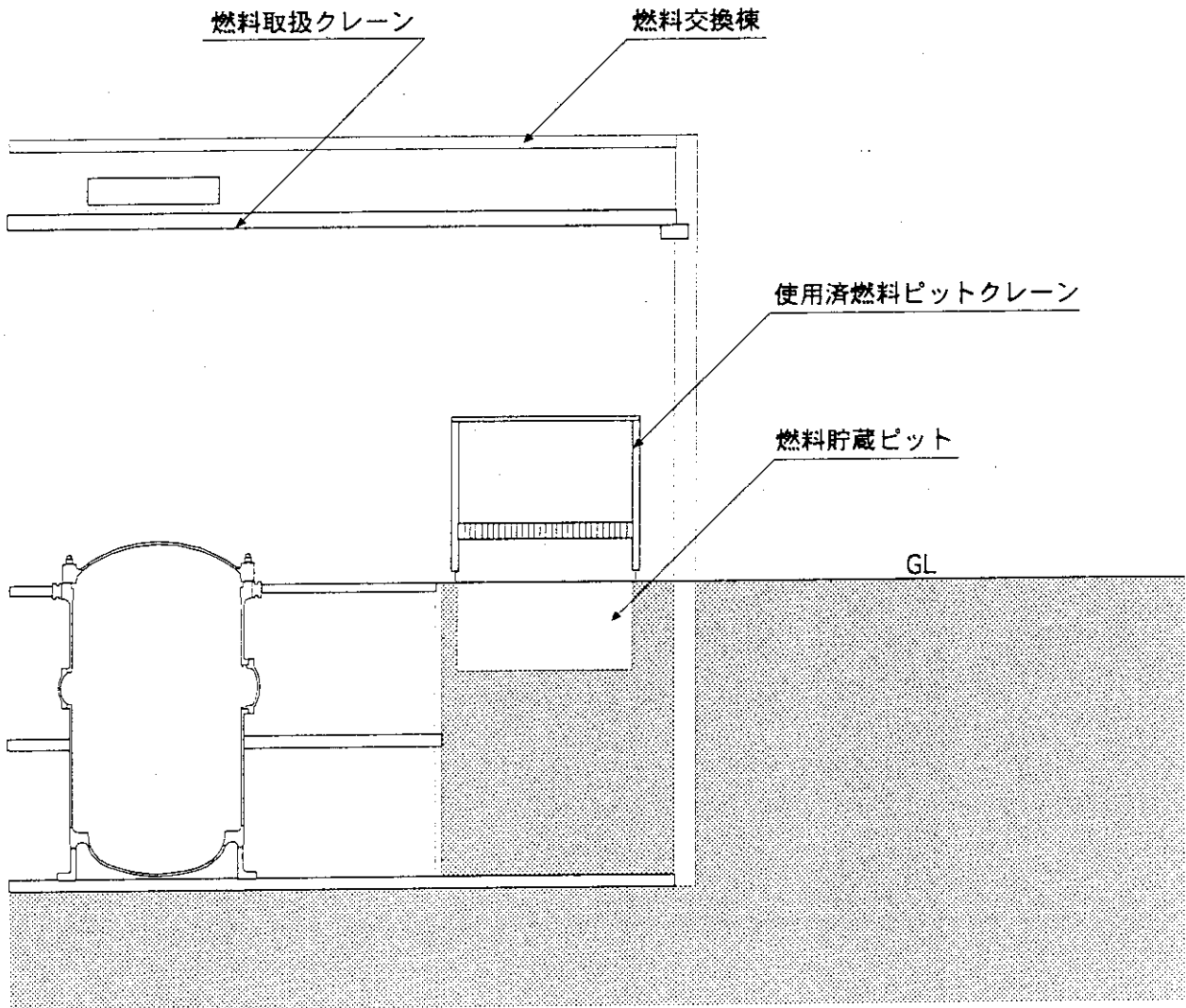


Fig.8.8.3 燃料取扱設備説明図(1)

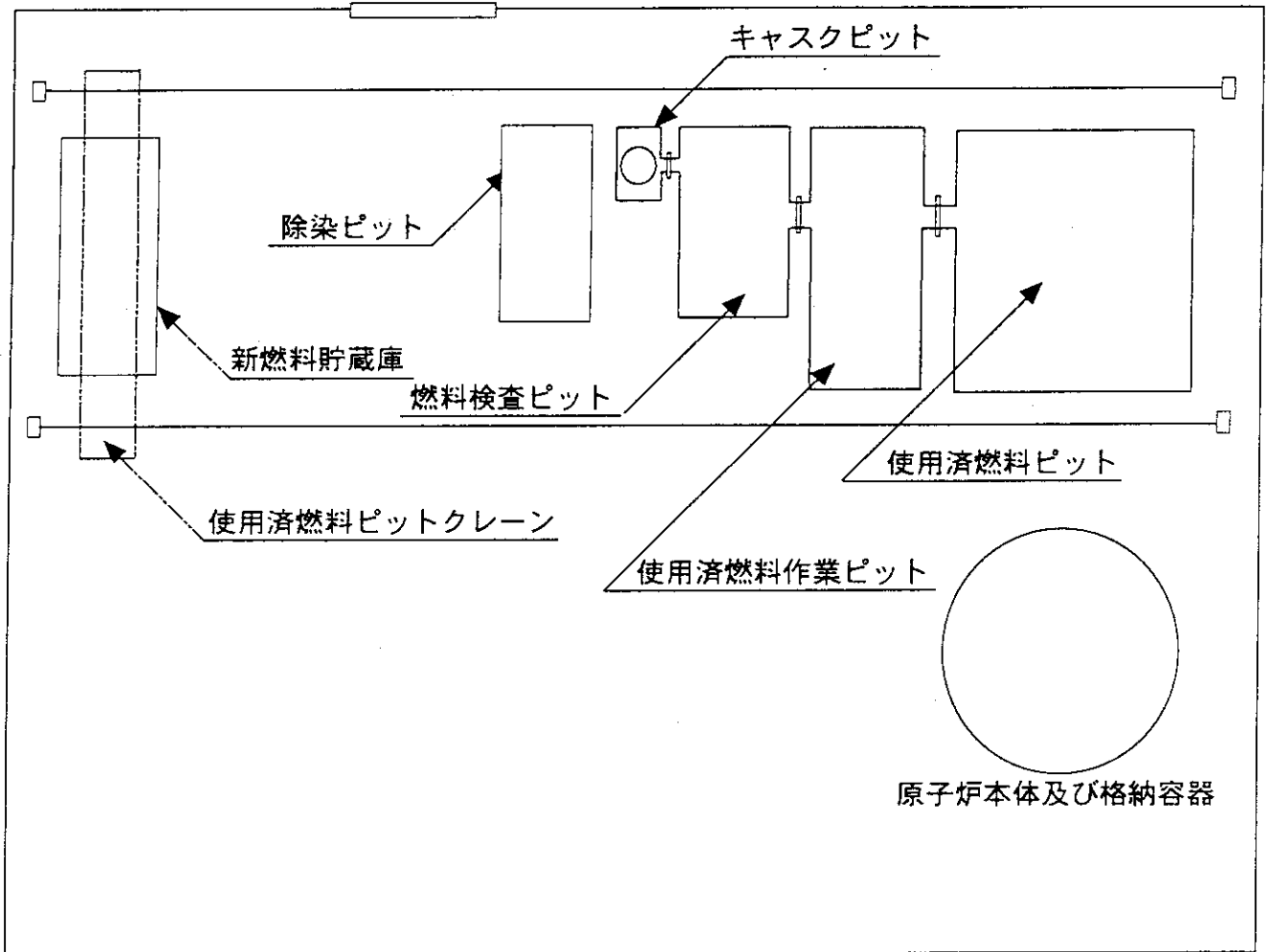


Fig.8.8.4 燃料取扱設備説明図(2)

8.9 試料採取設備

8.9.1 概要

試料採取設備は、原子炉施設の主要各所からの試料を採取するための各機器、配管、弁類等から構成され、下記の機能を有する。

1次冷却設備及び原子炉補助施設等の主要各所から化学的及び放射化学的性質の分析、評価を行うための試料を採取する。

採取試料は、次のような分析に用いられる。

- 核分裂生成物及び腐食生成物による放射能濃度
- 溶存気体濃度
- ハロゲン濃度
- pH及び導電率

分析結果は次の目的に使用する。

- 燃料棒の健全性の評価
- 脱塩塔及びフィルタの性能評価
- 各設備への薬品添加の要否の確認
- 1次冷却設備内の水素濃度の調整

また、タンク内のカバーガス中の酸素濃度及び水素濃度を監視するために試料を採取する。

8.9.2 設計方針

試料採取設備は、分析対象を考慮して下記の3系統とする。

- (a) 1次冷却材試料採取系統
- (b) 格納容器試料採取系統
- (c) カバーガス試料採取系統

1次冷却材試料採取設備のうち、高温、高圧の放射性物質を含む系統から試料を採取する設備は、冷却、減圧を行うと共に、試料採取中の被ばく、汚染に対して十分な防護設備を設け、試料採取中に発生するこぼれ水、洗い水は液体廃棄物処理設備に導くように設計する。

1次冷却設備からの試料及び分析頻度が高い試料は、必要に応じて試料採取冷却器、減圧弁等を通じて冷却、減圧後、試料採取室のサンプルフード内で集中採取できるように設計する。

集中採取する箇所は次のとおりである。

- 加圧器
- 原子炉容器（高温側）
- 余熱除去設備（ポンプ出口）
- 体積制御設備（脱塩塔入口）
- 体積制御設備（脱塩塔出口）

なお、事故時においても1次冷却材を1次冷却系又は余熱除去ポンプ出口から採取し、放射性物質濃度を監視できる設計とする。

格納容器試料採取設備は、通常時は格納容器水の水質確認のため及び浄化用イオン交換樹脂の性能監視のために試料採取を行う。

試料採取はイオン交換塔入口及び出口とする。事故時は、格納容器内の状態が把握可能なように格納容器内のガスを採取して、水素ガス濃度、酸素濃度、及び放射性物質濃度を監視できる設計とする。

カバーガス試料採取系統はカバーガスシールされたタンク内の爆鳴気形成防止のために酸素及び水素濃度を監視できる設計とする。

8.9.3 主要設備の仕様

試料採取設備の主要設備の仕様を Table 8.9.1 に示す。

8.9.4 主要設備

(1) サンプルフード及びサンプルシンク

サンプルフードは、試料採取中に発生するガスを試料採取室換気空調設備に導く。

サンプルシンクは、試料採取中のこぼれ水、洗い水を集めて液体廃棄物処理設備に導く。

(2) 試料採取冷却器

試料採取冷却器は高温の試料を採取可能な温度まで冷却する。

(3) 試料採取管

試料採取管は管内に試料を流し採取する。この資料採取管を使用することにより試料を大気と接触することなく採取できる。

(4) 格納容器気体冷却器

格納容器気体冷却器は、事故時に格納容器の気体を採取可能な温度まで冷却する。

Table 8.9.1 主要設備の仕様

(1) 試料採取冷却器

個	数	1
伝熱容量		約 1.26×10^5 kJ/h
材	料	ステンレス鋼

(2) 試料採取管

個	数	2
容	量	約 75ml/個
材	料	ステンレス鋼

(3) 格納容器気体冷却器

個	数	1
伝熱容量		約 7.73×10^4 kJ/h
材	料	ステンレス鋼

8.10 1次系加熱設備

8.10.1 概要

1次系加熱設備は、1次系加熱器を備え、1次系を核加熱可能な状態にまで昇温を行う。

1次系加熱設備は、余熱除去系のラインから分岐し、1次系の加熱に当たっては余熱除去ポンプ及び配管を利用し、1次冷却材を循環させるものとする。

8.10.2 設計方針

- (1) 1次系を高温零出力状態に24時間で昇温可能とする。
- (2) 核加熱における昇温速度は28℃/hとする。

8.10.3 主要設備の仕様

1次系加熱設備の主要設備の仕様をTable 8.10.1に示す。

8.10.4 系統設計及び主要設備

(1) 系統設計

1次系加熱設備は、1次系加熱器を備え、原子炉の起動に当たって1次系の温度を核加熱開始可能な状態にまで昇温を行う。1次系加熱器への1次冷却材の供給は余熱除去設備の余熱除去ポンプを利用して行う。1次冷却材を原子炉容器から取り出し、余熱除去ポンプにより1次系加熱器に送り加熱し原子炉容器に戻す。核加熱による加熱時間も含めて高温零出力にまで昇温する時間は24時間を目標とする。

1次冷却材は、1次系加熱器の胴側に供給される補助蒸気により加熱される。補助蒸気は運転されている原子炉設備か補助ボイラの何れかから供給される。

(2) 主要設備

(a) 1次系加熱器

1次系加熱器は、原子炉の起動時に1次冷却材を加熱する。伝熱管はU字型を使用し、胴と管の間の熱膨張を吸収しうる構造とする。1次冷却材は管側を流れ、補助蒸気は胴側を流れる。

(b) 弁

余熱除去系のポンプ、配管を利用するために本設備は余熱除去系に接続される。

加熱運転が終了した後は、余熱除去系の信頼を落とさないように1次系加熱器の出入口配管にはそれぞれ2個の止め弁を設置し隔離する。

Table 8.10.1 1次系加熱設備の主要設備の仕様

(1) 1次系加熱器

型式	横置きU字管式
個数	1
伝熱容量	約 7.54×10^5 kJ/h
最高使用圧力	管側 13.7 MPa 胴側 1.0 MPa
最高使用温度	管側 350 °C 胴側 200 °C
材料	管側 ステンレス鋼 胴側 炭素鋼

9 計測制御系統施設

9.1 概 要

計測制御系統施設は次の各設備から構成される。

- (1) 原子炉の運転制御及び保護動作に必要な情報を得るために設ける原子炉計装及びプロセス計装設備。
- (2) 原子炉出力をタービン負荷に追従させたり原子炉施設の主要な諸変数が許容される範囲内に納まり、かつ安定な応答をするように設ける制御系、また、誤操作を防止したり、異常が拡大するのを防止するためのインターロック回路などからなる原子炉制御設備。
- (3) 運転時の異常な過渡変化状態あるいは事故状態を検知し、異常、故障の程度によっては原子炉トリップ信号を発生し、制御棒クラスタを炉心に挿入させることにより原子炉を自動停止させる原子炉保護設備。
- (4) 1次冷却材喪失事故あるいは主蒸気管破断事故等に際して事故の拡大を防止あるいは環境への放射性物質の放出を抑制するための設備を作動させる工学的安全施設作動設備。

更に、これらの各設備から出される情報を基にプラントの主系統の運転に必要な諸変数の監視及び主要な機器の操作を集中管理するために中央制御室を設ける。

9.2 原子炉計装

9.2.1 概 要

原子炉の運転制御及び保護動作に必要な炉心に関する情報を得るために、以下のような原子炉計装を設ける。

(1) 炉外核計装

原子炉容器の周辺に中性子束検出器を設置して、原子炉出力に比例した中性子束レベルを連続測定し、炉外核計装盤で適当な信号処理を行った後、原子炉の運転に必要な信号は、中央制御盤に指示、記録し、また、原子炉の制御保護機能に必要な信号は、原子炉制御設備及び原子炉保護設備に送る。

(2) 制御棒位置指示計装

制御棒クラスタの位置を常に監視するために、制御棒駆動機構のそれぞれに位置検出器を設けて、各制御棒クラスタ位置を中央制御盤に指示する。

9.2.2 炉外核計装

(1) 設計方針

- (a) 炉外核計装は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、予想される範囲の炉心中性子束レベルを監視するため、中性子源領域、中間領域及び出力領域の3つの計測領域を設け、さらに各領域の測定範囲に相互に重なりを持たせて、測定が不連続とならない設計

とする。

- (b) 炉外核計装は水平方向出力分布を考慮した配置設計とする。
- (c) 炉外核計装は、単一故障あるいは使用状態からの単一の取り外しを行っても、原子炉保護機能を喪失しないような多重性を有する設計とする。
- (d) 炉外核計装は、チャンネル相互を分離し、チャンネル間の独立性を図る設計とする。
- (e) 炉外核計装は、駆動源の喪失又は系のしゃ断に対して最終的に安全な状態に落ち着くような設計とする。
- (f) 炉外核計装は、原子炉保護系と制御系を分離した設計とし、原子炉保護系の一部から制御系へ信号を取り出す場合には、制御系の故障が原子炉保護系の機能を損なわない設計とする。
- (g) 炉外核計装は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能喪失していないことを確認できる設計とする。

(2) 主要設備

炉外核計装は、Fig.9.2.1に示すように、中性子源領域、中間領域及び出力領域の各計測領域によって、原子炉停止状態から定格出力の150%までの炉心中性子束レベルを監視できる構成とする。中性子束検出器の配置説明をFig.9.2.2及びFig.9.2.3に示し、測定範囲をFig.9.2.4に示す。

(a) 中性子源領域測定系

中性子源領域の測定系は、Fig.9.2.1に示すように独立した2チャンネルより構成する。中性子束検出器は、 ^3He 比例計数管又は BF_3 比例計数管を使用し、Fig.9.2.2及びFig.9.2.3に示すように炉心中性子源位置に対応した計測孔に設置する。中性子束検出器からのパルス信号を炉外核計装盤でパルス計数率の対数に比例した信号に変換したのち、双安定回路出力を原子炉保護設備及び警報装置へ、また、絶縁増幅器を介して指示計、記録計等に送る。中性子束レベルの変化を容易に検知できるように可聴計数率計を設ける。

また、中性子検出器を保護するため、中間領域中性子束レベルがパーミッシブ信号P-1 (Table 9.5.2にパーミッシブ信号一覧表を示す) を発信すると、中性子束検出器の高圧電源をしゃ断する。

(b) 中間領域測定系

中間領域の測定系は、Fig.9.2.1に示すように独立した4チャンネルより構成する。中性子束検出器は出力領域の測定系と同じ γ 線補償型電離箱を併用し、Fig.9.2.2及びFig.9.2.3に示すように炉心の四隅に対応した計測孔に設置する。中性子束検出器からの電流信号を炉外核計装盤で対数増幅したのち、双安定回路出力を原子炉保護設備、原子炉制御設備及び警報装置へ、また、絶縁増幅器を介して指示計、記録計等へ送る。

(c) 出力領域測定系

出力領域の測定系は、Fig.9.2.1に示すように独立した4チャンネルで構成する。中性子束検出器は中間領域の測定系と同じ γ 線補償型電離箱を併用し、Fig.9.2.2及びFig.9.2.3に示すように炉心の四隅に対応した計測孔に設置する。各チャンネルは、中性子束検出器からの電流信号を炉外核計装盤に送り、双安定回路出力を原子炉保護設備、原子炉制御設備、原子炉保護

系プロセス計装設備及び警報装置へ送り、また、絶縁増幅器出力を指示計、記録計及び原子炉制御設備の制御棒制御系へ送る。

(d) 炉外核計装盤

中性子源領域、中間領域及び出力領域測定系の増幅器、絶縁増幅器、双安定回路などを収納するために、炉外核計装盤を設ける。炉外核計装盤は独立した4面のラックから構成し、チャンネル相互間の物理的な分離を図る。

炉外核計装盤への電源は、無停電電源装置からそれぞれ独立して給電してチャンネル相互間の電氣的な分離を図る。

炉外核計装盤は、実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料を使用する。

(3) 評価

(a) 炉外核計装は、中性子源領域、中間領域及び出力領域の3つの計装領域によって、計測範囲に連続性を持たせて炉心中性子束レベルを監視する設計となっており、炉外核計装盤の指示計又は中央制御盤の指示計、記録計によって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において必要な情報を提供することができる。

(b) 炉外核計装は2チャンネルあるいは4チャンネルの多重化構成となっており、機器又はチャンネルの単一故障あるいは使用状態からの単一の取り外しを行っても原子炉保護機能を喪失することはない。

(c) 炉外核計装は、チャンネル間の分離、独立性を図るため、検出器は相互に距離を隔てて設置するとともに、チャンネルごとに独立したラックに機器、装置を収納する。ラック内の配線には実用上可能な限り不燃化又は難燃化を図るほか検出器ケーブル及び原子炉保護設備への配線はチャンネルごとに分離して布設し、ラックへの電源もチャンネルごとに独立に供給する設計となっている。

(d) 炉外核計装の信号を制御系に使用する場合には、絶縁増幅器によって両者の間を絶縁し、制御系において、回路の短絡、地絡または断線による故障が生じて、原子炉保護系の機能に影響を与えない設計となっている。

(e) 炉外核計装は、電源喪失に対して原子炉保護動作を取る方向に作動するように設計されている。

(f) 炉外核計装は、通常運転時に内蔵の模擬信号を検出器出力回路に印加して、チャンネルの健全性を確認できる設計となっている。

検出器については、チャンネル相互の信号を比較することによって、その健全性を確認することができる。

(g) 炉外核計装の電源は無停電電源装置から給電される。したがって短時間の全動力電源喪失に対しても機能を喪失することはない。また、非常用所内発電系のみでの運転下で単一故障を仮定しても原子炉保護機能を失うことはない。

9.2.3 制御棒位置指示計装

(1) 設計方針

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化において予想変動範囲での制御棒位置の監視が可能な設計とする。

(2) 主要設備

制御棒位置検出器は、原子炉容器内装型制御棒駆動機構内に設ける。位置検出器は磁歪検出方式の絶対値測長計であり、磁界の相互作用で磁歪線に捻れ振動を発生させ、固体内を伝播(横波)する時間から距離を求める。この制御棒位置に比例したデジタル信号を、中央制御盤上にランプ表示する。

また、同一バンク内の各制御棒クラスタの位置に不整合が生じた場合は警報を出す。

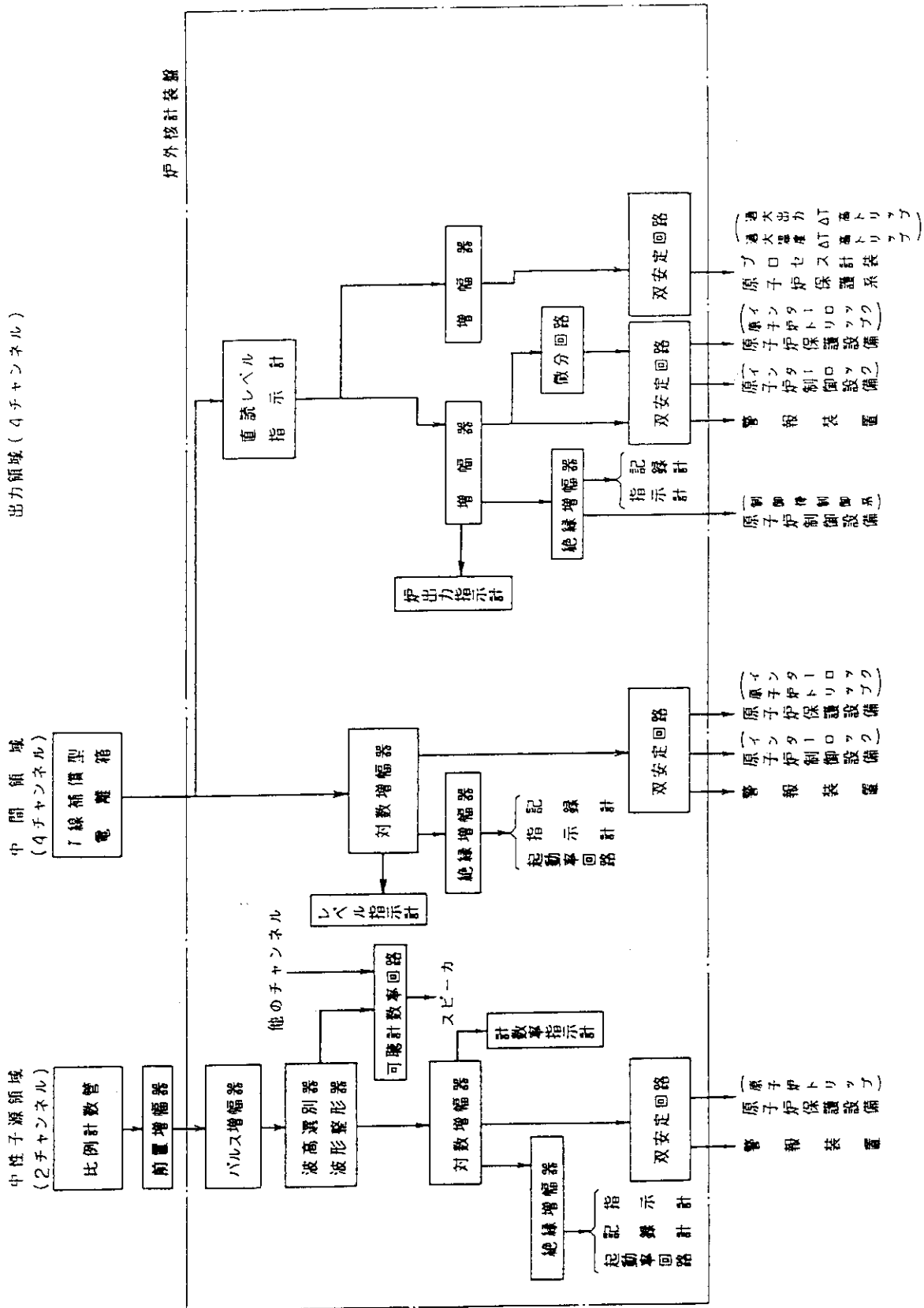


Fig.9.2.1 炉外核計装説明図

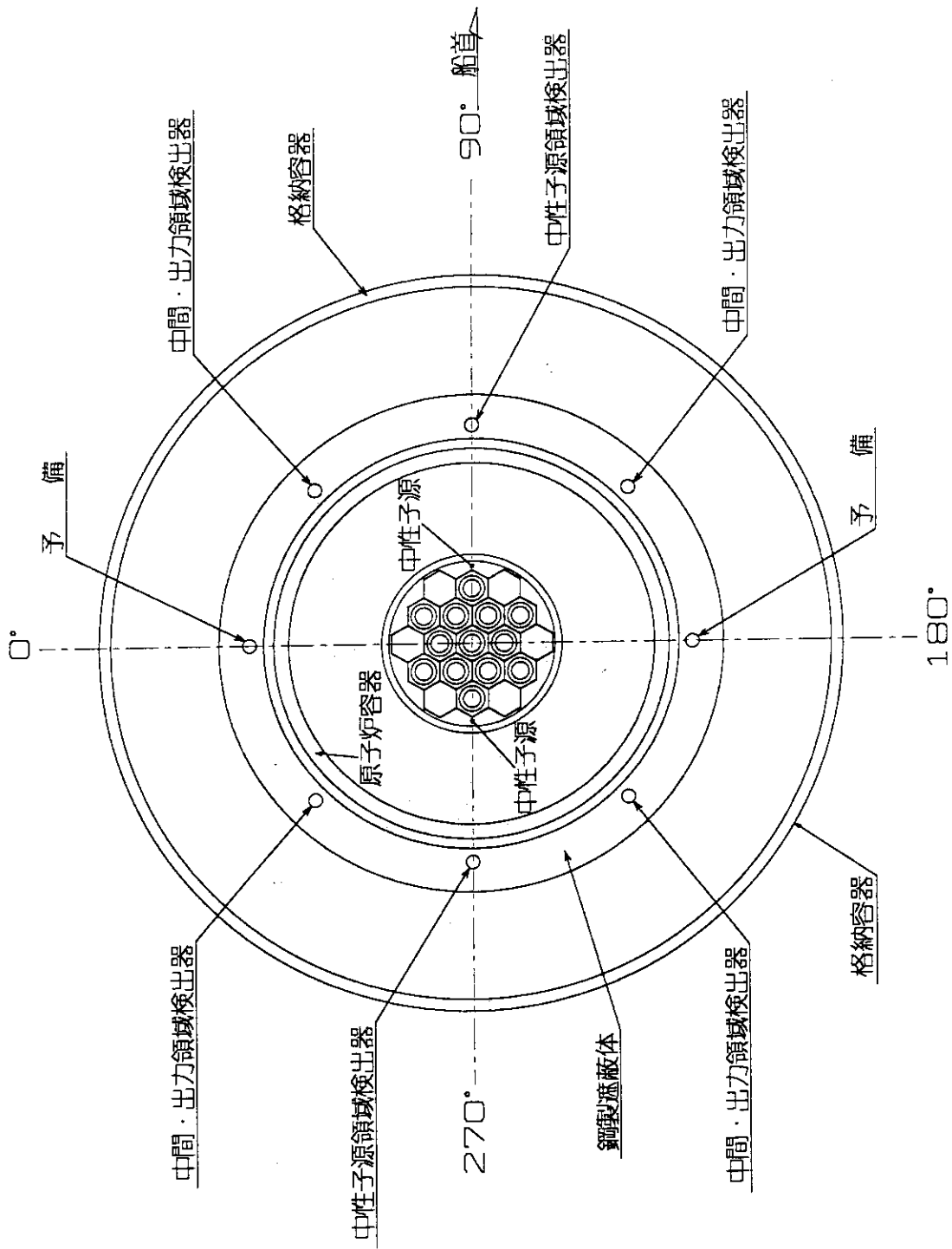


Fig.9.2.2 中性子束検出器配置説明図 (平面図)

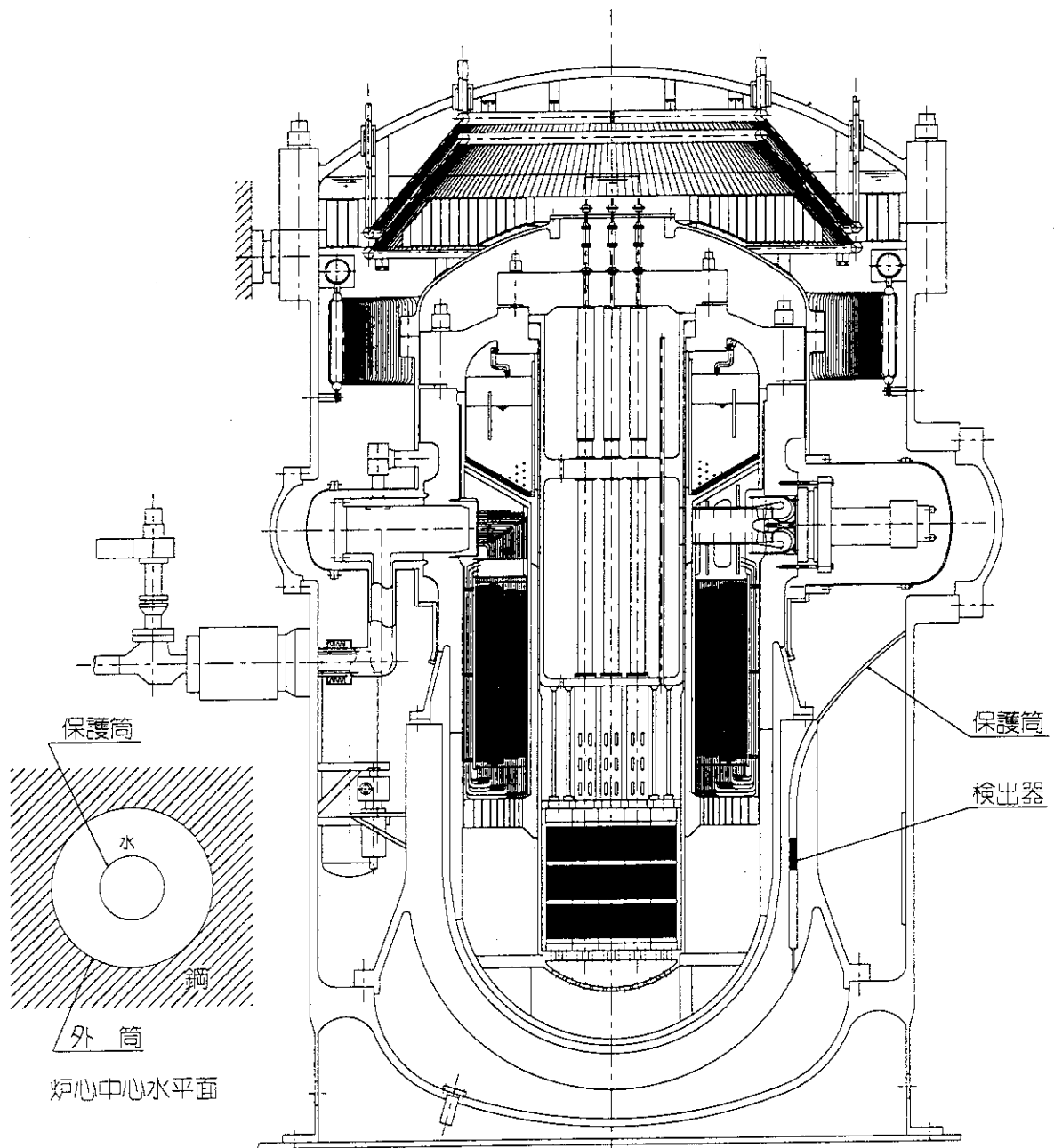


Fig.9.2.3 中性子束検出器配置説明図 (断面図)

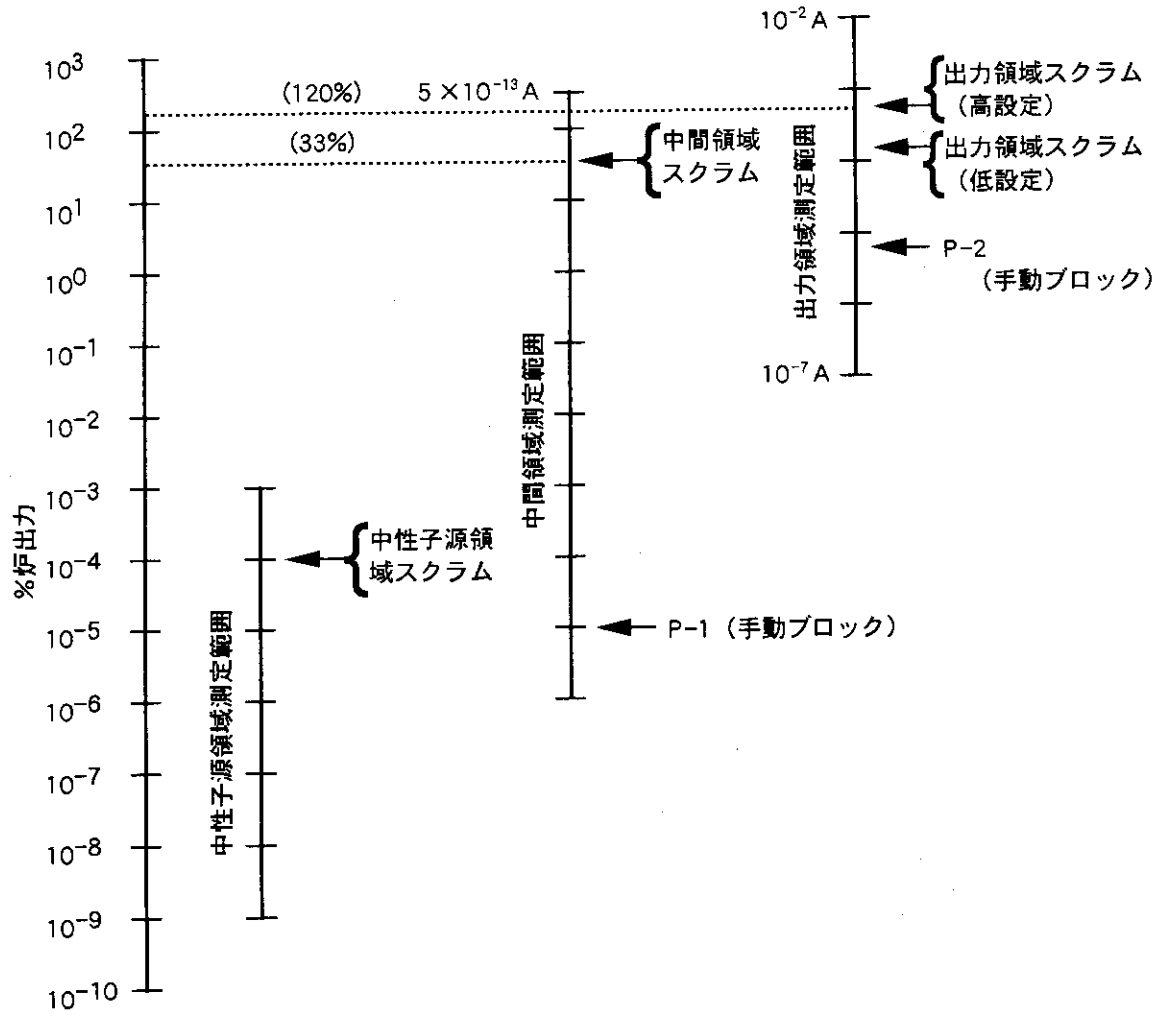


Fig.9.2.4 炉外核計装装置概略測定範囲

9.3 プロセス計装設備

9.3.1 概 要

プラントの適切かつ安全な運転のために1次冷却系をはじめとし、各補助系における必要なプロセス量の測定を行い、その信号の一部は、原子炉保護設備、工学的安全施設作動設備、原子炉制御設備に用いる。

プロセス計装設備は、検出器の他に、各種計器を収納する計器ラックから構成し、主要なパラメータは、中央制御盤に指示又は記録し、必要なものは警報を発する。

プロセス計装はTable 9.3.3からTable 9.3.10に示す通りである。

9.3.2 設計方針

- (1) 安全保護系のプロセス計装は、以下の方針で設計する。
 - (a) 安全保護系のプロセス計装は、単一故障あるいは、使用状態からの単一の取り外しを行っても安全保護機能を喪失しないような多重性を有する設計とする。
 - (b) 安全保護系のプロセス計装は、チャンネル相互を分離し、チャンネル間の独立性を図る設計とする。
 - (c) 安全保護系のプロセス計装は、制御系と分離した設計とする。また、安全保護系の一部から制御系への信号を取り出す場合には制御系の故障が安全保護系の機能を損なわない設計とする。
 - (d) 安全保護系のプロセス計装は、駆動源の喪失または系の遮断に対して最終的に安全な状態に落ち着くような設計とする。
 - (e) 安全保護系のプロセス計装は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能が喪失していないことを確認できるような設計とする。
- (2) 安全保護系以外の主要なプロセス計装としては、1次冷却系計装、補助給水系計装等があり、これらは、以下の方針で設計する。
 - (a) 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において主要なパラメータは、予想変動範囲での監視、記録ができるように設計する。また、事故時において事故の状態を知り対策を講じるに必要なパラメータは監視、記録できるようにする。
 - (b) プロセス計装の主要なパラメータは中央制御盤で監視できるようにする。
 - (c) 主要なプロセス計装の電源は、無停電電源母線より給電する。

9.3.3 主要設備

(1) 安全保護系のプロセス計装

原子炉保護設備及び工学的安全施設作動設備に信号を供給する安全保護系のプロセス計装は、検出器のほかに双安定回路、演算器、絶縁増幅器等、各種のアナログ計器を収納する計器ラックから構成される。安全保護系のプロセス計装をTable 9.3.1に示す。ここにも示されるとおり、

これらの計装は単一故障あるいは、使用状態からの単一の取り外しを行ってもその機能を喪失することのないよう多重化されており、それぞれのチャンネルは、独立した計器ラックに収納することにより物理的に分離されている。

また、これらの計装に必要な電源は、無停電電源母線4系統からそれぞれ独立に給電するとともに、検出器と計器ラック間等の関連する配線もチャンネル相互に分離し電気的にも独立性を保つようにする。

また、計器ラック、配線は実用可能な限り不燃性又は難燃性材料を使用する設計としている。

さらに、安全保護系のプロセス計装の信号を制御系に使用する場合には、絶縁増幅器により両者の間を絶縁し、制御系に生じた短絡、地絡又は断線による故障が安全保護系に影響を与えないようにする。

これらの計装をテストする場合には、検出器の出力信号回路に模擬入力を印加することにより規定の設定値において、必要な動作をすることを確認することができる。また、多重化された検出器は、チャンネル相互の信号を比較することにより、原子炉運転中にもその健全性を確認できる。なお、安全保護系のプロセス計装の計測信号は全て中央制御盤上に指示又は記録し、プラントの適切かつ安全な運転ができるようにする。

なお、原子炉圧力、加圧器水位、1次冷却材温度、1次冷却材流量及び原子炉格納容器圧力については、事故時において監視、記録できるものとする。

(2) 安全保護系以外のプロセス計装

安全保護系以外のプロセス計装は次の計装により監視または記録できるようにする。

また、事故時において事故の状態を知り対策を講じるに必要なパラメータとしてはTable 9.3.2に示すとおりであり、これらは監視、記録できるようにする。

(a) 1次冷却系計装

1次冷却系計装では、1次冷却系の温度、圧力、サブクール度、加圧器スプレイラインの温度、加圧器逃がしラインの温度、加圧器逃がしタンクの温度、圧力、水位、1次冷却材ポンプの振動、軸受温度、冷却水温度等を連続的に指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。また、事故時において、原子炉容器内の水位を監視、記録できるものとする。

(b) 体積制御系計装

体積制御系計装では抽出ラインの圧力、温度、流量、体積制御タンクの圧力、水位、充てんラインの温度、流量、原子炉補給水の流量、ほう酸タンクの温度、濃度、水位等を連続的に指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。

(c) 主蒸気及び給水、補助給水系計装

主蒸気及び給水の圧力、温度、流量、補助給水流量、補助給水タンク、デアレータ、復水器、補給用蒸留水タンクの水位等を連続指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。

(d) 原子炉格納容器関連計装

原子炉格納容器内温度及び水位を連続指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。

(e) 原子炉補機冷却水系計装

原子炉補機冷却水サージタンク水位等を連続指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。

(f) 制御用空気系計装

制御用空気圧力を連続指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。

(g) その他

上記の他に、気体廃棄物処理系、試料採取系、原子炉補機冷却海水系等のプロセス計装を設ける。

(h) プラント計算機

中央制御盤によるプラントの状態把握を補助するものとして、所要の処理能力及び記憶容量を有するプラント計算機を設け、主にプロセス計装からの信号を入力し、圧力、温度、流量、放射線レベル等の印字及び画面表示を行う。

9.3.4 評価

(1) 安全保護系のプロセス計装は多重化されており、単一故障あるいは使用状態からの単一の取外しを行っても安全機能を喪失することはない。

(2) 多重化された安全保護系のプロセス計装は、チャンネル間の相互干渉を防止するため、検出器は相互に距離をへだてて設置し、それぞれのチャンネルは、独立した計器ラックに収納している。

電源、配線についてもチャンネルごとに独立な構成としている。

また、計器ラック、配線は、実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料を使用している。

(3) 安全保護系のプロセス計装の信号を制御系に使用する場合には、絶縁増幅器により絶縁し、制御系に生じた故障が安全保護系に影響を与えないようにしている。

(4) 安全保護系のプロセス計装は、電源の喪失、系のしゃ断に対して原子炉の保護動作をとる方向に作動するので安全保護機能を喪失することはない。

(5) 安全保護系のプロセス計装は、原子炉運転中にも検出器の出力信号回路に模擬入力を印加し、規定の設定値において必要な動作をすることを確認できる。

また、検出器は、多重化されたチャンネル間の信号を相互比較することにより、原子炉運転中にも健全性が確認できる。

(6) 安全保護系のプロセス計装及び安全保護系以外の主要なプロセス計装の電源は、無停電電源母線から給電される。

したがって短時間の全電源喪失に対しても機能を喪失することはない。また、非常用電源系のみでの運転下で単一故障を仮定しても安全保護機能を失うことはない。

(7) 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において加圧器水位、1次冷却系の圧力、温度及び流量、原子炉格納容器圧力、水位等は、予想変動範囲内での監視が可能である。

また、事故時において、事故の状態を知り対策を講じるに必要なパラメータである原子炉容器内の水位、原子炉格納容器内の圧力、温度等は、中央制御盤で監視できる。

(8) プロセス計装の主要なパラメータは、中央制御盤で監視できる。

Table 9.3.1 安全保護系のプロセス計装

項 目	チャンネル数	検 出 器
原子炉圧力	4	圧力伝送器
加圧器水位	4	差圧伝送器
1次冷却材温度	4	温度抵抗式温度計
1次冷却材流量	1/ループ	差圧伝送器
1次冷却材ポンプ回転数	1/ループ	電動型回転計
原子炉格納容器圧力	4	圧力伝送器

Table 9.3.2 事故時に監視が必要なプロセス計装

項 目	名 称
1次冷却系計装	1次冷却材温度（広域—高温側、低温側） 1次冷却材圧力（広域） 原子炉容器内水位
体積制御系計装	緊急ほう酸注入タンク水位
原子炉格納容器関連計装	格納容器内温度、水位
2次冷却系計装	主蒸気ライン圧力、温度

Table 9.3.3 一次冷却(MC)系統

	Tag. NO	設定値		制御	測定範囲	定常値	備考
		H	L				
1	原子炉水位 LIA MC-1			事故時/事故後の監視(燃料集合体上端~原子炉容器上端)	0-100	100%	加熱熱電対
2	原子炉圧力 CH-1			1. 加圧器スプレ弁、ヒータ制御 (MC-2-1)	0-15.0	12MPa	121.3k
3	CH-2	127.5℃		2. 加圧器逃がし弁 (MC-2-1)			S.P.SET 14.4/13.7
4	CH-3	13MPa		3. 原子炉圧力高スクラム(2/4)			
5	CH-4	10MPa		4. 原子炉圧力低スクラム(2/4)・可変設定			
	原子炉圧力(事故時監視用) CH-1			5. 事故時/事故後の監視	0-16.0	-	
	CH-2			6. S 1(圧力低) (2/4)			
6	加圧器水位 CH-1			1. 加圧器水位制御(充満DP, 抽出弁制御) (MC-3-1)	0-100	56.0%	4.8/6.1m
7	CH-2		未定	2. 抽出隔離(MC-3-2)			
8	CH-3		未定	3. ヒータ断(MC-3-3)			
9	CH-4			4. 事故時/事故後の監視(MC-3-3&4)			
10	加圧器気相温度				0-420	324.7℃	
11	加圧器液相温度				0-420	324.7℃	
12	炉心入口温度			1. NPSC(平均温度一定制御) 290.0℃	100-300	282.5℃	W.R
13				2. 過大温度 ΔT 高スクラム(2/4)	250-350	282.5℃	N.R
14			計算式	3. 過大出力 ΔT 高スクラム(2/4)	-5--+25		
15			19℃	4. 事故時/事故後の監視	0-350		
16	炉心出口温度				100-300	297.5℃	W.R
17					250-350	297.5℃	N.R
18							
19							
20	NO.1 一次冷却材流量計		90%	1. 一次冷却材流量低警報(3100m ³ /h*12m*200kw)	0~120%	100%	
21	NO.1 一次冷却材ポンプ回転数		未定	2. 一次冷却材ポンプ回転数低スクラム*		1710rpm	
	NO.2 一次冷却材ポンプ回転数			* 1 一次冷却材ポンプ電源電圧 低・80%			
22	No.1加圧器スプレ-pp.吐出圧力		未定	1. S/B 機能確保(11.9t/h*40m*3.7kw)・3.3kg/s	0-15.0	12.5MPa	121.3k
23	No.2加圧器スプレ-pp.吐出圧力		未定	2. NPSH 2.2m			
24	スプレーライン温度		未定	1. サーマルシヨック防止	0-350	未定	
25	スプレー流量		未定	1. 三次元(X,Y,Z)計測	0-14	11.9t/h	
26	NO.1 一次冷却材ポンプ振動計		未定	2. 制御の必要なし			
27	NO.2 一次冷却材ポンプ振動計		未定	*ア-初系は、DC系へ			
28							
29	NO.1 一次冷却材ポンプボイド検出						
30	NO.2 一次冷却材ポンプボイド検出						
31	NO.1 一次冷却材ポンプ軸受け温度		未定			未定	
32	NO.2 一次冷却材ポンプ軸受け温度		未定			未定	

Table 9.3.4 体積制御(V.C)系統

No.	Tag, No	設定値		制 御	測定範囲	定常値	備 考
		H	L				
1	再生熱交換器 (TUBE-OUT)			1.原子炉容器ノズル部サーマルシヨック防止の為、 管側出口温度低警報 1.非再生熱交換器冷却水流置制御 1.*加圧器水位制御 1.交換塔BY-PASS弁制御 1.*加圧器水位制御 1.カートリッジ交換時期判定 (切換方式) 1.自動圧力調整 (ガス補給系と排気系の連動) 1.AUTO SPILL/MAKU UP 制御 (H:TO WD LOW:FROM WD LOW-LOW:FROM WS) 1.S/B機能確保 1.*加圧器水位制御 1.切替時期判断 (樹脂容量0.65m ³)	0~350		205℃ (降温時) 148℃ (昇温時)
2	再生熱交換器 (SHELE-OUT)				0~350		
3	抽出系統安全弁作動	90℃			0~200	3.9MPa 53℃	40kg/cm ²
4	非再生熱交換器出口温度						
5	抽出ライン流量					MAX12m ³ /h	
6	イオン交換塔入口温度	58℃					
7	抽出ライン圧力					20kg/cm ²	
8	MCフィルタター差圧					MAX12m ³ /h	
9	体積制御タンク圧力					1.4kg/cm ²	
10	体積制御タンク水位					1.0kg/cm ² 8.2m ³	
11	体積制御タンク温度						
12	充填ポンプ吐出圧力					53℃	
13	充填流量					13.5MPa	
14	イオン交換塔入口フィルタター差圧					6m ³ /h H=1510m	
15	イオン交換塔差圧					137kPa 98kPa	

Table 9.3.5 補機冷却水(C.C.)系統、及び、冷却海水(S.W.)系統

(1/2)

	Tag. No	設定値			制御	測定範囲	定常値	備考
		H	L	L				
1	CCサージング水位	LIA CC-1					1.5m ³	
2	補機冷却水流量	FIA CC-2					320m ³ /h	
3	1補機冷却水ポンプ吐出圧力	PICA CC-3-1					35m	
4	2補機冷却水ポンプ吐出圧力	PICA CC-3-2						
5	3補機冷却水ポンプ吐出圧力	PICA CC-3-3						
6	1補機冷却水熱交CC流量	FIA CC-10						
7	2補機冷却水熱交CC流量	FIA CC-11						
8	1 MCP CC流量	FICA CC-12	12m ³ /h			12m ³ /h	(固定)	
9	2 MCP CC流量	FICA CC-13	12m ³ /h			12m ³ /h	(固定)	
10	1 加圧器SP・PP CC流量	FICA CC-14	0.2m ³ /h			0.2m ³ /h	(固定)	
11	2 加圧器SP・PP CC流量	FICA CC-15	0.2m ³ /h			0.2m ³ /h	(固定)	
12	ブローオフタンクCC流量	FAI CC-16				10m ³ /h	* (可変)	
13	1 余熱除去熱交 CC流量	FICA CC-17					120m ³ /h	
14	2 余熱除去熱交 CC流量	FICA CC-18					120m ³ /h	
15	1 余熱除去PP CC流量	FICA CC-19					1.2m ³ /h	
16	2 余熱除去PP CC流量	FICA CC-20					1.2m ³ /h	
17	サンブル熱交CC流量	FICA CC-21				7.2m ³ /h	(固定)	
18	格納容器水熱交冷却 CC流量	FICA CC-22				172m ³ /h	(固定)	
19	1補機冷却水熱交CC入口温度	TRA CC-31-1				39.3℃		
20	2補機冷却水熱交CC入口温度	TRA CC-31-2				39.3℃		
21	1補機冷却水熱交CC出口温度	TRA CC-32-1				35.0℃		
22	2補機冷却水熱交CC出口温度	TRA CC-32-2				35.0℃		
23	1 MCP CC出口温度	TRA CC-33	35℃					
24	2 MCP CC出口温度	TRA CC-34	35℃					
25	1 加圧器 SP・PP CC出口温度	TRA CC-35						
26	2 加圧器 SP・PP CC出口温度	TRA CC-36						
27	ブローオフタンクCC出口温度	TRA CC-37						

1.S/B機能確保
2.海水温度30℃の場合2台運転・従って予備1台追加

補機冷却水量が通常/余熱除去時で異なる為、遠隔操作
1.起動インターロック (必要流量12m³/h)
2.低流量トリップ

1.低流量トリップ
2.低流量トリップ

1.管側 (一次水) 温度制御

(2/2)

Table 9.3.5 補機冷却(C.C.)系統、及び、冷却海水(S.W.)系統

	Tag. No	設定値			制御	測定範囲	定常値	備考
		H	L					
28	1 余熱除去熱交 CC出口温度 TRA CC-38							
29	2 余熱除去熱交 CC出口温度 TRA CC-39							
30	2 余熱除去PP CC出口温度 TRA CC-40							
31	2 余熱除去PP CC出口温度 TRA CC-41							
32	サンプル熱交CC出口温度 TRA CC-42							
33	非再生冷却器CC出口流量 FICA CC-44					100m ³ /h		
34	非再生冷却器CC出口温度 TRA CC-45							
35	補機冷却水放射能濃度 RRICA CC-46							
36	1 冷却材補給水熱交CC出口温度 TAR SW-45-1							
37	2 冷却材補給水熱交CC出口温度 TAR SW-45-2							
38	1 冷却海水流量 FIA SW-4-1						400m ³ /h	
39	2 冷却海水流量 FIA SW-4-2							
40	1 冷却海水ポンプ吐出圧力 PIA SW-5-1							35m
41	2 冷却海水ポンプ吐出圧力 PIA SW-5-2							
42	3 冷却海水ポンプ吐出圧力 PIA SW-5-3							
43	1 補機冷却水熱交海水流量 FIA SW-25-1							
44	2 補機冷却水熱交海水流量 FIA SW-25-2						400m ³ /h	

1.放射能濃度高警報

1.S/B機能確保
2.海水温度30℃の場合2台運転・従って予備機1台追加

CCHXの流量計算が400m³/hで実施されている。

Table 9.3.6 余熱除去(RH)系統

	Tag. No	設 定 値		制 御	測 定 範 囲	定 常 値	備 考
		H	L				
1	No.1余熱除去ポンプ吐出圧力 PIA RH-1			(MC系冷却速度制御) 1.運転開始 3Mpa-178℃ 2.冷却速度 (制限値) =28℃/h (20hr後 60℃)			
2	No.2余熱除去ポンプ吐出圧力 PIA RH-2						
3	No.1余熱除去熱交入口温度 TI RH-3						
4	No.1余熱除去熱交出口温度 TIA RH-5						
5	No.2余熱除去熱交入口温度 TI RH-4						
6	No.2余熱除去熱交出口温度 TIA RH-6						
7	No.1余熱除去系流量 FICA RH-7				1.余熱除去系戻り流量制御		40m ³ /h
8	No.2余熱除去系流量 FICA RH-8						
9				インターロック (DR系隔離) 30K			
10							
11							
12							
13							
14							

Table 9.3.7 格納容器水浄化冷却(CV)系統

	Tag. No	設定値		制 御	測定範囲	定常値	備 考	
		H	L					
1	格納容器水位 (2ch) LICA CV-1			1.水位高イシ-ロック				
2	格納容器温度 CH-1 TRCA CV-2-1	65℃	58℃	1.原子炉スクラム(2/4) 2.温度高警報	0-100	55℃	平均60℃以下	
3	CH-2 TRCA CV-2-2	65℃	58℃				55℃	
4	CH-3 TICA CV-2-3	65℃	58℃				55℃	
5	CH-4 TICA CV-2-4	65℃	58℃				55℃	
6	格納容器圧力 (4ch) PICA CV-3	2MPa			1.圧力高イシ-ロック 2.非常用炉心冷却設備作動信号(2/4)		大気圧	
7	格納容器水冷却器出口温度 TICA CV-4				0-100		55/41℃	
8	NO.1 格納容器水冷却PP吐出圧力 PIA CV-5-1					0.5MPa	72m ³ /h	
9	NO.2 格納容器水冷却PP吐出圧力 PIA CV-5-2						5m ³	
10	格納容器水流量計 FRA CV-6				0-100	60m ³ /h		
11	CV水イオン交換塔入口流量計 FRA CV-7						6m ³ /h	
12	CV水イオン交換塔監視モニター CRA CV-8						6m ³ /h	
13	CV水イオン交換塔差圧計 PdIA CV-9						50m ³	
14	CV水フィルター監視モニター CRA CV-10							
15	CV水フィルター差圧計 PdIA CV-11						350m ³ 大気圧	
16	CV水貯留タンク LICA CV-12							

Table 9.3.8 非常用崩壊熱除去(E.D)系統

	Tag. No	設定値		制御	測定範囲	定常値	備考	
		H	L					
1	No.1 ED熱入口温度 TIA ED-1			1.水素貯留タンク容量・0.2m ³				
2	No.1 ED熱出口温度 TAE ED-2							
3	No.2 ED熱入口温度 TIA ED-3							
4	No.2 ED熱出口温度 TAE ED-4							
5	No.3 ED熱入口温度 TIA ED-5							
6	No.3 ED熱出口温度 TAE ED-6							

9.4 原子炉制御設備

9.4.1 概要

原子炉制御設備は、通常運転時に起こり得る設計負荷変化及び外乱に対して原子炉の出力を制御し、また、異常の拡大を未然に防ぎかつ原子炉スクラムに至る前に自動処置をとるためのインターロック作動を行う。

原子炉設備はもちろんタービン推進機設備も含めて、原子炉制御室からの集中制御方式とし、タービンの負荷変化に応じて原子炉の出力を制御する方式を採用する。通常運転中のプラント出力制御は、タービン蒸気流量の調整及び原子炉の反応度調整によって行う。

原子炉の反応度制御は、制御棒クラスタの位置調整で行い、炉出力、温度等プラントの運転条件の変化による短期の反応度変化の補償と、高温停止時の過剰反応度の吸収と、さらには、燃料の燃焼、核分裂生成物の毒作用等の長期にわたる反応度変化の補償と低温停止時の過剰反応度吸収に使用する。

原子炉制御設備には下記のものがあり、その概略を Fig.9.4.1 に示す。

- (1) 制御棒制御系
- (2) 加圧器圧力制御系
- (3) 給水制御系
- (4) 蒸気ダンプ制御系
- (5) 加圧器水位制御系

なお、その他主要なインターロックとして制御棒クラスタ引抜阻止がある。

9.4.2 設計方針

- (1) 通常運転時の原子炉出力を、タービン負荷に追従させるように設計する。
- (2) 設計負荷変化に対して、主要な諸変数が許容される範囲内に納まり、十分な減衰性をもつ安定な応答をするように設計する。
- (3) 運転員がプラント運転状態を監視でき、必要な場合にはプラントの手動制御ができるように設計する。

9.4.3 主要設備

(1) 制御棒制御系

制御棒制御系は、次の2つのチャンネルにより構成する。

- (a) 温度チャンネル
- (b) 出力不一致チャンネル

Fig.9.4.2 に、制御棒制御系の機能ブロック線図を示す。

制御棒制御系の全偏差信号 T_c は、次式で表わされる。

$$\begin{aligned}
 T_{\epsilon} &= \Delta T_1 + \Delta T_2 \\
 &= \left\{ \left[\frac{1}{1+\tau_1 S} \left(1 + K_1 \frac{\tau_2 S}{1+\tau_2 S} \right) T_{\text{ave}} \right] - T_{\text{ref}} \right\} K_5 \frac{1}{1+\tau_5 S} \\
 &\quad + \left[K_2 \frac{1}{1+\tau_3 S} (n - W_s) + K_3 K_4 \frac{\tau_4 S}{1+\tau_4 S} (n - W_s) \right] \cdot K_6 \frac{1}{1+\tau_6 S}
 \end{aligned}$$

ただし、

- S : ラプラス変換のパラメータ
- ΔT_1 : 温度チャンネル偏差信号
- ΔT_2 : 出力不一致チャンネル偏差信号
- T_{ave} : 炉心平均温度信号
- T_{ref} : 炉心平均温度基準値
- n : 中性子束信号
- W_s : 蒸気流量信号
- K_1 : ゲイン (一定値)
- K_2 : ゲイン (一定値)
- K_3 : 線型ゲイン
- K_4 : 可変ゲイン (蒸気流量の関数)
- K_5 : 可変ゲイン (推進用発電機タービン弁開度の関数)
- K_6 : 可変ゲイン (推進用発電機タービン弁開度の関数)
- τ_j : 時定数

炉心平均温度の検出器として、蒸気発生器下部に炉心入口温度検出器を4チャンネル設け、1次冷却材ポンプ出口に炉心出口温度検出器を4チャンネル設ける。

これらの検出器からの信号は、それぞれ平均して炉心入口温度平均値および炉心出口温度平均値となり、さらに、この2つの値を平均することにより、炉心平均温度信号が得られる。炉心平均温度信号は、フィルターを通して雑音を濾波し、さらに制御特性を改善するため、位相補償回路を通す。この信号を炉心平均温度基準値と比較し、その差をとることにより、温度チャンネルの偏差信号として用いる。

出力不一致チャンネルの信号としては、中性子束および蒸気流量を用いる。

中性子束信号は、4チャンネルの出力領域中性子束信号を競売回路に入力し、その最大値を用いる。また、蒸気流量信号は、推進用発電機タービンに入る蒸気流量の値を用いる。上記中性子束信号と蒸気流量信号は、加算器に入力して偏差信号を求めた後、二つの回路に導く。

Fig.9.4.3に線型ゲイン、可変ゲインの特性を示す。全偏差信号は、制御棒駆動回路に送られ、 T_{ϵ} の大きさに応じて制御棒が駆動される。

制御棒駆動プログラムは、下記の5つの領域に分ける。

- ① 不感帯
- ② ロックアップ
- ③ 最小スピード区間
- ④ 比例区間
- ⑤ 最大スピード区間

Fig.9.4.4に、制御棒駆動プログラムを示す。

(2) 加圧器制御系

(a) 加圧器圧力制御系

過渡変化時の1次冷却系の圧力は、加圧器圧力制御装置によって制御する。

加圧器圧力制御系は、1次冷却系の圧力が一定になるように制御する。Fig.9.4.5に加圧器圧力制御系説明図を、また、Fig.9.4.6に加圧器圧力制御系機能ブロック線図を示す。加圧器には、スプレイ、逃がし弁、安全弁および電気ヒータを設ける。

本炉プラントは1次冷却材ポンプのヘッドが小さいので、専用スプレイポンプを設ける。スプレイ水は1次冷却材ポンプ吐出側から導く。

スプレイ制御器は、加圧圧力が設定値を超えて高くなった場合に、加圧器上部から1次冷却材をスプレイして、蒸気の凝縮を行う。スプレイ流量は、加圧器基準圧力と実際の加圧器圧力偏差信号(P_{1e})をPID補償回路に通して得た信号により制御する。

スプレイの能力範囲を超えるような大きな圧力上昇があった場合には、逃がし弁の作動によって圧力上昇を阻止する。この場合、放出される蒸気はブローオフタンクに導き、凝縮させる。逃し弁の作動はON-OFFとし、制御信号は上記 P_{1e} 信号を直接用いる。また、1次系の圧力変動により逃し弁が頻繁に開閉作動を繰り返すのを防ぐため、ON-OFF部ヒステリシス構造とする。

加圧器電気ヒータとしては、比例ヒータおよびバックアップヒータを用いる。

定常運転状態では、加圧器の熱損失を補償するために、比例ヒータが部分出力で入っている。負荷変動により1次系圧力が上下すると、それに応じて比例ヒータの出力を変化することにより、圧力変動を抑える。比例ヒータの能力を超えて1次系圧力が低下した場合は、バックアップヒータが作動し、圧力低下を抑制する。比例ヒータの出力は、スプレイ流量と同様、 P_{1e} 信号をPID補償回路に通して得た信号により制御する。バックアップヒータの作動はON-OFFとし、制御信号は P_{1e} 信号を直接用いる。また、ON-OFF部をヒステリシス構造とする。

なお、逃がし弁の作動時、加圧器圧力が低下しても同弁が開となっている場合には元弁を自動的に閉とする。

(b) 加圧器水位制御系

加圧器水位の制御は、同水位が炉出力にかかわらず一定値となるよう、充填流量を調整する。抽出流量については、抽出オリフィスによる固定方式とする。

(3) 蒸気ダンプ制御系

蒸気ダンプ制御系は、蒸気発生器で発生する蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器へダンプする装置である。

蒸気ダンプ制御系の機能は、二つある。第一の機能は、蒸気負荷を一定にするために、推進用発電機タービン弁開度に応じて蒸気ダンプ弁開度を変える。第二の機能は、運転中の蒸気圧力が過大になるのを防ぐための回路で、蒸気圧力が設定値以上になると蒸気ダンプ弁を全開とする。

砕氷船の運転モードによって、蒸気ダンプ制御の使用が異なる。運転モードの内氷海（砕氷）モードにおいては第一の機能を用いる。この場合、原子炉負荷を100%（一定）とするため、主機発電機タービンの負荷が変動するのに応じてダンプ流量を制御する。すなわち、主機発電機タービンの負荷が50%となった場合にはダンプ流量を増し、合計の蒸気流量を100%とする。

また、氷海モード以外の場合には、第二の機能のみを用いる。この場合、ダンプ弁作動により負荷変動量が過大になるのを防ぐため、ダンプ流量は50%（定格）とする。そのため、50%容量の弁を2個設け、第二の機能として、弁1個のみ作動させる。

蒸気ダンプ量は、主蒸気ダンプ弁の開度を変えることにより行う。主蒸気ダンプ弁は、自動制御のほか、手動操作も可能とする。

(4) 給水制御系

蒸気発生器の給水制御は、主機タービンに入る蒸気の圧力を一定に保つように、給水制御弁の開度を調整することにより行う。Fig.9.4.7に給水制御系の機能ブロック線図を示す。

給水制御系は、蒸気圧力のほか給水流量、蒸気流量、推進用発電機タービン弁開度の4要素を信号として用いるが、定格の50%以下では蒸気圧力のみを用いて制御する。給水制御系の信号をラプラス変換した関数を用いて表わすと、次のようになる。

$$V = K_1 \left(1 + \frac{1}{\tau_1 S} \right) (P_{2ref} - P_2) + K_2 (W_s - W_f) \frac{1}{1 + \tau_3 S} + K_3 \frac{\tau_2 S}{1 + \tau_2 S} \theta \frac{1}{1 + \tau_3 S}$$

ただし、

- S : ラプラス変換のパラメータ
- V : 給水制御弁開度変化率信号
- P_{2ref} : 蒸気圧力基準値
- P_2 : 蒸気圧力
- W_s : 蒸気流量
- W_f : 給水流量
- θ : 推進用発電機タービン弁開度
- K_1 : ゲイン（一定値）
- K_2 : 可変ゲイン（推進用発電機タービン弁開度の関数）
- K_3 : 可変ゲイン（推進用発電機タービン弁開度の関数）
- τ_j : 時定数

ここで、推進用発電機タービン弁開度としては、弁開度を出力換算した規格値を用いる。この信号を用いることにより、推進用発電機タービン出力要求値を給水先行信号として作用させることができ、速応性の向上に効果がある。

可変ゲイン K_2 および K_3 は、推進用発電機タービン弁開度が50%以下の時に、蒸気圧力チャンネル（上式右辺第一項）のみによって給水制御するために設けられている。

なお、蒸気過熱度が異常に低下した場合には、タービン保護のため、給水制御弁を一定以上に開かないように制御する。

(5) 制御棒クラスタ引抜阻止

異常の拡大を未然に防ぎ、かつ原子炉スクラムに至る前に、制御棒クラスタの自動及び手動引抜阻止インターロックを設ける。信号としては、起動率高の条件で作動させる。

9.4.4 評 価

原子炉は、負の反応度フィードバックによる自己制御性と、原子炉制御系の機能による十分な負荷追従性を有し、負荷に応じた安定な運転ができる。

原子炉制御設備は、自動制御の範囲内ではタービンバイパス制御系の作動により急激な負荷減少でも対処できる。プラントの運転状態を示す主要な諸変数は、原子炉制御盤上の指示計又は記録計に指示記録すると同時に、設定値に達した場合には、運転員に注意を喚起するよう警報装置及びインターロックを設ける。

各制御装置は、必要な場合には運転員の監視のもとに十分安全に手動制御が可能である。

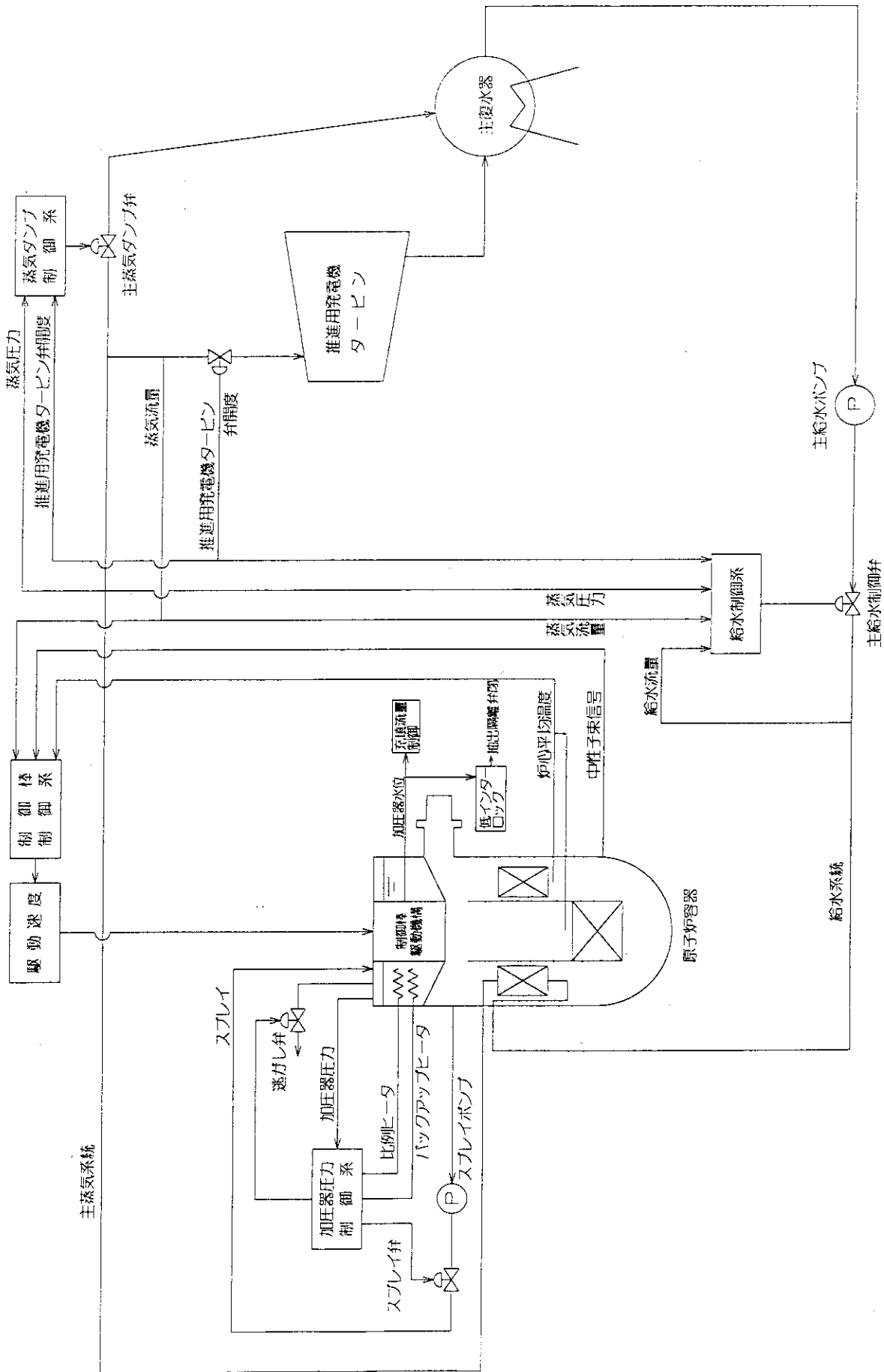


Fig.9.4.1 原子炉制御設備概要

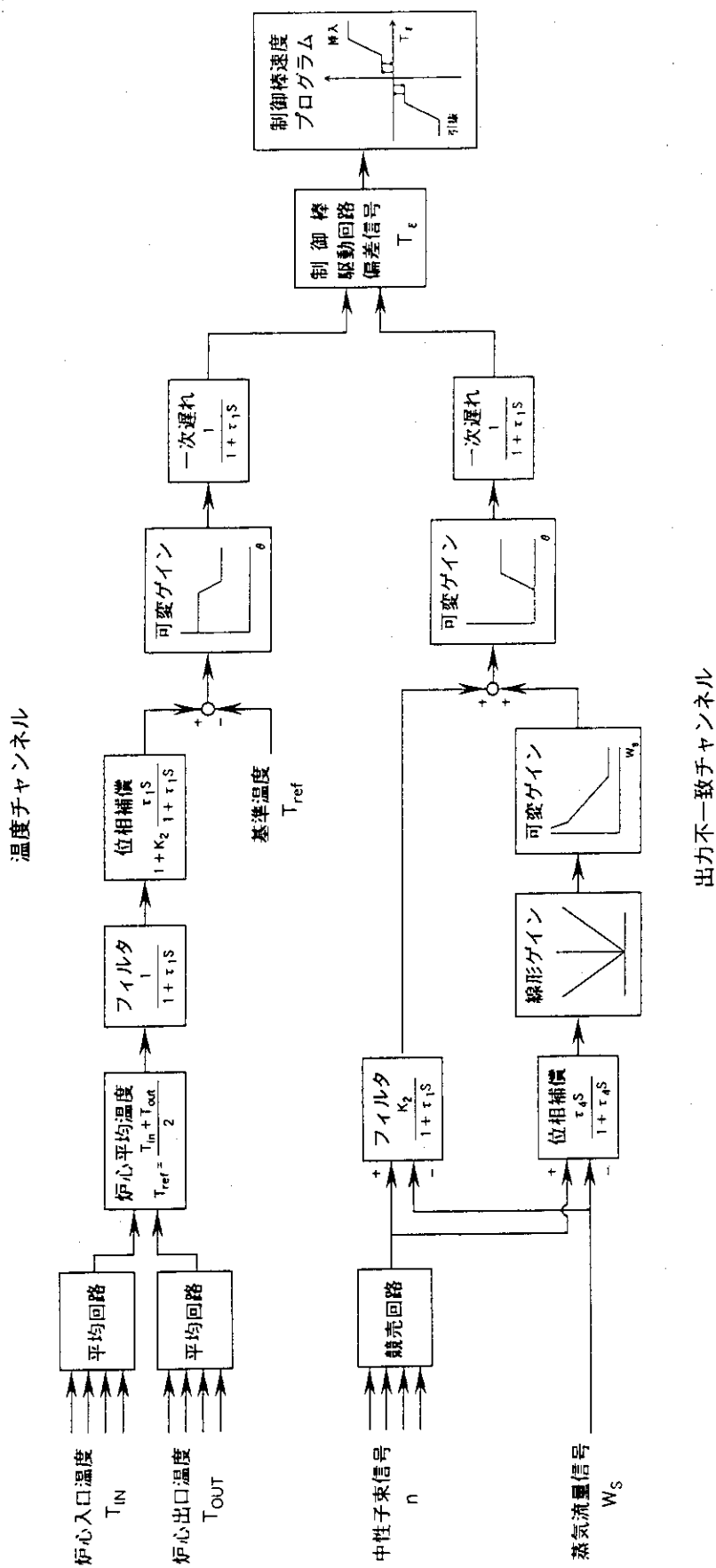


Fig.9.4.2 制御棒制御系機能ブロック線図

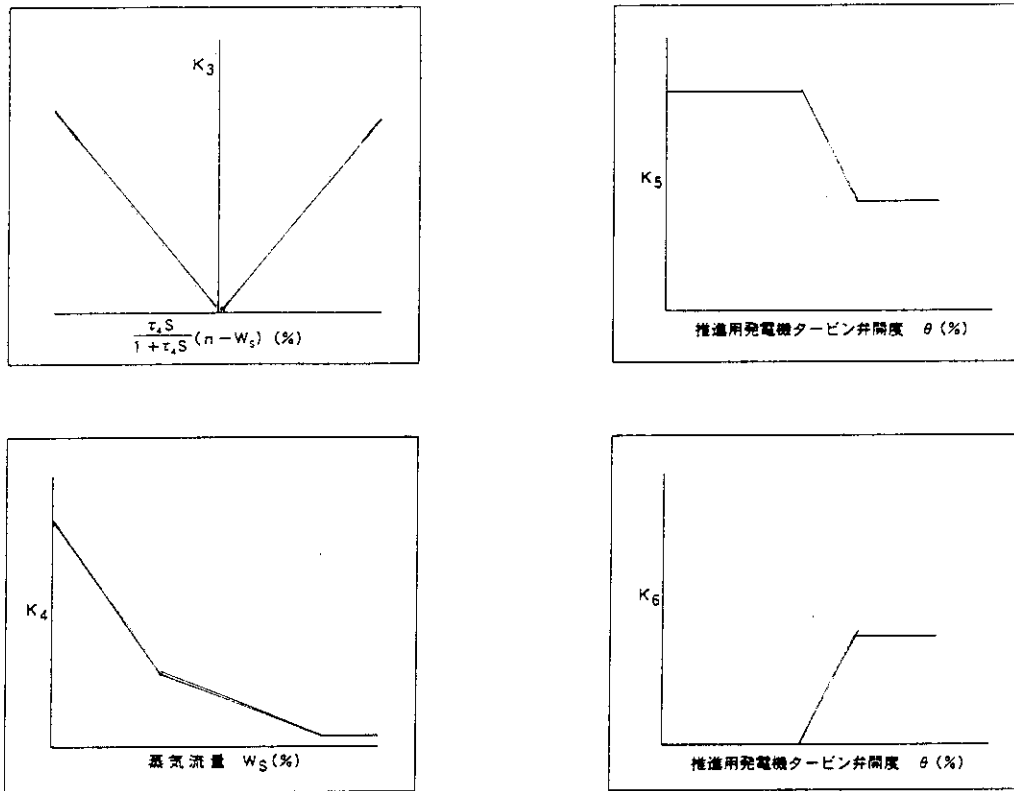


Fig.9.4.3 制御棒制御系のゲイン

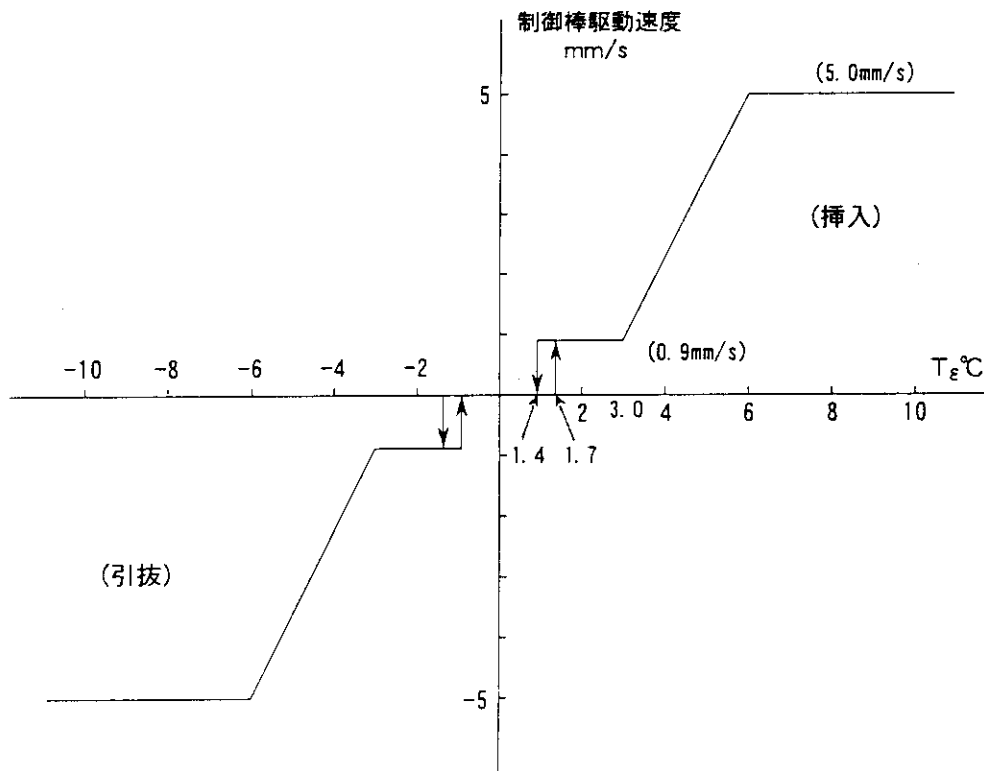


Fig.9.4.4 制御棒駆動プログラム

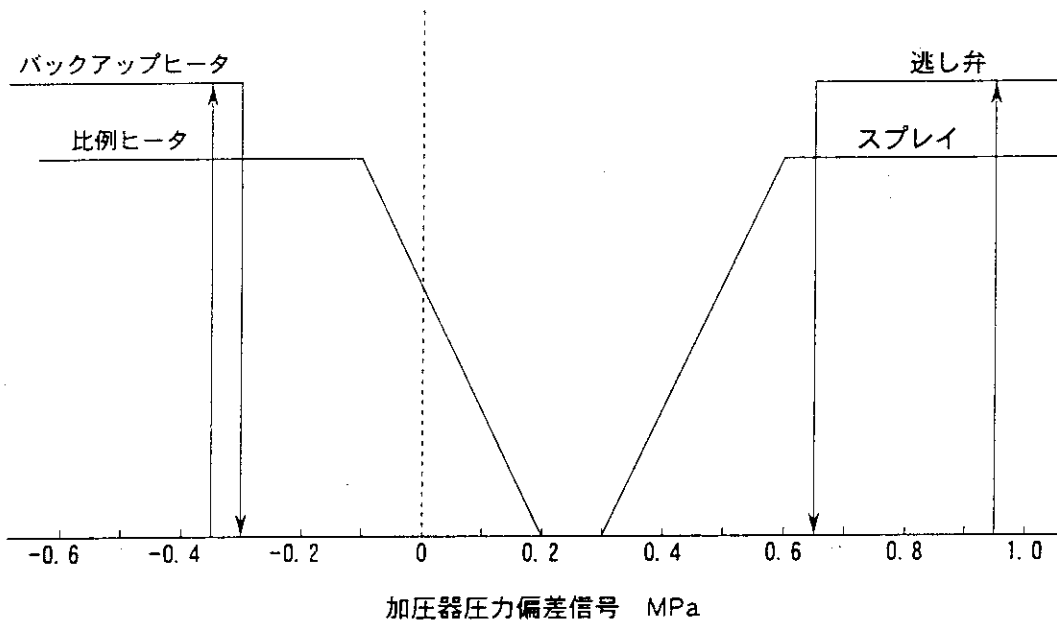


Fig.9.4.5 加圧器圧力制御系説明図

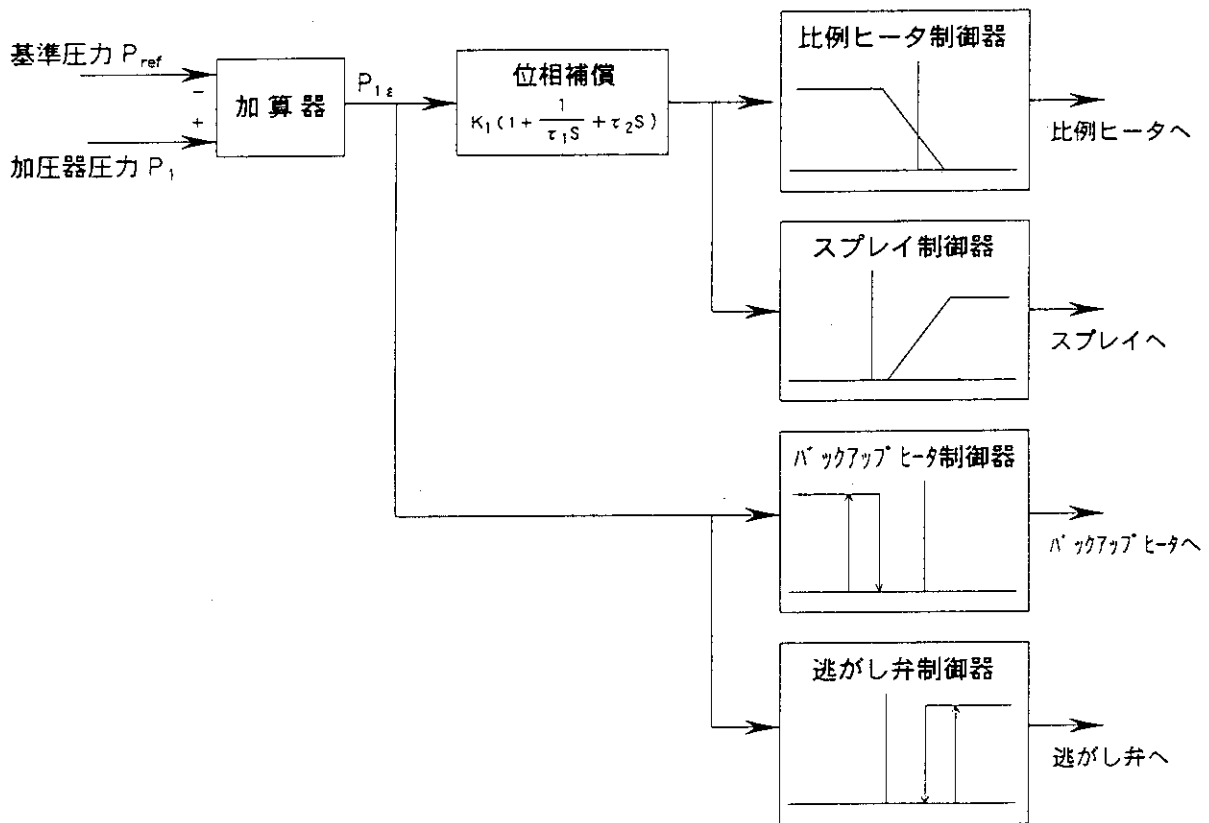


Fig.9.4.6 加圧器圧力制御系機能ブロック線図

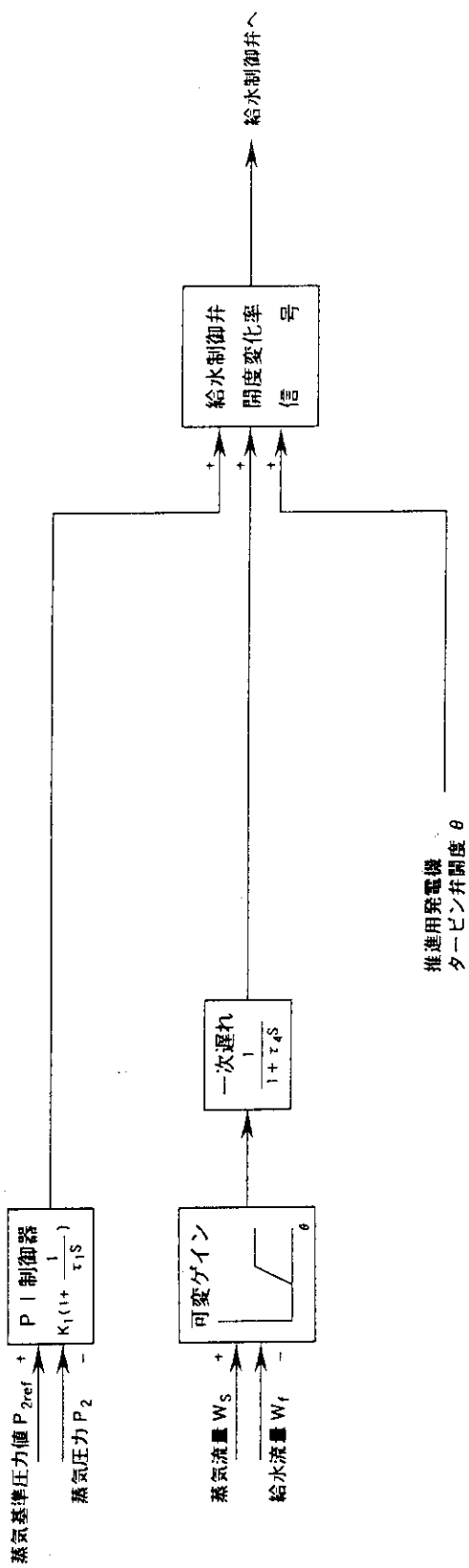


Fig.9.4.7 給水制御系機能ブロック線図

9.5 原子炉保護設備

9.5.1 概要

原子炉保護設備は、原子炉計装あるいは、安全保護系のプロセス計装等からの信号により、運転中の異常な過渡変化時あるいは、事故時に際し工学的安全施設の作動とあいまって燃料の許容設計限界、原子炉冷却材圧力バウンダリ、格納容器バウンダリ等を保護するため原子炉停止系を作動させ、原子炉を自動停止させる。

原子炉保護設備は、原子炉プラントの種々のパラメータを監視する原子炉計装あるいは、安全保護系のプロセス計装からの信号を受信し、原子炉スクラム信号などを発生する2重トレンの論理回路と原子炉スクラム信号により自動的に開く原子炉スクラムしゃ断器とで構成する。

9.5.2 設計方針

- (1) 原子炉保護設備は、単一故障あるいは使用状態からの単一の取外しを行っても、安全保護機能を喪失しないような多重性を有する設計とする。
- (2) 原子炉保護設備は、チャンネル相互を分離し、チャンネル間の独立性を図る設計とする。
- (3) 原子炉保護設備は、駆動源の喪失又は系のしゃ断に対して、フェイル・アズ・イズの機能が働く設計とする。
- (4) 原子炉保護設備は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能が喪失していないことを確認できる設計とする。
- (5) 原子炉保護設備は、自動的に作動し、また必要な場合には手動でも作動できる設計とする。
- (6) 原子炉保護設備は、作動状態が確認できる設計とする。

9.5.3 主要設備

(1) 原子炉スクラムしゃ断器

スクラムしゃ断器は、直列に2台設け、制御棒駆動機構受電盤の直流電源を制御棒駆動機構に接続する。X及びYロジックトレンは、それぞれのスクラムしゃ断器を開くことが出来る。

原子炉をスクラムさせるには、2台中1台のスクラムしゃ断器を開けばよく、何れかのスクラムしゃ断器が開くと制御棒駆動機構への電源はしゃ断され、制御棒はスプリングの力で炉心に挿入される。

核計装あるいは安全保護系のプロセス計装によって監視している変数が設定値に達し所要の双安定回路が無励磁になると、スクラムしゃ断器への不足電圧コイルへの直流回路を開く。不足電圧コイルの直流電源が喪失すると、トリッププランジャを解放し、スクラムしゃ断器を開く。

また、原子炉運転中にスクラム機能を阻害することなく、スクラム機能試験が出来るようにスクラムバイパスしゃ断器を設ける。

スクラムしゃ断器及びスクラムバイパスしゃ断器は配電盤室に設置し、必要な場合には現場手動しゃ断が可能である。

(2) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラム信号としては、下記のものがあり、これらをまとめてTable 9.5.1及びFig.9.5.1に示す。なお、原子炉の保護機能を損うことなく出力条件によって原子炉スクラム信号のブロック等を行い運転の継続が可能ないように、パーミッシブ回路を設ける。Table 9.5.2にパーミッシブ信号一覧表を示す。

以下、それぞれのスクラム信号について説明する。

(a) 線源領域中性子束高

原子炉停止時および起動時の保護を目的として、線源領域中性子束高信号により原子炉をスクラムさせる。このスクラムは、中間領域中性子束のパーミッシブ信号 (P-1) で、手動によりブロックされる(Fig.9.5.2参照)。

(b) 中間領域中性子束高

原子炉停止時および起動時の保護を目的として、中間領域中性子束高信号により原子炉をスクラムさせる。

このスクラムは、出力領域中性子束のパーミッシブ信号 (P - 2) で、ブロックされる(Fig.9.5.2参照)。

(c) 出力領域中性子束高 (低設定)

原子炉起動時の異常出力上昇に対する保護を目的として、出力領域中性子束高 (低設定) 信号により原子炉をスクラムさせる。このスクラムは、出力領域中性子束のパーミッシブ信号 (P-2) で手動によりブロックされる(Fig.9.5.2参照)。

(d) 出力領域中性子束高 (高設定)

出力運転時の異常な出力上昇に対する保護を目的として、出力領域中性子束高 (高設定) 信号により原子炉をスクラムさせる。

(e) 過大温度 ΔT 高

炉心出口での体沸騰を防止するとともに、DNBに対する保護を目的として、過大温度 ΔT 高より原子炉をスクラムさせる。Fig.9.5.3に過大温度 ΔT 高による保護限界を示す。この保護限界は、体沸騰限界とDNB限界で構成されているが、これを炉心平均温度の炉心出入口温度差に換算することにより得たものである。

過大温度 ΔT 高の設定点は以下の通りで、" 2 out of 4 "信号で原子炉をスクラムさせる。

(DNB限界)

$$\Delta T = K_1 \left[K_2 - K_3 \frac{1 + \tau_1 S}{1 + \tau_2 S} (T_{ave} - T_{ref}) \right]$$

(体沸騰限界)

$$\Delta T = K_4 \left[K_5 - K_6 \frac{1 + \tau_1 S}{1 + \tau_2 S} (T_{\text{ave}} - T_{\text{ref}}) + K_7 (P - P_{\text{ref}}) \right]$$

ただし、

S : ラプラス変換のパラメータ

T_{avg} : 炉心平均温度T_{ref} : 炉心平均温度基準値

P : 1次系圧力

P_{ref} : 1次系圧力基準値K_i : ゲインτ_j : 時定数

(f) 過大出力ΔT高

炉心の過出力を防止し、燃料を保護するために、過大出力ΔT高により原子炉をスクラムさせる。過大出力ΔT高の設定点は以下の通りで、"2 out of 4" 信号で原子炉をスクラムさせる。

$$\Delta T = K_8 - \left(K_9 \frac{\tau_5 S}{1 + \tau_5 S} T_{\text{ave}} \right) - K_{10} (T_{\text{ave}} - T_{\text{ref}})$$

ただし、

S : ラプラス変換のパラメータ

T_{avg} : 炉心平均温度T_{ref} : 炉心平均温度基準値K_i : ゲインτ_j : 時定数

(g) 原子炉圧力高

1次冷却系過圧防止のため、加圧器圧力高の"2 out of 4" 信号により、原子炉をスクラムさせる。

(h) 原子炉圧力低 (負荷運転)

原子炉圧力が異常低下した場合、炉心を保護するために加圧器圧力低信号の"2 out of 4" 信号により原子炉をスクラムさせる。負荷運転時に有効とする。

(i) 原子炉圧力低 (起動運転)

原子炉圧力が異常低下した場合、炉心を保護するために加圧器圧力低信号の"2 out of 4" 信号により原子炉をスクラムさせる。起動運転時に有効とする。

(j) 格納容器温度高

非常用崩壊熱除去系の誤作動などにより、格納容器水の温度が上昇した場合に、格納容器温度高の"2 out of 4" 信号により原子炉をスクラムさせる。

(k) 1次冷却水流量低

1次冷却水流量低下によるDNBから炉心を保護する目的で、2台の1次冷却水ポンプの流量低及び回転数低の"2 out of 4"信号により、原子炉をスクラムさせる。

(l) 1次冷却水ポンプ電源電圧低

1次冷却水ポンプ電源電圧が低下した場合の1次冷却水流量低下に対して、炉心を保護する目的で、2台の1次冷却水ポンプの電源電圧低の同時信号により、原子炉をスクラムさせる。

(m) 船体傾斜過大

船体傾斜により、安全保護システムを含む原子炉機器の機能喪失から保護するために、船体傾斜過大の"2 out of 4"信号により原子炉をスクラムさせる。

(n) 非常用炉心冷却設備作動

非常用炉心冷却設備作動信号により原子炉をスクラムさせる。

(o) 非常用崩壊熱除去設備作動

非常用崩壊熱除去設備作動信号により原子炉をスクラムさせる。

(p) 格納容器隔離信号

格納容器隔離信号により原子炉をスクラムさせる。

(q) 手 動

運転員は、中央制御盤上の原子炉スクラムスイッチ2つのうち、いずれか一つを手動で操作することにより、原子炉をスクラムさせることができる。

(3) 原子炉スクラム時のインターロック

原子炉がスクラムした場合は、タービンをトリップさせる。

(4) 監視装置

原子炉保護設備の作動状況の確認をするため、次のような監視装置を設ける。なお、原子炉スクラムの確認は炉外核計装等で行う。

(a) 警 報

原子炉保護設備で使用する原子炉計装あるいは安全保護系のプロセス計装からの信号が警報設定値に達し、論理回路が動作した場合にはプラントが正常な運転状態から逸脱していることを示すため、中央制御室に警報する。

また、多重チャンネル構成を有する原子炉スクラム信号は、1チャンネルでも動作すれば「パーシャルスクラム警報」を出す。

(b) 表示灯

多重チャンネル構成を有する原子炉スクラム信号は、1チャンネルでも動作すれば中央制御盤上に設けられた表示灯にスクラム状態を表示する。

9.5.4 評 価

(1) 単一故障

原子炉保護設備を構成する論理回路、スクラムしゃ断器には多重性をもたせて保護動作

を行う。すなわち、原則として"2 out of 4"で構成される論理回路は、連絡ケーブルをも含めて2重トレイン構成としている。これらのトレインは、電氣的、物理的に分離しているので、単一のトレインの故障で保護機能を失うことはない。

(2) 独立性

原子炉保護設備は、相互干渉が起らないように、物理的、電氣的独立性を持たせている。すなわち、論理回路、スクラムしゃ断器、連絡ケーブル等は供給電源（直流2母線、インバータからの交流4母線）を含めて独立な構成としている。

(3) フェイルセーフ

原子炉保護設備を構成するリレー、原子炉スクラムしゃ断器の不足電圧コイル等は常時励磁状態として、駆動電源の喪失、系のしゃ断などに対して原子炉保護動作をとる方向に作動するよう設計している。

(4) 運転中試験

原子炉保護設備は、プラント運転中にも論理回路及び原子炉スクラムしゃ断器に関し下記の試験ができる。すなわち、テストスイッチを操作して、各チャンネルの双安定回路のリレーをスクラム状態にする等の方法により、論理回路が正常に動作した事を確認できる。

原子炉スクラムしゃ断器の動作テストは、あらかじめ、並列のバイパスしゃ断器を投入して行う。

(5) 手動操作

必要な場合、手動でも原子炉保護動作を行えるように、中央制御盤上に原子炉スクラムスイッチを2個設け、いずれか1個のスイッチ操作により原子炉スクラム信号を発することができる。

(6) 作動状況の確認

原子炉保護設備の作動状況は、警報、表示灯、炉外核計装等により確認することができる。

Table 9.5.1 スクラム信号一覧表

スクラム信号	検 出 器	設定値	作動ロジック	インターロック
線源領域中性子束高	線源領域中性子束検出器	105 c/s	2/4	(P-1)でブロック
中間領域中性子束高	中間領域中性子束検出器	33%	2/4	(P-2)でブロック
出力領域中性子束高 (低 設 定)	出力領域中性子束検出器	33%	2/4	(P-2)でブロック
出力領域中性子束高 (高 設 定)	出力領域中性子束検出器	120%	2/4	
過大温度 ΔT 高	加圧器圧力検出器 1次冷却水炉心入口・出口 温度検出器	計算式	2/4	
過大出力 ΔT 高	出力領域中性子束検出器 または 1次冷却水炉心入口・出口 温度検出器	計算式	2/4	
原子炉圧力高	加圧器圧力検出器	13MPa	2/4	
原子炉圧力低 (負荷運転)	加圧器圧力検出器	10MPa	2/4	
原子炉圧力低 (起動運転)	加圧器圧力検出器	可変	2/4	
格納容器温度高	格納容器温度検出器	65℃	2/4	
1次冷却材ポンプ 母線電圧低	1次冷却水ポンプ電圧	80%	各ポンプ2/4 の一致信号	
1次冷却材流量低	1次冷却水流量検出器	90%	各ポンプ2/4 の一致信号	
船体傾斜過大	傾 斜 検 出 器	45°	2/4	
非常用炉心冷却設備作動	Table 9.6.1 参照			
非常用崩壊熱除去系 作 動	炉心出口温度検出器	330℃	2/4	
格納容器隔離信号作動	Table 9.6.1 参照			
手 動			1/2	

Table.9.5.2 パーミッシブ信号一覧表

パーミッシブ 信号番号	機 能	許可条件 (値は暫定値)
(P-1)	線源領域中性子束高原子炉スクラム 手動ブロック許可	中間領域中性子束高 (定格×10 ⁻⁵ %)
(P-2)	<ul style="list-style-type: none"> ・中間領域中性子束高原子炉スクラム ブロック許可 ・出力領域中性子高(低設定)原子炉 スクラムブロック許可 	出力領域中性子束高 (定格×2%)

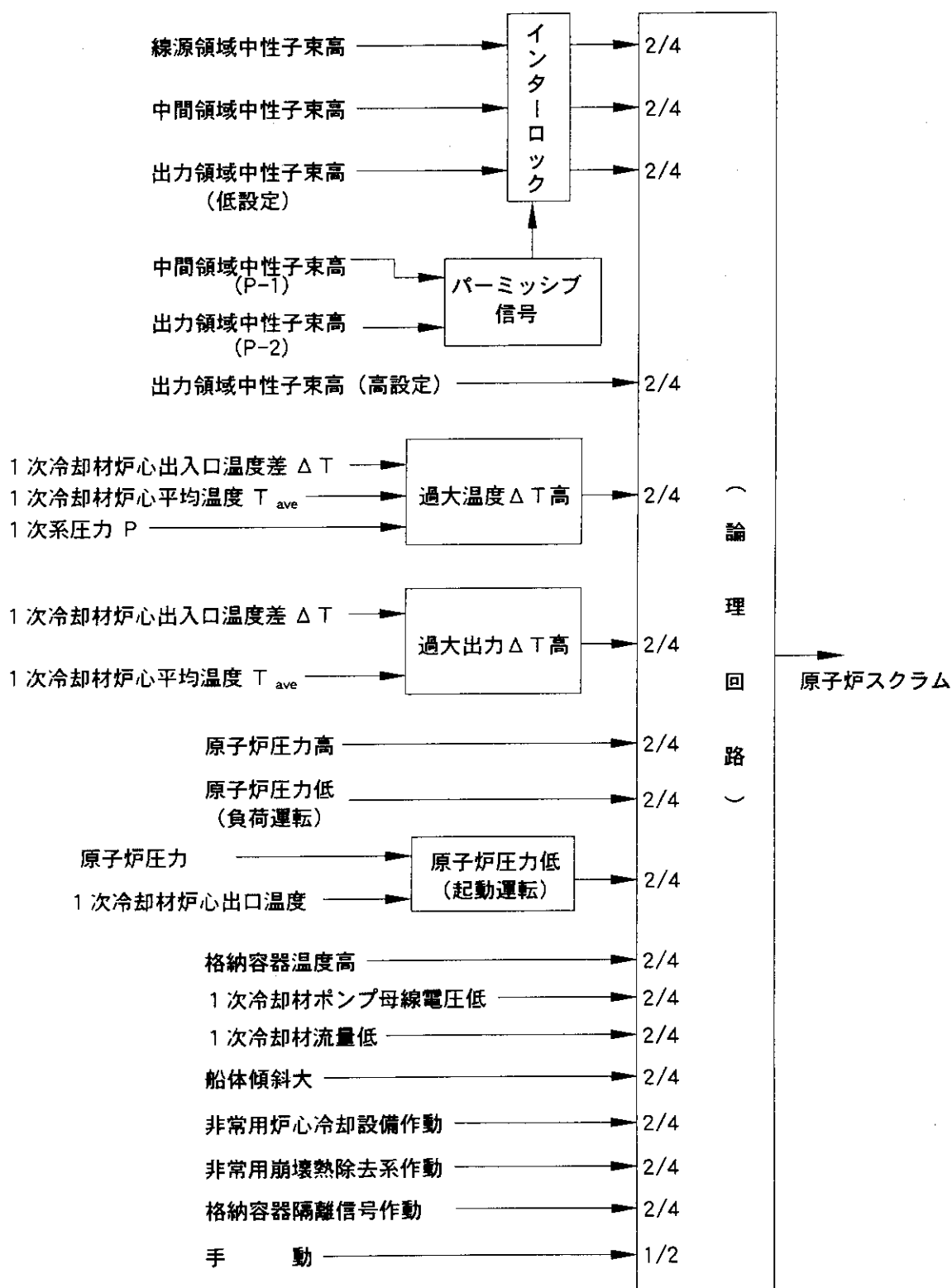


Fig.9.5.1 原子炉停止系構成図

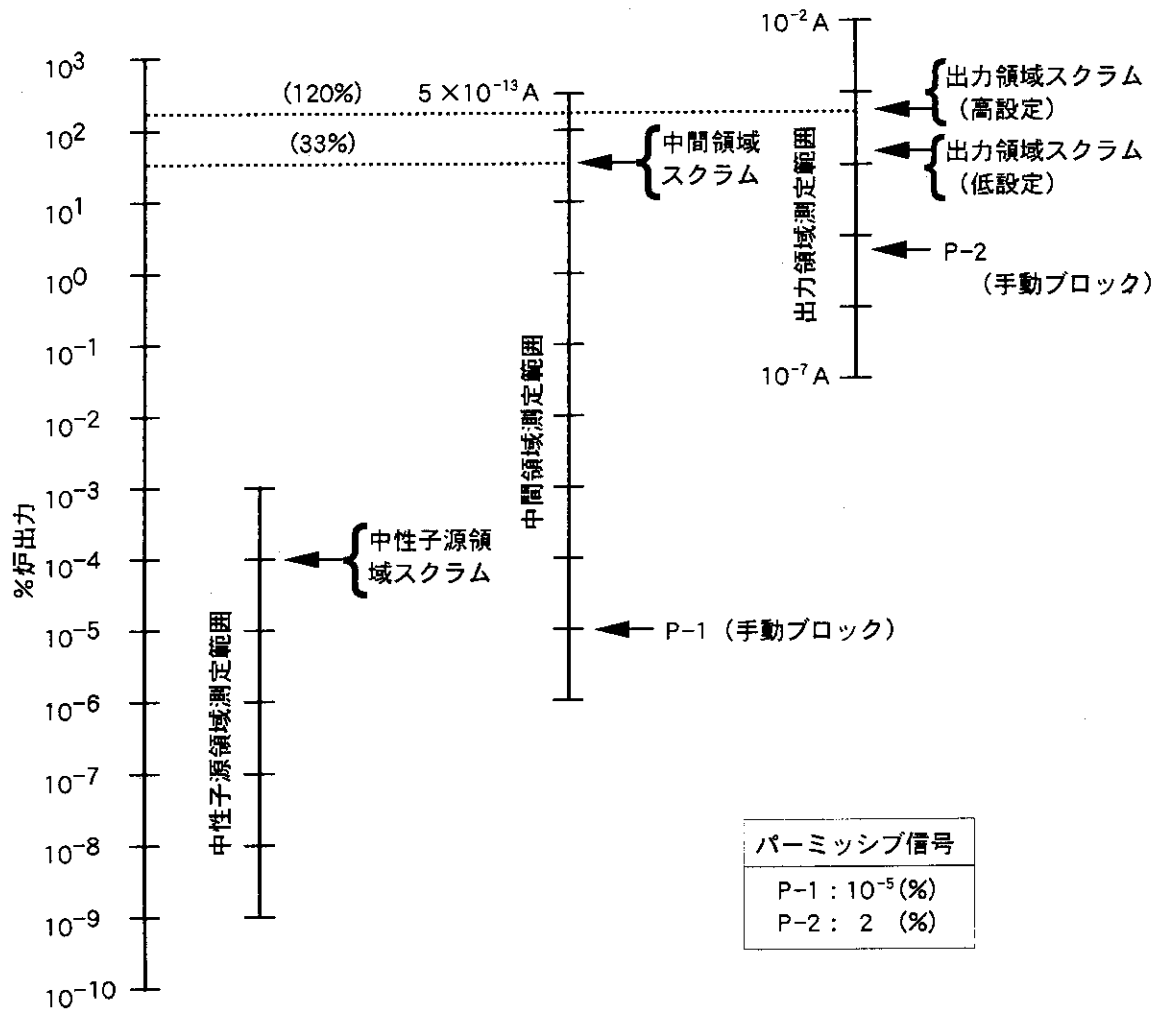


Fig.9.5.2 炉外核計装装置概略測定範囲
(原子炉スクラム信号とパーミッシブ信号)

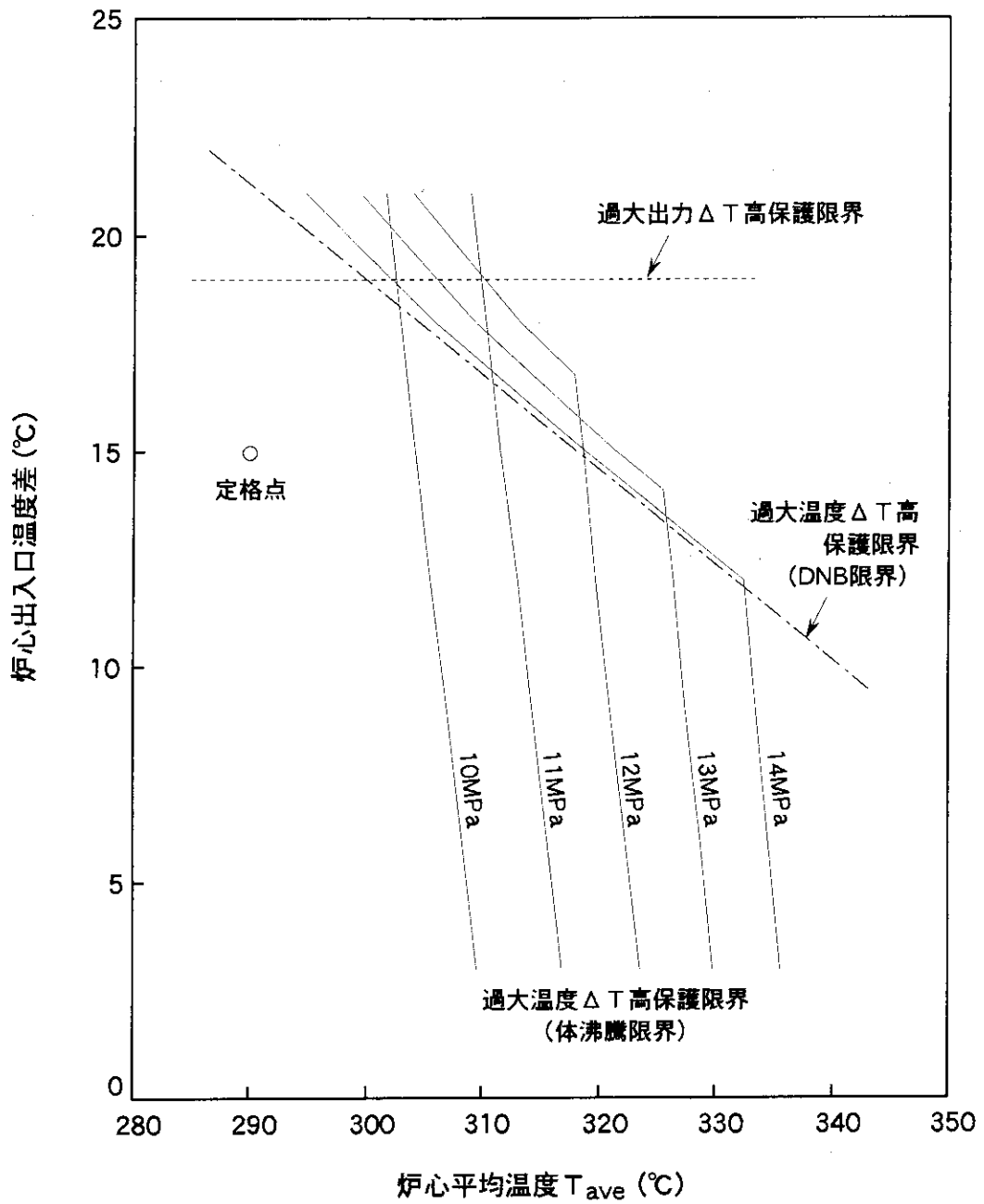


Fig.9.5.3 過大温度 ΔT 高及び過大出力 ΔT 高による保護限界

9.6 工学的安全施設作動設備

9.6.1 概要

工学的安全施設作動設備は、1次冷却材喪失事故あるいは蒸気発生器伝熱管破断事故等に際して、炉心の冷却を行い、格納容器バウンダリを保護し、周辺の一般公衆の安全を確保するために工学的安全施設を起動させるものである。

工学的安全施設作動設備は、安全保護系のプロセス計装から信号を受けて、工学的安全施設を作動させる信号系であり、信号検出器から論理回路の出力端子まで含む。なお、論理回路は2トレインで構成する。

9.6.2 設計方針

- (1) 工学的安全施設作動設備は、単一故障あるいは使用状態からの単一の取外しを行っても、安全保護機能を喪失しないような多重性を有する設計とする。
- (2) 工学的安全施設作動設備は、チャンネル相互を分離し、チャンネル間の独立性を図る設計とする。
- (3) 工学的安全施設作動設備は、駆動源の喪失又は系のしゃ断に対して、フェイルアズイズの機能が働く設計とする。
- (4) 工学的安全施設作動設備は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能が喪失していないことを確認できる設計とする。
- (5) 工学的安全施設作動設備は、自動的に作動する設計とする。また、必要な場合には手動でも作動でき、運転員の手動操作を期待するものは、容易に操作可能な設計とする。
なお、手動操作に必要な指示、及び操作が正しく行われたことを示す指示が明確に表示できるようにする。
- (6) 工学的安全施設作動設備は、作動状況が確認できる設計とする。

9.6.3 主要設備

(1) 作動信号

工学的安全施設作動信号としては、非常用炉心冷却設備作動信号、非常用崩壊熱除去系作動信号及び原子炉格納容器隔離信号がある。それぞれの作動信号及び機能を以下に述べる。また、これらをまとめてTable 9.6.1及びFig.9.6.1に示す。

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

計測信号：下記項目のいずれかの信号(①～③)が発生した場合には、非常用炉心冷却設備作動信号を発する。

① 原子炉圧力低

加圧器圧力低の"2 out of 4"信号。(1次冷却材喪失事故あるいは、蒸気発生器伝熱管破断事故の検出。)

② 原子炉格納容器圧力高

原子炉格納容器圧力高の " 2 out of 4 " 信号。(1次冷却材喪失事故、あるいは原子炉格納容器内での主蒸気管破断事故の検出。)(注)

③ 手 動

原子炉制御盤上の非常用炉心冷却設備作動スイッチ2個のうち1個の操作。

作動機能：非常用崩壊熱除去系弁の開

原子炉格納容器の隔離

ディーゼル発電機の起動

原子炉スクラム

(b) 非常用崩壊熱除去系作動信号

計測信号：下記項目のいずれかの信号(①～③)が発生した場合には、非常用崩壊熱除去系作動信号を発する。

① 非常用炉心冷却設備作動信号

② 1次系温度異常高

③ 原子炉格納容器隔離信号

作動機能：非常用崩壊熱除去系弁の開

(c) 原子炉格納容器隔離信号

計測信号：1次冷却材喪失事故及び原子炉格納容器内での主蒸気管破断事故後に放射性物質の放出を防止するため、次の信号により作動させる。

① 非常用炉心冷却設備作動信号

② 手 動

原子炉御盤上の原子炉格納容器隔離信号作動スイッチを2個のうち1個の操作。

作動機能：格納容器隔離弁の閉止

(2) 監視装置

工学的安全施設作動設備の作動状況を確認するため、プロセス計装の他に次のような監視装置を設ける。

(a) 警 報

工学的安全施設作動設備に必要な安全保護系のプロセス計装信号が警報設定値に達し、論理

(注)MRXは主蒸気管破断事故が生じた場合、1次冷却系に対する影響は小さいこと並びに原子炉のスクラムにより低温停止状態での再臨界は防止できるので、主蒸気圧力低下による非常用炉心冷却設備の作動は行わない。

回路が作動した場合は、プラントが正常な運転状態から逸脱していることを示すため、原子炉制御室に警報する。また、多重チャンネル構成を有する工学的安全施設作動信号は、1チャンネルでも動作すれば「パーシャルスクラム警報」を出す。

(b) 表示灯

多重チャンネル構成を有する工学的安全施設作動信号は、1チャンネルでも動作すれば原子炉制御盤上に設けられた表示灯にスクラム状態を表示する。

9.6.4 評価

(1) 単一故障

工学的安全施設作動回路を構成する論理回路は、多重性を有する。すなわち、“2outof4”の論理回路は、連絡ケーブルをも含めて2重トレイン構成としている。これらのトレインは、電氣的、物理的に分離しているため、単一のトレインの故障で機能を失うことはない。

(2) 独立性

工学的安全施設作動回路は、相互干渉が起らないように、物理的、電氣的独立性を持たせている。すなわち、論理回路、連絡ケーブル等は供給電源を含めて独立な構成とする。

(3) 運転中試験

工学的安全施設作動回路は、運転中にも論理回路の試験ができる。すなわち、テストスイッチを操作することにより論理回路が正常に動作したことを確認できる。

(4) 手動操作

必要な場合、手動でも工学的安全施設作動を行えるように、中央制御盤上に操作スイッチを設け、下記の作動信号をそれぞれ発することができる。

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

(b) 原子炉格納容器隔離信号

(c) 非常用崩壊熱除去系作動信号

(5) 作動状況の確認

工学的安全設備の作動状況はプロセス計装、警報、表示灯によって確認することができる。

Table 9.6.1 工学的安全施設作動信号一覧表

工学的安全施設作動信号		検出器	設定値	作動ロジック	インターロック
非常用炉心冷却設備作動信号	a. 原子炉圧力低	加圧器圧力検出器	9.0MPa	加圧器圧力低の 2/4	—
	b. 原子炉格納容器圧力高	原子炉格納容器 圧力検出器	0.4MPa	2/4	—
	c. 炉心出口温度高	炉心出口温度 検出器	310℃	2/4	—
	d. 手動			1/2	—
非常用崩壊熱除去系作動信号	a. 原子炉温度異常高	高温側温度 検出器	330℃	2/4	—
	b. 非常用炉心冷却設備 作動信号	—		—	—
原子炉格納容器隔離信号	a. 非常用炉心冷却設備 作動信号	—		—	—
	b. 非常用崩壊熱除去系 作動信号	—		—	—
	c. 手動	—		1/2	—

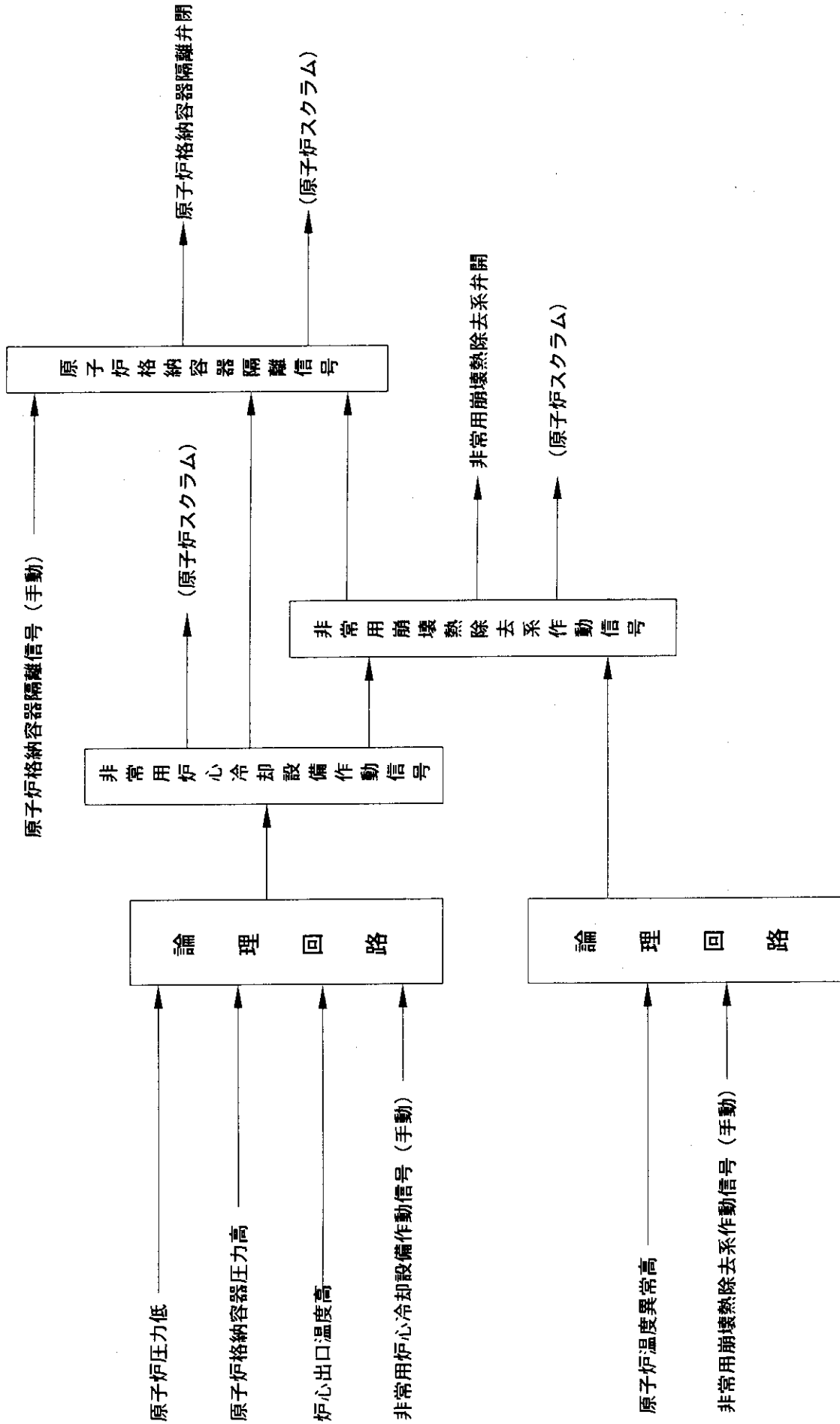


Fig.9.6.1 工学的安全施設作動設備説明図

9.7 制御室

9.7.1 概要

計測制御系統施設のうち、プラントの主要な系統の運転・制御に必要な監視及び制御装置は、集中的に監視及び制御が行えるよう中央制御室に設置する。

また、中央制御室内での操作が困難な場合に、原子炉を安全に停止後の高温状態から低温状態に導くことのできる中央制御室外原子炉停止装置を設ける。

9.7.2 中央制御室

(1) 設計方針

- (a) 原子炉施設の通常運転時、異常な過渡変化時及び事故時に必要な計測及び制御装置は、中央制御室で集中監視及び制御が行えるようにする。また、制御盤は、誤操作、誤判断を防止でき、かつ、操作が容易に行えるよう人間工学的な観点からの考慮を行う設計とする。
- (b) 中央制御室は想定される原子炉事故の際にも、乗組員が中央制御室内に留まって所要の操作及び措置がとれるような遮へい設計、換気空調設計を行い、主要ケーブル、制御盤等は実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料を使用する設計とする。
- (c) 各機器の配置については、各盤相互の関連を考慮し、ノイズ源となる盤類からは回線および盤相互の隔離距離をできるだけ大きくする設計とする。
- (d) 中央制御室は、各制御盤内の電子機器を長期間安定させた状態で使用するため、室内の温度は $22 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 、相対湿度は 40 ~ 60% となるよう空気調和を行うものとする。

(2) 主要設備

(a) 中央制御室

中央制御室に設ける主要な計測制御装置（警報を含む）は、下記のとおりである。

- ① 原子炉制御関係
非常用崩壊熱除去系、余熱除去系、格納容器水浄化冷却系統、非常用格納容器水冷却系統、制御棒駆動系、体積制御系、補機冷却水系等の計測制御装置
- ② タービン補機関係
復水系、冷却海水系等の計測制御装置
- ③ タービン発電機
タービン及び発電機の計測制御装置
- ④ 船内電源回路関係
船内電源回路及びディーゼル発電機の計測制御装置
- ⑤ 放射線計装関係
プロセス及びエリアモニタリングモニター並びにモニタリング・ポスト用計測装置
- ⑥ 炉外核計装関係
核計装増幅器、電源装置等

- ⑦ プロセス計装関係
圧力容器、給水系等の計測制御装置
- ⑧ 安全保護系関係
安全保護系制御装置

これらの計測制御装置の操作器、指示計、CRT、大型監視表示盤等は、集中的に監視、制御が行えるように配慮するとともに、誤操作、誤判断を防止でき、かつ、操作が容易に行えるよう人間工学的な観点からの考慮を行う設計とする。

(b) 制御室換気空調系

中央制御室は航海船橋甲板上に設置し、1次冷却材喪失事故を仮定した場合に、事故後30日間中央制御室に留まっても、「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規則等の規定に基づく線量当量限度等を定める件」に示された緊急作業に係る線量当量限度を十分下まわるように遮へいを設ける。

換気空調系統は、他と独立して設け、事故時には、自動的に外気との連絡口をしゃ断し、ヨウ素フィルタを通る閉回路循環方式とし乗組員を放射線被ばくから防護する。なお、外部とのしゃ断が長期にわたり、室内の雰囲気が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環系統で浄化しながら取り入れることもできる。

また、中央制御室において、火災が発生する可能性を極力抑えるよう、中央制御室内の主要ケーブル、制御盤等は実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料を使用するとともに、中央制御室には火災感知器及び消火器を設置する。

万一、中央制御室外で有毒ガスが発生したと仮定しても中央制御室空調装置の外気取り入れを手動でしゃ断し、閉回路循環方式に切り換えることにより、有毒ガスによる障害を受けないようにすることができる。

(c) 通信連絡設備及び照明設備

中央制御室には、通信連絡設備及び照明設備を設ける。通信連絡設備は、船内通信設備、船舶電話、及び船内指令設備等からなり、中央制御室内にこれらの送受話器を備え、船内外に指令が行えるように設計するとともに本船外の必要な個所との通信連絡が行えるようにする。

(3) 評価

中央制御室及び中央制御盤は、以下に示すように設計方針を十分満足している。

- (a) 中央制御室には、プラントの主要な計測及び制御装置を設けており、集中的に監視及び制御ができる。
- (b) 想定される事故発生に際して乗組員が中央制御室に接近し、留まり、事故対策操作が可能であるよう不燃設計、遮へい設計及び換気空調設計がなされている。
- (c) 事故時における中央制御室への接近時の被ばく線量に、中央制御室に留まって必要な操作を行う場合の被ばく線量を加えても、緊急作業に係る許容被ばく線量を下まわる遮蔽設計としている。
- (d) 中央制御室には、船内通信設備、船内指令装置等を設けており、原子炉施設内の必要な個所に指示が行えるとともに本船外の必要個所との通信連絡を行うことができる。

9.7.3 中央制御室外原子炉停止装置

(1) 設計方針

- (a) 中央制御室で操作が困難な場合に、中央制御室外原子炉停止装置により原子炉を停止させて高温停止状態に維持し、必要に応じて低温停止状態に導くこともできるような設計とする。
- (b) 高温停止時に、操作頻度が高いか、操作が時間的に急を要する機器は、中央制御室での操作に優先する中央制御室外原子炉停止盤から操作を行うことができる設計とする。
- (c) 現場操作を必要とするものについては、非常用照明設備及び通信設備を設ける。
- (d) 想定される原子炉事故の際にも、乗組員が中央制御室外原子炉停止装置の操作を行うことができるよう遮へい設計、換気空調設計を行い、中央制御室外原子炉停止装置、主要ケーブル等は実用上可能な限り不燃性又は難燃性材料を使用する設計とする。

(2) 主要設備

(a) 中央制御室外原子炉停止盤

原子炉を高温停止状態に維持し、必要に応じて低温停止状態に導くため、余熱除去、1次冷却系の温度制御、圧力制御、体積制御等が必要となるが、それらに必要な機器のうち原子炉の高温停止時に、操作頻度が高いか、操作が時間的に急を要する機器の操作は、中央制御室外の適当な部屋に設けた中央制御室外原子炉停止盤から中央制御室での操作に優先して行えるようにするとともに、必要最小限のパラメータの監視も行えるようにする。

なお、原子炉スクラムは中央制御室外原子炉停止盤で原子炉スクラムしゃ断器を開くことにより行うことができる。また、その他必要な機器の操作は現場にて行えるようにし、必要があれば適当な手順を用いて原子炉を低温停止状態に導くことができるようにする。

中央制御室外原子炉停止盤に設置する主要操作器及び監視計器をTable 9.7.1に示す。

(b) 通信設備

現場操作を行う主要箇所と、中央制御室外原子炉停止盤設置位置との連絡が可能なように、船内通信設備を設ける。

(c) 照明設備

現場操作を行う場合には、非常用照明設備を設ける。

(3) 評価

- (a) 中央制御室に留まることができない場合には、原子炉を停止し、高温停止状態を維持し、必要に応じて低温停止状態に導くことができる。
- (b) 中央制御室外原子炉停止盤には、高温停止時に操作が時間的に急を要する機器及び停止中に操作を行う頻度の高い機器の操作機器を設置しており、これらは中央制御室の操作に優先している。
- (c) 現場操作を必要とするものについては、非常用照明設備及び通信設備を設けている。

Table 9.7.1 中央制御室外原子炉停止盤の主要な設置機器

項 目	名 称
監視計器	加圧器水位計 加圧器圧力計 主蒸気ライン圧力計 1次冷却材温度計 炉外核計装検出器（中間領域）
操 作 器	非常用崩壊熱除去設備の隔離弁

10. 電気設備

10.1 概要

本船における原子炉設備へ供給する電源は、主機発電機2台、補助発電機2台、非常用ディーゼル発電機2台及び蓄電池から構成される。なお、入港時には陸上電源に接続可能なように設計する。

主機発電機は、推進用電動機への電源供給と原子炉設備への電源供給を併せて行う。

船内電力は通常時には、主機発電機から受電するが、主機発電機の使用できない原子炉起動時あるいは停止時には、補助発電機から受電する。

母線は、原子炉を2基搭載する本船において、主機発電機に接続した高圧母線から変圧器を介して供給される常用4母線と非常用2母線で構成する。常用4母線は主機発電機又は補助発電機から受電できる。また、非常用2母線は主機発電機、補助発電機、非常用ディーゼル発電機のいずれからも受電できる。なお、入港時には常用母線、非常用母線とも船外電源から受電できる。

船内補機は、重要度の特に高い安全機能を有する補機と一般補機とに分け、それぞれ非常用母線、常用母線に接続する。

船内補機で2台以上設置するものは非常用、常用ともに各母線に分割接続し電力供給の安定を図る。

2台の非常用ディーゼル発電機は、主発電機及び補助発電機からの給電が停止した場合にそれぞれの非常用母線に電力を供給し1台で原子炉を安全に停止するために必要な補機を運転するのに十分な容量とする。

また、工学的安全施設を作動させるため並びに原子炉及び船の安全に必要な直流電源を確保するために蓄電池を設備し、安定した交流電源を必要とするものに対しては無停電電源装置を設備する。

原子炉設備関連の単線結線図をFig.10.1.1に示す。

10.2 設計方針

- (1) 安全機能を有する構築物、系統及び機器の安全機能を確保するために常用電源系と非常用電源系を設ける。
- (2) 常用電源系は、複数の発電設備を設ける。
- (3) 主機発電機1台がトリップした場合にも原子炉はスクラムしない設計とする。
- (4) 非常用電源系は、原子炉用の非常用電源と船用の非常電源とを兼用して、十分独立な系統とし、常用電源系の機能喪失時に、1つの系統が作動しないと仮定しても、運転時の異常な過渡変化時において燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えることなく原子炉を停止し冷却を確実にを行い、同時に船の非常電源を供給するに充分な容量

量及び機能を有する設計とする。

- (5) 蓄電池は、1次冷却材喪失等の事故時には確実に炉心の冷却を行い、格納容器の健全性を確保しその他の関連設備を作動させるための電源、及び船舶設備規定から要求される設備への電源を供給するために設ける。
- (6) 重要度の特に高い安全機能を有する電気系統は、系統の重要な部分の適切な定期試験及び検査ができる設計とする。
- (7) 避難通路を確保するための照明は、通常の照明用電源喪失時においてもその機能を失うことのない設計とする。
- (8) 通信連絡設備は、事故時に船内のすべての人々に対し、制御室から指示できるとともに、船外の所定必要箇所との通信連絡設備は多重性を有する設計とする。
- (9) 非常用ディーゼル発電機は、原子炉用と船用を兼用するため空冷方式とする。

10.3 主要設備

10.3.1 主機発電機

主機発電機は蒸気により駆動されるタービンに直結した、6.6 kV、60 Hz三相交流発電機である。主機発電機は、2基の原子炉と対応させて2台設置し、通常運転時に推進用電動機に電力を供給すると共に船内の補機へ電力を供給する。

10.3.2 補助発電機

補助発電機は、原子炉起動時あるいは停止時等の主機発電機が使用できない時に船内の補機に電力を供給する。

補助発電機は、ディーゼル駆動の発電機で2台設置する。

10.3.3 非常用ディーゼル発電機

非常用ディーゼル発電機は、主機発電機及び補助発電機の機能が喪失した場合に、船舶の安全を確保し、原子炉を安全に停止するために必要な電源を供給する。

非常用ディーゼル発電機は、非常用母線低電圧信号発信後に起動し、補助発電機の起動が失敗した場合に非常用母線に接続する。

非常用ディーゼル発電機に自動的に負荷する原子炉施設関連の主要機器は、次の通りである。

原子炉補機冷却水ポンプ

海水ポンプ

充てんポンプ

補助給水ポンプ

通信設備

上記以外にも必要に応じて補機を起動できる。

10.3.4 直流電源設備

直流電源設備は、原子炉施設用として、2組の蓄電池、充電器等で構成する。

直流母線は125 Vであり、電源の負荷は工学的安全施設等の継電機、開閉器、電動弁、無停電電源装置、及び、これら以外のタービン発電機の継電器、船舶非常灯等である。

蓄電器は、非常用母線に接続され、充電器により浮動充電される。

10.3.5 計測制御用電源設備

計測制御用電源設備は、無停電電源装置4母線と定電圧装置からの母線で構成し、母線電圧は100 Vとする。

原子炉の制御保護設備等、原子炉施設の安全上、また、運転上重要な負荷は無停電電源装置からの4母線に接続し、万一、船内の交流電源が喪失した場合には蓄電池からの給電で計測制御用の電源を確保できる。

多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は、チャンネルごとに分けて独立性を持たせる。

その他の負荷は、440 V 交流電源から定電圧装置を通して受電する母線に接続する。

10.3.6 制御棒駆動機構用電源設備

制御棒駆動機構用電源は、直流電源設備の2母線からそれぞれ直-交変換器を通した後供給する。

10.3.7 照明用電源設備

照明用電源は、440 V 交流電源から変圧器を通して降圧し、必要箇所に給電する。

制御室及びその他必要な場所の非常用照明は、非常用母線から給電する。さらに、居室、避難通路を照明するための非常灯及び誘導灯は、交流電源喪失時に内蔵の蓄電池から給電する。

10.3.8 通信連絡設備

船内の連絡設備として、運転指令設備を設け、事故時に船内全員に対して指令通話、非常呼び出し等の連絡ができるようにする。

必要な外部への連絡設備としては「船舶設備規定」で定められているとおり、複数の無線通信設備を設置する。

10.3.9 ケーブル及び電路

原子炉保護設備及び工学的安全施設作動設備に関連する多重性を持つ動力回路、制御回路、計装回路のケーブルは、それぞれ相互に電氣的・物理的分離を図るため、適切な離隔距離又は必要に応じて隔壁を設けたケーブルトレイ、コンジット及び格納容器貫通部を使用して布設し、相互の独立性を侵害することがないようにする。特にケーブルトレイ等が防火隔壁を貫通する場合は、火災対策上、隔壁効果を減少させないような構造とする。

ケーブルは難燃性ケーブルを使用する。

また、格納容器を貫通する電線貫通部は1次冷却材喪失時の環境に適合するものを使用する。

10.4 母線切替

常時は、2台の原子炉運転に対応している2台の主機発電機から受電し船内の必要負荷に給電するが、起動時あるいは停止時等で主機発電機からの受電ができないときには補助発電機から受電する。また、主機発電機、補助発電機のいずれからも受電できないような状態になれば原子炉を安全に停止するために必要な電力は非常用ディーゼル発電機から受電する。

(1) 補助発電機への切替

補助発電機は原子炉の起動・停止運転時等で主機発電機が使用不能の場合などに使用される。通常は、原子炉の起動或いは停止操作信号によって起動されるが、通常運転に入ってから各母線の低電圧信号によって自動起動させる。原子炉が2台ともスクラムした時には補助発電機は2台とも自動起動し予め選択された負荷に給電する。

(2) 非常用ディーゼル発電機への切替

非常用ディーゼル発電機は非常用母線の低電圧信号により起動され、補助発電機が2台とも起動不能の場合に自動投入される。

10.5 評価

電源系は、交流電源系として主機発電機2台、補助発電機2台及び非常用ディーゼル発電機2台が設けられ、また、直流電源系として蓄電池を設け、いずれも所定の安全機能を確保する容量を有する。

10.6 非常用電源設備の試験及び検査

10.6.1 非常用ディーゼル発電機

非常用ディーゼル発電機は、定期的に起動試験を行って、電圧確立時間や、負荷を印加して運転状態を確認するなど、その運転可能性を確認する。

10.6.2 蓄電池

蓄電池は定期的に巡視点検を行い、機器の健全性や、浮動充電状態にあること等を確認する。

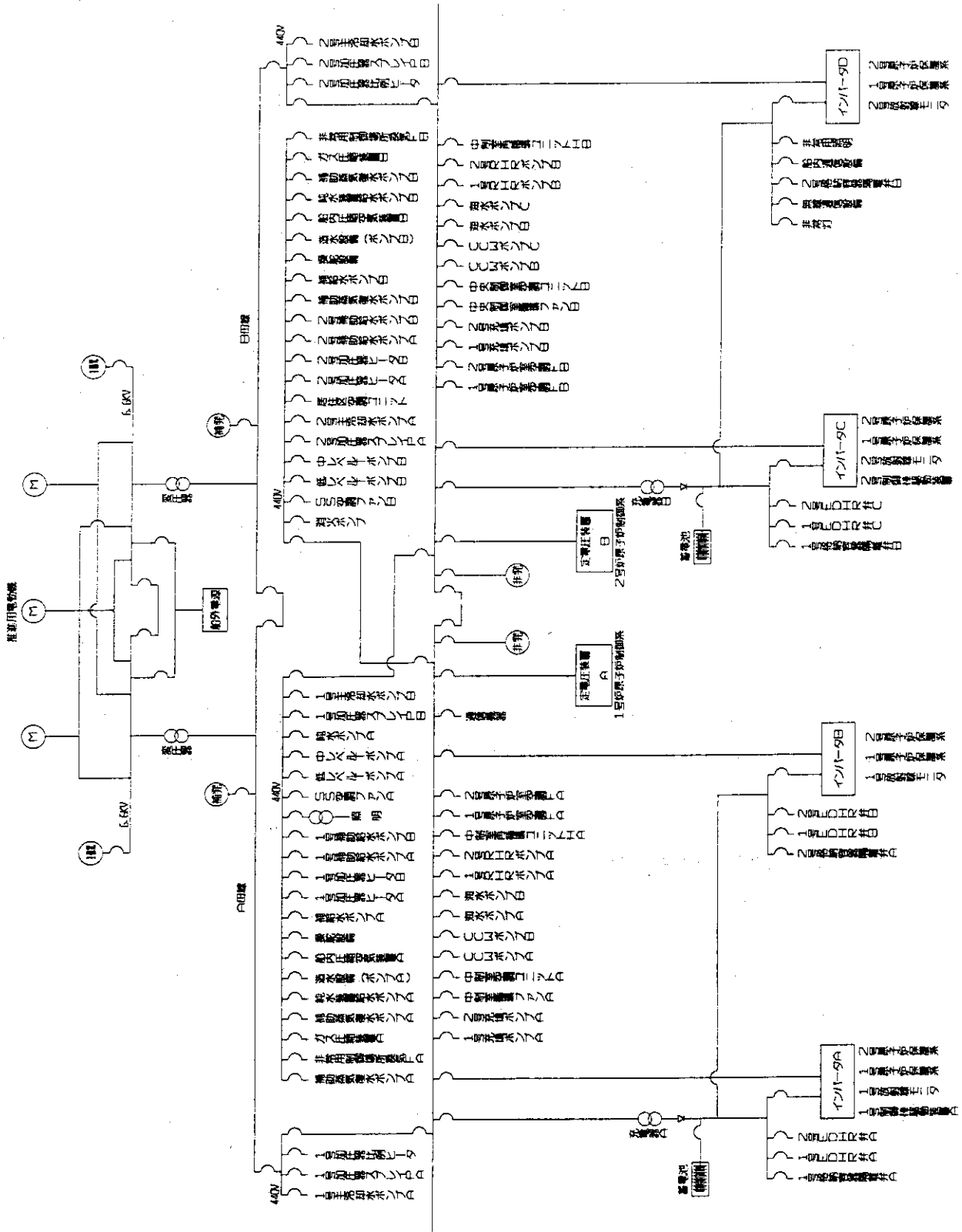


Fig.10.1.1 単線結線図

11. タービン及び付属設備

11.1 概 要

この設備は、主蒸気系統、タービン、復水設備、給水設備、及びその他必要な設備で構成する。

タービン及び付属設備の機能は次の通りである。

- (1) 蒸気発生器で発生した蒸気をタービンに導き、電気出力を得る。
- (2) 蒸気発生器に給水する。
- (3) タービンの負荷が急減した時に、原子炉の余剰発生熱を除去する。
- (4) 原子炉の停止時、原子炉の炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱を除去する。
- (5) 主給水系統による通常の給水機能が喪失した場合に、蒸気発生器に給水する。

Fig.11.1.1にヒートバランスを示す。

11.2 設計方針

タービン及び付属設備は、タービン破損事故対策も含めて、十分な品質管理のもとに「日本工業規格」、「発電用火力設備の技術基準」、「電気工作物の溶接に関する技術基準を定める通商産業省令」等を満足するように、設計、製作並びに検査を行う。また各種の保護装置及び監視制御装置によって安全な運転ができるように、次の事項を考慮して設計する。

(1) 主蒸気系統

主蒸気系統は、原子力蒸気発生設備で発生した蒸気をタービンに送るのに十分な設計とする。

(2) 蒸気タービン

蒸気タービンの定格出力は、復水器真空度722 mmHgにおいて発電機出力26.1 MWとなるようにする。

(3) 復水系統

復水系統は、復水器からの復水を予熱し脱気給水加熱器へ給水する。

(4) 給水系統

給水系統は、脱気給水加熱器で脱気された給水を蒸気発生器に送り、蒸気発生器の圧力を所定の圧力に保てる設計とする。

(5) タービンバイパス系

負荷急減時に原子炉をスクラムすることなく、蒸気を復水器に導いて運転を継続できるように、必要な蒸気量をバイパスするタービンバイパス系を設ける。

(6) 主蒸気安全弁

主蒸気系統を過度の圧力上昇から保護するために、主蒸気安全弁を設ける。

(7) 主蒸気隔離弁及び逆止弁

蒸気発生器細管損傷時等に主蒸気系統を隔離するために、主蒸気隔離弁及び逆止弁を設ける。また蒸気発生器から主蒸気隔離弁までの設計圧力は、1次冷却系と同様とし、蒸気発生器細管の損傷時にも環境への放射性物質の放出を最小限にとどめるようにする。

(8) 崩壊熱ダンプ系

崩壊熱ダンプ系は、原子炉停止後の初期段階から余熱除去設備の運転が開始される1次冷却系の圧力及び温度が所定の値以下になるまで、炉心の核分裂生成物の崩壊熱及び他の残留熱を除去するのに十分な設計とする。

(9) 補助給水ポンプ

主給水系統の故障等で通常の給水ができない場合でも、1次系の余熱を除去するに十分な冷却水を供給できるように補助給水ポンプを設ける。

(10) 給水隔離弁

給水隔離弁は、主給水管破断事故時に格納容器に過剰な給水が行われるのを防止するために設ける。

(11) 給水安全弁

給水安全弁は、蒸気発生器が隔離された際に1次系からの入熱による過圧を防止するために設ける。

(12) タービンの振動、過速度及び防火対策

(a) 振動対策

タービンは振動を起こさないように十分考慮を払うと共に、万一、振動が発生した場合にも振動監視装置により警報を発し、更に振動が増加した場合、自動的にタービンを停止するように設計する。

(b) 過速度対策

タービンは過度の速度上昇を起こさないように、蒸気弁、调速機構等は多重性を持たせた設計とする。

(c) 防火対策

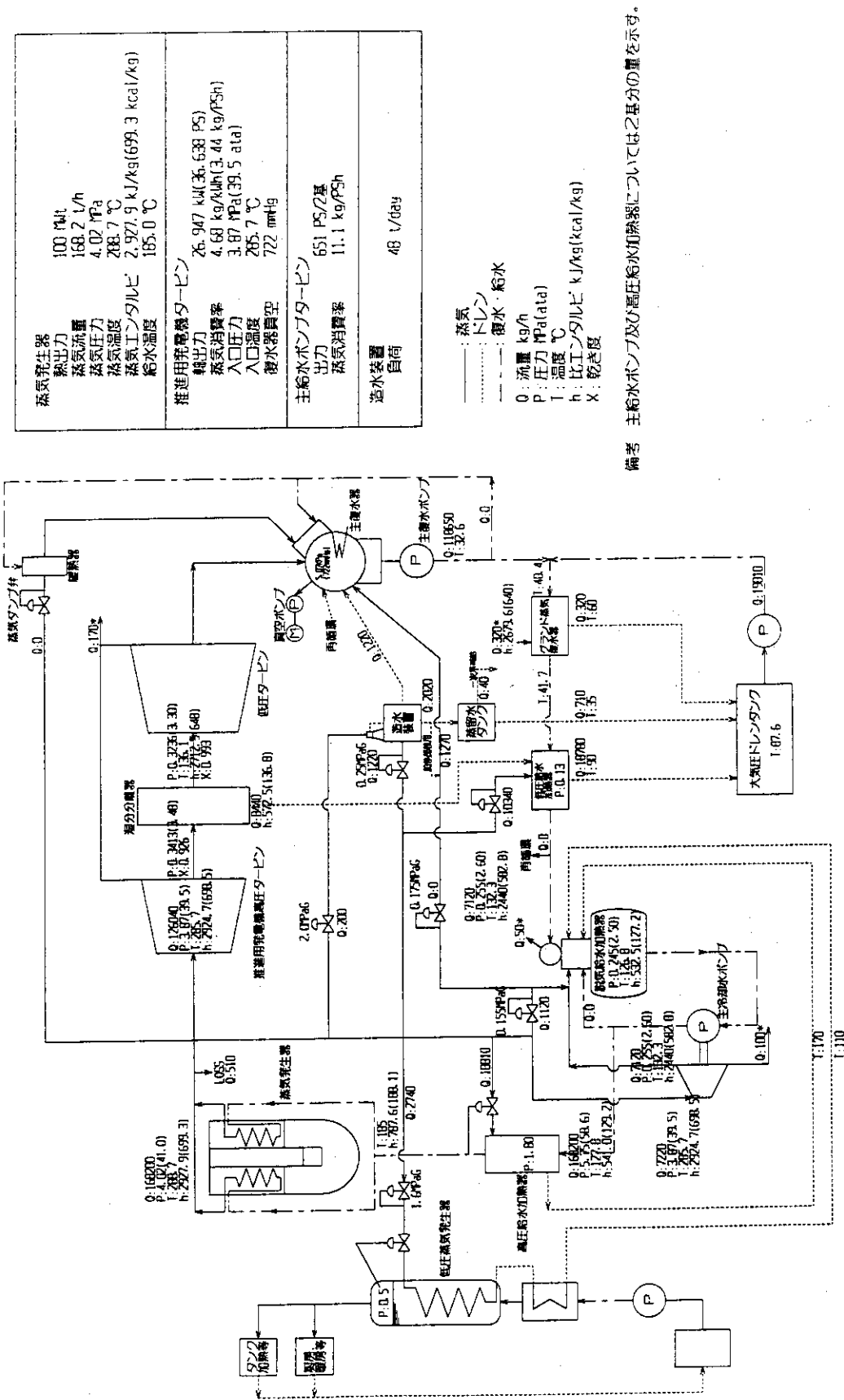
タービン潤滑油は、漏洩が起こらないように、配管、軸受等に十分考慮を払った構造とする。万一、潤滑油が漏洩して火災が発生した場合にも、その範囲が拡大しないように消火装置を設ける。

(13) 主蒸気管、主給水管のホイップ防護

主蒸気管、主給水管が万一破断した場合、その破断した配管のホイップにより隣接する安全上重要な機器、配管、構築物を破損し、安全性を損なうことのないように防止対策を講じる。

(14) タービン及び発電機の破損防止対策

タービンミサイルの発生を防止するため、タービン及び発電機の破損防止対策を講じる。



蒸気発生器	100 t/h
熱出力	168.2 t/h
蒸気流量	4.02 MPa
蒸気圧力	208.7 °C
蒸気温度	2.97 t/kg (659.3 kcal/kg)
蒸気エンタルピー	185.0 °C
給水温度	
推進用蒸気タービン	26.947 kW (36.638 PS)
熱出力	4.68 kg/kWh (3.44 kg/PSh)
蒸気消費率	3.87 MPa (39.5 ata)
入口圧力	205.7 °C
入口温度	722 mmHg
復水器真空	
主給水ポンプタービン	651 PS/2基
出力	11.1 kg/PSh
蒸気消費率	
造水装置	48 l/day
負荷	

..... 蒸気
 ドレン
 復水・給水
 0: 流量 kg/h
 P: 圧力 MPa(ata)
 T: 温度 °C
 h: 比エンタルピー kJ/kg(kcal/kg)
 X: 乾気度

備考 主給水ポンプ及び高圧給水加熱器については2基分の量を示す。

Fig.11.1.1 ヒートバランスダイアグラム (定格出力時、原子炉1基分)

11.3 主要設備

11.3.1 主蒸気系統設備

主蒸気系統設備の系統図を Fig.11.3.1 に、主要機器の仕様を Table 11.3.1 に示す。

主蒸気系は、蒸気発生器出口から主蒸気止め弁までの主蒸気管及びそれに接続する機器、配管を含む。2系列の蒸気発生器からの主蒸気管には主蒸気隔離弁、逆止弁を設け、逆止弁の下流には主蒸気連絡管を設ける。主蒸気連絡管からは主給水ポンプタービン、タービングランドシール、脱気給水加熱器、低圧蒸気発生器等の蒸気供給配管を分岐する。蒸気発生器細管損傷時に速やかに破損側を隔離できるように連絡管の上流に主蒸気隔離弁を設け、更に逆止弁を直列に設ける。隔離弁は、蒸気発生器隔離信号又は手動により作動する。

蒸気発生器からの蒸気を直接復水器に導くためにタービンをバイパスする配管を設ける。

また、停止時の余熱を除去するために崩壊熱復水器への配管を設ける。

11.3.2 蒸気タービン設備

(1) 概要

蒸気タービン設備は、主蒸気止め弁から復水器入口までの設備であり、蒸気タービン、湿分分離器、タービン制御系統等からなる。

(2) 蒸気タービン

蒸気タービンは、舶用で実績のある衝動型とし、高圧タービンと低圧タービンを1本の軸でつなぐタンデム型とする。

蒸気タービンの仕様を Table.11.3.1 に示す。

(3) 湿分分離器

湿分分離器は、高圧タービンから出てきた蒸気の湿分を分離するために設置する。

分離された湿分は低圧給水加熱器に送られ、給水加熱のための熱量の一部として使用される。

(4) タービン制御系統

タービン制御は油圧サーボモータで駆動するタービン蒸気加減弁にて行い、調速装置、負荷制限器等による制御信号に応じて開閉する。

(5) タービン保安装置

タービンは、下記の状態になったときは、自動的にトリップさせる。

(a) 過速度

タービン回転数が過速度トリップ設定値に達したとき。

(b) 復水器真空度低下

復水器の真空度が設定値以下に低下した場合

(c) 軸受油圧低下

軸受油圧が設定値以下に低下した場合

(d) 軸振動大

タービンの軸振動を常時監視し、信号が警報値をこえた場合に警報を発し、更に振動がト

リップ値まで増加した場合

11.3.3 復水設備

(1) 概要

復水設備は、Fig.11.3.2に示すように、主復水器、主復水ポンプ、真空ポンプ、循環水ポンプ等で構成する。

復水設備の主要機器の仕様をTable 11.3.2に示す。

(2) 主復水器

主復水器は、1回流表面冷却式でタービン軸と直角に配置する。主復水器はタービン排気等の蒸気を凝縮し蒸気発生器への給水として貯留する。

(3) 主復水ポンプ

主復水器の復水は、主復水ポンプによりグラウンド蒸気復水器、復水脱塩装置、低圧給水加熱器を通り、脱気給水加熱器へ送られる。主復水ポンプは、100%容量のものを2台設置する。

(4) 真空ポンプ

主復水器内の空気及び非凝縮ガスを抽出するため、真空ポンプを2台設ける。真空ポンプの排気は、放射線モニタで連続的に監視し、排気筒から大気中に放出する。万一放射能レベルが上昇し設定値に達した場合は、制御室に警報すると共に、自動的に排気弁の切替を行い、よう素フィルタを通し管理区域排気スタックに導く。

(5) 循環水ポンプ

循環水ポンプは、主復水器及び崩壊熱復水器に冷却海水を供給するためのポンプである。

循環水ポンプは、定格流量の約50%容量のものを2台設ける。

(6) グラウンド蒸気復水器

グラウンド蒸気復水器は、タービングラウンドシール蒸気、主給水ポンプタービン及び脱気給水加熱器ベントコンデンサからの蒸気を凝縮するものであり、その復水は大気圧ドレンタンクに送られる。

(7) 低圧給水加熱器

低圧給水加熱器は、復水を脱気給水加熱器に送る前に主蒸気及び湿分分離器の復水により加熱するものである。

11.3.4 給水設備

給水設備は、Fig.11.3.3に示すように、脱気給水加熱器から蒸気発生器に至る設備で、脱気給水加熱器、主給水ポンプ、高圧給水加熱器、補助給水ポンプ等で構成する。

給水設備の主要機器の仕様をTable 11.3.3に示す。

(1) 脱気給水加熱器

脱気給水加熱器は、給水中の溶存酸素を除去するために設置する。

(2) 主給水ポンプ

主給水ポンプは、脱気給水加熱器で脱気された給水を高圧加熱器を通して蒸気発生器に給水するために設ける。

主給水ポンプは、約 50%容量のタービン動ポンプを 3 台設ける。

(3) 高圧給水加熱器

高圧給水加熱器は、蒸気発生器へ送られる給水を主蒸気により加熱するために設ける。

高圧給水加熱器は約 50%容量のものを 2 基設ける。

(4) 補助給水ポンプ

補助給水ポンプは、主給水系の不適合等により通常の給水機能が失われた場合或いは原子炉停止時の崩壊熱除去を行うために用いられる。補助給水ポンプは、原子炉停止時の崩壊熱除去を行うに必要な容量の電動ポンプを 2 台設置し、通常 1 台運転とし、1 台を予備とする。

11.3.5 崩壊熱ダンプ設備

崩壊熱ダンプ系統は、通常状態におけるプラント停止時に余熱除去系統の運転圧力・温度条件に達するまで 1 次系の熱を除去するために設ける。1 次系の冷却は、通常約 28°C/h の冷却率で運転されるが、崩壊熱ダンプ系統の容量としては、炉停止後約 3 時間で 150°C にまで冷却できるようにする。また、起動時において温度調節等で 1 次系の熱除去を行う必要が生じた場合にも本系統により熱除去を行う。

通常 1 次系の熱除去は、補助給水ポンプにより蒸気発生器に給水し、発生蒸気を崩壊熱復水器に導くことにより行う。崩壊熱復水器が使用不能の場合には、蒸気を主復水器にダンプするか、または大気に放出することにより冷却を行う。

崩壊熱ダンプ設備の主要機器の仕様を Table 11.3.4 に示す。

(1) 崩壊熱復水器

崩壊熱復水器は横置表面冷却式とし炉停止直後の崩壊熱を含めた 1 次系の残留熱を除去するために必要な蒸気量を受け入れて復水にする。復水は大気圧ドレンタンクに導く。

(2) 大気放出弁

大気放出弁は、崩壊熱復水器、及び主復水器が使用できないとき、1 次系の除熱に必要な蒸気量を大気に放出する。

Table.11.3.1 蒸気タービン及び主蒸気設備の主要機器の仕様

(1) 主機発電機タービン		
型 式		タンデム2シリンダ型衝動復水タービン
個 数		1
回 転 数		3,600 rpm
タービン流入蒸気量		約 126 t/h
排気真空度		約 722 mmHg (海水温度 21 °C)
高圧タービン段数		8 段
低圧タービン段数		10 段
(2) 緩熱器		
型 式		復水噴射冷却式
個 数		1
冷 却 水 量		約 7,800 m ³ /h

Table.11.3.2 復水設備の主要機器の仕様

(1) 主復水器		
型 式		横置1回流表面冷却式
個 数		1
復水器真空度		約 722 mmHg
冷 却 水		海 水
冷却水設計温度		21 °C
冷 却 水 量		約 15,200 m ³ /h
冷 却 面 積		3,150 m ²
冷却管材質		チタン
冷却管本数		約 9,600 本
(2) 真空ポンプ		
型 式		電動回転水封式
個 数		2
容 量		約 14.28 m ³ /h/個 (乾き空気量)
(3) 循環ポンプ		
型 式		縦置電動渦巻き式
個 数		2
容 量		約 8,000 m ³ /h/個
揚 程		約 5.5 m
電 動 機		約 200 kW/個

(4) 主復水ポンプ

型	式	縦置電動渦巻き式
個	数	2
容	量	約 155 m ³ /h/個
揚	程	約 140 m
電	動 機	約 132 kW/個

(5) グランド蒸気復水器

型	式	横置表面冷却式
個	数	1
流	量	管 側 約 138.5 t/h 胴 側 約 320 t/h
運 転 温 度		管側入口 40.4 °C 管側出口 41.7 °C

(6) 低圧給水加熱器

型	式	横置表面加熱式
個	数	1
流	量	管 側 約 138.5 t/h 胴 側 約 10.3 t/h
運 転 温 度		管側入口 41.7 °C 管側出口 90.0 °C

(7) 復水脱塩装置

型	式	混床脱塩式
個	数	2
容	量	約 155 t/h

Table.11.3.3 給水設備の主要機器の仕様

(1) 主給水ポンプ

型	式	横置タービン動多段渦巻き式
個	数	3
容	量	約 155 m ³ /h/個
揚	程	約 585 m
タービン		
型	式	背圧式
出	力	約 325 ps
蒸気入口	圧力	約 3.87 MPa
蒸気入口	温度	約 285.7 °C
蒸気出口	圧力	約 0.255 MPa
蒸気消費	量	約 3,610 m ³ /h

(2) 補助給水ポンプ

型	式	横置電動多段渦巻き式
個	数	2
容	量	約 12 m ³ /h/個
揚	程	約 575 m
電	動	機
		約 75 kW/個

(3) 脱気給水加熱器

型	式	縦置スプレイトレイ式
個	数	1
容	量	約 20 m ³

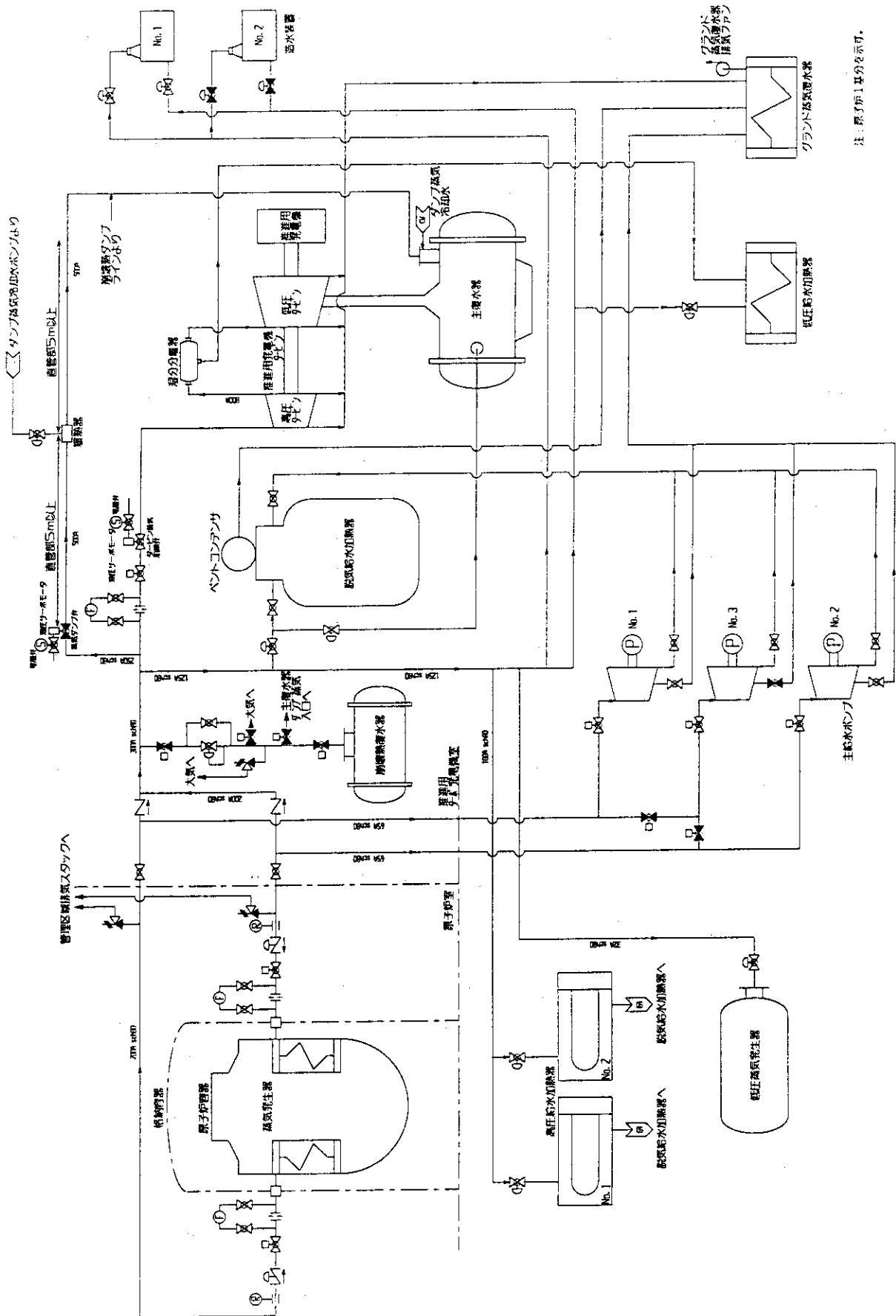
(4) 高圧給水加熱器

型	式	横置U字管式
個	数	2
流	量	管側 約 84.1 t/h
		胴側 約 9.4 t/h
運	転	管側入口 127.8 °C
温	度	管側出口 185.0 °C

Table.11.3.4 崩壊熱ダンプ設備の主要機器の仕様

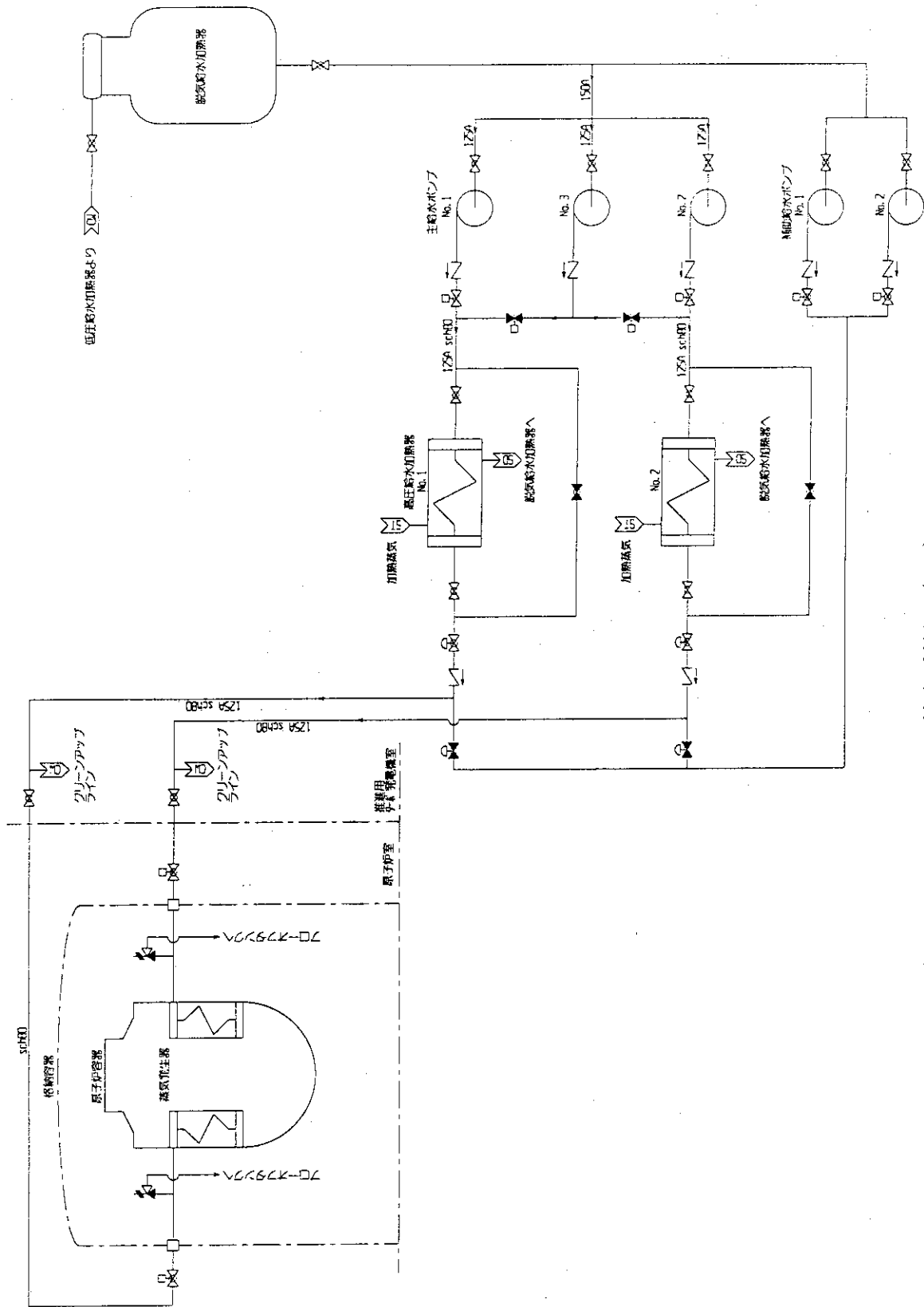
(1) 崩壊熱復水器

型 式	横置表面冷却式
個 数	1
蒸気流入量	約 9.5 t/h
冷却水	海水
冷却水設計温度	21 °C
冷却水量	約 400 m ³ /h
冷却面積	約 51 m ²
冷却管材質	チタン



注：原字第1頁を示す。

Fig.11.3.1 主蒸気系統図 (ST)



注：原子炉1基分を示す

Fig.11.3.3 給水系統図 (FW)

1 2 . 放射線管理施設

12.1 遮へい設備

12.1.1 概 要

遮へい設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、本船周辺の一
般公衆及び船内一般公衆を含む全乗船者の被ばく線量を低減するものである。

12.1.2 設計方針

- (1) 本船周辺の一般公衆が受ける被ばく線量については、「実用船用原子炉の設置、運転等に関
する規則の規定に基づく、線量当量限度等を定める告示」(以下「線量当量限度等を定める告
示」という)に定められた周辺監視区域外の許容値より十分小さくなるようにするとともに、
直接線量及びスカイシャイン線量の合算値については、人の居住の可能性のある敷地境界外
において年間 $50 \mu\text{Gy}$ を超えないような遮へいとする。
- (2) 船内は管理区域、周辺監視区域及び周辺監視区域外に区分けする。船内の周辺監視区域外
では、乗船者が年 365 日、1 日 24 時間その場所に滞在するとしてもその被ばく線量が年間
 $50 \mu\text{Sv}$ を超えないような遮へいとする。
- (3) 通常運転時、燃料取替時、補修時等において、乗組員等の放射線業務従事者が受ける被ば
く線量が、「線量当量限度等を定める告示」に定められた放射線業務従事者の線量当量限度の
年間 50mSv を超えないようにするのはもちろん、不必要な放射線被ばくを防止するような遮
へいとする。
- (4) 事故時に本船周辺の一般公衆の受ける被ばく線量が「原子力船運航指針」及び「原子力船
運航指針を適用する際に必要な暫定的な判断のめやす」を十分満足する遮へいとする。船内
居住区の一部は事故時に 30 日間滞在したとしても、その被ばく線量は「原子力船運航指針」
及び「原子力船運航指針を適用する際に必要な暫定的な判断のめやす」を十分満足する遮へ
いとする。

事故時に中央制御室内の乗組員等に対し、過度の放射線被ばくがないように考慮し、乗組
員等が中央制御室内にとどまり、事故対策に必要な各種の操作を行うことができるような遮
へいとする。

また、事故時に乗組員等の放射線業務従事者が機関室等の船内各所において事故対策に必
要な操作を行ったとしても「線量当量限度等を定める告示」に定められた緊急作業に係る線
量当量限度の 100mSv を超えないような遮へいとする。

- (5) 遮へい設計に当たり、乗組員等及び船内一般公衆が立入場所において不必要な放射線被ば
くを受けないように、関係各場所への立入頻度、滞在時間などを考慮した上で、乗組員等及
び船内一般公衆の放射線被ばく線量が十分に安全に管理できるように、線量当量率が Table
12.1.1 の基準を満足するように設計する。また、Fig.12.1.1 に示す遮へい構造に基づく線量
当量率分布評価結果を Fig.12.1.2 に示す。

- (6) 原子炉室下方の船底外板の放射化量は、市販の鉄が有する放射能濃度($1.9 \times 10^3 \sim 3.7 \times 10^4$ Bq/g)^[11]以下とする。
- (7) 基底負荷(15%出力以下を想定)運転時にて原子炉室下の海水中での保守作業が行えるとする。(設計基準線量当量率を 7.5μ Sv/h以下とし、週64時間以内立ち入り可能区域とする)
- (8) 原子炉停止時には格納容器内の水位を下げて、格納容器内作業が行えるとする。(週48時間以内の立ち入りを可能とする。)

通常運転時の区分概略を、Fig.12.1.3に示す。

12.1.3 主要設備

原子炉容器内の遮へい体に対する考慮としては、①蒸気発生器が炉心斜め上に配置されており、蒸気発生器内の2次系で発生するN-16による主蒸気管周囲の線量当量率を基準値以下にする、②炉心斜め上方向の格納容器外表面での線量当量率を基準値以下にする、③原子炉停止時の格納容器内作業における被ばくの低減を図る、ことを目的として、蒸気発生器内側に配置されている炉心槽(鋼製)の板厚を厚くするとともに、炉心と蒸気発生器との間にも鋼製の遮へい体を設ける。原子炉容器外側の格納容器内の遮へい体に対する考慮としては、厚さ45 cmの鋼製遮へい体を炉心近傍の原子炉容器まわりに配置する。同遮へい体は原子炉容器の支持構造物としての役割と原子炉容器まわりの水密壁としての役割も兼ねる。

12.1.4 評価

遮へいを設置することにより、乗組員等の放射線業務従事者が受ける被ばく線量は、「線量当量限度等を定める告示」に定められた許容値を超えないようにするのはもちろん、乗組員等が立入場所において不必要な放射線被ばくを受けないよう、立入頻度、立入時間等を考慮し放射線被ばくが十分に安全に管理できる設計となっている。

直接線量及びスカイシャイン線量の合算値については、定係港及び寄港地にて、人の居住の可能性のある敷地境界外では年間 50μ Gy以下となるよう原子炉施設を設計し、管理することとなっている。

船内の周辺監視区域外では、乗船者が年365日、1日24時間その場所に滞在するとしてもその被ばく線量が年間 50μ Svを超えないような遮へいとなっている。

事故時に原子炉周辺の一般公衆の受ける被ばく線量は「原子力船運航指針」及び「原子力船運航指針を適用する際に必要な暫定的な判断のめやす」を十分満足する遮へい設計となっている。船内居住区の一部は事故時に30日間滞在したとしても、その被ばく線量は「原子力船運航指針」及び「原子力船運航指針を適用する際に必要な暫定的な判断のめやす」を十分満足する遮へい設計となっている。中央制御室遮へいは、1次冷却材喪失事故時に中央制御室に乗組員等が事故後30日間とどまっても、被ばく線量が重大事故時の評価で1 mSvを下回った設計となっている。また、事故時に乗組員等が機関室等の船内各所において事故対策に必要な操作を行ったとしても過度の放射線被ばくがないような遮へい設計となっている。

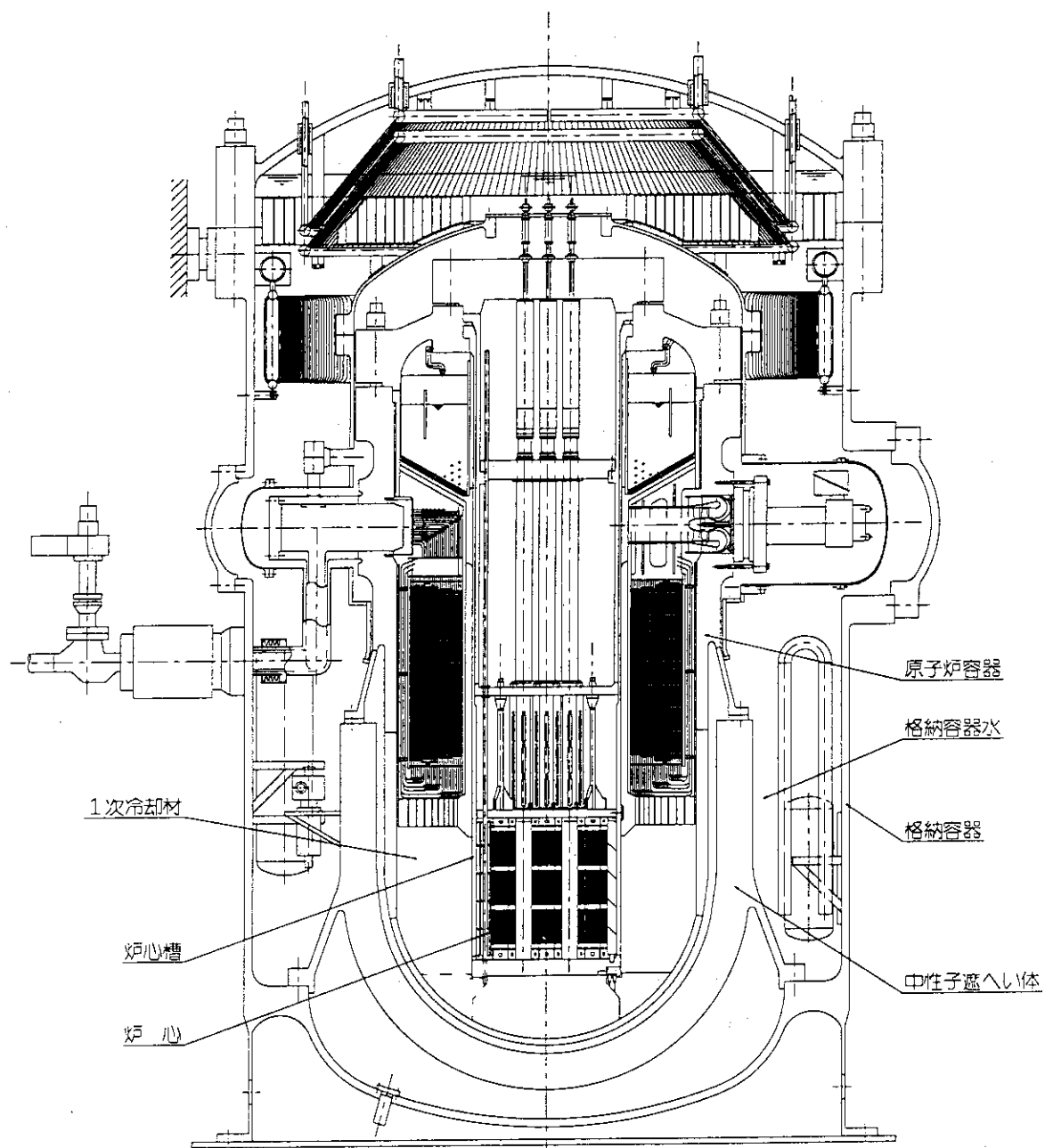


Fig.12.1.1 遮へい構造説明図

Table.12.1.1 設計基準線量当量率 (通常時)

場所	基準値	備考
原子炉室	10 μ Sv/h以下	週48時間以内立ち入り区域
二重底内	500 μ Sv/h以下	週1時間以内立ち入り区域
格納容器下面と二重底内底板との間	5 mSv/h以下	通常、立ち入り不要区域
機関室	6 μ Sv/h以下	周辺監視区域
居住区	0.0057 μ Sv/h以下	周辺監視区域外 年365日、1日24時間滞在として、50 μ Sv/年以下
舷外側部	0.11 μ Sv/h以下	喫水線より上、周辺監視区域外 年365日、1日24時間滞在として、1 mSv/年以下

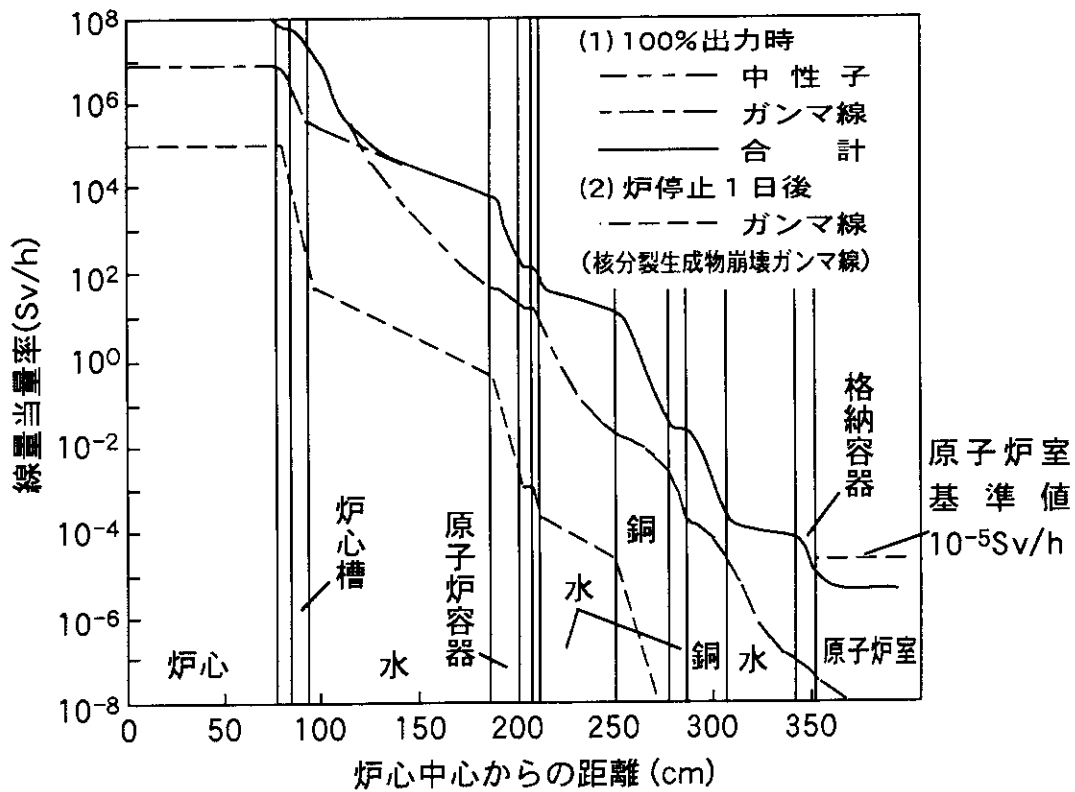


Fig.12.1.2 炉心横方向の線量当量率分布

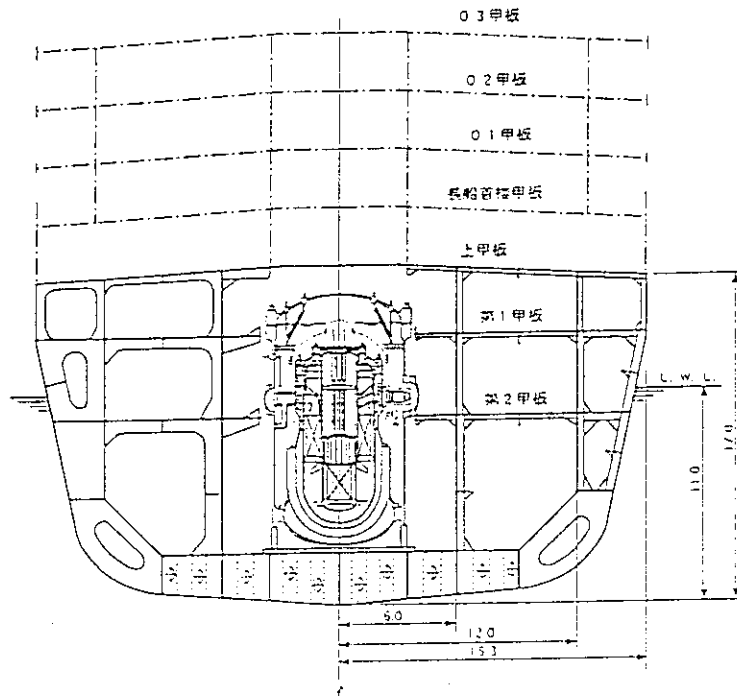
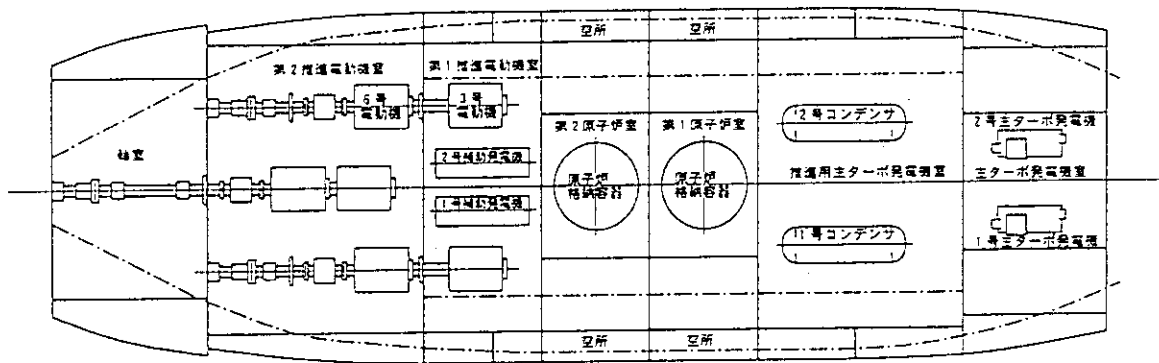
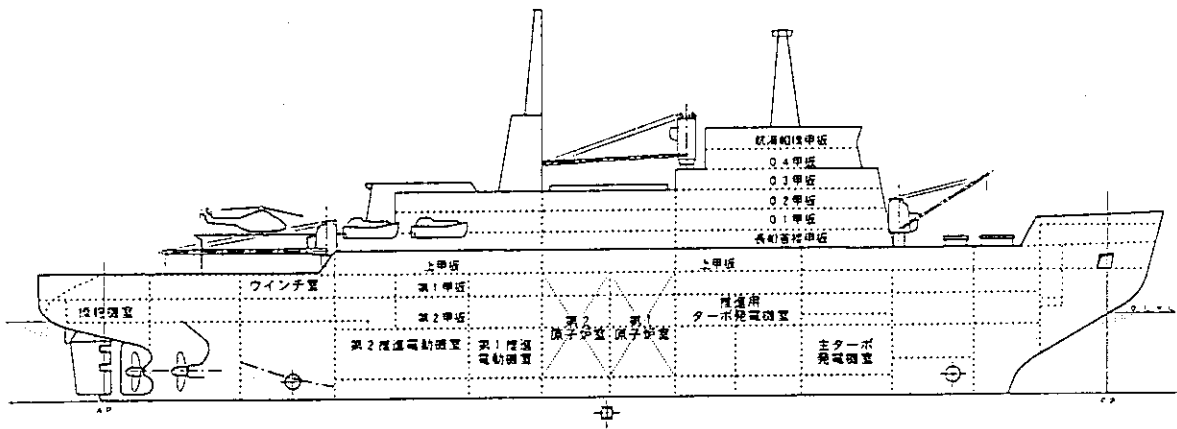


Fig.12.1.3 遮へい設計基準線量当量率 (通常運転時)

12.2 放射線管理設備

12.2.1 概 要

放射線管理設備は、本船周辺の一般公衆の放射線被ばくが十分低く保たれていることを監視するとともに、船内一般公衆を含む全乗船者を、本原子炉に起因する放射線被ばくから防護するために乗船者の放射線被ばくを十分に監視及び管理するためのもので、放射線管理関係設備、放射線監視設備及び放射線防護設備からなる。

12.2.2 設計方針

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、本船周辺の一般公衆及び本船乗船者の放射線被ばくが十分低く保たれていることを監視するため、次の設計方針に基づき、放射線管理設備を船内に設ける。

- (1) 管理区域内に立入る者及び物品の搬出入に対して、出入管理、汚染管理及び各個人の被ばく管理ができるようにする。
- (2) 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、放射性物質の放出、船内の空間線量率、放射性物質の濃度等を測定及び監視できるようにする。
- (3) 万一の事故に備えて、必要な放射線計測器及び防護作業器材を備える。
- (4) 中央制御室又は適当な管理場所に必要な情報の通報が可能である設計とする。
- (5) 通常運転時に環境に放出される放射性物質を監視する放射線監視設備は、「発電用原子炉施設における放出放射性物質の測定に関する指針」に適合する設計とする。
- (6) 事故時に監視が必要な放射線監視設備は、「発電用軽水型原子炉施設における事故時の放射線計測に関する審査指針」に適合する設計とする。

12.2.3 主要設備

(1) 放射線管理関係設備

出入管理、被ばく線量管理、汚染管理、化学分析及び放射性物質の濃度の測定等のため、次の設備を設ける。

(a) 出入管理設備

管理区域への立入りは、出入管理室を通る設計とし、ここで人員及び物品などの出入管理を行う。ただし、燃料及び大型機器の搬出入に際しては、臨時の出入管理設備を設けて出入管理を行う。

また、放射線管理に必要な各種サーベイメータなどを備える。

(b) 個人管理関係設備

乗組員等の放射線業務従事者等の被ばく線量管理のため、フィルムバッジ、ポケット線量計等を備える。

(c) 汚染管理設備

人の出入り及び物品の搬出入に伴う汚染の管理を行うため、汚染管理設備を設ける。この設

備には更衣室、シャワー室、モニタリングエリア、機器除染室及びそれぞれの機器がある。

(d) 試料分析関係設備

1次冷却設備及びその他設備からの試料及び環境試料の一般化学分析及び放射化学分析並びに放射能測定等を行うため、サンプリング室、校正線源室及び一般化学室を設ける。

① サンプリング室

(i) 各種原子炉系統からの試料の採取、(ii) 管理区域内の液体及び気体試料の分析、(iii) 各種系統及び作業環境試料中の放射性物質の濃度の測定を行う。当室内にある主な設備、機器は次のとおりである。

サンプル冷却器、サンプル取扱設備、サンプルフード、分光光度計、
原子吸光分光分析計、ガスクロマトグラフ、電気伝導度計、pH計、濁度計、
γ線多重波高分析装置、GM計数装置、液体シンチレーション計数装置等

② 校正線源室

サーベイメータ及びエリアモニタなどの放射線測定器の校正及び校正用密封線源の保管並びに放射線測定器の点検、簡易修理を行うため、校正線源室を設ける。

当室内の主な機器は次のとおりである。

サーベイメータ校正台、標準照射線量計、校正用密封線源、線源貯蔵庫等

③ 一般化学室

管理区域外の液体及び気体試料の分析を行うため、一般化学室を設ける。

当室に備える主な器具は次のとおりである。

分光光度計、原子吸光分光分析計、電気伝導度計、pH計、濁度計等

(2) 放射線監視設備

放射線監視設備は、プロセスモニタリング設備、エリアモニタリング設備及び放射線サーベイ設備から構成する。

特に、事故時の放射線監視設備は、事故時の環境条件及び外部電源喪失の場合にも、その機能が損なわれることがなく、必要に応じて多重性を有するとともにその系を構成するチャンネル間の独立性を有する設計とする。

(a) プロセスモニタリング設備

船外へ放出する気体の放射性物質の濃度及び各系統の放射性物質の濃度を監視するため主要な系統にプロセスモニタリング設備を設ける。この設備には、連続的に放射能を測定するプロセスモニタと連続的に試料を採取する試料採取装置がある。プロセスモニタは中央制御室内で自動記録、指示を行い、放射能レベルが設定値を超えたときは、中央制御室に警報を発する。試料採取装置は、主排気筒から放出される排気中のよう素、トリチウム、粒子状物質の放射能濃度並びに原子炉格納容器内のよう素の放射能濃度を測定するための採取装置である。プロセスモニタとしては次のものがある。

① 原子炉格納容器モニタ

原子炉格納容器内の水中の放射能濃度、空気中の放射性ガス及びじんあいの監視を行うもので、格納容器水モニタ、格納容器ガスモニタ及び格納容器じんあいモニタを設ける。検出

器には、シンチレーション検出器を使用する。

② 排気筒モニタ

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において主排気筒から放出される排気ガス中の放射能の監視を行うもので主排気筒ガスモニタを設ける。検出器にはシンチレーション検出器及びGM管検出器を使用する。

③ 復水器排気ガスモニタ

復水器真空ポンプからの排気ガス中の放射能を監視し、1次冷却系から2次冷却系への漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

④ 高感度主蒸気管モニタ

主蒸気管中の放射性物質の濃度を監視し、1次冷却系から2次冷却系への漏洩を検知する。

⑤ 原子炉補機冷却水モニタ

1次冷却設備、体積制御設備、余熱除去設備等から、原子炉補機冷却水への放射能の漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

⑥ 機関室床排水モニタ

機関室床ドレンサンプ中の放射能の監視を行う。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

⑦ 主蒸気管モニタ

蒸気発生器伝熱管破損事故時に主蒸気安全弁から放出される蒸気中の放射能の監視を行う。検出器には、電離箱検出器を使用する。

⑧ 原子炉室モニタ

原子炉室内の放射性ガス及びじんあいの監視を行うもので、原子炉室ガスモニタ及び原子炉室じんあいモニタを設ける。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

これらのプロセスモニタリング設備の設備仕様をTable 12.2.1に示す。

(b) エリアモニタリング設備

エリアモニタリング設備は船内の外部線量当量率の監視を行い、中央制御室でその自動記録、指示するとともに設定値を超えた時は、現場及び中央制御室に警報を発する。検出器には、電離箱、GM管検出器及び中性子比例計数管を使用する。

エリアモニタを設ける区域は、次の通りである。

- ① 機関室
- ② 原子炉系試料採取室
- ③ 原子炉格納容器内
- ④ 原子炉室
- ⑤ 上甲板、等

この他、制御室、船内居住区、操舵室等にモニタリングポストを設ける。なお、可搬式エリアモニタ装置を必要に応じて設ける。

さらに、事故時において十分な測定範囲を有する格納容器内エリアモニタ及び原子炉室エリアモニタを設ける。

(c) 放射線サーベイ設備

船内の必要箇所、とくに管理区域内で乗組員等の放射線業務従事者が頻繁に立入る箇所及び原子炉の安全運転上必要な箇所については、外部線量当量率、空气中及び水中の放射性物質濃度並びに表面密度のうち、必要なものを定期的に測定監視する。

測定は、外部線量当量率については携帯用の各種サーベイメータにより、空气中及び水中の放射性物質濃度についてはサンプリングによる放射能測定により、また、表面汚染密度についてはサーベイメータ又はスミヤ法による放射能測定によって行う。

放射線サーベイ関係主要測定器は、線量率サーベイメータ、中性子サーベイメータ、汚染測定用サーベイメータ、ガス放射能測定装置、ダストサンプラ等である。

(3) 放射線防護設備

放射線防護並びに救助活動に必要な資材として、防護衣、呼吸器、防護マスク、無線機等の防護用機器を備える。また、鉛遮へいブロック等の遮へい用器材及び汚染除去用器材を備える。

12.2.4 評価

(1) 運転に伴う乗組員等の放射線業務従事者の放射線被ばくを管理するため、出入管理設備、個人管理関係設備及び汚染管理設備を設けるほか、原子炉内の放射線の監視のため、エリアモニタリング設備及び放射線サーベイ設備を設け、十分な管理及び監視が可能な設計となっている。

(2) 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において一般公衆の放射線被ばくの監視のために、プロセスモニタリング設備を設置し、必要箇所をサンプリングすることにより、原子炉周辺の放射線を十分監視できる設計となっている。

(3) 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時には格納容器水モニタ、格納容器じんあいモニタ、格納容器ガスモニタ、原子炉室じんあいモニタ及び原子炉室ガスモニタによって連続的に、事故後は原子炉格納容器内線量当量率を格納容器エリアモニタによって、原子炉室内線量当量率を原子炉室エリアモニタによってそれぞれ連続的に、また放射性物質濃度を原子炉格納容器内の水、空気、原子炉室内の空気及び1次冷却材のサンプリングによって知ることができる設計となっている。

また、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時の放射性物質の放出経路となる主排気筒及び主蒸気管にはモニタを設置するとともに、必要箇所はサンプリングができる設計となっている。

(4) エリアモニタリング設備は船内の主要箇所の外部線量当量率を、また、プロセスモニタリング設備は主要系統の放射能レベルを連続監視し、異常時には中央制御室及びその他必要な箇所に警報を発する設計となっている。

Table 12.2.1 プロセスモニタリング設備の設備仕様 (1/2)

(1) 格納容器ガスモニタ			
個	数	1	
検	出	器	シンチレータ
(2) 格納容器じんあいモニタ			
個	数	1	
検	出	器	シンチレータ
(3) 格納容器水モニタ			
個	数	1	
検	出	器	シンチレータ
(4) 主排気筒ガスモニタ			
個	数	2 (低レンジ)	
		1 (高レンジ)	
検	出	器	シンチレータ (低レンジ)
			シンチレータ (高レンジ)
(5) 非常用排気筒ガスモニタ			
個	数	1 (低レンジ)	
		1 (高レンジ)	
検	出	器	シンチレータ (低レンジ)
			GM管 (高レンジ)
(6) 復水器排気ガスモニタ			
個	数	1	
検	出	器	シンチレータ
(7) 高感度型主蒸気管モニタ			
個	数	2	
検	出	器	シンチレータ

Table 12.2.1 プロセスモニタリング設備の設備仕様 (2/2)

(8) 原子炉補機冷却水モニタ		
個数	1	
検出器		シンチレータ
(9) 機関室床排水モニタ		
個数	1	
検出器		シンチレータ
(10) 主蒸気管モニタ		
個数	2	
検出器		電離箱
(11) 原子炉室ガスモニタ		
個数	1	
検出器		シンチレータ
(12) 原子炉室じんあいモニタ		
個数	1	
検出器		シンチレータ

13. 補助施設

補助施設には、給水処理設備、換気空調設備、補助蒸気（3次蒸気）設備の様に乗船する人数に関係しているものが含まれるが、本船は、砕氷観測船としているので、船員の他に研究観測者を考慮する必要がある。

本船の乗船人数はこれらの人員を考慮して70名としている。

13.1 給水処理設備

13.1.1 概要

本船で使用する淡水は、港で給水するものと本船内に設置した造水設備により生産するものを使用する。純水装置へは造水設備から清水タンクを経由して送水する。純水装置は、1次系及び2次系に供給する純水を製造するもので混床脱塩塔等により高度の純水をつくる。純水は系統の補給水として純水タンクに貯留する。系統概要をFig.13.1.1に示す。

13.1.2 主要設備の仕様

主要設備の仕様をTable 13.1.1に示す。

13.1.3 主要設備

(1) 造水設備

淡水最大使用量をもとに造水設備の容量は約150 m³/日とする。

(2) 清水タンク

造水設備からの水は清水タンクに貯水され純水装置等へ送水する。

(3) 純水装置

純水装置は混床式脱塩塔等で構成し、1・2次系等で使用される補給水を製造するものとして5 m³/hの装置を2台設置する。

(4) 純水タンク

1・2次系の補給水供給用として純水を貯水するため、容量約90 m³のタンクを2基設ける。

Table 13.1.1 給水処理設備の設備仕様

(1) 造水設備			
個	数	1	
容	量		約 100 m ³ /日
(2) 清水タンク			
個	数	1	
容	量		約 100 m ³
(3) 純水装置			
個	数	2	
容	量		約 4 m ³ /h
(4) 純水タンク			
個	数	2	
容	量		約 90 m ³ /個

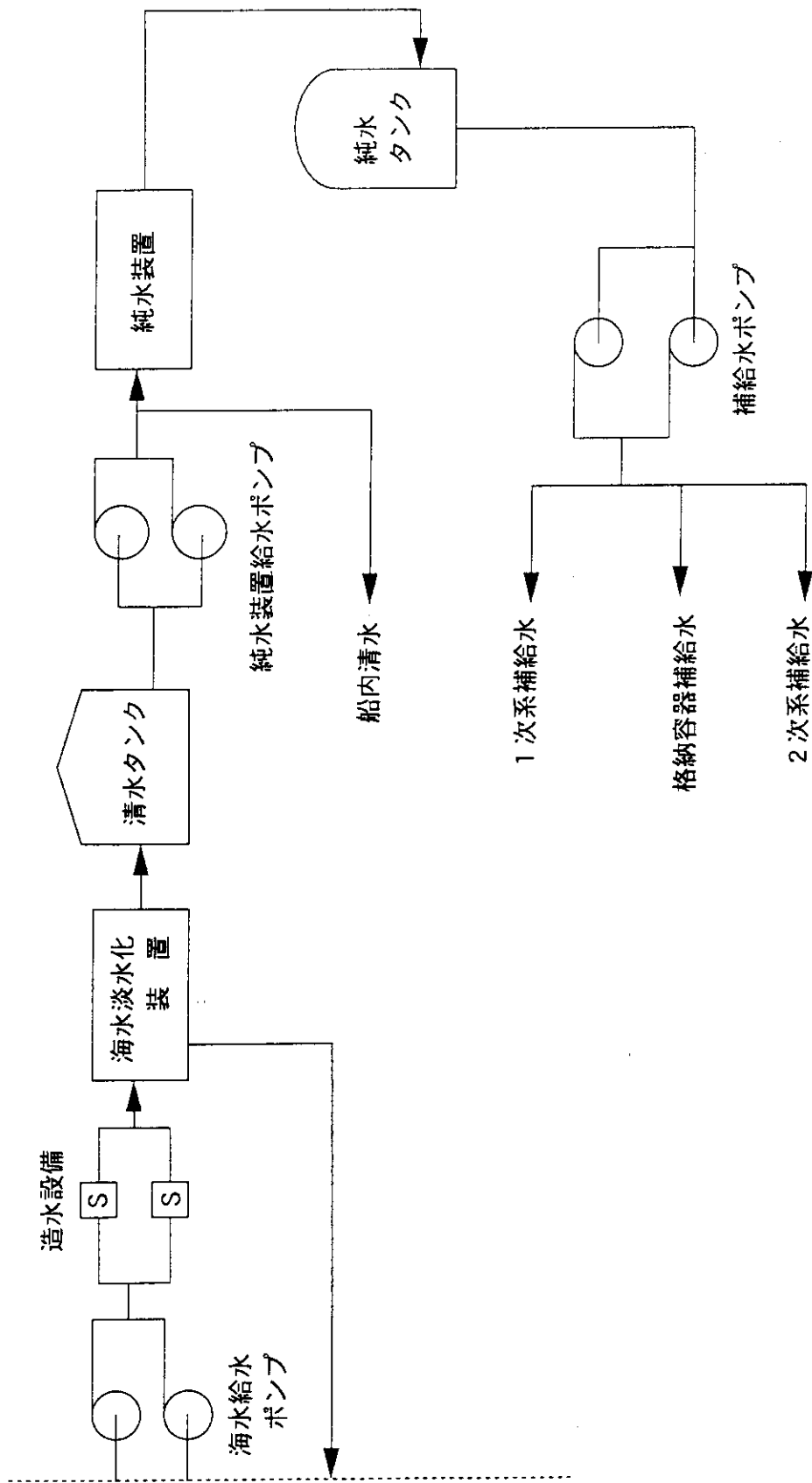


Fig.13.1.1 給水処理設備系統説明図

13.2 換気空調設備

13.2.1 概要

換気空調設備は、通常運転時及び異常時に船内の従業員等に新鮮な空気を送るとともに、空气中の放射性物質を除去低減するもので、原子炉室換気空調設備等で構成する。

13.2.2 設計方針

- (1) 換気空調設備は、放射線管理区域内・外の別により、また、それぞれの区域内でも機能の別により系統を分ける。
- (2) 換気は清浄区域に新鮮な空気を供給して、放射能レベルの高い区域に向かって流れるようにし、給気及び排気は適切なフィルタを通して行う。
- (3) 各換気系統は、その容量が区域及び部屋の必要な換気並びに除熱を十分に行えるようにする。なお、換気回数は原子炉室等は2回/h以上とする。
- (4) 各換気空調設備のフィルタは、点検及び交換ができるように設計する。
- (5) よう素フィルタには、温度感知設備を設ける。
- (6) 制御室及び居住区の換気設備は、事故時には外気との連絡口を遮断し、よう素フィルタを通る閉回路循環方式とし、乗り組み員等を放射線被ばくから防護するように設計する。
- (7) 火災の延焼防止が必要な換気ダクトには防火ダンパを設置する。

13.2.3 主要設備の仕様

主要設備の仕様をTable. 13.2.1に示す。

13.2.4 主要設備

(1) 原子炉室換気空調設備

本設備については「7. 工学的安全施設」参照。

(2) 試料採取室換気空調設備

試料採取室換気空調設備は、Fig.13.2.1に示すとおり、給気系統と排気系統を設ける。給気系統は給気ユニット及び給気ファンを設置する。給気ユニットには加熱用コイルを設置する。排気系統は排気ユニット及び排気ファンを設置する。排気ユニットは排気中のよう素及び微粒子を除去するため微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵する。

試料採取室の排気は排気筒を通して船外に排気される。

(3) 制御室及び居住区換気空調設備

制御室及び居住区換気空調設備はFig.13.2.2に示すとおり、空調ユニット、給気ユニット、非常用再循環ユニット及びファンを設ける。事故時には、運転員等の放射線被ばくを防止するために外気から遮断し再循環運転を行う。

制御室用の空調ユニットは加湿装置を内蔵しており、事故時にも制御室の湿度を適切に維持する。非常用再循環ユニットは微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵しており事故時の再

循環運転時に空気の浄化を行う。また、外気の取り入れが必要な場合には非常用再循環ユニットで浄化しながら取り入れる。

(4) 非常制御場所換気空調設備

非常用制御場所は、制御室退避時に原子炉を安全に停止し、維持するための原子炉制御設備を設置する場所であり、制御室同様に操作時の乗組員に対する環境維持を図る必要がある。このため、非常用制御場所に対しても換気空調設備を設置する。非常制御場所換気空調設備は、Fig.13.2.3に示すとおり、給気ユニット、排気ユニット及びファンを設ける。事故時には外気取り入れ口を閉止し、外気から遮断する。

(5) 排気筒

排気筒は、原子炉室排気系統からの排気を乗組員への影響がないように船外に放出するために設ける。

排気中の放射能レベルは排気筒ガスモニタ及び気体廃棄物処理系ガスモニタにより連続的に監視する。

Table 13.2.1 換気空調設備の設備仕様

(1) 原子炉室換気空調設備		
〔7. 工学的安全施設〕参照		
(2) 試料採取室換気空調設備		
(a) 試料採取室給気系統		
(i) 試料採取室給気ユニット		
形 式		平型フィルタ、蒸気加熱コイル内蔵型
個 数		1
容 量		約 3 m ³ /min
(ii) 試料採取室給気ファン		
個 数		2
容 量		約 3 m ³ /min/個
(b) 試料採取室排気系統		
(i) 試料採取室排気ユニット		
形 式		粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵
個 数		1
容 量		約 4 m ³ /min
よう素除去効率		95%以上 (相対湿度約 80%、温度約 50℃において)
粒子除去効率		99%以上 (0.7 μm粒子)
(ii) 試料採取室排気ファン		
個 数		2
容 量		約 3 m ³ /min/個
(3) 制御室及び居室用換気空調設備		
(a) 制御室空調ユニット		
型 式		加湿器内蔵型ヒートポンプ
個 数		2
(b) 制御室非常用循環ユニット		
形 式		粗フィルタ、微粒子フィルタ、電気ヒータ及びよう素フィルタ内蔵
個 数		1
容 量		約 100 m ³ /min
よう素除去効率		95%以上 (相対湿度約 80%、温度約 50℃において)
粒子除去効率		99%以上 (0.7 μm粒子)

(c) 制御室循環ユニット

形 式	粗フィルタ内蔵型
個 数	1
容 量	約 100 m ³ /min

(d) 制御室循環ファン

個 数	2
容 量	約 100 m ³ /min/個

(e) 居住区空調ユニット

型 式	加湿器内蔵型ヒートポンプ
個 数	2

(4) 非常制御場所換気空調設備

(a) 非常制御場所給気ユニット

形 式	平型フィルタ、蒸気加熱コイル内蔵型
個 数	1
容 量	約 2 m ³ /min

(b) 非常制御場所排気ユニット

形 式	粗フィルタ及び微粒子フィルタ内蔵
個 数	1
容 量	約 2 m ³ /min

(c) 非常制御場所排気ファン

個 数	2
容 量	約 2 m ³ /min/個

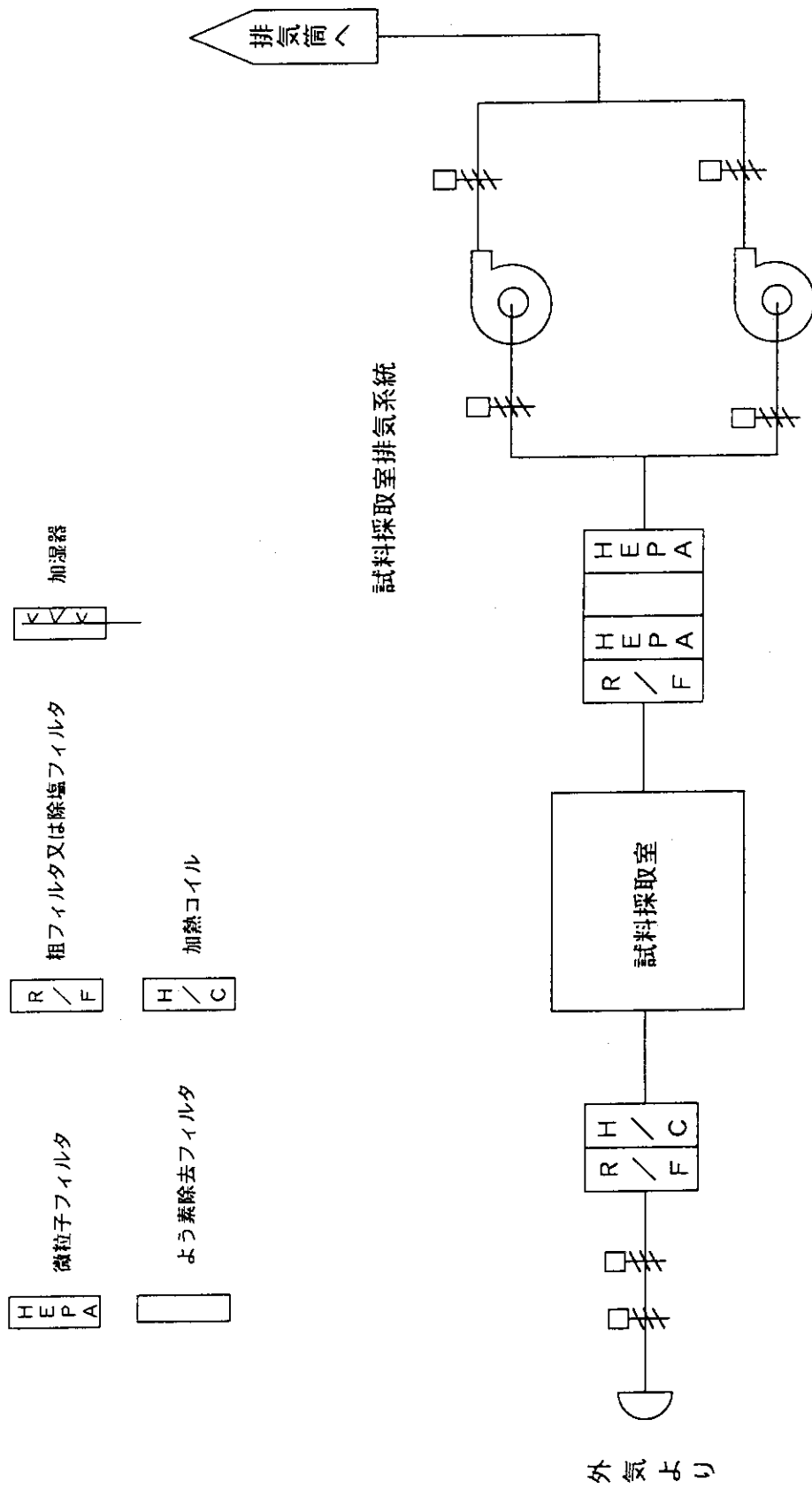


Fig.13.2.1 試料採取室換気空調設備系統説明図

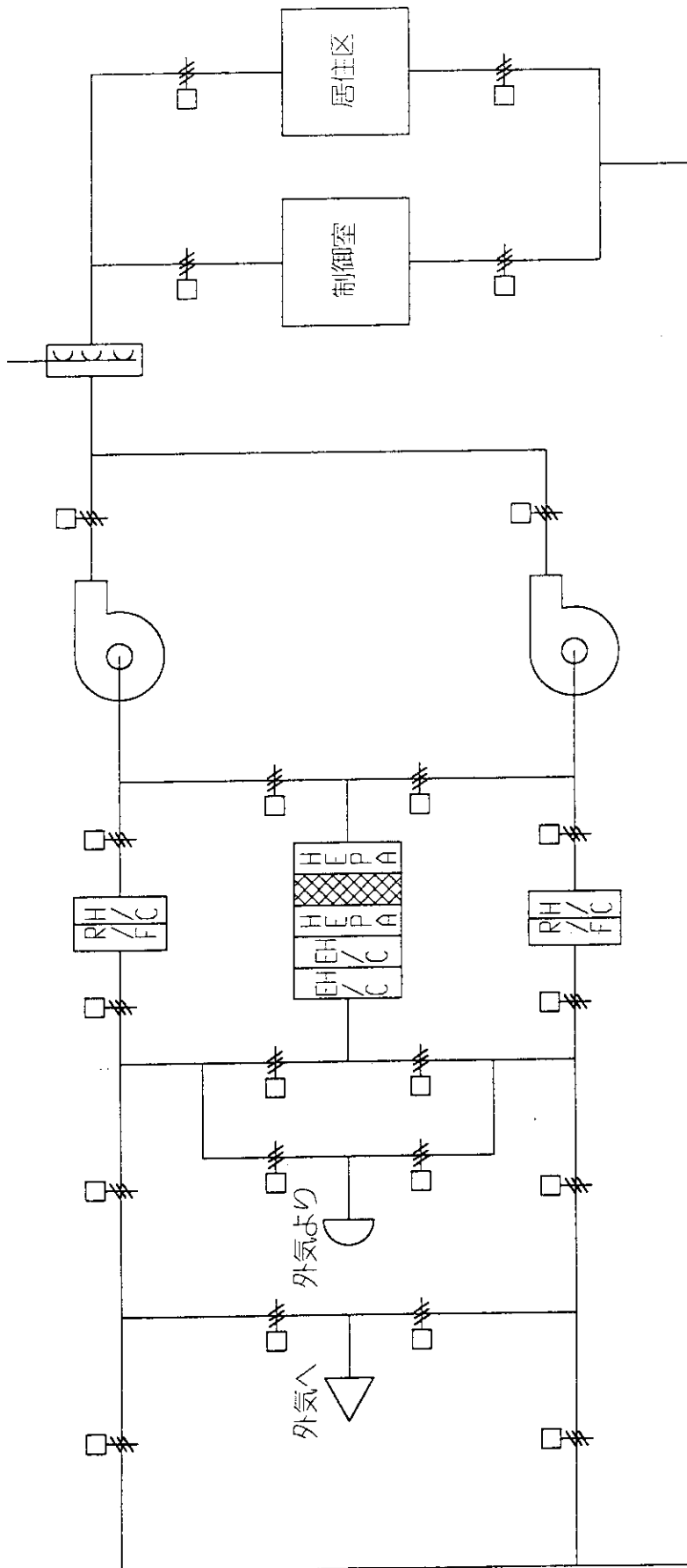


Fig.13.2.2 制御室及び居住区換気空調設備系統説明図

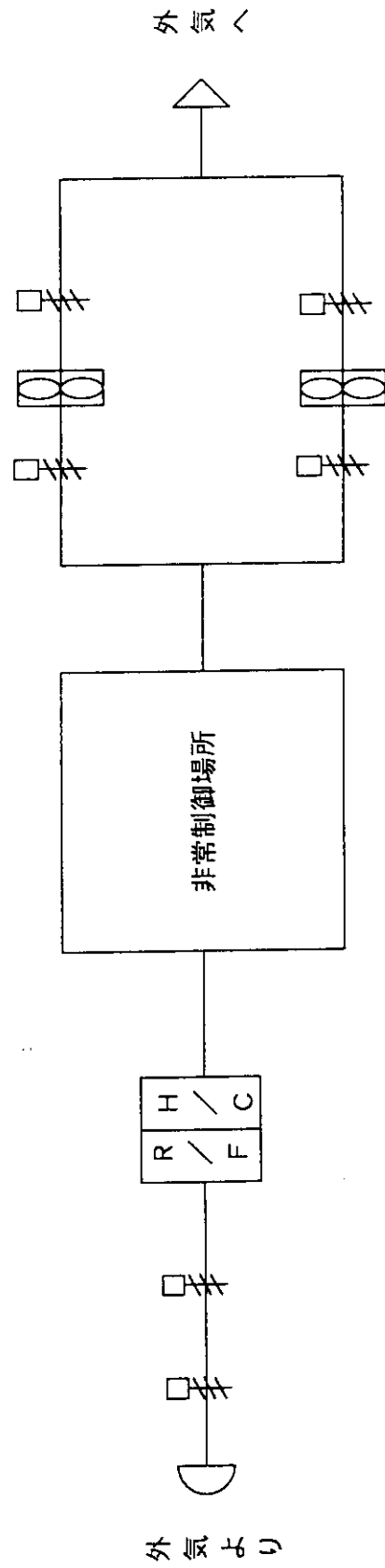


Fig.13.2.3 非常制御場所換気空調設備系統説明図

13.3 圧縮空気設備

圧縮空気設備はFig.13.3.1に示すとおり、1次系制御用空気設備と雑用空気設備からなり、下記の機能を有する。

13.3.1 1次系制御用空気設備

(1) 概要

1次系制御用空気設備は、船体設備として設置された制御用空気供給設備から分岐し、必要な空気量を1次系の設備に供給する。1次系制御用空気供給設備は、空気だめ、乾燥装置、配管及び弁等から構成され、格納容器内、原子炉室内等に設置されている空気作動弁等の機器に清浄で乾燥した空気を供給する。

(2) 設計方針

制御用空気は事故時作動機器には供給されないので1系統とし多重性は持たせない。

I M Oの安全基準では非常用母線接続を要求しているが、本船においては上述の理由により常用母線負荷とする。

(3) 主要設備

(a) 空気乾燥装置

空気乾燥装置は吸着塔全自動電熱再生方式で、出口での露点が -20°C となるように十分乾燥した空気が供給できるものとする。

(b) 制御用空気だめ

制御用空気供給時のバッファタンクとして設置する。

13.3.2 雑用空気設備

(1) 概要

雑用空気設備は、船体設備の空気供給設備から分岐し、1次系の区画に空気を供給する。

(2) 設計方針

雑用空気が必要な場所にはホース接続端を設ける。

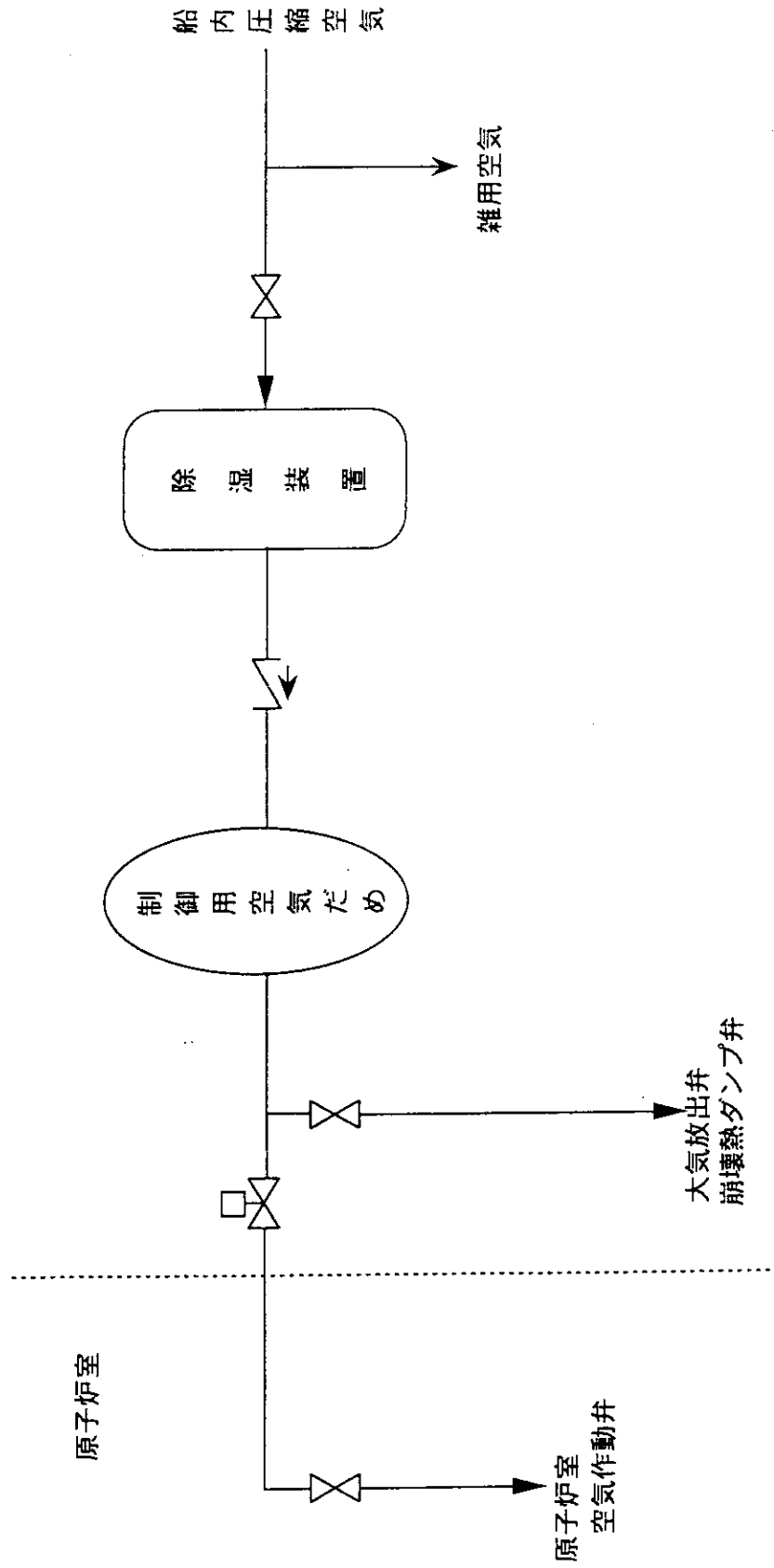


Fig.13.3.1 圧縮空気設備系統説明図

13.4 補助蒸気設備

13.4.1 概 要

補助蒸気設備は、3次系としてFig.13.4.1に示すとおり、船内の各設備に蒸気を供給する。

補助蒸気設備は、造水設備、空調用暖房設備、その他の生活用としての蒸気を供給する。また、原子炉起動時の1次系の加熱用にも使用される。

通常運転時は、2次系の熱を利用し、原子炉が停止している等で2次系の熱が利用できない場合には、補助ボイラを運転して蒸気を供給する。

13.4.2 設計方針

- (1) 通常運転時、必要な補助蒸気を供給するためスチームコンバータを設置する。

スチームコンバータは、万一の蒸気発生器伝熱管の漏えいの際にも放射性物質が補助蒸気側に漏えいしないようにするために設ける。

- (2) 原子炉停止時又はスチームコンバータ停止時に必要な補助蒸気を供給するために補助ボイラを設置する。

13.4.3 主要設備

- (1) スチームコンバータ

スチームコンバータは、通常時、主蒸気を加熱蒸気として利用する。加熱蒸気の復水は、復水系統に回収する。

- (2) 補助ボイラ

原子炉停止時又はスチームコンバータ停止時には、補助ボイラを使用する。

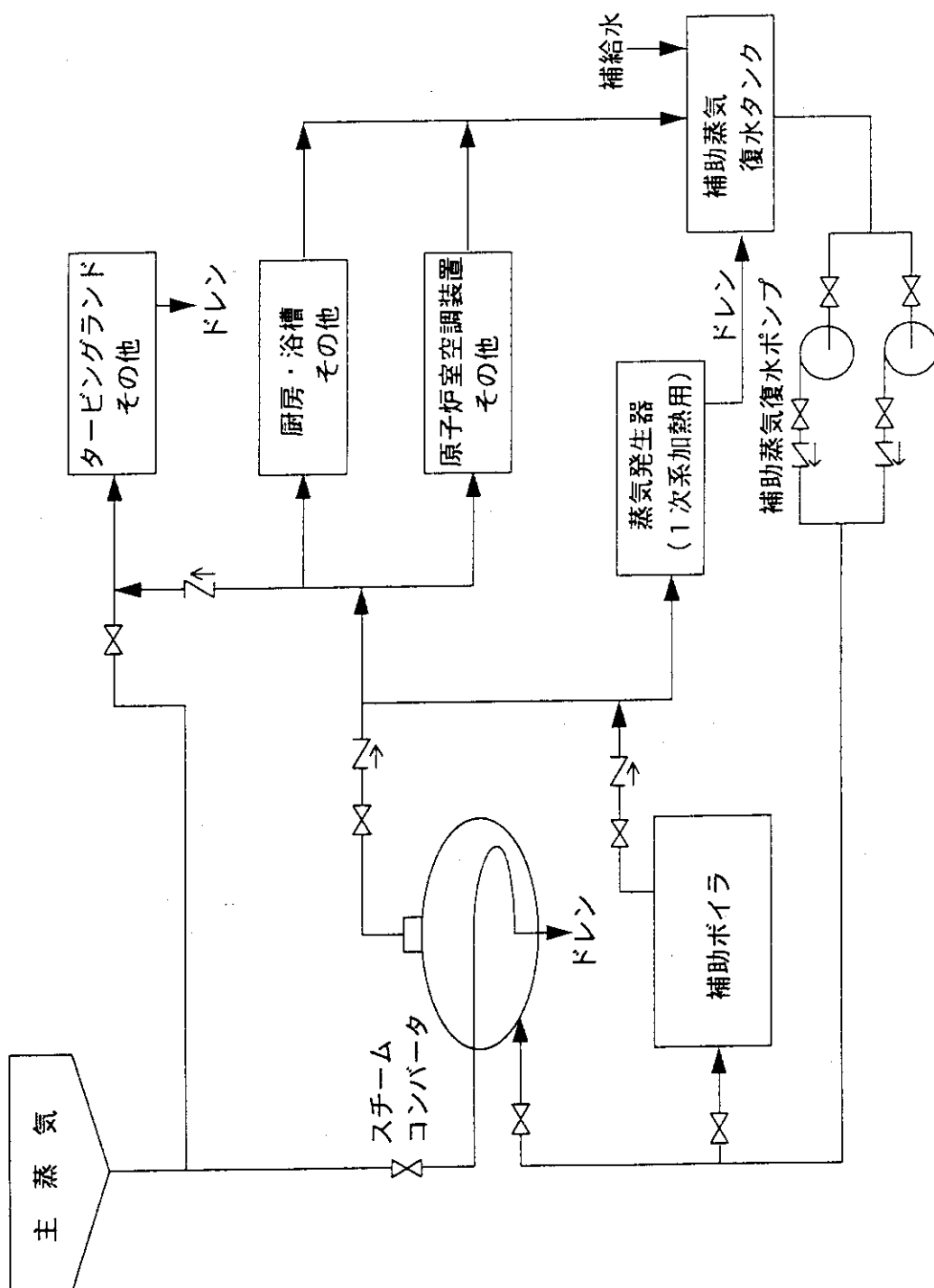


Fig.13.4.1 補助蒸気設備系統説明図

13.5 消火設備

13.5.1 概要

船体設備全体を通じて防火構造とし、使用される材料は実用上可能な限り不燃性又は難燃性とし、また、可燃性のものは隔離された区画に配置されるので火災の可能性は少ないが、万一の場合を考え、消火設備を設置する。

13.5.2 設計方針

消火設備を適正に配置し、船内火災事故の早期発見、消火活動の円滑化を図り、火災による人的、物的被害を軽減し、本船の安全性が損なわれないようにする。

消火設備は、船舶消防設備規則等に基づいて設計する。

なお、消火設備は、破損、誤動作又は誤操作により重要度の高い安全機能を有する構築物、系統及び機器に悪影響を与えないように設計する。

13.5.3 主要設備

(1) 火災探知設備

船内に適切に設けられた火災探知器で温度上昇又は煙感知により火災を探知し当該区域で可視可聴警報を発するとともに制御室に火災信号を表示する。

(2) 消火栓設備

消火ポンプは、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプを設置し、船内に布設された消火水配管に消火用水を送水する。

(3) 炭酸ガス消火設備

固定式鎮火性ガス消火装置として炭酸ガス消火設備を設ける。炭酸ガス消火設備は火災探知器により火災を探知し、火災警報、換気装置の停止、ダンパ閉鎖などの一連の動作を自動的に行ったのち、立入者の安全を確認して作動させる。

炭酸ガス消火設備は、補助発電機室、非常用ディーゼル発電機室、燃料油貯蔵タンク等の消火設備として設ける。

(4) 泡消火設備

固定式泡消火装置として、補助ボイラ用燃料タンクのために設置する。泡消火設備は警報に従って手動で作動させる。

(5) 消火器

消火器は、原子炉室、制御室等、本船全体にわたり、船舶消防設備規則の定めにより設置する。

13.6 緊急対策所

本船は発電所とは異なり、場所及び人員が限定された状態にあるので、陸上施設内に支援設備を設置すると共に船内設備については下記の通りとする。

緊急時には、船長公室を緊急対策所とすると共に、円滑に運用できるように以下の考慮を行う。

- (1) 関係乗組員が安全に滞在できるように遮へい及び換気について考慮する。換気設備については制御室と共通の換気設備とする。
- (2) 事故状態を把握するために、必要な情報が収集できるようにする。
- (3) 陸上支援設備との連絡が円滑にできるように、無線連絡設備を設ける。
- (4) 制御室と密接な連絡が可能なように通信連絡設備を設ける。

14. 運転・保守

14.1 運 転

14.1.1 概 要

運転は、船舶安全法に定める操作手引書（原子炉規制法に定める原子炉施設保安規定及び細則）を作成し、これに従って行う必要がある。ここでは、MRXの運転の考え方を、通常運転（起動運転、負荷運転、停止操作運転）について述べる。原子力船の対象としては、MRX 2基を搭載した原子力砕氷船とする。通常運転は以下の方針にしたがって運転する。

- (1) 起動運転は、低温停止状態から原子炉1次系の温度・圧力が定格運転状態となるまで原子炉1次系を昇温・加圧する運転である。この間の加熱は、1次冷却材ポンプ、加圧器ヒータ、及び1次系加熱器による非核加熱と原子炉の発熱による核加熱による。
- (2) MRX原子炉2基の運転法として、起動運転では、どちらか1基（A炉）を最初に非核加熱で加熱し、その後、核加熱に移行後に、他方のMRX原子炉（B炉）を非核加熱開始とする。A炉の1次系の温度・圧力が定格運転状態となり、さらに発電を開始できる様になれば、電源を2機の補助発電機側から切り換える。B炉が核加熱後、発電開始できる様になれば、電気負荷を分担する。Fig.14.1.1にMRX原子炉2基の起動運転概要を示す。
- (3) 負荷運転は、蒸気発生器からの蒸気により主機発電機で発電し、補助発電機と電源を切り換えた状態の運転とする。なお、砕氷船の推進は、堪航性の観点から、MRX原子炉2基が負荷運転状態になってからとする。
- (4) 原子炉の運転は、原則として全運転において自動運転とし、必要に応じ手動操作によっても運転できるものとする。

14.1.2 起動運転

(1) 起動条件

- (a) 低温停止状態から原子炉1次系の温度・圧力が定格運転状態までの起動時間は24時間とする。但し、この時間は、砕氷船の運航形態に依存して変わりうる。
- (b) 低温停止時温度は、原子炉圧力容器の材料の脆性遷移温度（NDTT）を考慮した温度を制限温度とし、これより温度を下げない。
- (c) 加圧器は低温停止時、満水状態にあり、起動時に上部に気相を形成させる（加圧器気醸）。この場合、1次系の特に、ステンレス鋼材溶接部の応力腐食割（SCC）対策として、1次冷却材の溶存酸素除去のための水処理を完了させておくものとする（80℃～85℃）。
- (d) 原子炉による核加熱は加圧器気醸後に行う。
- (e) 1次系の加熱速度及び冷却速度は、50℃/hより小さくする。（28℃/hを運転目標とする。）
- (f) 起動運転、負荷運転、及び停止時操作運転時の1次系温度・圧力は運転制限範囲内にあること。

- (g) 原子炉運転時には、原子炉保護系及び工学的安全系の作動が有効なる様、スクラム信号及び非常用炉心冷却作動信号 (SI 信号) はバイパスしないこと。

(2) 起動方法

- ① 低温停止時制限温度を10℃とし、低温停止時の初期温度はこれ以上とする。10℃の根拠は以下の通りである。

設計遷移温度 (DTT) を脆性遷移温度 (NDTT) に、余裕度 (α) 及び照射による脆性遷移温度の上昇度 (ΔTT) を加算して求める。 ΔTT については、「むつ」に対して適用した照射と遷移温度上昇度の関係図 (Fig.14.1.2 参照) を用いる。

$$\begin{aligned} \text{設計遷移温度(DTT)} &= \text{NDTT} + \alpha + \Delta TT \\ &= -25^{\circ}\text{C} + 33^{\circ}\text{C} + 0^{\circ}\text{C} \quad (\text{Fig.14.1.2 から}) \\ &= 8^{\circ}\text{C} \rightarrow 16^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

- ② 1次系温度・圧力の運転制限範囲を Fig.14.1.3 に示す。この運転制限は、1次冷却材ポンプの正味吸込水頭 (NPSH) として飽和圧力に余裕度 (= 10 at) を加味した圧力制限及び加圧器とサージ間の温度差制限 (150℃ for $p < 40\text{at}$, 100℃ for $p > 40\text{at}$) からなる。ただし、加圧器とサージ間の温度差制限は、「むつ」に対して用いた値であり、今後 MRX に対する詳細検討を行って見直す。

- ③ 補助発電機による電源を確保する。(陸上電源を使用している場合に、切り換える)

- ④ 加圧器気醸開始は1次系平均温度が100℃になってからとする。負荷運転開始までの昇温速度は以下を目標とする。

(i) 初期低温停止状態 (10℃) ~ 加圧器気醸まで (100℃) = 16 時間 : 9℃/h
(水質調整時間を含む)

(ii) 加圧器気醸 ~ 核加熱開始まで (臨界操作) = 1 時間

(iii) 核加熱開始 (100℃) ~ 高温零出力運転状態 (290℃) = 7 時間 : 28℃/h

- ⑤ 加圧器気醸前は、充填・抽出系の制御により1次系圧力を15atに保つ。この間の加熱は、1次冷却材ポンプ及び加圧器ヒータだけでは温度上昇速度が小さいため、余熱除去系を利用して補助蒸気系統からの加熱蒸気で加熱する。Fig.14.1.4に余熱除去系による加熱ラインの概念を示す。補助蒸気系統からの蒸気で1次系加熱器 (1基) で余熱除去系 (2系統のうちの1系統) を流れる1次冷却材を加熱する。なお、原子炉の余熱を除去する時には、1次系加熱器を切換えて用いる。加熱のための必要蒸気容量は以下の通りである。加熱熱量 (Q) は、放熱、体積制御系、構造材などの影響を考慮すると、

$$\text{加熱熱量 (Q)} = 7 \times 10^6 \text{ (kJ/h)}$$

となる。これに対する補助蒸気の流量は、圧力0.8MPaの飽和蒸気とすると、約4 (ton/h) 必要になる。

- ⑥ 1次系の水処理として、ヒドラジン ($\text{N}_2\text{H}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) を適量、1次系に入れる。また、体積制御タンクカバーガスを窒素ガスから水素ガスに置換する。
- ⑦ 1次系温度が80℃以上になったら、溶存酵素が充分低くなっていることを確認し1次系の水を浄化系に通し、ヒドラジンを除去する。この水処理終了後、1次系温度が100℃に到

達すれば加圧器ヒータにより加圧器の気醸を行い、気相部を形成させる。1次系圧力制御を加圧器のヒータとスプレーで行う。

- ⑧ 加圧器の気醸が終了すれば、原子炉の臨界操作を行い、ゼロ出力状態とする。
- ⑨ その後、補助蒸気による加熱から核加熱に切り換える。

核加熱時、上記昇温速度を得るために必要な炉出力 (QR) は、

$$QR = 1 \cdot 2 \text{次系水の加熱量} + \text{構造材の加熱量} + \text{放熱等の損失分となり炉出力は約} \\ 5 \text{ MW 必要になる。}$$

- ⑩ 原子炉運転に際しては、原子炉保護系及び工学的安全系の作動信号 (低圧スクラム信号及びSI信号) を起動運転モードに切り換える。

起動時低圧信号 = (ホットレグ温度に対する飽和圧力) + (計器誤差及び余裕 = 10at)

起動時SI信号 = (ホットレグ温度に対する飽和圧力) + (計器誤差及び余裕 = 5 at)

これらの信号は、ホットレグ温度に依存して変化する。

- ⑪ 1次系の温度・圧力が高温零出力運転状態 (290℃、12 MPa) に達したら、蒸気発生器による負荷運転を可能とするため給水系を準備する。補助給水ポンプを起動し、主給水ポンプに蒸気を供給できる様になったら、補助給水系から主給水系に切り換える。
- ⑫ 主機発電機を起動させ、電圧確立後、電源負荷を移行し、補助発電機との電源切換えを行う。
- ⑬ Fig.14.1.1 に示す様に、他のMRX原子炉を起動し、2基を負荷運転状態とする。以上の条件で起動させた温度・圧力変化の例を Fig.14.1.3 に示す。

14.1.3 負荷運転

MRX原子炉2基により発電を開始し、電気負荷をまかない始めた時点から、負荷運転開始とする。

- ① 低圧スクラム信号及びSI信号を負荷運転モードに切り換える。
- ② MRX原子炉2基の並列運転とし、発電機の負荷を自動的に均等に分担させることによって、原子炉出力を均等に保つ。
- ③ 港内航行、大洋航行、氷海航行の操船に対応して、発電機、ダンプ弁の制御モードを換える。

14.1.4 停止操作運転

原子炉の停止操作運転は、原子炉の電気負荷を順次、補助発電機側へ移して行く。

- ① 各々の補助発電機を起動させる。
- ② 電気の全負荷における推進用負荷がゼロになったら、補助発電機への電源切り換えを順次行う。
- ③ 補助給水ポンプを起動し、主給水ポンプから切り換える。
- ④ 自動的に全制御棒を完全に挿入し、原子炉停止とする。
- ⑤ 1次系の冷却は、蒸気発生器からの蒸気を崩壊熱除去系 (または復水器) へ送り、約178

℃まで冷却する。

- ⑥ それ以降の1次系の冷却は、余熱除去系を使用して行う。
- ⑦ 冷却速度は28℃/hを運転目標とし、50℃/hを越えないようにする。また1次系の温度・圧力は、Fig14.1.3の運転制限範囲内にあるようにする。

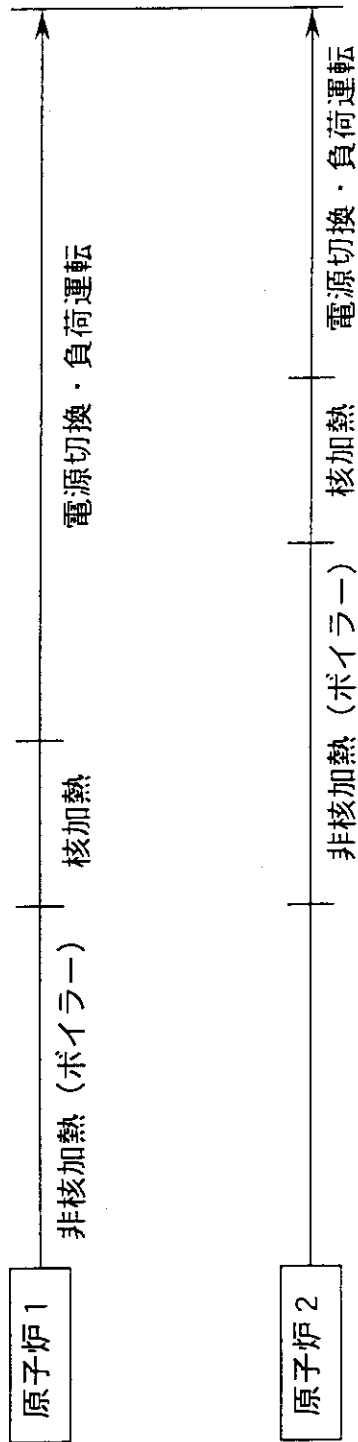


Fig.1.4.1.1 MRX 2 基起動運転概念 (推進力発生開始まで)

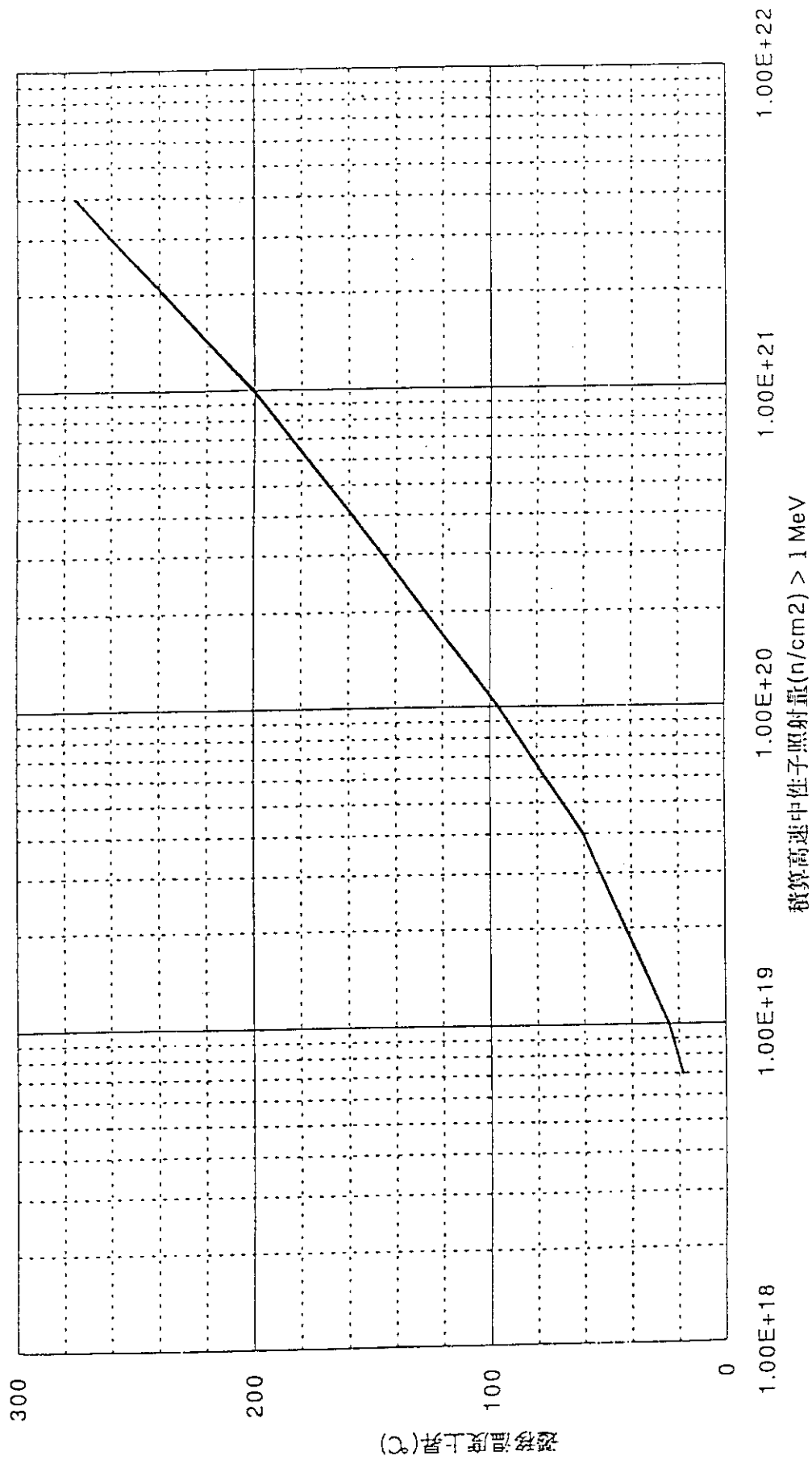


Fig.14.1.2 中性子照射による遷移温度上昇（「むつ」の例）

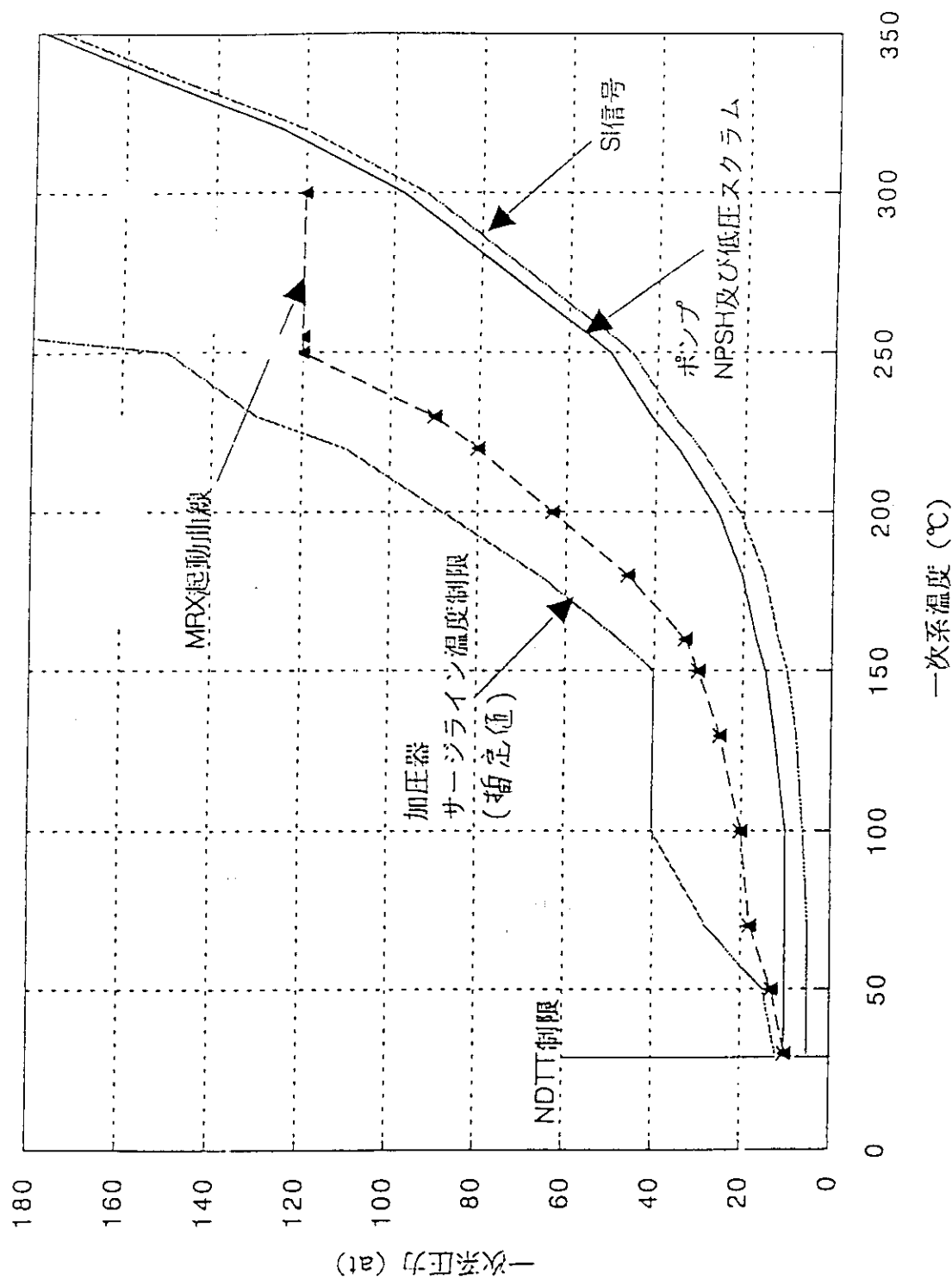


Fig.14.1.3 運転制限範囲 (1次系温度、圧力範囲)

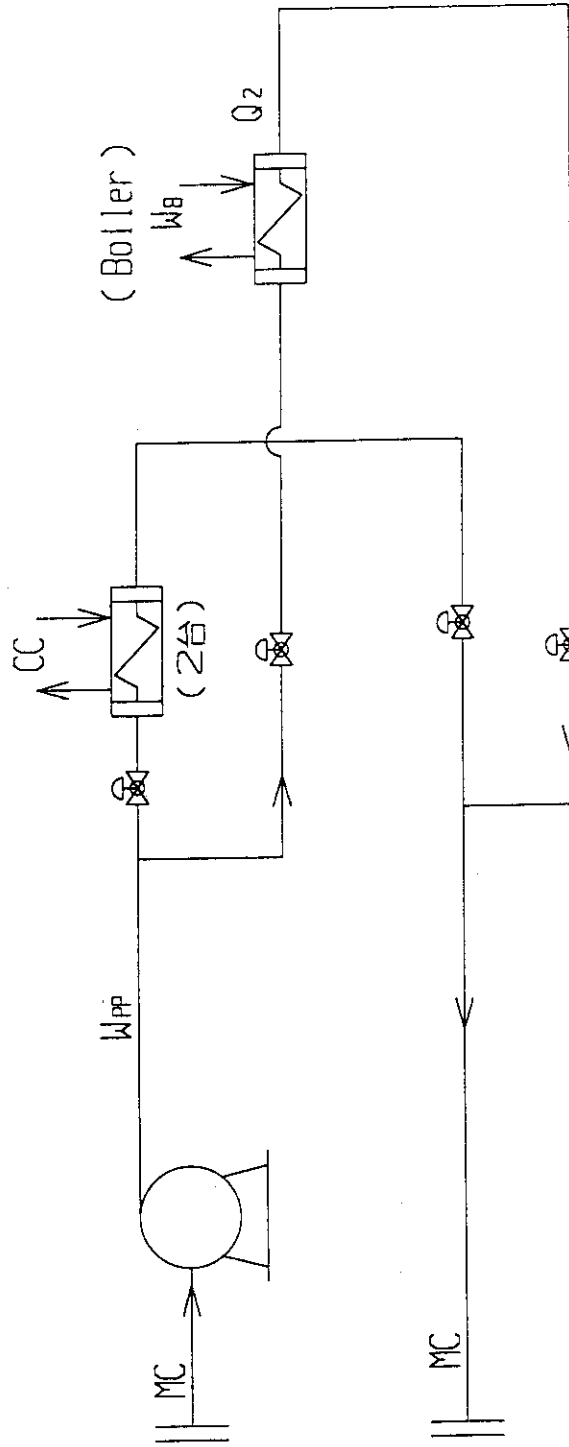


Fig.14.1.4 余熱除去系使用による1次系加熱法

14.2 保 守

原子炉施設の保守の基本方針は、原子炉等規制法第29条に基づいて実施する。「定期検査」および第35条第1項の規定による「原子炉施設の巡視・点検」および「定期自主検査」を行うものとする。また、定期的な検査内容については、第37条第1項の規定に基づいて定められた「保安規定」によるものとする。

(1) 定期検査

定期検査を行うべき設備としては、同法施工規則第10条に原子炉本体、原子炉冷却系統施設等がその対象として規定されている。

一方、個々の設備に対する検査対象範囲は「実用船用原子炉の設置、運転に関する規則」（以下、船用炉規則）第15条の定期検査の技術上の基準に適合するものとする。

各設備・機器の検査内容をTable14.2.1に示す。

(2) 定期自主検査

定期自主検査を行うべき設備としては、船用炉規則第23条に規定されている。また、多重機器については、定期的に交互に切替えて健全性の確保を図ると共に、停止中の機器についても定期的に運転し、動作確認検査を行う。

(3) 原子炉施設の巡視および点検

原子炉施設の巡視および点検は、船用炉規則第22条に規定されており、巡視点検表に従って原子炉冷却系統施設、制御材駆動設備、電源、給排水および排気設備等について、毎日以上1回巡視および点検を行う。

Table 14.2.1 定期検査項目一覧表

1/4

施設	設備名称	機器名称	検査内容	備考
原子炉本体		原子炉容器	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 非破壊検査 (供用期間中検査対象)	
		炉内構造物	1. 外観検査 (供用期間中検査対象)	
		燃料	1. 燃料検査 シッピング検査 2. 炉内配置確認	
		加圧器	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 耐圧・漏洩検査 (供用期間中検査対象)	
原子炉冷却系統施設	一次冷却設備	一次冷却材ポンプ	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 非破壊検査 5. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		蒸気発生器	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 非破壊検査 (供用期間中検査対象)	
		加圧器スプレーポンプ	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 非破壊検査 5. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		加圧器安全弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 漏洩検査 4. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		加圧器逃がし弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)	

施設	設備名称	機器名称	検査内容	備考	
原子炉冷却系統施設	一次冷却設備	一次冷却系配管	1. 外観検査 2. 耐圧・漏洩検査 (供用期間中検査対象)		
		弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査 (供用期間中検査対象)		
	原子炉補助設備	体積制御設備	1. 熱交換器 2. タンク 3. 脱塩塔 4. ポンプ 5. 配管・弁 (供用期間中検査対象)	1. 外観検査 2. 分解・開放検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		余熱除去設備	1. 熱交換器 2. ポンプ 3. 配管・弁 (供用期間中検査対象)	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		格納容器水 浄化冷却設備	1. 熱交換器 2. ポンプ 3. 配管・弁 (供用期間中検査対象)	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		原子炉補機 冷却水設備	1. 熱交換器 2. ポンプ 3. 配管・弁 (供用期間中検査対象)	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
		原子炉補機 海水冷却水設備	1. 熱交換器 2. ポンプ 3. 配管・弁 (供用期間中検査対象)	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
	二次冷却設備		1. 主機発電機 タービン 2. 主給水ポンプ 3. 補助給水ポンプ	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 作動検査	
			主蒸気安全弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査	
			タービンバイパス弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 作動検査	
		配管・主要弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)		

施設	設備名称	機器名称	検査内容	備考
原子炉冷却系統施設 工学的 安全設備	非常用格納容器 水冷却設備	1. 熱交換器 2. 配管・主要弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査	
	非常用崩壊熱 除去設備	1. 熱交換器 2. 配管・主要弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
	原子炉室空気 浄化設備	1. 通風機 2. フィルター 3. 配管・弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
計測 制御 系統 施設	原子炉計装設備	1. 炉外核計装 2. 制御棒位置指示	1. 点検校正 2. 機能検査	
	計測制御設備	プロセス計装設備	1. 点検校正 2. 機能検査	
		原子炉制御設備	1. 点検校正 2. 機能検査	
		原子炉保護設備	1. 点検校正 2. 機能検査	
		工学安全設備	1. 点検校正 2. 機能検査	
放射性廃棄物処理施設	気体廃棄物処理設備	1. ガス圧縮装置 2. ガス減衰タンク 3. 配管・主要弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査 (供用期間中検査対象)	
	液体廃棄物処理設備	1. タンク 2. ポンプ 3. 配管・主要弁	1. 外観検査 2. 分解検査 3. 耐圧・漏洩検査 4. 作動検査	
放射線管理施設	放射線管理設備	1. エリアモニター 2. プロセスモニター 3. 個人管理用計器	1. 点検校正 2. 機能検査	

施設	設備名称	機器名称	検査内容	備考
その他の原子炉の付属設備	非常用電源装置	非常用発電機	1. 外観検査 2. 開放検査 3. 作動検査	
		制御計装用蓄電池	1. 外観検査 2. 比重測定検査 3. 電圧測定検査	

	試験項目
プラントの機能試験	<p>1. 起動前試験</p> <p>(a) 冷態時</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉保護装置設定値確認試験 ・各種インターロック試験 <p>(b) 温態時</p> <ul style="list-style-type: none"> ・核計装設定値確認試験 ・制御棒作動検査 <p>2. 炉物理試験</p> <p>(a) 零出力炉物理試験</p> <ul style="list-style-type: none"> ・臨界試験 臨界制御棒位置測定 ・制御棒価値測定 ・減速材温度・圧力係数測定 ・出力分布測定 ・最小停止余裕測定 <p>(b) 出力j時炉物理試験</p> <ul style="list-style-type: none"> ・出力係数測定 ・核計装校正 <p>3. 性能検査</p> <ul style="list-style-type: none"> ・プラント運転状況確認 ・総合負荷試験

15. 放射線管理

15.1 管理区域及び周辺監視区域の設定

15.1.1 管理区域

原子炉室、管理区域通風機室、サンプリング室等の場所であって、その場所における外部放射線に係る線量当量、空気中の放射性物質の濃度又は放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量当量限度を定める告示」（以下「線量当量限度等を定める告示」という）（第1条）に定められた値を超えるか又は超えるおそれのある区域はすべて管理区域とする。

また、運用段階でもしも一時的に上記管理区域に係る値を超えるか又は超えるおそれのある区域が生じた場合は、一時管理区域とする。

管理区域については、「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規制」（第20条）に従って、次の措置を講じる。

- (1) 壁、さく等の区画物によって区画するほか、標識を設けることによって明らかに他の場所と区別し、かつ、放射線等の危険性の程度に応じて人の立入制限、かぎの管理等の措置を講じる。
- (2) 床、壁、その他人の触れるおそれのある物であって放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が「線量当量限度等を定める告示」（第4条）に定める表面密度限度を超えないようにする。
- (3) 管理区域から人が退去し又は物品を持ち出そうとする場合には、その者の身体及び衣服、履物等身体に着用している物並びにその持ち出そうとする物品（その物品を容器に入れ又は包装した場合には、その容器又は包装）の表面の放射性物質の密度が(2)の表面密度限度の十分の一を超えないようにする。

管理区域は原子炉室、管理区域通風機室、サンプリング室、汚染検査区画、原子炉室下二重底内等とする。

15.1.2 周辺監視区域

線量当量、空気中若しくは水中の放射性物質の濃度が「線量当量限度等を定める告示」（第2条及び第8条）に定められた値を超えるおそれのある区域を周辺監視区域とする。実際には管理上の便宜も考慮して周辺監視区域は機関室、保健物理室、配電盤室等とする。

「実用船用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第20条）の規定に基づき、周辺監視区域には人の居住を禁止し、境界にさく又は標識を設ける等の方法によって周辺監視区域に業務上立ち入る者以外の者の立入りを制限する。

15.2 管理区域内の管理

管理区域内の各区域は、外部放射線に係る線量当量率、乗組員等の立入り頻度等に差異があるため、これらのことを考慮して区域内管理及び作業管理を行う。

管理区域内の管理は、遮へい及び換気空調設備等の防護施設の設置、維持及び外部放射線に係る線量当量等を監視することにより行う。

以下、その具体的な方法について述べる。

(1) 遮へい

乗組員等を不必要な外部被ばくから防護するため、関係各区域への立入りの頻度、滞在時間等を考慮してTable 15.2.1のように管理区域を3区分に分け、これらの外部放射線に係る基準線量当量率に適合する維持管理を行えるよう遮へいを設備する。

遮へいの具体的な説明は、「12.1 遮へい設備」に示す。

(2) 換気

乗組員等を放射性物質での汚染による被ばくから防護するため、換気設備は次の条件を満足するように管理する。

- (a) 換気は系統ごとに行い汚染の拡大を防止していること。
- (b) 各換気系統について空気の供給は清浄区域から行い、汚染の可能性のある区域に向かって流れていること。
- (c) フィルタは所定の性能を維持していること。
- (d) 各換気系統の容量は、各区域及び部屋の換気、除熱を行うに十分であること。
- (e) 人が常時立ち入る場所は、空気中の放射性物質の濃度が濃度限度よりも、十分低くなっていること。

換気空調設備の具体的な説明は、「13.2 換気空調設備」に示す。

(3) 線量当量等の測定

乗組員等の線量当量の管理が、容易、かつ、確実に行えるようにするため、放射線測定器により、管理区域の放射線レベル等の状況を把握する。

(a) 外部放射線に係る線量当量率の測定

管理区域内空間の外部放射線に係る線量当量率を把握するため、管理区域内の主要部分における外部放射線に係る線量当量率を測定する。

モニタは放射線レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合、現場及び中央制御室において警報を発する。

なお、警報は異常の発見を主目的とするところから、その警報設定点は平常時の値等を基にして定める。

また、乗組員等が、特に、頻繁に立ち入る箇所については、定期的及び必要の都度サーベイメータによる外部放射線に係る線量当量率の測定を行う。

サーベイメータとしては線量当量率サーベイメータを使用する。

(b) 空気中及び水中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度の測定

管理区域内の空気中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度を把握するため、空気中及び水中の放射性物質の濃度並びに床等の表面の放射性物質の密度を測定する。

① 原子炉格納容器モニタ

このモニタは、原子炉格納容器内の空気中及び水中の放射性物質の濃度を常に監視する。

放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合は、中央制御室において警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

なお、警報は異常の発見を主目的とすることから、その警報設定点は通常時の値等を基にして定める。

② 原子炉室モニタ

このモニタは、原子炉室の空気中の放射性物質の濃度を常に監視する。放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合は、中央制御室において警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

なお、警報は異常の発見を主目的とすることから、その警報設定点は通常時の値等を基にして定める。

③ サンプルングによる測定

空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度が異常に変化すれば前に述べたエリアモニタ及びサーベイメータによっても測定できるものであるが、これとは別に、乗組員等が特に頻繁に立ち入る箇所については、サンプルングによる測定を定期的及び必要の都度行う。

以上の測定に用いる検出器又は器具等を Table 15.2.2 に示す。

(c) 系統内の放射能測定

原子炉施設が、正常に運転されていることを確認するため、系統内の気体及び液体中の放射性物質の濃度を測定する。

① 復水器排気ガスモニタ

復水器真空ポンプからの排気ガス中の放射性物質の濃度を監視し、1次冷却系から2次冷却系への漏えいを検知する。

② 廃棄物処理設備排ガスモニタ

気体廃棄物処理設備により処理された排気ガス中の放射性物質の濃度を監視する。

③ 高感度型主蒸気管モニタ

主蒸気管蒸気中の放射性物質の濃度を監視し、N-16に着目して1次冷却系から2次冷却系への漏えいを検知する。

④ 原子炉補機冷却水モニタ

原子炉補機冷却水中の放射性物質の濃度を監視し、1次冷却設備、体積制御設備、余熱除去設備等から原子炉補機冷却水側への1次冷却材の漏えいを検知する。

上記のように、①～④は気体又は液体中の放射性物質の濃度を常に監視し、放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合は中央制御室において警報を発し、適切な処置がなさ

れるよう運転員の注意を喚起する。

なお、警報は異常の発見を主目的とするところから、その警報設定点は平常時の値等を基にして定める。

以上のモニタ検出器の種類を Table 15.2.3 に示す。

⑤ サンプルングによる測定

上記のほかに、主な系統は定期的及び必要な都度サンプルングし、試料放射能測定装置により放射性物質の濃度を測定する。

15.3 周辺監視区域内の管理

周辺監視区域は、「線量当量限度等を定める告示」(第1条)に定める外部放射線に係る線量当量、空气中若しくは水中の放射性物質の濃度又は表面の放射性物質の密度以下に保つ。

具体的には、外部放射線に係る線量当量については、1週間につき $300 \mu\text{Sv}$ 以下になるように遮へいを維持管理する。

また、空气中又は水中の放射性物質については、管理区域との境界を壁等によって区画するとともに管理区域内の放射性物質の濃度が高い空気や水が、容易に流出することのないよう、換気系統及び排水系統を管理する。

15.4 放射性廃棄物の放出管理

船外に放出される放射性の廃棄物は気体廃棄物のみとし、液体廃棄物及び固体廃棄物は船内に保管される。

船外に放出される放射性の気体廃棄物は、以下に述べるように厳重な管理を行い、周辺監視区域外の空气中又は水中の放射性物質の濃度が、「線量当量限度等を定める告示」(第8条)に定める値を超えないようにする。

さらに、「線量目標値に関する指針」に基づき、放出管理の目標値を以下のように定め、この管理目標値を超えることのないように努める。

(1) 放出管理

平常運転時の気体廃棄物は、放射能を減衰させるか又はフィルタを通して排気筒から放出する。この気体廃棄物の排気中の放射性物質の濃度は、排気筒ガスモニタによって常に監視する。なお、原子炉格納容器内の空気は原子炉停止時等、必要な時にのみ放出するが、放出する場合には、あらかじめ原子炉格納容器モニタによって、放射性物質の濃度を確認する。

モニタの測定結果は、中央制御室に指示、記録するとともに、放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合は、中央制御室に警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。なお、これらのモニタの警報設定点は、平常時の値及び放出に関する管理の目

標値等を基にして定める。

排気ガスモニタの検出器を Table 15.4.1 に示す。

また、排気筒から放出される気体廃棄物中の放射性よう素、放射性粒子及びトリチウムについては、Table 15.4.1 に示すモニタ付近に連続サンプリングが出来る試料採取装置を設置し、定期的に測定する。

(2) 放出管理目標値

後述の「16. 放射性廃棄物処理」及び「17. 平常運転時における線量当量評価」の結果から「線量目標値に関する指針」に基づき、気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出管理目標値を以下のとおり設定する。

(a) 年間

希ガス	年 間	4.7×10^{13} Bq
よう素 131	年 間	2.5×10^9 Bq

(b) 定係港停泊時

希ガス	年 間	4.1×10^{13} Bq
よう素 131	年 間	1.2×10^9 Bq

(c) 寄港地停泊時

よう素 131	年 間	6.6×10^7 Bq
---------	-----	----------------------

寄港地では、年間停泊日数が最大で30日であり、かつ、体積制御タンクなどの気体廃棄物を貯留、減衰するタンクからは気体廃棄物を放出しないので、放射性希ガスの放出量は十分に少ない。このため、寄港地における放射性希ガスの放出管理目標値は設定しない。

Table 15.2.1 遮へい設計基準

(1) 管理区域内

区 分	外部放射線に係る 基準線量当量率	例
週48時間以内の立入り	$\leq 0.01 \text{mSv/h}$	原子炉室
週1時間以内の立入り	$\leq 0.5 \text{mSv/h}$	二重底内
通常は立入り不要のところ	$\leq 5 \text{mSv/h}$	格納容器下面と二重底内底板と の間の空間

(2) 周辺監視区域

外部放射線に係る 基準線量当量率	例
$\leq 6 \mu \text{Sv/h}$	機関室、保健物理室、 原子炉室上の上甲板

(3) 周辺監視区域外

外部放射線に係る 基準線量当量率	例
$\leq 0.0057 \mu \text{Sv/h}$	船内居住区、操舵室、制御室（年365日、1日24 時間滞在するとして、 $50 \mu \text{Sv/年}$ となる。）
$\leq 0.11 \mu \text{Sv/h}$	喫水線より上の舷外側部（年365日、1日24時間 滞在するとして、 1mSv/年 となる。）

Table 15.2.2 管理区域内領域の放射性物質等の測定方法

測定方法	測定対象	検出器又は機具等
固定モニタ (原子炉格納容器モニタ)	原子炉格納容器内空気中 ガスの放射能濃度	シンチレータ
	原子炉格納容器内水中の 放射能濃度	シンチレータ
	原子炉格納容器内空気中 の粒子の放射能濃度	シンチレータ
固定モニタ (原子炉室モニタ)	原子炉室空気中ガスの放 射能濃度	シンチレータ
	原子炉室空気中の粒子の 放射能濃度	シンチレータ
サンプリングによる測定	空気中ガスの放射能濃度	ガスサンプラ ガス放射能測定装置
	空気中粒子の放射能濃度	ダストサンプラ 試料放射能測定装置
	床等の表面の放射性物質 の密度	スミヤろ紙 試料放射能測定装置

Table 15.2.3 系統内の放射能測定用モニタ

モニタの種類	検出器の種類
復水器排気ガスモニタ	シンチレータ
廃棄物処理設備排ガスモニタ	シンチレータ
高感度型主蒸気管モニタ	シンチレータ
原子炉補機冷却水モニタ	シンチレータ

Table 15.4.1 排気ガスモニタの検出器

モニタの種類	検出器の種類
排気筒ガスモニタ	シンチレータ

16. 放射性廃棄物処理

16.1 放射性廃棄物処理の基本的考え方

放射性廃棄物施設の設計及び管理に際しては、「原子炉の設置、運転等に関する規則等の規定」の範囲を十分守るとともに、「原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」の考え方に基づくものとする。

気体廃棄物としては、カバーガス（窒素）を主体とする冷却材貯留タンク等のガスベント及び体積制御タンク等の水素ガスを主体とするパージガスがある。この気体廃棄物は、ガス減衰タンクに貯留して放射能濃度の低減をはかる。放出する場合は、放射性物質の濃度を監視しながら排気筒より放出するとともに、必要に応じて希釈する。また、換気空気は、微粒子フィルター等を通した後、放射性物質の濃度を監視しながら排気筒より連続放出する。

液体廃棄物には、運転時の弁リークオフ、サンプリング廃水並びに定期検査、燃料交換、補修等で発生する廃液とがある。航海期間中に発生する液体廃棄物は、船内に貯留し、陸上附帯設備のある母港入港時に陸揚げ、処理、処分する。また、冷却材貯留タンクに貯留した一次冷却材は、脱塩塔で処理することにより、再使用し、液体廃棄物の量の低減をはかる。

固体廃棄物としては、使用済イオン交換樹脂、使用済フィルター及び雑固体等があり、使用済イオン交換樹脂は、系より切離して入港時に船外に搬出する。また、雑固体廃棄物等は、ドラム缶詰め等した後、船内の固体廃棄物貯蔵庫に保管し、入港時に船外に搬出する。

放射性廃棄物施設は、気体廃棄物設備、液体廃棄物設備及び固体廃棄物設備に大別され、気体廃棄物設備系統説明図及び液体廃棄物設備系統説明図を、各々 Fig.16.2.1 及び Fig.16.3.1 に示す。

16.2 気体廃棄物

16.2.1 気体廃棄物の発生源

平常運転時において、発生する気体廃棄物の発生源としては、次のものがある。

(1) ガス減衰タンクの排気

格納容器及び冷却材貯留タンクなどカバーガスとして充てんされている窒素ガス、各機器からベントされる窒素系廃ガス及び原子炉停止時における1次冷却材の脱ガス操作に伴うガスは、ガス圧縮機により加圧、圧縮し、ガス減衰タンクに一時貯え、放射能を減衰させた後、排気筒ガスモニタにより放射性物質の濃度を監視しつつ、排気筒から放出する。

一方、水素をキャリアとして体積制御タンクからパージされた廃ガスについても、ガス減衰タンクに一時貯え、放射能を減衰させた後、排気筒ガスモニタにより放射性物質の濃度を監視しつつ、排気筒から放出する。

ガス減衰タンクに移行する放射性物質として希ガス及びよう素が考えられるが、よう素については、イオン交換塔により一部除去された後、ガス減衰タンクで減衰される。

なお、ガス減衰タンクからの放出量の計算及び線量当量評価ではカバーガスの再使用は考慮しないものとする。

(2) 原子炉室等の換気空気等

原子炉室内等で1次冷却材の漏えいがあれば、その中に含まれるガス分が一部空気中に移行するので、若干の放射性物質が換気空気に混在する。

原子炉室等の換気空気は、微粒子フィルタにより粒子状物質を除去した後、排気筒ガスモニタにより放射性物質の濃度を監視しながら排気筒から放出する。

(3) 定期検査時等の換気空気

定期検査時等で燃料交換や1次冷却系統の機器の補修を行う場合には、原子炉格納容器及び原子炉室等の換気空気中に若干の放射性物質が混在するが、1次冷却系統の開放に先立ち1次冷却材の脱ガス操作を行うので、希ガスについては、換気空気中への移行量は無視し得る程度である。

16.2.2 1次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

気体廃棄物の主な発生源は、燃料から1次冷却材中に漏出する核分裂生成物のうちの希ガス及びよう素である。

これらの放射性物質の1次冷却材中の濃度(年平均)は、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」(以下「線量目標値に対する評価指針」という)に従い、以下のとおり求める。

なお、線量当量評価に当たっては、燃料被覆管欠陥率を1%と想定し、体積制御タンクの連続脱ガスは行わない。また、1次冷却水材中の希ガス及びよう素濃度は、安全審査指針に基づいて計算を行うものとする。

16.2.3 気体廃棄物の放出量

気体廃棄物の発生源については、「16.2.1 気体廃棄物の発生源」の項で述べたが、気体廃棄物の放出量の計算は、「線量目標値に対する評価指針」に従って、以下のように、ガス減衰タンクから放出される希ガスおよびよう素、原子炉室等の換気により放出される希ガス及びよう素並びに定期検査時に放出される希ガス及びよう素¹³¹に分けて行う。

なお、Ar-41は、格納容器が水張り式であるため原子炉室内空気中のAr-40が中性子照射によるAr-41の発生は無視できる。また、中性子およびガンマ線による格納容器水の放射線分解により水素発生を抑えるため、格納容器水の浄化を行うと共に、気相部の不活性化(窒素カバーガス)を行う。

N-16(半減期7.35秒)及びN-17(半減期4.14秒)は、1次冷却材及び及び格納容器水の原子炉室内漏えいにより空気中に存在するが、短半減期核種であるため、その放出量は無視できる程度である。

16.2.4 気体廃棄物設備

(1) 概 要

気体廃棄物処理設備で処理すべき廃ガスは、窒素廃ガス及び水素廃ガスの混合ガスである。廃ガス減衰タンクは、この混合ガスを一定期間貯留し、短半減期の放射能を減衰させた後、放射性物質の濃度を監視しながら放出する。

(2) 設計方針

- (a) 窒素をカバーガスとする各タンクからのベントガス及び各機器からのベントガス等の窒素廃ガス及び水素置換で使用した水素廃ガスは、ガス圧縮装置により加圧圧縮し、ガス減衰タンクに貯留し、一定期間貯留後、放射性物質の濃度を監視しながら排気筒から放出できる設計とする。
- (b) 気体廃棄物設備は、通風換気設備からの排気についても放射性物質の濃度を監視しながら排気筒から放出できる設計とする。

(3) 主設備の仕様

気体廃棄物設備の主要設備の仕様を「(4) 主要設備」に示す。

(4) 主要設備

(a) ガス圧縮装置

ガス圧縮装置は、窒素ガス及び水素ガスをガス減衰タンクに加圧圧縮、貯留するために設置する。ガス圧縮装置の容量は、最大廃ガス量約 $20\text{Nm}^3/\text{h}$ に対して、約 $30\text{Nm}^3/\text{h} \times 2$ 台とする。

(b) ガス減衰タンク

ガス減衰タンクは、ガス圧縮装置によって加圧圧縮された窒素廃ガス及び水素廃ガスを貯留し、放射能を減衰させる。ガス減衰タンクの容量は、約 $30\text{m}^3 \times 1$ 基とする。

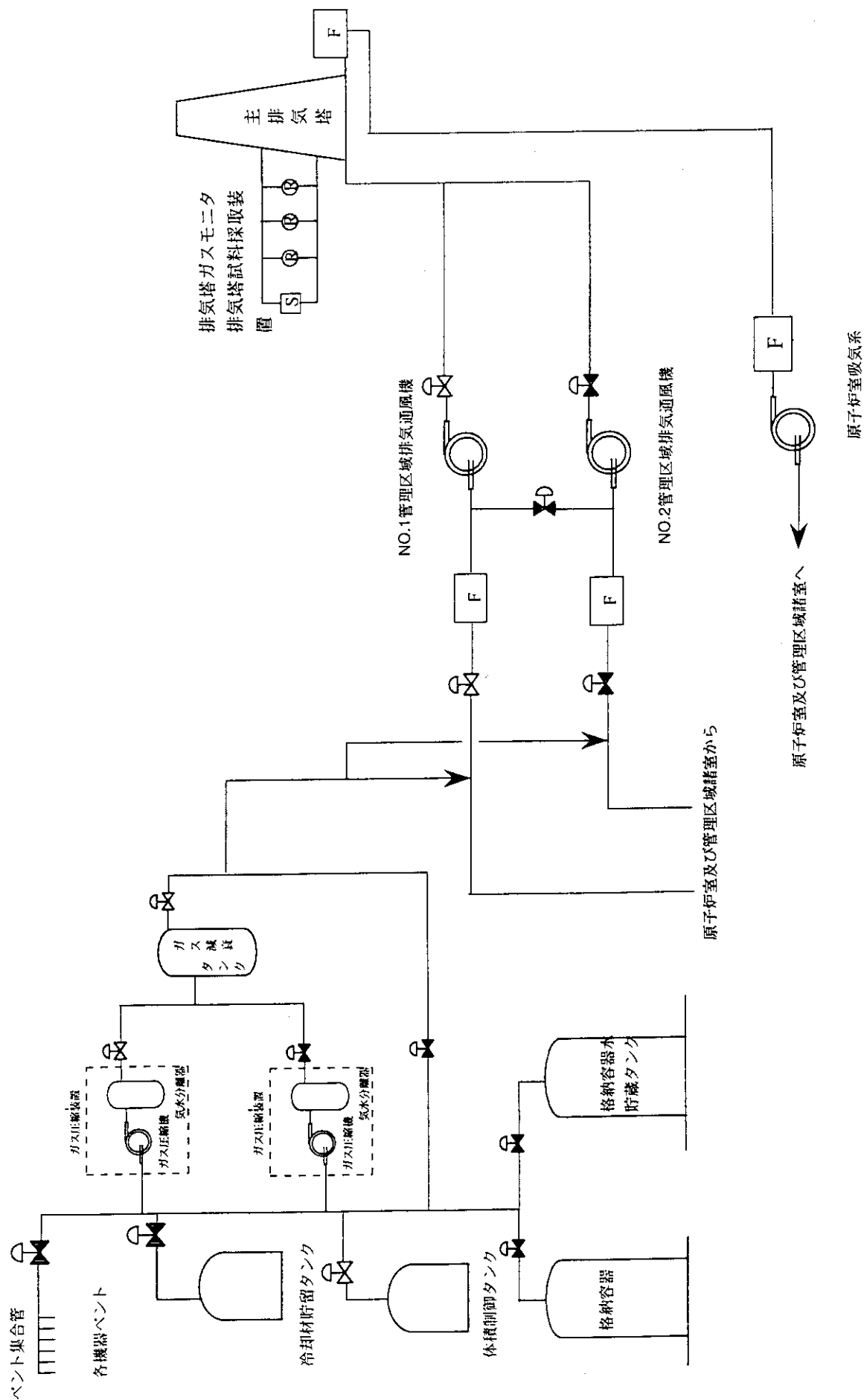


Fig.16.2.1 気体廃棄物処理系統説明図

16.3 液体廃棄物

16.3.1 放射性廃液の発生源

通常運転時において発生する放射性廃液の発生源としては、次のものがある。

- (1) 1次冷却材抽出水
- (2) ブローオフタンク及び原子炉室冷却材ドレン
- (3) 原子炉室機器ドレン
- (4) 管理区域諸室甲板ドレン
- (5) 手洗排水及びシャワ排水（以下洗浄排水という）
- (6) 薬品ドレン

(1)、(2)の廃液については、冷却材貯留タンクに貯留し、脱塩塔で循環浄化し、イオン状不純物を除去する。また、溶存気体は、気体廃棄物として処理する。冷却材貯留タンク水は、原則として原子炉補給水として再使用する。

(3)については、1次系廃液タンクに貯留し、(4)及び(5)の廃液については、低水質系 廃液タンクに貯留する。

上記の他、(6)の廃液については、酸液ドレンタンクに集められる酸液ドレン（強酸等）があるが、これは中和処理した後、固体廃棄物として処理する。

液体廃棄物処理系統説明図をFig.16.3.1に示す。

16.3.2 放射性廃液の発生量

平常運転時に発生する放射性廃液の量は、以下の前提条件に基づき推定する。

- (1) 1次冷却材抽出水量は、標準的な起動停止を仮定し、推定する。
- (2) 冷却材ドレン、機器ドレンは、各機器からのドレン量、漏えい量等から推定する。
- (3) 洗浄排水及び薬品ドレンは、原子力第1船の実績から推定する。

16.3.3 液体廃棄物の放出量

航海中、液体廃棄物の船外排出は行わない。

16.3.4 液体廃棄物設備

(1) 概要

液体廃棄物処理設備は液体廃棄物の性状により、1次系廃液処理系及び低水質廃液 処理系の2つの処理系に大別される。

これらの液体廃棄物処理設備は、次の機能を有する。

- (a) 冷却材回収系は、体積制御タンクに回収、貯留される1次冷却設備からの余剰抽出水、ブローオフタンク及び原子炉室内の弁リークオフ等を処理する。
- (b) 1次系廃液処理系は、1次系廃液貯蔵タンクに回収、貯留される大気に接触した原子炉系機器、フィルタ、脱塩塔等の1冷却材ドレンを処理する。

(c) 低水質廃液処理系は、低水質廃液貯蔵タンクに回収、貯留される1次冷却材以外の機器ドレン、甲板ドレン、及び強酸以外の薬品ドレンなどを処理する。

(2) 設計方針

液体廃棄物設備の設計に際しては、原子炉の運転に伴い発生する液体廃棄物を次のような貯留、再使用などを行うものとする。

- (a) 液体廃棄物処理設備は、液体廃棄物の性状によって、それぞれ専用の処理系で処理できる設計とする。
- (b) 液体廃棄物設備は、適切な材料の使用、適切な計測制御設備の設置等によりこれらの施設から液体状の放射性物質の漏えいの防止を考慮した設計とする。
- (c) 冷却材貯留タンク水は、フィルタ、イオン交換塔などで処理し、原則として再使用を行い、実用可能な限り陸上附帯施設への放射性物質の陸揚げを低減できる設計とする。
- (d) 1次系廃液及び低水質系廃液タンク水は、各々のタンク毎に廃液の陸揚げが可能な設計とする。また、液体廃棄物陸揚げ用ホースコネクションは、両舷に設けるとともに船内の管理区域に設置する。

(3) 主要設備の仕様

液体廃棄物処理設備の主要設備の仕様を「(4) 主要設備」に示す。

(4) 主要設備

(a) 冷却材貯留タンク

冷却材貯留タンクは、1次冷却材の抽出水及び弁リーク水等を貯留する。本タンク水は、イオン交換塔を通して循環浄化し、1次系補給水として再使用する。

冷却材貯留タンクの容量は、約 $100\text{m}^3 \times 1$ 基とする。

(b) イオン交換塔

イオン交換塔は、冷却材貯留タンク水を循環浄化する。樹脂容量は、約 $0.25\text{m}^3 \times 2$ 基とする。

(c) 原子炉室冷却材ドレンタンク

原子炉室冷却材ドレンタンクは、原子炉室内の一次冷却材ドレンを集める。本タンク水は、冷却材貯留タンクに送り、処理する。タンク容量は、約 $1.5\text{m}^3 \times 2$ 基とする。

(d) 原子炉室サンプタンク(A)

原子炉室サンプタンク(A)は、原子炉室内で発生する一次冷却系の機器ドレンを集める。本タンク水は、1次系廃液タンクに送り、処理する。タンク容量は、約 $3.0\text{m}^3 \times 1$ 基とする。

(e) 原子炉室サンプタンク(B)

原子炉室サンプタンク(B)は、原子炉室内で発生する一次冷却材以外のドレンを集める。本タンク水は、低水質系廃液タンクに送り、処理する。タンク容量は、約 $3.0\text{m}^3 \times 1$ 基とする。

(f) 1次系廃液タンク

1次系廃液タンクは、原子炉室内で発生する一次冷却系の機器ドレンを貯留する。本タンク水は、陸上附帯設備のある母港入港時に陸揚げ、処理、処分する。タンク容量は、約 $10.0\text{m}^3 \times 2$ 基とする。

(g) 低水質系廃液タンク

低水質系廃液タンクは、管理区域諸室の甲板ドレン及び一次冷却材以外のドレン並びに洗浄廃水タンク水を貯留する。本タンク水は、陸上附帯設備のある母港入港時に陸揚げ、処理、処分する。タンク容量は、約 $10.0\text{m}^3 \times 2$ 基とする。

(h) 洗浄廃水タンク

洗浄廃水タンクは、サンプリング用機器の洗浄廃水、手洗い及びシャワー水を集める。本タンク水は、低水質系廃液タンクに送り、処理する。タンク容量は、約 $1.0\text{m}^3 \times 1$ 基とする。

(i) 酸液ドレンタンク

酸液ドレンタンクは、サンプリング室よりでる酸性ドレンを集める。本タンク水は中和後、ドラム缶詰めする。酸液ドレンタンクの容量は、約 $0.2\text{m}^3 \times 1$ 基とする。

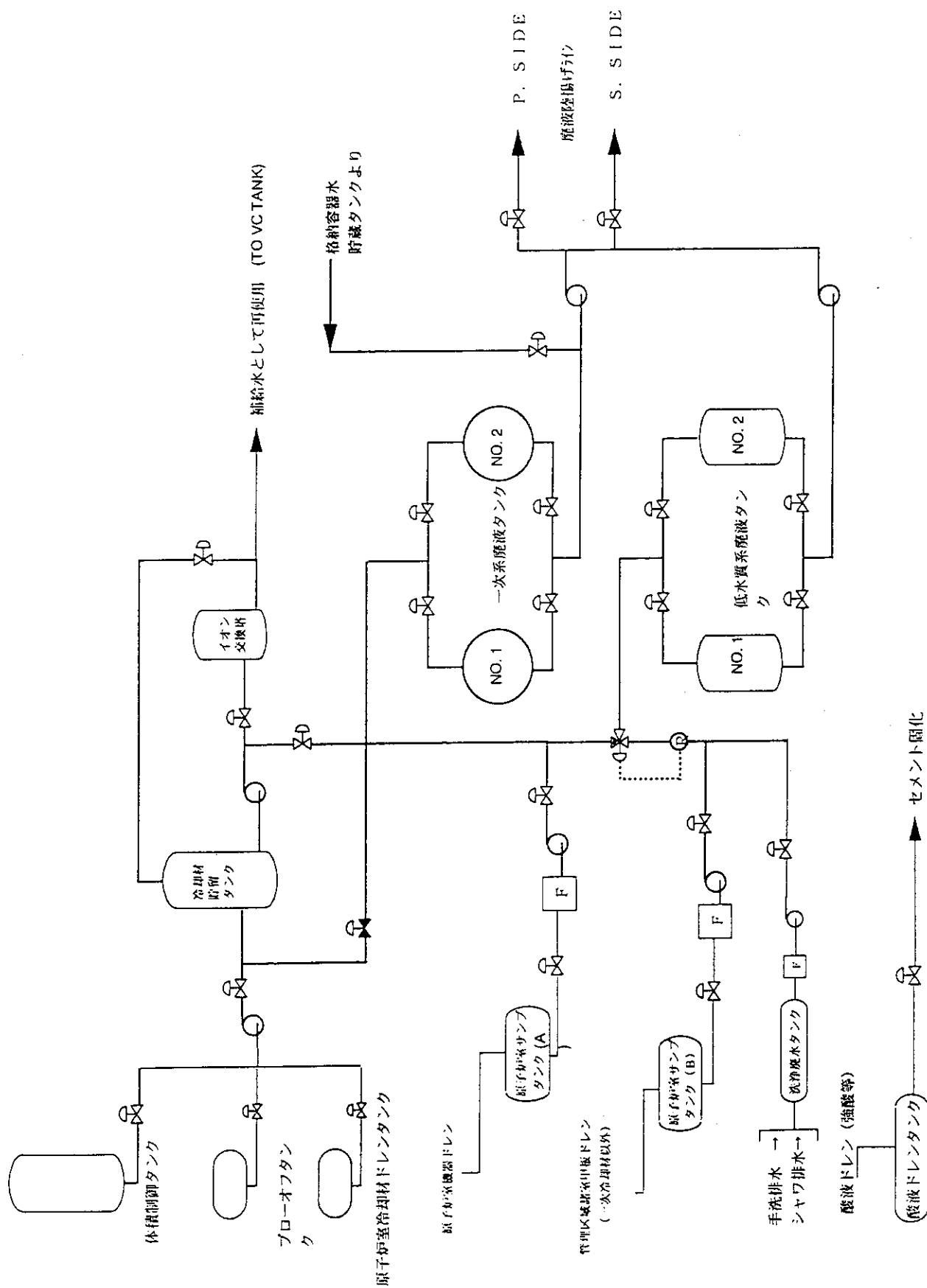


Fig.16.3.1 液体廃棄物処理系統説明図

16.4 固体廃棄物

16.4.1 固体廃棄物の種類と発生量

固体廃棄物には、使用済イオン交換塔、液体用フィルター、酸液ドレンの固化物、雑固体廃棄物（布、紙、小器等）及び使用済換気フィルターがある。作業着等の洗たくは、原則として、陸揚げ後行う。

液体用フィルターは、必要に応じてコンクリートで内張りした、ドラム缶に詰める。

酸液ドレンは、固化材と混合してドラム缶に詰める。

使用済換気フィルターについては、放射性物質が飛散しないように梱包する。

雑固体廃棄物は、圧縮等を行いドラム缶に詰める。

これらの廃棄物は、船内の廃棄物貯蔵室に保管し、母港入港時に陸上付帯設備に陸揚げ、処理する。また、脱塩塔使用済樹脂は、樹脂塔を系より切離し、母港入港時に陸上付帯設備に陸揚げする。

16.4.2 固体廃棄物設備

(1) 概要

固体廃棄物設備は、固体廃棄物の種類により次のように分類し、航海中は固体廃棄物貯蔵室に保管し、入港時に陸上付帯設備に陸揚げ処理する。

- (a) 使用済イオン交換塔
- (b) 廃油、及び酸性ドレン
- (c) 可燃物（布、木材、使用済換気用フィルター、ポリエチレン）及び不燃物（使用済液体用フィルター、小物金属、保温材等）の雑固体廃棄物

(2) 設計方針

固体廃棄物設備の設計に関しては、従事者の放射線被ばくを実用可能な限り少なくするように、次のようなドラム缶詰め、貯蔵などが行えるものとする。

- (a) 廃油、酸性ドレンは、セメント固化装置にてドラム缶内でセメントと混合し、固化できる設計とする。
- (b) 液体用フィルターは、コンクリートで必要に応じて内張りしたドラム缶に遠隔操作により詰めることができる設計とする。
- (c) イオン交換塔は、母港入港時に附帯陸上施設へ陸揚げできる設計とする。
- (d) 雑固体廃棄物は、圧縮減容し、ドラム缶に詰めできる設計とする。また、母港入港時遠隔操作により附帯陸上施設へ陸揚げできる設計とする。

上記の固体廃棄物は、船内の廃棄物貯蔵室に保管する。

(3) 主要設備の仕様

固体廃棄物設備の主要設備の仕様を「(4) 主要設備」に示す。

(4) 主要設備

- (a) 廃油、酸性ドレンは、ドラム缶内でセメントと混合し、ドラム缶詰めする。なお、ドラム

缶詰め操作は、遮蔽壁、鉛ガラスなどを介して遠隔操作ができるように設計する。

- (b) 使用済液体用フィルター取扱装置は、放射線量率の高いカートリッジフィルターを遠隔操作で取出し、鉛容器に収納する。なお、鉛容器に収納したフィルターは船内の廃棄物貯蔵室に移送し、ドラム缶詰めする。
- (c) イオン交換塔は、遮蔽体付の可搬式であり、使用済樹脂はイオン交換塔全体を系統から切り離し、母港入港時に附帯陸上施設へ陸揚げする。

17. 平常運転時における線量当量評価

本船乗組員等の放射線業務従事者及び一般乗客（以下、乗船者と総称する。）並びに本船周辺の一般公衆の線量当量を通常航海時、寄港地及び定係港停泊時（気象条件等の計算の便宜上、定係港は関根浜港と仮定する）において評価する。

17.1 平常運転時の本船周辺監視区域外における線量当量評価

本船の平常運転時における通常航海時及び定係港停泊時の乗船者の線量当量を評価する。評価に際しては、本船の運航形態を次のように仮定する。

- (a) 通常航海 300日
- (b) 停泊(15%出力) 55日
- (c) 原子炉停止 10日

設備利用率は50%とする。

17.1.1 直接線及びスカイシャイン線による本船周辺監視区域外の実効線量当量

直接線、スカイシャイン線による実効線量当量は本船周辺監視区域外における遮へい設計基準線量当量率及び設備利用率から、年間 $25 \mu\text{Sv}$ 以下である。

17.1.2 気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量当量

気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量当量の計算は、本船から放出されるものについて、通常航海時及び定係港停泊時に分けて行う。なお、定係港付帯陸上施設については希ガスの放出量が極めて少ないので実効線量当量への寄与は無視できる。

(1) 通常航海時

① 年間放出量

本船の平常運転時において、通常航海時に放出される希ガスの年間放出量は、 $4.5 \times 10^{11} \text{MeV} \cdot \text{Bq}$ である。

② 放出源の有効高さ

本船の放出源の有効高さは、計算地点と排気口の高さの差とする。

③ 気象条件

通常航海時の乗船員の被ばく線量評価に用いる気象条件については、風速は 2.5m/s とし、風向は、船首から船尾へ向かって吹く風の出現頻度を 100% と仮定する。

④ 実効線量当量の評価地点

実効線量当量の評価は、本船上の船首、操舵室、制御室、居住区、船尾等とする。

⑤ 実効線量当量の計算式

陸上PWR設置許可申請書及び原子力第1船原子炉設置許可申請書記載の式により計算する。

⑥ 計算結果

本船平常運転時において、通常航海時に放出される希ガスからの γ 線による乗船員の実効線量当量が最大となるのは船尾であり、年間約 $0.6 \mu\text{Sv}$ である。

(2) 定係港停泊時

① 年間放出量

本船の平常運転時において定係港停泊時に放出される希ガスの年間放出量は連続分が $4.5 \times 10^{10} \text{MeV} \cdot \text{Bq}$ 、間欠分が $3.3 \times 10^{12} \text{MeV} \cdot \text{Bq}$ である。

なお、希ガスの間欠放出の回数は、年12回とする。

② 実効線量当量の評価地点

実効線量当量の評価は、本船上の船首、操舵室、制御室、居住区、船尾等とする。

③ 放出源の有効高さ

本船の放出源の有効高さは計算地点と排気口の高さの差とする。

④ 気象条件

実効線量当量の計算に使用する気象データは原子力第1船原子炉設置許可申請書記載のものを使用する。

⑤ 実効線量当量の計算式

実効線量当量は陸上PWR設置許可申請書及び原子力第1船原子炉設置許可申請書記載の式により計算する。

⑥ 計算結果

本船の平常運転時において、定係港停泊時に放出される希ガスからの γ 線による乗船者の実効線量当量が最大となるのは操舵室であり、年間約 $2 \mu\text{Sv}$ である。

17.1.3 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量当量

陸上PWR設置許可申請書及び原子力第1船原子炉設置許可申請書記載の式により計算する。計算は、乗船者が年間を通じて定係港周辺海域において捕獲・採取された海産物を摂取すると仮定して行う。定係港付帯陸上施設から放出される液体廃棄物中の放射性物質による乗船者の受ける実効線量当量の計算値は年間約 $15 \mu\text{Sv}$ である。

17.1.4 気体廃棄物中のよう素による甲状腺被ばく線量

(1) 通常航海時

通常航海時に放出されるよう素の年間放出量はI-131が $1.2 \times 10^9 \text{Bq}$ 、I-133が $1.2 \times 10^9 \text{Bq}$ とする。本船の平常運転時において、通常航海時に放出されるよう素による乗船者の甲状腺被ばく線量計算値が最大となるのは船尾であり、その値は年間約 $7 \mu\text{Sv}$ である。

(2) 定係港停泊時

定係港停泊時の気体廃棄物中のよう素による甲状腺被ばく線量の計算は、本船及び付帯陸上施設から放出されるものについて行う。なお、計算において、乗船者は定係港停泊時にも本船に居住し、さらに年間を通じて定係港周辺の葉菜及び牛乳を摂取すると仮定して行う。したがっ

て、呼吸摂取に係る甲状腺被ばく線量評価については本船上の空気中よう素濃度を用い、葉菜及び牛乳摂取に係る甲状腺被ばく線量評価については定係港周辺の空気中よう素濃度を用いる。よう素の年間放出量は、本船がI-131 : 1.2×10^8 Bq (連続放出)、 1.1×10^8 Bq (間欠放出)、I-133 : 1.1×10^8 Bq (連続放出)、 9.3×10^7 Bq (間欠放出)、付帯陸上施設がI-133 : 8.6×10^5 Bq (連続放出)、I-133 : 7.1×10^5 Bq (連続放出) とする。なお、本船から放出される気体廃棄物中のよう素の間欠放出の回数は、I-131 が年 13 回、I-133 が年 12 回とする。

本船の平常運転時において、定係港停泊時の呼吸による乗船者の甲状腺被ばく線量並びに通常航海時及び定係港・寄港地停泊時の葉菜摂取、牛乳摂取による乗船員の甲状腺被ばく線量の合計の最大値は船尾における年間約 $20 \mu\text{Sv}$ である。

(3) 液体廃棄物中のよう素による甲状腺被ばく線量

液体廃棄物中のよう素による乗船者の甲状腺被ばく線量の計算は、定係港付帯陸上施設から放出されるものについて行う。計算は乗船者が年間を通じて定係港周辺海域で捕獲・採取された海産物を摂取するとして行う。液体廃棄物中のよう素による乗船者の甲状腺被ばく線量の計算値は年間約 $8 \mu\text{Sv}$ である。

(4) 気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の甲状腺被ばく線量

甲状腺被ばく線量計算値が最大となるのは、海草類を含まない海産物を摂取する場合の船尾における年間約 $30 \mu\text{Sv}$ である。

17.1.5 平常運転時の本船周辺監視区域外における線量当量評価結果

本船の平常運転時において、直接線、スカイシャイン線による本船周辺監視区域外における実効線量当量は年間 $25 \mu\text{Sv}$ 以下である。通常航海時及び定係港停泊時に放出される希ガスからの γ 線による乗船者の実効線量当量の最大は操舵室における年間約 $3 \mu\text{Sv}$ である。また、定係港付帯陸上施設から放出される液体廃棄物による乗船者の実効線量当量は年間約 $15 \mu\text{Sv}$ である。これらを合計すると、気体廃棄物及び液体廃棄物による乗船者の実効線量当量は、年間最大約 $18 \mu\text{Sv}$ である。これらの値から、本船一般乗客の実効線量当量は年間 $50 \mu\text{Sv}$ を下回る。

甲状腺被ばく線量計算値が最大となるのは、海草類を含まない海産物を摂取する場合の船尾における年間約 $30 \mu\text{Sv}$ である。

なお、本船乗組員等の放射線業務従事者は管理区域に立入ることから、その実効線量当量は年間 50mSv 以下に管理される。

17.2 寄港地における一般公衆の線量当量評価

本船の運航に伴いいくつかの港に寄港することになるが、同一港において停泊中に原子炉を基底負荷 (約 15% 出力) で運転する日数を年間 30 日と仮定して、その寄港地の一般公衆が受ける線量当量について評価する。

17.2.1 直接線及びスカイシャイン線による実効線量当量

寄港地の非居住地帯境界（原子炉から250mの地点とする。）における直接線及びスカイシャイン線による実効線量当量は、本船の停泊日数（年間30日）、原子炉の出力（約15%）及び舷外側面等における設計基準線量当量率を用いて評価すると、年間約0.003 μ Sv以下となる。

17.2.2 気体廃棄物中のよう素による甲状腺被ばく線量

よう素131の年間放出量は 6.6×10^7 Bq、よう素133の年間放出量は 6.3×10^7 Bqとする。計算条件は原子力第1船原子炉設置許可申請書記載のもの及び同申請書記載の式を用いる。非居住地帯の外側で、よう素の最大濃度地点に人が居住し、さらに葉菜摂取及び牛乳摂取を仮定した場合、よう素による甲状腺被ばく線量計算値が最大となるのは幼児であり、その値は、年間約20 μ Svである。

なお、寄港中に放出される希ガスからの γ 線による実効線量当量は無視できる。

17.3 定係港周辺的一般公衆の受ける線量当量評価

定係港の非居住地帯境界における直接線及びスカイシャイン線による一般公衆の実効線量当量、本船及び定係港付帯陸上施設から放出される気体廃棄物及び液体廃棄物中の放射性物質による実効線量当量及びよう素の摂取に伴う内部被ばくによる被ばく線量を評価する。評価に際しては、本船の定係港における停泊日数を年間65日とし、その間、本船は定係港岸壁停泊位置に停泊しているものと仮定し、そのうちの55日が基底負荷運転（15%出力）、10日が原子炉停止期間とする。

17.3.1 直接線及びスカイシャイン線による実効線量当量

定係港の非居住地帯境界（原子炉から250mの地点とする。）における直接線及びスカイシャイン線による実効線量当量は、本船の定係港における年間55日の基底負荷運転（15%出力）及び舷外側面等における設計基準線量当量率を用いて評価すると、年間約0.005 μ Sv以下となる。

17.3.2 気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量当量

気体廃棄物中の希ガスの γ 線による実効線量当量の計算は、本船から放出されるものについて行う。なお、定係港付帯陸上施設については放出量が極めて少ないので実効線量当量への寄与は無視できる。

① 年間放出量

本船の平常運転時に放出される希ガスの年間放出量は連続分が 4.5×10^{10} MeV・Bq、間欠分が 3.3×10^{12} MeV・Bqである。ただし、本船の放出量は定係港へ停泊中のものとする。

なお、希ガスの間欠放出の回数は、年12回とする。

② 実効線量当量の評価地点

実効線量当量の評価は海岸線のうち実効線量当量が最大となる地点で行う。

③ 放出源の有効高さ

本船の放出源の有効高さは0 mとする。

④ 気象条件

実効線量当量の計算に使用する気象データは原子力第1船原子炉設置許可申請書記載のものを使用する。

実効線量当量の計算に使用する気体廃棄物中の希ガスとして次の3種類を対象とする。

- (i) 原子炉容器、冷却材貯留タンク等のカバーガスを、ガス減衰タンクに一時貯留した後、放出される希ガス
 - (ii) 原子炉室、サンプリング室等の換気により放出される希ガス
 - (iii) 定期検査時に放出される希ガス
- (i)については、放出が間欠的な事象である。
(ii)、(iii)については、放出が連続的な事象である。

⑤ 実効線量当量の計算式

陸上PWR設置許可申請書及び原子力第1船原子炉設置許可申請書記載の式により計算する。

⑥ 計算結果

年間実効線量当量が最大となる地点は、本船排気筒の南約280 mの海岸線で、その値は年間約0.8 μ Svである。

17.3.3 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量当量

液体廃棄物中の放射性物質による実効線量当量は、定係港付帯陸上施設から放出される放射性物質について評価する。

① 海水中における放射性物質の濃度

実効線量当量の計算に用いる定係港付帯陸上施設から放出される液体廃棄物中の放射性物質の海水中における濃度は、海洋拡散による希釈効果を考慮しないため、定係港付帯陸上施設排水口における濃度とする。

② 実効線量当量の計算式

陸上PWR設置許可申請書記載の式により計算する。

③ 計算結果

定係港付帯陸上施設から放出される液体廃棄物中の放射性物質（よう素を除く）による実効線量当量は年間約15 μ Svである。

17.3.4 気体廃棄物中のよう素による実効線量当量

① 計算方法の概要

実効線量当量の計算に使用する気体廃棄物中のよう素として次の4種類を対象とする。

- (i) 原子炉格納容器、冷却材貯留タンク等のカバーガスを、ガス減衰タンクに一時貯留した後、放出されるよう素
- (ii) 原子炉室等の換気により放出されるよう素

(iii) 陸上付帯施設の換気により放出されるよう素

(iv) 定期検査時に放出されるよう素

ただし、上記の(i)、(ii)及び(iii)はよう素131及びよう素133について計算し、(iv)はよう素131のみについて計算する。

実効線量当量の計算は大気中によるよう素131及びよう素133が存在する時の被ばく経路を考慮し、成人、幼児及び乳児が呼吸、葉菜摂取及び牛乳摂取によってよう素を体内摂取した場合について行う。

よう素の年平均地上空気中濃度は、(i)は放出が間欠的な事象であるとし、(ii)、(iii)及び(iv)は放出が連続的な事象であるとして、それぞれ希ガスの γ 線による実効線量当量の計算の場合と同様の方法で求める。

呼吸による実効線量当量を求める場合には、将来の集落の形成を考慮し、敷地等境界外について年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

葉菜摂取による実効線量当量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、敷地境界外について年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

牛乳摂取による実効線量当量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、現存する牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

気象条件は希ガスの γ 線による実効線量当量の場合と同一とする。

② 計算結果

本船及び定係港付帯陸上施設から放出される気体廃棄物中のよう素による実効線量当量が最大となるのは幼児であり、年間約 $0.4 \mu\text{Sv}$ である。

17.3.5 液体廃棄物中のよう素による実効線量当量

① 海水中におけるよう素の濃度

実効線量当量の計算に用いる定係港付帯陸上施設から放出される液体廃棄物中の放射性物質の海水中における濃度は、海洋拡散による希釈効果を考慮しないため、定係港付帯陸上施設排水口における濃度とする。

② 実効線量当量の計算方法

海藻類を含む海産物を摂取した場合と海藻類を含まない海産物を摂取した場合に分けて行う。計算式は陸上PWR設置許可申請書記載のものを用いる。

③ 計算結果

定係港付帯陸上施設から放出される液体廃棄物中のよう素による実効線量当量が最大となるのは、海藻類を含む海産物を摂取する場合の幼児及び乳児であり、その実効線量当量は年間約 $0.08 \mu\text{Sv}$ である。

17.3.6 気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量当量

実効線量当量は年間約 $0.5 \mu\text{Sv}$ である。

17.3.7 定係港周辺の一般公衆の受ける線量当量評価結果

本船及び定係港付帯陸上施設の平常運転時に放出される直接線・スカイシャイン線からの外部被ばくによる実効線量当量、気体廃棄物中の希ガスの γ 線からの外部被ばくによる実効線量当量、液体廃棄物中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量当量及びよう素の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量当量は、それぞれ年間約 $0.005 \mu\text{Sv}$ 、約 $0.8 \mu\text{Sv}$ 、年間約 $15 \mu\text{Sv}$ 、年間約 $0.5 \mu\text{Sv}$ となり、合計年間約 $16 \mu\text{Sv}$ である。

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

18. 運転時の異常な過渡変化の解析

18.1 基本方針

18.1.1 概 要

原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」（以下、「安全設計審査指針」という）によって審査されるが、原子炉施設の幾つかの構築物、系統及び機器は、通常運転の状態のみならず、これを超える異常状態においても、安全確保の観点から所定の機能を果たすべきことが「安全設計審査指針」において求められている。したがって、原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認する上では、異常状態、すなわち「運転時の異常な過渡変化」について解析し、評価を行うことが必要である。

解析条件は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下、「安全評価指針」という）を参考とした。

18.1.2 定 義

運転時の異常な過渡変化とは、原子炉の運転中において、原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一の故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作、及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態に至る事象をいう。

18.1.3 評価事象

本原子炉において評価する運転時の異常な過渡変化は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設が制御されずに放置されると、炉心あるいは原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における安全保護系、原子炉停止系等の主として「異常影響緩和系」（以下、MSという）に属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。具体的には以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1) 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

① 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

(2) 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

- ② 蒸気負荷の異常な増加
- ③ 蒸気発生器への過剰給水
- ④ 主給水流量喪失
- ⑤ 負荷の喪失

なお、本解析では、後述する熱水力学的挙動を計算する2つの計算コードを用いて解析を行っている。

18.1.4 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心は損傷に至ることなく、かつ、原子炉施設は通常運転に復帰できる状態で事象が収束される設計であることを確認するための判断基準は以下のとおりである。

- (1) 最小限界熱流束比（以下、最小DNBRという）又は最小限界出力比が許容限界値以上であること。（最小DNBRが1.73以上）
- (2) 燃料被覆管は機械的に破損しないこと。
- (3) 燃料エンタルピは許容限界値以下であること。
- (4) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力（13.7 MPa）の1.1倍（15.07 MPa）以下であること。

18.1.5 解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される異なった運転モードを考慮して、判断基準に照らして最も厳しくなる初期状態を選定する。また、解析は、原則として事象が収束し、支障なく低温停止に至ることができることが合理的に推定できる時点までを包含する。

18.1.6 安全機能に対する仮定

- (1) 想定された事象に対処するための安全機能のうち、解析に当たって考慮することができるものは、原則として「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（以下、「重要度分類指針」という）において定めるMS-1に属するもの及びMS-2に属するものによる機能とする。ただし、MS-3に属するものであっても、その機能を期待することの妥当性が示された場合においては、これを含める。
- (2) 事象に対処するために必要な運転員の手動操作は考慮しない。
- (3) 安全保護系の動作を期待する場合においては、安全保護系動作のための信号の種類及び信号発生時点を明確にする。安全保護系以外の系であっても、その動作が解析の結果に有意の影響を与えるものについては、同様とする。
- (4) 原子炉のスクラムの効果を期待する場合においてはスクラムを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なスクラム遅れ時間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度値を有する制御棒1本（複数の制御棒が1つの駆動機構に接続される場合にあっては、その制御棒全数）が、全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。

18.2 主要な解析条件

運転時の異常な過渡変化の解析及び事故解析に当たって、特記しない限り共通に用いる解析条件及び考慮すべき事項について、以下に示す。

18.2.1 初期定常運転条件

解析では、初期原子炉出力として設計原子炉熱出力に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差を加えた値を用いる。また、1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、定格値に定常運転時の誤差を考慮した値を用いる。

解析に使用する初期定常運転条件をTable 18.2.1に示す。これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択するが、DNBRの評価では、初期定常の誤差の効果はパラメータの不確定さを統計的に考慮する因子(DNBR乗数)に含まれているので、初期値として定格値を用いる。

18.2.2 安全保護系の設定点の作動限界及び応答時間

原子炉保護設備により監視している原子炉施設の運転パラメータが設定値を超えた場合、原子炉のスクラム信号を発生し、自動的に制御棒駆動装置に電源を供給する遮断器を開放する。制御棒クラスタは、電源喪失により駆動装置から切り離され、自重及びバネの反力によって炉心へ挿入される。原子炉の緊急停止動作には、信号発生遅れ、原子炉スクラム遮断器開放時間及び制御棒クラスタ切り離し時間の時間遅れがある。

解析では、原子炉スクラム信号は、原子炉施設の運転パラメータがスクラム限界値に達したときに発生するものとする。このスクラム限界値は、スクラム設定点に安全側に誤差を考慮した値を用いる。

また、緊急停止動作の応答時間遅れとしては、スクラム状態に達した時点から、制御棒クラスタが制御棒駆動機構を離れ、挿入を始めるまでの時間をとり、それぞれのスクラム信号に対して解析結果が厳しくなるように決めた値を使用する。Table 18.2.2に、解析で用いた原子炉スクラム限界値及び応答時間を示す。

工学的安全施設作動設備の監視している運転パラメータが設定値に達した場合は、非常用炉心冷却設備等の工学的安全施設を作動する信号が発生する。

解析に当たっては、工学的安全施設作動信号は、原子炉施設の運転パラメータが作動設定値に安全側に誤差を考慮した作動限界値に達したときに発生するものとする。また、この信号の発生には、応答時間遅れとして、作動状態に達した時点から工学的安全施設を作動させるためのシーケンス開始までの時間をとり、それぞれの信号に対して解析結果が厳しくなるように決めた値を使用する。Table 18.2.3に、解析で用いた工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間を示す。

18.2.3 原子炉スクラム特性

原子炉のスクラム効果を期待する場合においては、当該事象の条件において最大反応度値を有する制御棒クラスタ1本が全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。制御棒クラスタの固着は確率的には非常に小さいので、この仮定は原子炉停止系の停止能力の解析上の余裕となる。

更に、解析では、スクラム時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加は、制御棒クラスタ挿

入時間と挿入時の軸方向中性子束分布に関しても安全側に考慮して、Fig. 18.2.1に示すのを使用する。制御棒クラス挿入開始から全ストロークの85%挿入までの時間が解析上重要であり、この時間を1.6秒としている。

18.2.4 反応度係数

原子炉の過渡応答は、反応度の帰還効果、とりわけ減速材温度あるいは密度係数及びドップラ出力係数に依存する。本解析では、これらの反応度係数はそれぞれの解析において安全側の値を使用する。

特に記載しない限り、減速材密度係数及びドップラ出力係数はそれぞれFig. 18.2.2及びFig. 18.2.3に示す値を用いる。これらは、安全側に十分余裕を含み決定している。

18.2.5 解析に当たって考慮する事項

(1) 解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、判断基準に照らして最も厳しくなる初期状態を選定する。

また、解析は、原則として事象が収束し、支障なく低温停止に至ることが合理的に推定できる時点まで行う。具体的には、非常用崩壊熱除去設備（Emergency Decay heat Removal System、以下EDRSという）が作動して原子炉の冷却を開始し、1次冷却系の圧力及び温度が下降し始めるまでの時点とする。

(2) 安全機能に対する仮定

(a) 想定された事象に対処するための安全機能のうち解析に当たって考慮するものは、原則として「重要度分類指針」において定めるMS-1に属するもの及びMS-2に属するものとする。

ただし、MS-3に属するタービントリップ動作は作動系に高い信頼性を有する設計としているので、その作動に期待する。解析に当たって考慮している安全機能をTable 18.2.4に示す。

(b) 事象に対処するために必要な運転員の手動操作は考慮しない。

(c) 安全保護系の動作を期待する場合においては、安全保護系作動のための信号の種類及び信号発生時点を明確にする。安全保護系以外の系であっても、その動作が解析結果に有意の影響を与えるものについては同様とする。

(3) 解析に使用するモデル及びパラメータ

解析に当たって使用するモデル及びパラメータは、評価の結果が厳しくなるように選定する。ただし、評価目的の範囲内で合理的なものを用いるものとする。

なお、パラメータに不確定因子が考えられる場合には、適切な安全余裕を見込んで解析を行う。

18.2.6 解析に使用する計算プログラム

(1) RELAP5/MOD2

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2は、原子炉容器、1次冷却材配管、蒸気発生器、加圧器及び1次冷却材ポンプを含む1次冷却系全体を詳細に模擬し、6群の遅発中性子及び反応度帰還効果を含む1点近似中性子動特性、燃料棒の熱的特性、1次冷却材の熱水学的挙動及び蒸気発生器内での熱伝達を計算する。また、制御棒制御系、主蒸気ダンプ制御系、給水制御系、加圧器圧力制御系などの制御系、安全保護系、工学的安全施設及び格納容器水の挙動についても模擬が可能である。

(2) COBRA-IV-I

サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-Iは、炉心を3次的に分割して、各メッシュに対し、質量、運動量及びエネルギー保存則を適用して解くものである。炉心入口流量、熱流束、出力等の時間変化を入力し、出力として炉心内冷却材温度、圧力、密度、ボイド率及びDNBR等の時間変化が求められる。

DNBR相関式はEPRI-1の式を使用する。但し、他にオプションとして、kfk、W-3等の相関式も使用できる。

Table 18.2.1 解析に使用する初期定常運転条件

	定 格 値	定 常 誤 差
原子炉出力	100 MWt	± 2 %
1次冷却材平均温度	290 °C	± 2.2 °C
原子炉圧力	12 MPa	± 0.21 MPa

Table 18.2.2 解析に使用する原子炉保護設備のスクラム限界値及び応答時間

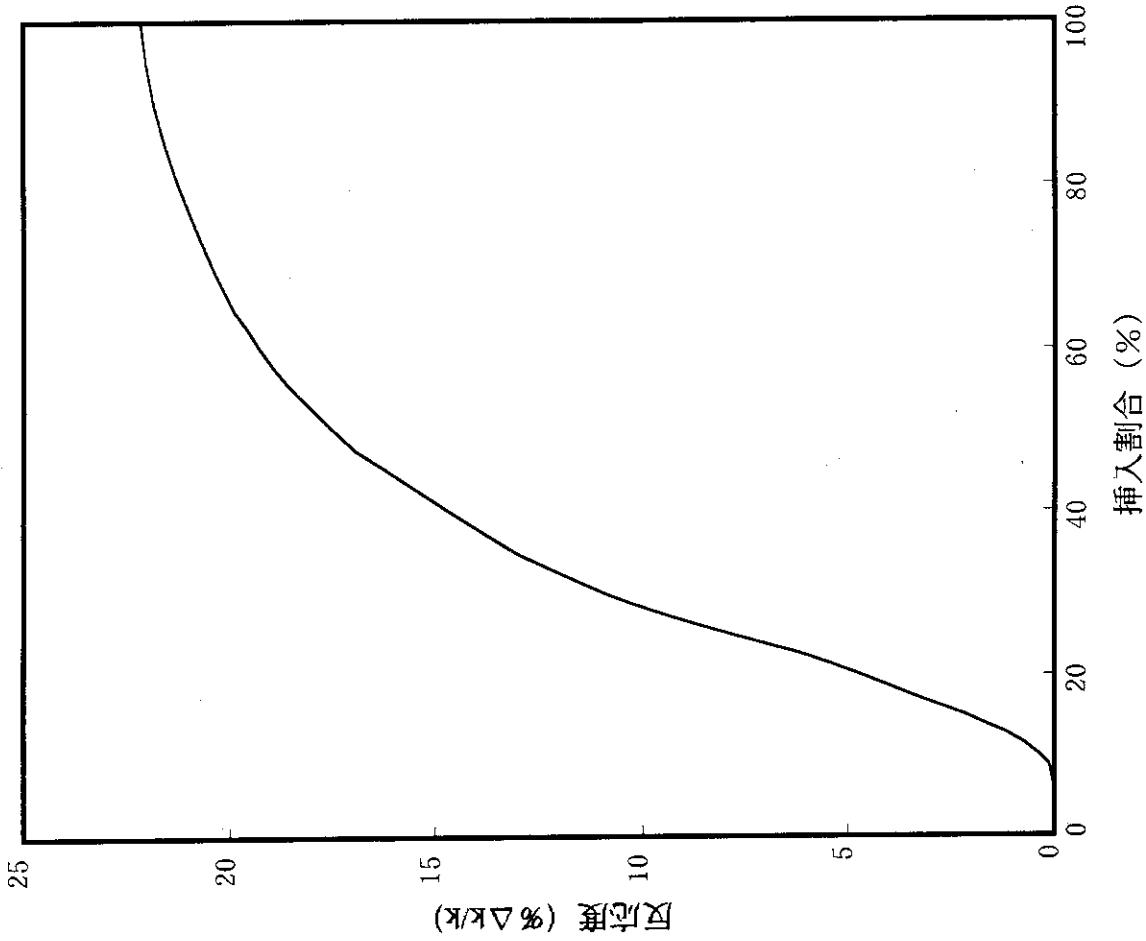
原子炉スクラム信号	解析に使用するスクラム限界値	応答時間 (s)
出力領域中性子束高 (高設定)	120% (定格出力値に対して)	0.5
出力領域中性子束高 (低設定)	33% (定格出力値に対して)	0.5
過 大 温 度 ΔT 高	可 変	6.0
過 大 出 力 ΔT 高	可 変	6.0
原 子 炉 圧 力 高	13 MPa	2.0
原 子 炉 圧 力 低	10 MPa	2.0
1 次 冷 却 材 流 量 低	90% (定格流量に対して)	1.0
1 次 冷 却 材 ポ ン プ 電 源 電 圧 低	80% (定格値に対して)	1.8

Table 18.2.3 解析に使用する工学的安全施設作動設備の作動限界値及び応答時間

工学的安全施設作動信号	解析に使用する作動限界値	応答時間 (s)
非常用炉心冷却設備作動信号 (a) 原子炉圧力低 (b) 原子炉格納容器圧力高 (c) 炉心出口温度高	9.0 MPa 0.4 MPa 310 °C	2.0 2.0 6.0
原子炉格納容器隔離信号 非常用炉心冷却設備作動	非常用炉心冷却設備作動信号 と同じ	2.0

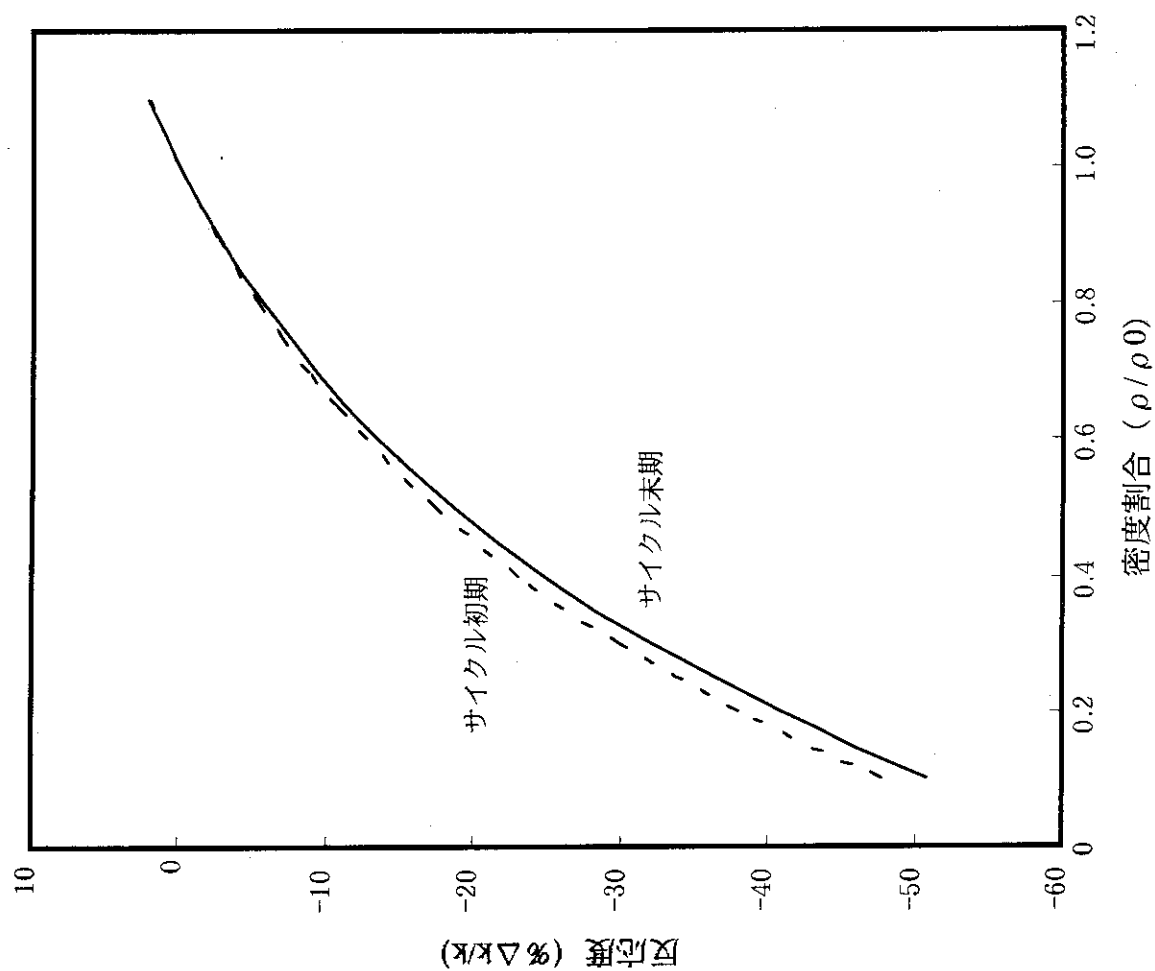
Table 18.2.4 解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
(運転時の異常な過渡変化)

分類	機能	系統及び機器
MS-1	原子炉の緊急停止	制御棒クラスタ及び制御棒 駆動系のトリップ機能
	未臨界維持	制御棒クラスタ及び制御棒 駆動系
	原子炉冷却材圧力バウンダリ の過圧防止	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱	非常用崩壊熱除去設備 非常用格納容器水冷却設備
	炉心冷却	非常用崩壊熱除去設備 非常用格納容器水冷却設備
	工学的安全施設及び原子炉 停止系への作動信号の発生	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用電源
MS-3	タービントリップ	タービントリップ



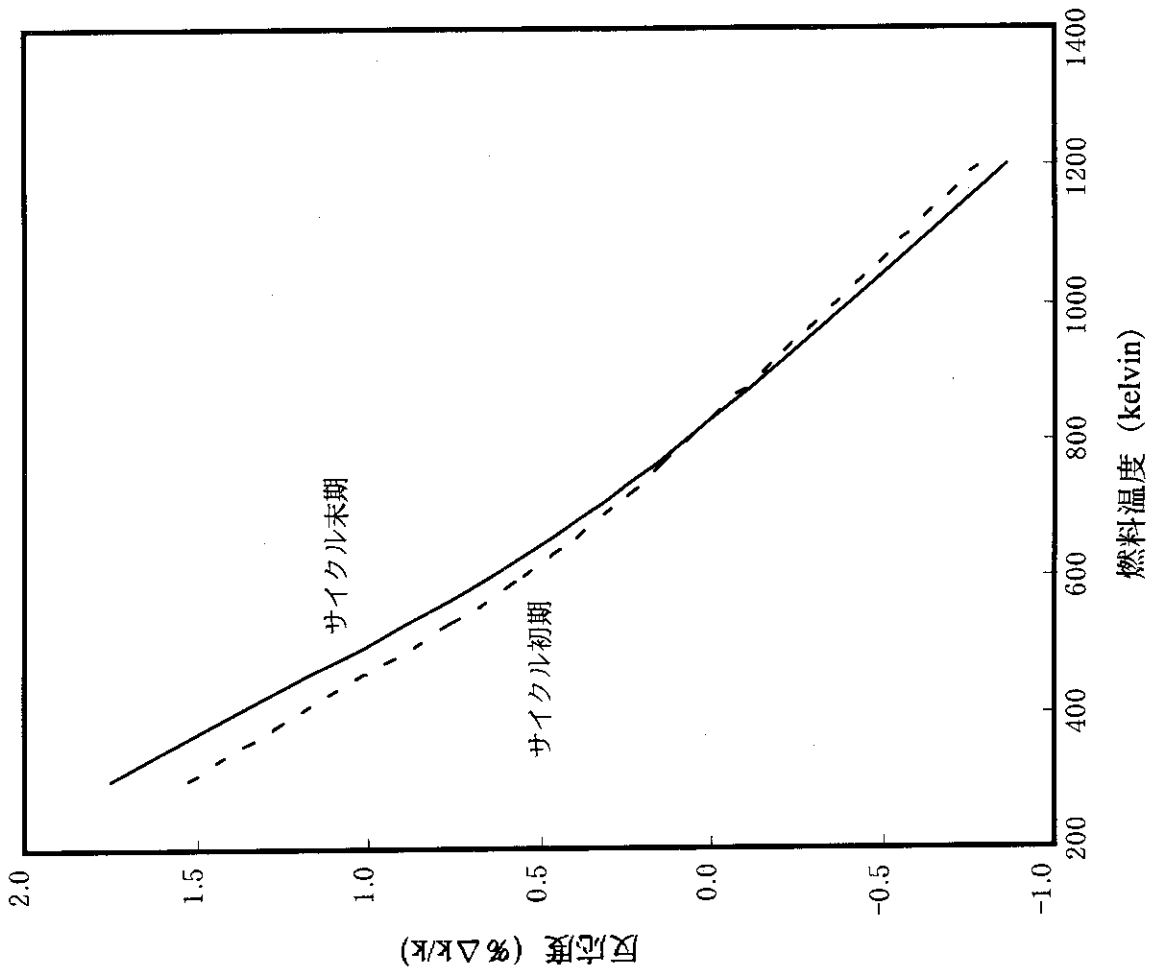
挿入割合 (%)	反応度 (%Δk/k)
0	0
10	0.36593
20	4.69755
30	10.87003
40	14.70839
50	17.52425
60	19.25547
70	20.45348
80	21.27151
90	21.86003
100	22.17669

Fig. 18.2.1 最大値を有する制御棒1本が挿入されない場合の高温全出力時におけるスクラム反応度



密度割合 (ρ/ρ_0)	反応度 (% $\Delta k/k$)	
	BOEC	EOEC
0.1	-47.7449	-50.7952
0.2	-38.0270	-40.8375
0.3	-29.8336	-32.1003
0.4	-23.0310	-24.7529
0.5	-17.3839	-18.6339
0.6	-12.6621	-13.5298
0.7	-8.6903	-9.2511
0.8	-5.3239	-5.6442
0.9	-2.4547	-2.5999
1.0	0.0	0.0
1.1	2.1185	2.2226

Fig. 18.2.2 高温全出力時における減速材密度反応度



燃料温度 (kelvin)	反応度 (%Δk/k)	
	BOEC	MOEC
300.0	1.5303	1.7550
600.0	0.5538	0.6457
830.0	0.0	0.0
1200.0	-0.7844	-0.8643

Fig. 18.2.3 高温全出力時におけるドップラ反応度

18.3 運転時の異常な過渡変化の解析

18.3.1 概要

本原子炉施設において発生する可能性のある運転時の異常な過渡変化に対して、その発生原因と防止対策及び拡大防止対策を説明し、その経過の解析と結果の評価を行い、本原子炉の安全性を確認する。

18.3.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、制御棒制御系の故障、誤操作等により制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。制御棒クラスタの異常な連続引き抜きに伴って、原子炉出力が上昇し、1次冷却材温度が上昇して、DNBRが低下するが、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、DNBRが許容限界値を下回る前に、この過渡変化は安全に終了できる。

(2) 防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されないよう制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動される。また、駆動の最大速度を約30cm/minに制限している。

(3) 拡大防止対策

(a) 「出力領域中性子束高」信号、「過大温度 ΔT 高」信号又は「過大出力 ΔT 高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止インターロック」により、制御棒クラスタの引き抜きを手動又は自動いずれの場合にも自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。

(b) 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては、以下の信号の発生が考えられる。

- ① 出力領域中性子束高
- ② 過大出力 ΔT 高
- ③ 過大温度 ΔT 高
- ④ 原子炉圧力高

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-Iにより最小DNBRを求める。

(5) 解析条件

(a) DNBRの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数及びドップラ出力係数は、サイクル初期の値とする。この組合せは、温度上昇に伴う出力抑制効果が最も小さいので、厳しい仮定である。

(c) 制御棒クラスタ引き抜きによる最大の反応度添加率としては、以下に示す2つのケースに

分けて考える。

- ① ケースA：最大反応度値を有する1つの制御棒クラスタバンクが、最大速度で同時に引き抜かれる場合を想定した最大反応度添加率を上回る値として 10.5×10^{-4} ($\Delta k/k$)/secとする（引き抜き速度が早い場合；300mm/min）。
- ② ケースB：反応度添加率が少ない場合として、制御棒クラスタバンク最小速度で引き抜かれる場合を想定して 1.89×10^{-4} ($\Delta k/k$)/secとする（引き抜き速度が遅い場合；54mm/min）。

(d) 原子炉は、「出力領域中性子束高（高設定）」信号により自動停止するものとする。信号は、原子炉出力がスクラム限界値である定格値の120%に達すると発生するものとする。

(e) 原子炉停止後、主給水ポンプ（タービン駆動）が停止、補助給水ポンプが作動するが、解析では、補助給水ポンプの作動は無視する。

(6) 解析結果

① ケースA

制御棒クラスタの引き抜き速度が速い場合として最大の反応度添加率である 10.5×10^{-4} ($\Delta k/k$)/secとした場合の解析結果をFig.18.3.1に示す。この場合、原子炉出力が急速に増加し、過渡現象発生約1.2秒後に「出力領域中性子束高（高設定）」信号の原子炉スクラム限界値に達し、約1.7秒後に制御棒クラスタは挿入を開始する。原子炉出力のピーク値は、定格値の約131%である。制御棒クラスタが挿入されると、原子炉出力は急激に低下する。原子炉スクラムにより給水が停止し、2次系による除熱がなくなるので、1次冷却材圧力及び温度は、「炉心出口温度高」信号により非常用炉心冷却設備が作動するまで上昇する。1次冷却材炉心出口温度は、約314℃まで上昇する。原子炉の圧力は最大で約13.8MPaまで上昇するが、加圧器安全弁の働きにより抑制され、13.8MPaより上昇することはない。約2450秒で「炉心出口温度高」信号が設定値に達し、非常用崩壊熱除去設備が作動するので原子炉圧力及び1次冷却材温度は下降する。加圧器安全弁流量の積分値は約167kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。1次冷却材炉心流量は、原子炉スクラムによる1次冷却材ポンプの停止により自然循環流量まで低下する。加圧器水位は、非常用崩壊熱除去設備が作動するまで1次冷却材温度の上昇による体積変化により最大で約84%まで上昇するが、その後は下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。最小DNBRは2.105である。

② ケースB

制御棒クラスタ引き抜き速度が遅い場合として、 1.89×10^{-4} ($\Delta k/k$)/secとした場合の解析結果をFig.18.3.2に示す。過渡現象発生約8.7秒後に「出力領域中性子束高（高設定）」信号のスクラム限界値に達し、約9.2秒後に制御棒クラスタが挿入されることにより原子炉は自動停止する。原子炉出力のピーク値は定格値の123%である。制御棒クラスタが挿入されると、原子炉出力は急激に低下する。原子炉圧力、1次冷却材温度、加圧器水位の変化は、制御棒クラスタ引き抜き速度が速い場合（ケースA）と同様の変化を示す。最大値は原子炉圧力が約13.8MPa、1次冷却材炉心出口温度が約314℃、加圧器水位が約84%である。加圧

器安全弁流量の積分値は約166kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。非常用崩壊熱除去設備は、過渡変化発生後、約2400秒で作動を開始する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。蒸気発生器への給水は原子炉トリップにより停止し、給水が停止することにより蒸気流量も徐々に減少し、約60秒で蒸気も停止する。蒸気流量の減少に伴い蒸気圧力も低下する。主蒸気温度の変化は少なく、また、主蒸気過熱度も低下することはない。最小DNBRは、約11秒で約1.961であり、その後DNBRは上昇する。

(7) 結 論

出力運転中の制御棒の異常な引き抜きにおいて、制御棒クラスタ引き抜き速度が早い場合及び遅い場合の反応度添加率に対して、原子炉は十分早く自動停止し、最小DNBRは許容限界値を下回らないので燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力も許容限界値を超えないので、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

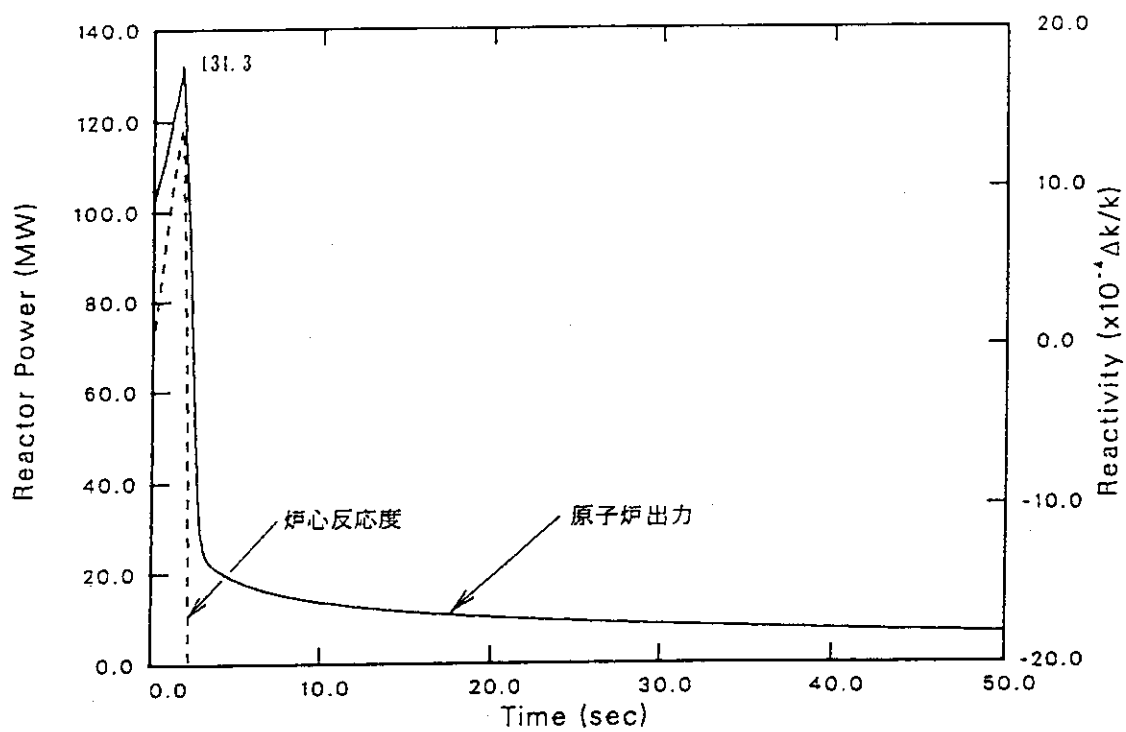


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）（1/9）

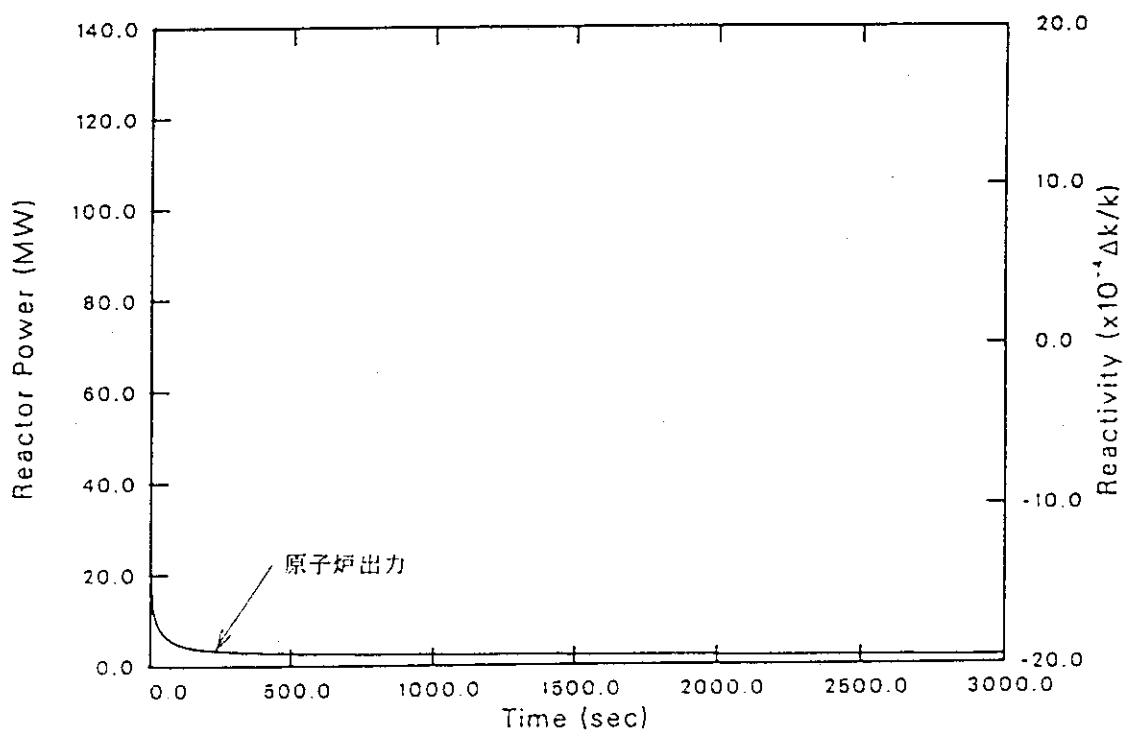


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）（2/9）

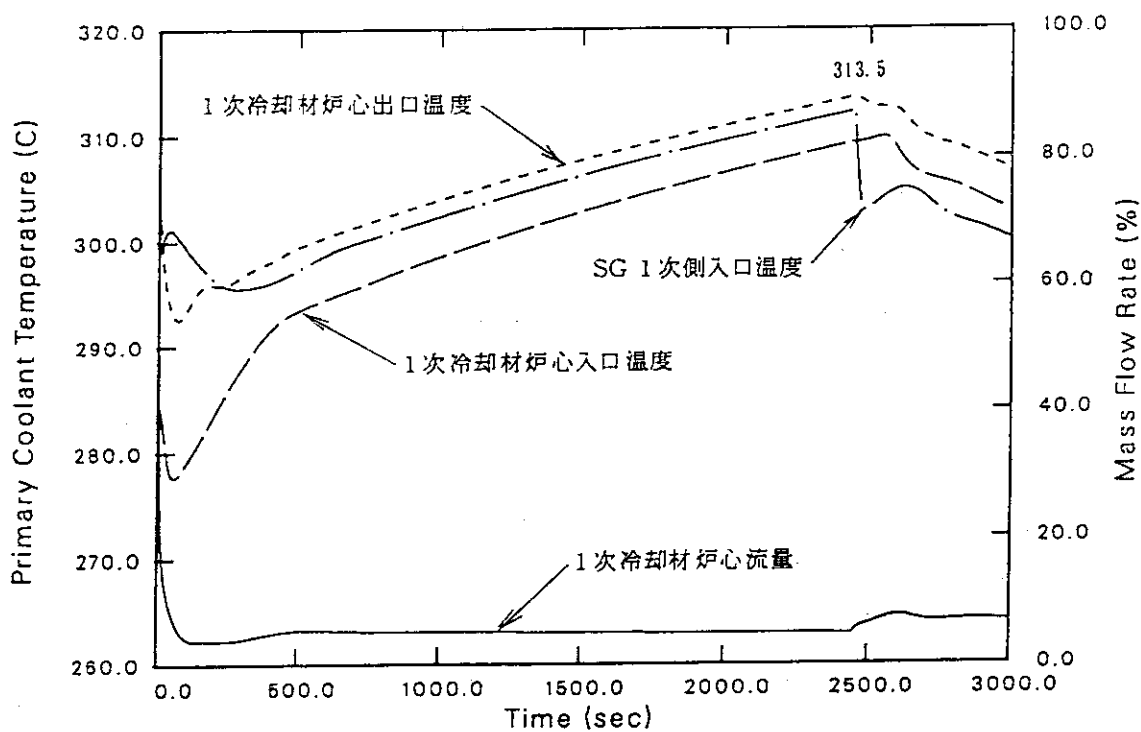


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(3/9)

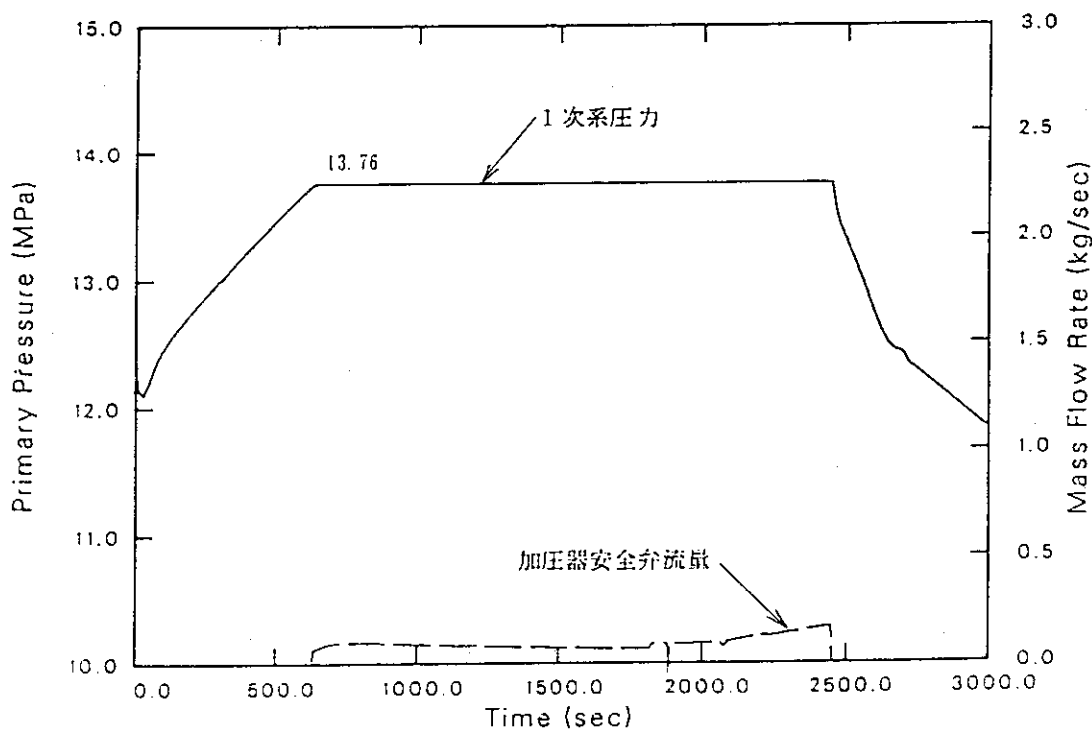


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(4/9)

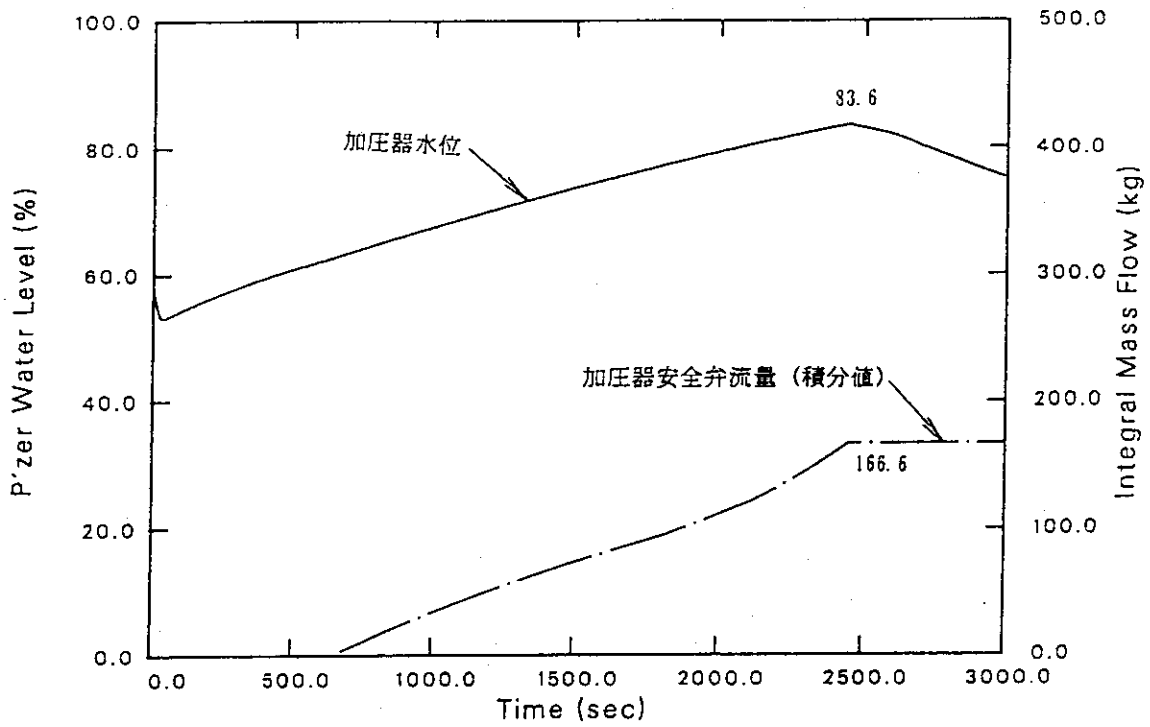


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(5/9)

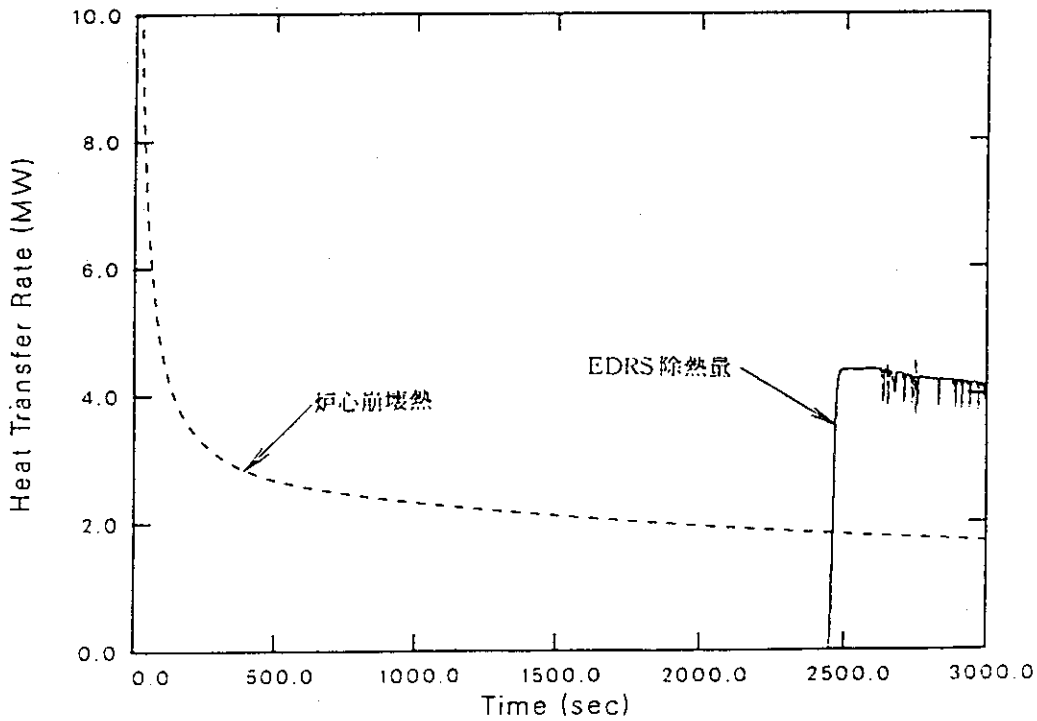


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(6/9)

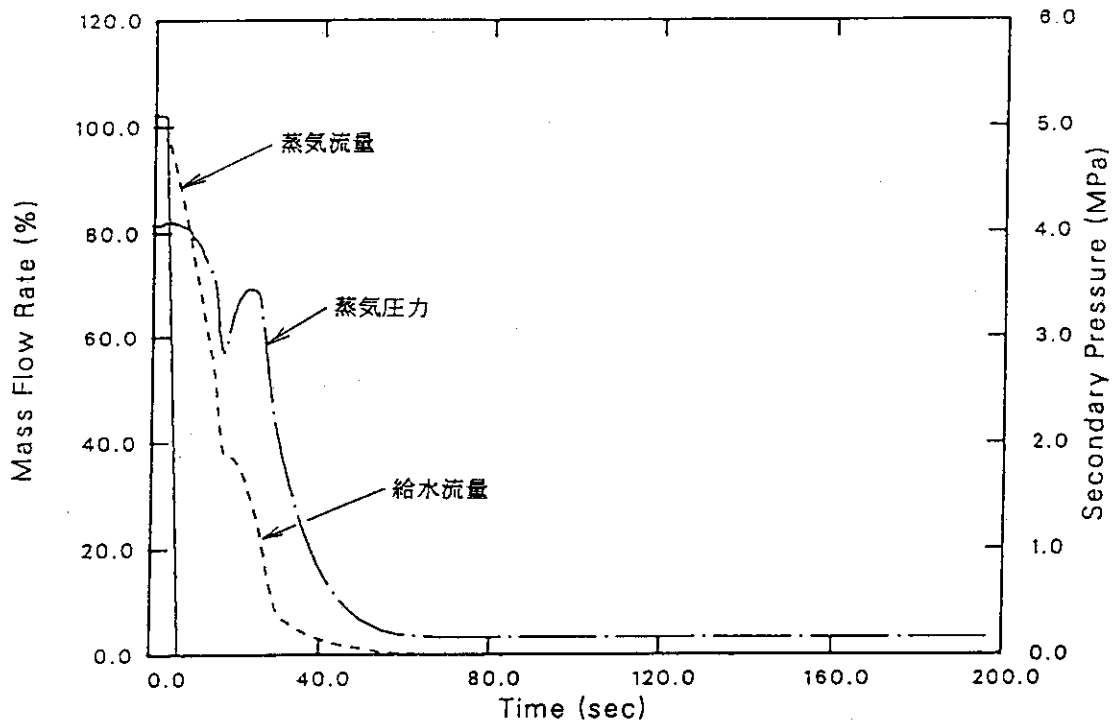


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(7/9)

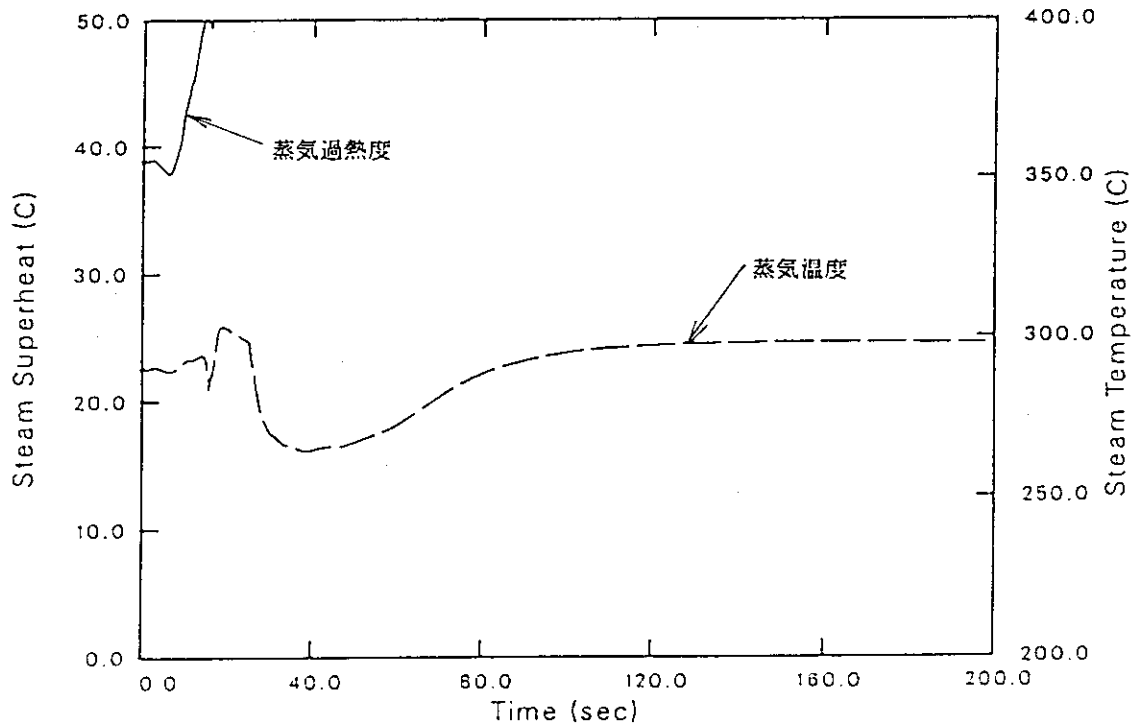


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(8/9)

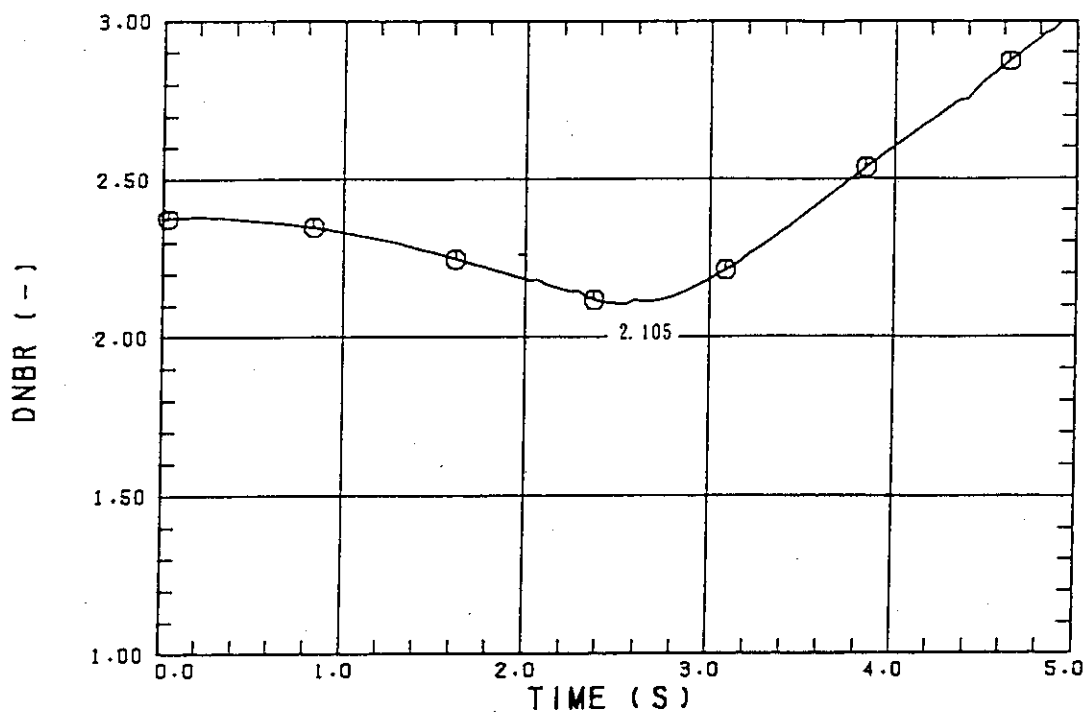


Fig.18.3.1 制御棒の異常な引き抜き：ケースA（引抜きが速い場合）(9/9)

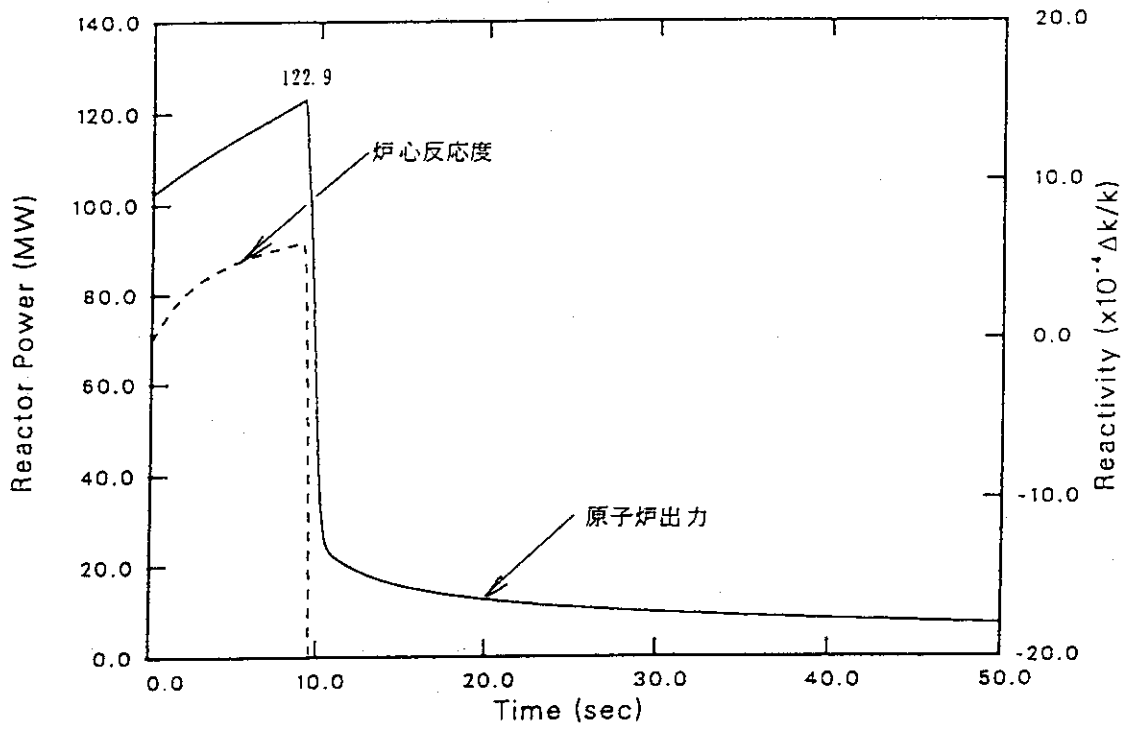


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）（1/9）

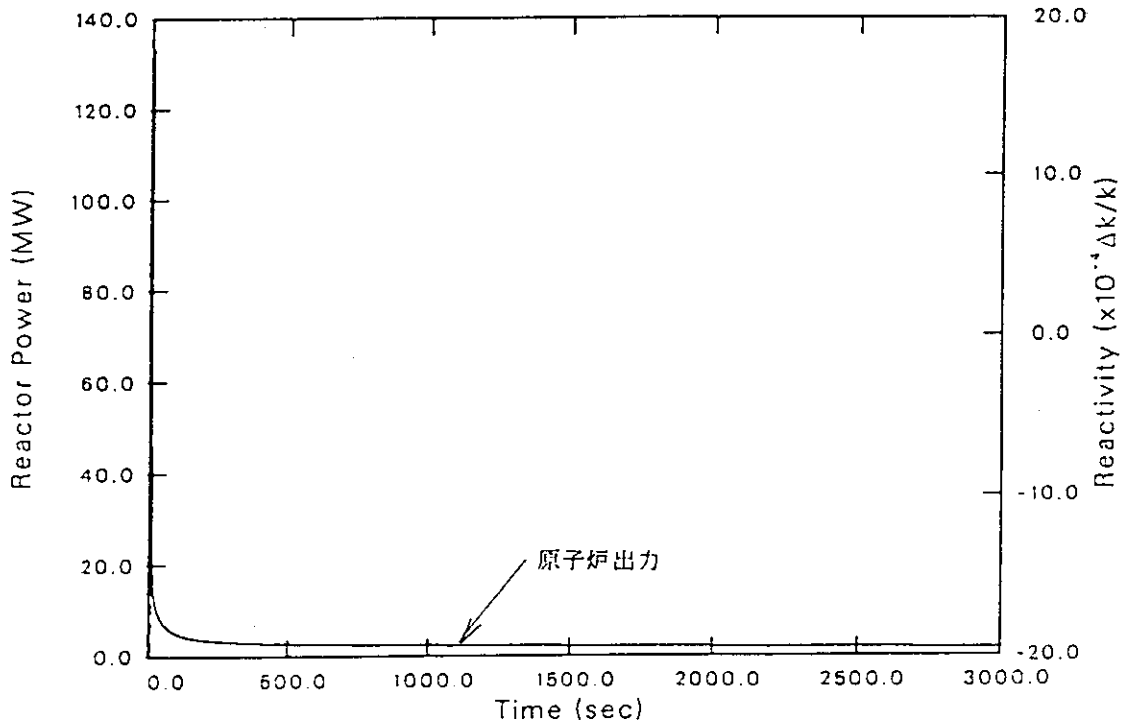


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）（2/9）

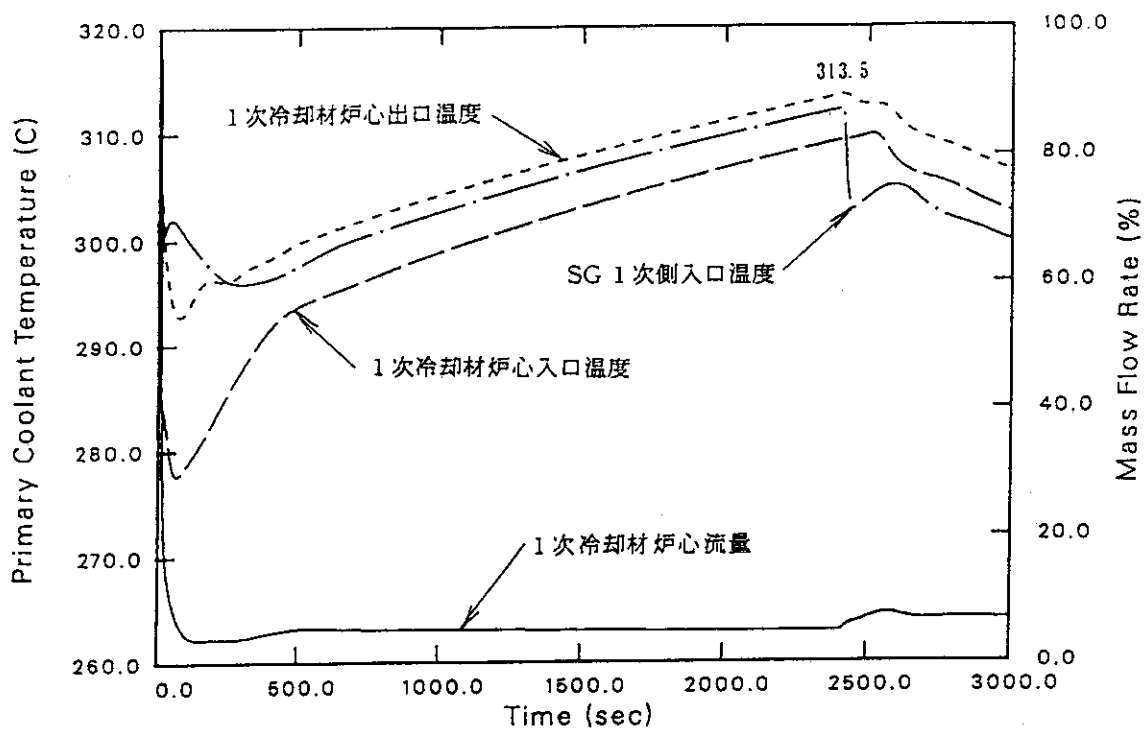


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(3/9)

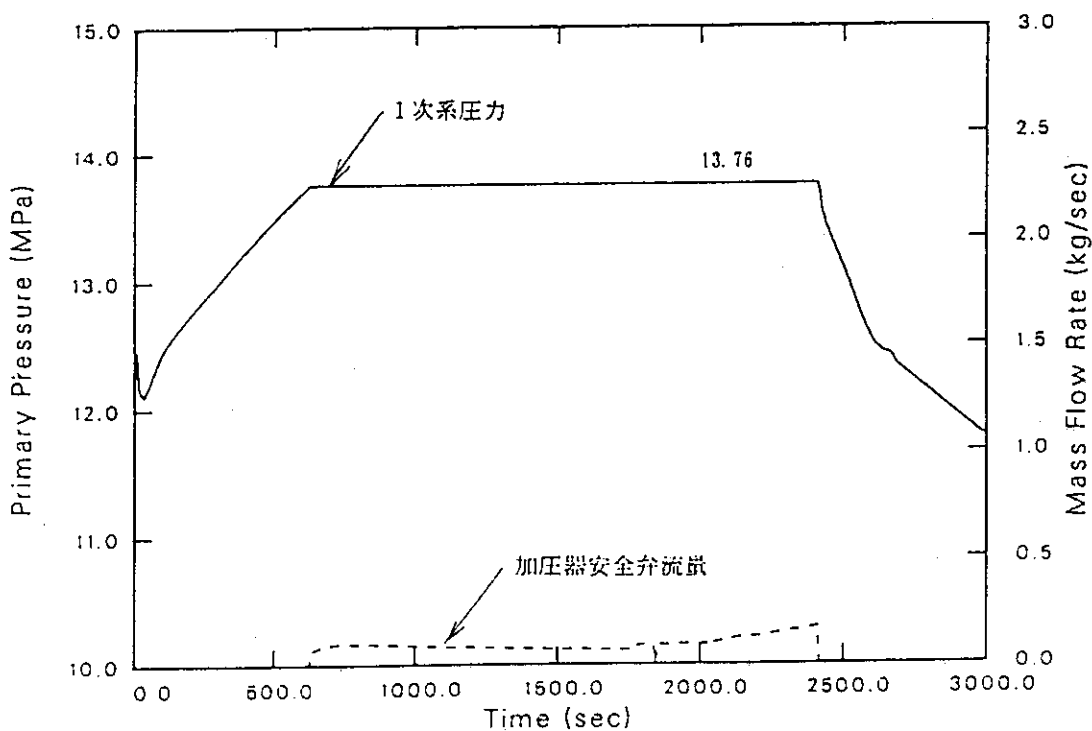


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(4/9)

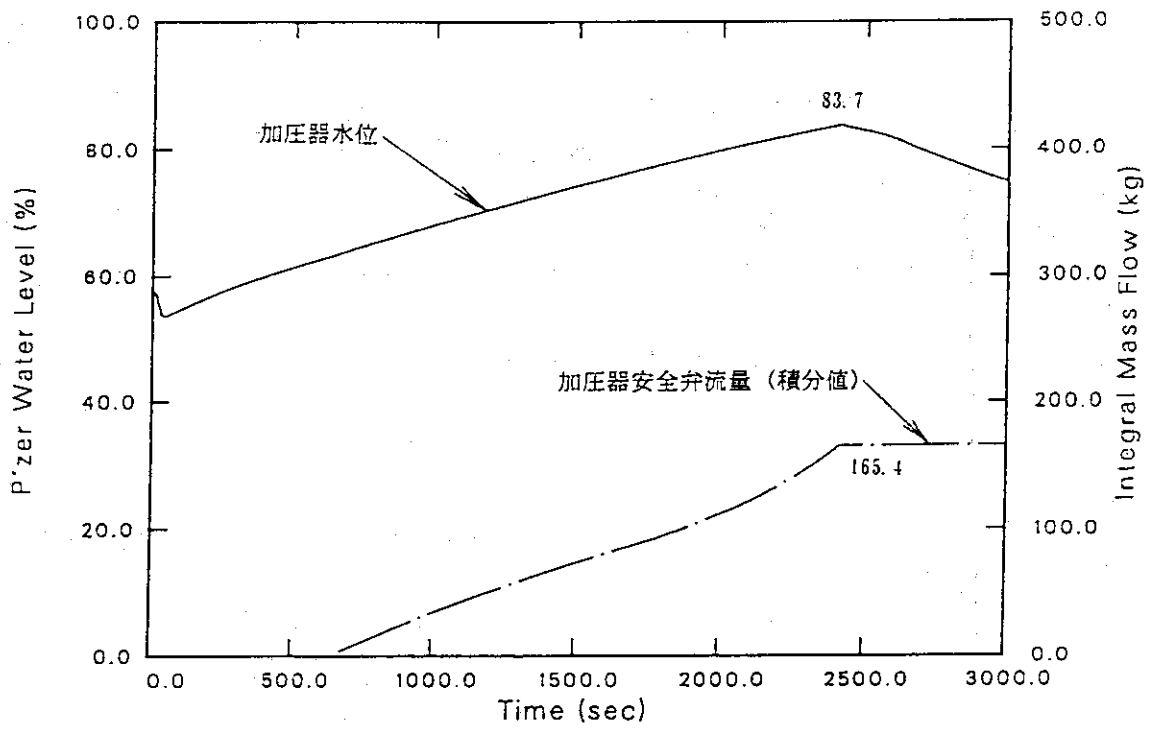


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(5/9)

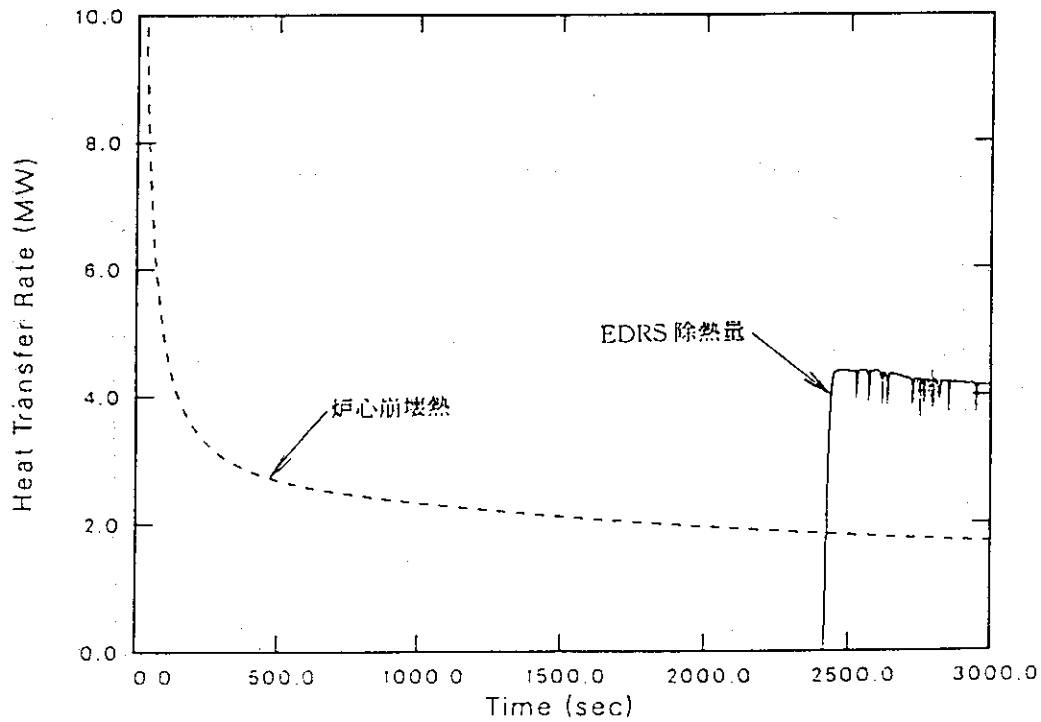


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(6/9)

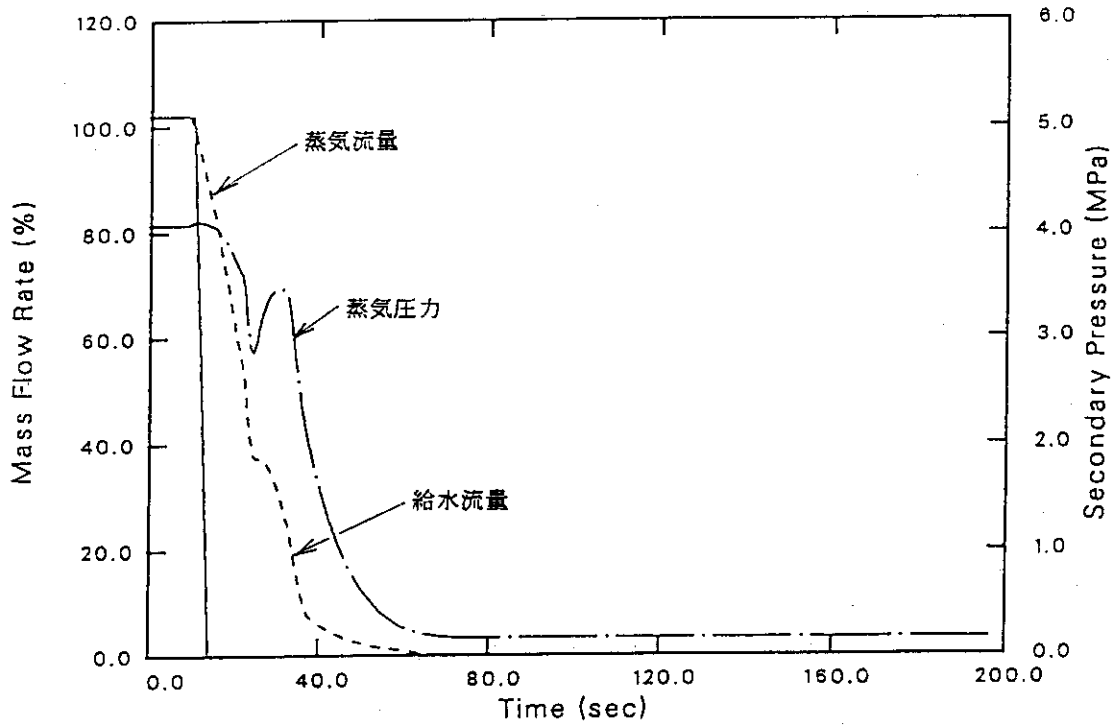


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(7/9)

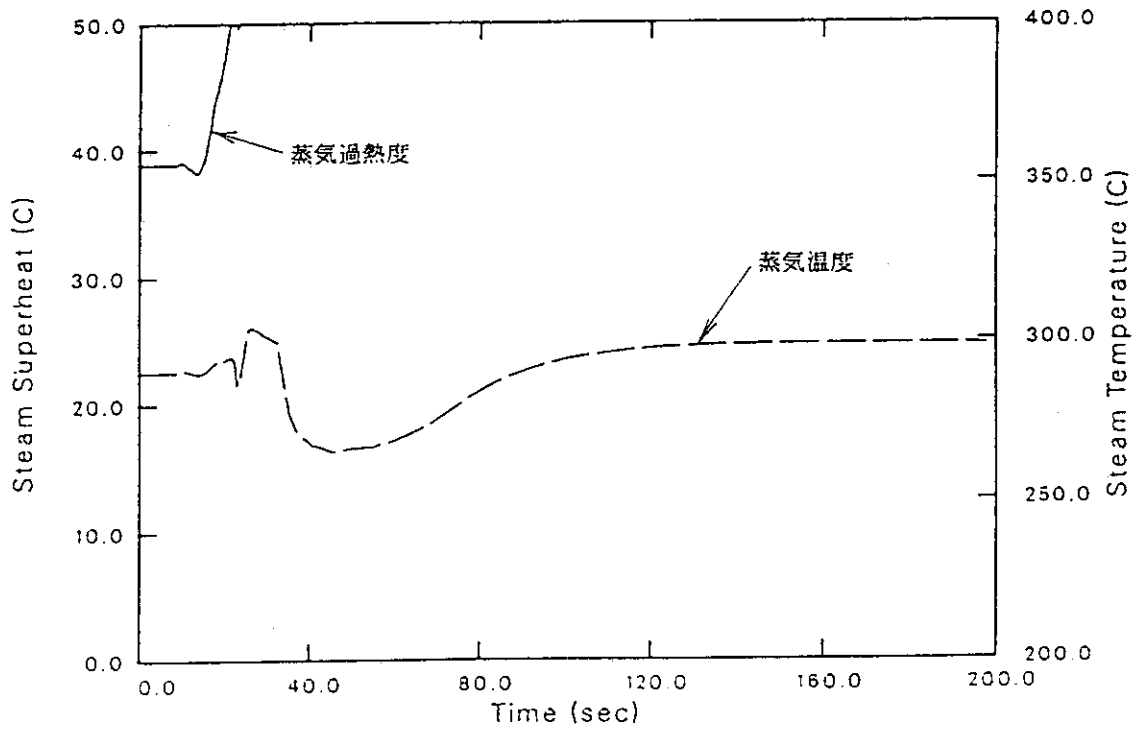


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(8/9)

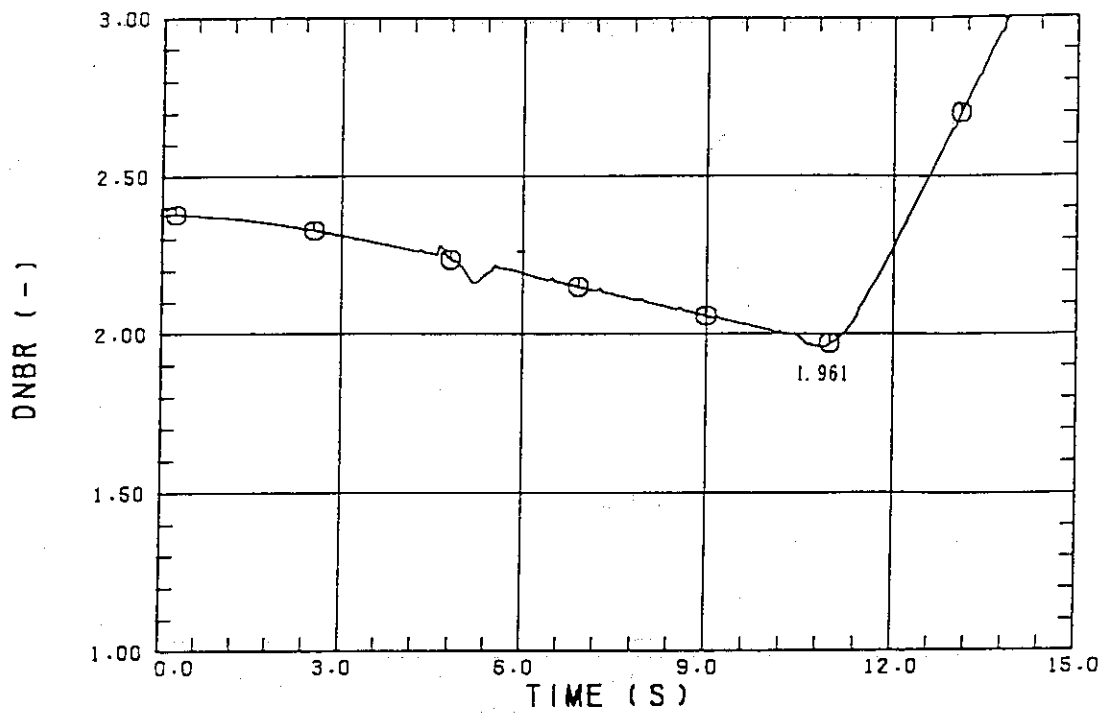


Fig.18.3.2 制御棒の異常な引き抜き：ケースB（引抜きが遅い場合）(9/9)

18.3.3 主給水流量喪失

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、主給水ポンプ、主復水ポンプ又は給水制御系の故障等により、全ての蒸気発生器への給水が停止し、原子炉からの除熱能力が著しく低下する事象を想定する。この場合、原子炉保護設備により原子炉は自動停止する。原子炉の自動停止後、非常用炉心冷却設備作動信号が発生し、原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

主給水制御系は、すべての蒸気発生器への主給水が同時に喪失する可能性を減らすため、蒸気発生器ごとに個別に設置する。

(3) 拡大防止対策

(a) 蒸気発生器1基への主給水が停止すると、「主給水流量偏差大」の警報を発し、運転員の注意を喚起する。

(b) 蒸気発生器への主給水が喪失することに備えて、電動補助給水ポンプ2台を設け、以下の信号により自動起動する。

- ① すべての主給水ポンプトリップ
- ② 原子炉スクラム

電動補助給水ポンプは、外部電源が喪失した場合には、補助ディーゼル発電機により電源が供給され自動起動する。

(c) 1台のタービン駆動の給水ポンプを常に待機状態とし、2基のうち1基の主給水ポンプトリップにより自動起動し、トリップ側の給水ラインへ切換えて給水を継続する。

(d) 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては、以下の信号の発生が考えられる。

- ① 原子炉圧力高

(e) 原子炉の余熱除去は、2次側の補助給水と崩壊熱ダンプ系又は主蒸気安全弁によって行われ、1次冷却系が過大に熱膨張及び加圧される以前に十分に除熱が可能である。

補助ディーゼル発電機又は補助給水ポンプが起動しない場合は、非常用崩壊熱除去設備が作動し、1次系の除熱を行う。

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求める。

(5) 解析条件

- (a) 初期値として原子炉出力は定常運転時の最大出力、加圧器保有水は最大値(59%)とする。
- (b) 崩壊熱は、(a)項の初期原子炉出力で無限時間運転した場合を考える。
- (c) 原子炉の停止と同時に外部電源喪失を仮定し、1次冷却材は1次冷却材ポンプの停止後コーストダウンし、その後1次冷却系は自然循環によって流れるものとする。
- (d) 主給水停止後の補助給水は、解析では無視する。

- (e) 原子炉の自動停止は、「原子炉圧力高」信号によるものとする。
- (f) 制御棒は手動制御されているものとする。この仮定は、給水流量及び蒸気流量の低下に伴う制御棒の挿入がないので、最も厳しい。
- (g) 減速材密度係数及びドップラ出力係数は、サイクル初期の値とする。この組合せは、温度上昇に伴う出力抑制効果が最も小さいので、厳しい仮定である。
- (h) 原子炉圧力の評価、加圧器水位の評価においては、次の条件を用いる。

ケースA；原子炉圧力の評価

- ① 1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、圧力変化が最大となるように、それぞれ最高温度及び最低圧力とする。
- ② 原子炉圧力の低減効果を持つ加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁は作動しないものとする。

ケースB；加圧器水位の評価

- ① 1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、1次冷却材の膨脹が最大となるように、それぞれ最低温度及び最高圧力とする。
- ② 加圧器水位の上昇効果を持つ加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁は作動するものとする。

(6) 解析結果

① ケースA：原子炉圧力の評価

解析結果をFig.18.3.3に示す。原子炉は約22秒で「原子炉圧力高」信号のスクラム限界値に達し、約24秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより自動停止する。原子炉出力は制御棒クラスタの挿入により急激に低下する。1次系圧力は、給水が喪失するので急激に上昇し加圧器安全弁が作動する。加圧器安全弁の最大流量は約1.5kg/secであり、加圧器安全弁の作動により1次系最大圧力は13.9MPa以下に抑えられる。その後も1次冷却材温度の上昇に伴う1次冷却材の体積変化による加圧器水位の上昇と加圧器安全弁の作動により、1次系圧力は約13.8MPaに保たれる。約1200秒で炉心出口温度が非常用炉心冷却設備作動信号の設定点に達するので非常用崩壊熱除去設備が作動し、1次系圧力は下降する。加圧器水位の最大値は約85%である。加圧器安全弁流量の積分値は約150kgであり、プローオフタンクの容量内に収まる。原子炉スクラムにより1次冷却材ポンプは停止し、1次冷却材炉心流量は自然循環流量まで低下する。1次冷却材温度は上昇するが、非常用崩壊熱除去設備の作動により徐々に下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。蒸気発生器への給水は、原子炉スクラムにより停止し、給水の停止により主蒸気流量も徐々に減少し約20秒で停止する。蒸気流量の減少に伴い蒸気圧力も低下する。主蒸気温度の変化は少なく、主蒸気過熱度が低下することはない。

② ケースB；加圧器水位の評価

解析結果をFig.18.3.4に示す。原子炉は約22秒で「原子炉圧力高」信号のスクラム限界値に達し、約24秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより自動停止する。制御棒クラスタが挿入されると原子炉出力は急激に低下する。1次冷却材温度は2次系の除熱の給水の喪失により上昇し、約1700秒で炉心出口温度が設定値に達するので非常用炉心冷却設備が作動

する。1次冷却材炉心出口温度は最高で約314℃に達する。その後は、非常用崩壊熱除去設備の効果により1次冷却材温度は下降する。1次冷却材炉心流量は、原子炉スクラムにより1次冷却材ポンプが停止するので自然循環流量まで低下する。1次系圧力は原子炉スクラム直後急激に上昇し約13.7MPaとなるが、加圧器スプレイ及び加圧器逃し弁の作動により圧力上昇は抑制される。その後、1次系圧力及び加圧器水位は1次冷却材温度の上昇に伴う1次冷却材の体積変化により上昇する。1次系圧力は加圧器逃し弁の開閉を繰り返し約13MPa以下に抑えられるが、加圧器水位は最大で約92%まで上昇する。非常用崩壊熱除去設備が作動すると、1次系圧力及び加圧器水位は徐々に下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.1MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。給水の喪失により主蒸気流量は減少し約20秒で停止する。蒸気流量の減少に伴い蒸気圧力も低下する。主蒸気温度の変化は少なく、また、主蒸気過熱度も低下することはない。

(7) 結 論

このように、主給水流量喪失に対して十分な防止対策がとられており、たとえこの過渡変化が発生したとしても非常用崩壊熱除去設備により原子炉圧力は過度に上昇することはない、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

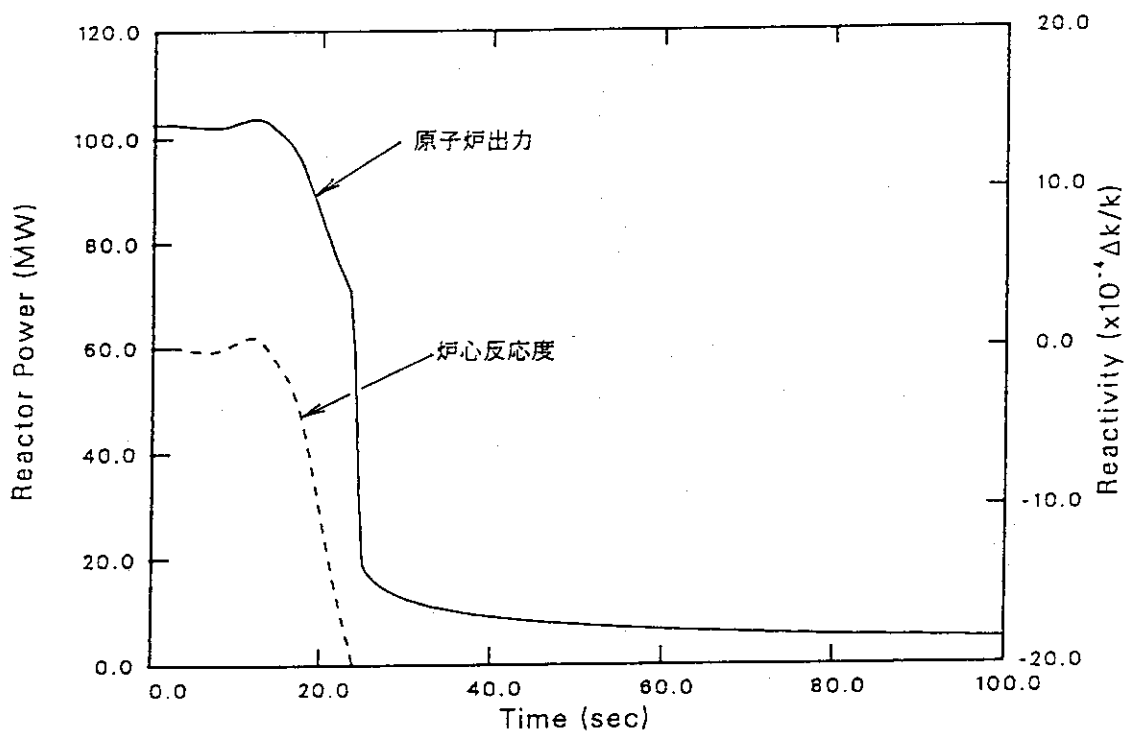


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（1/10）

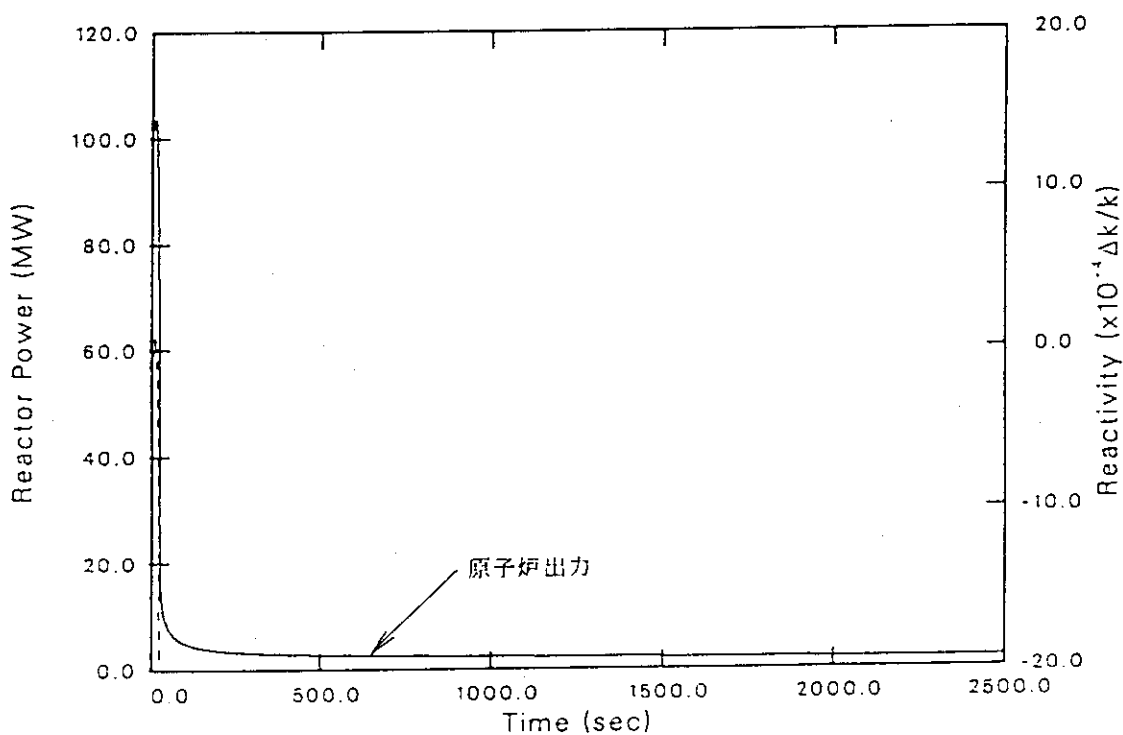


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（2/10）

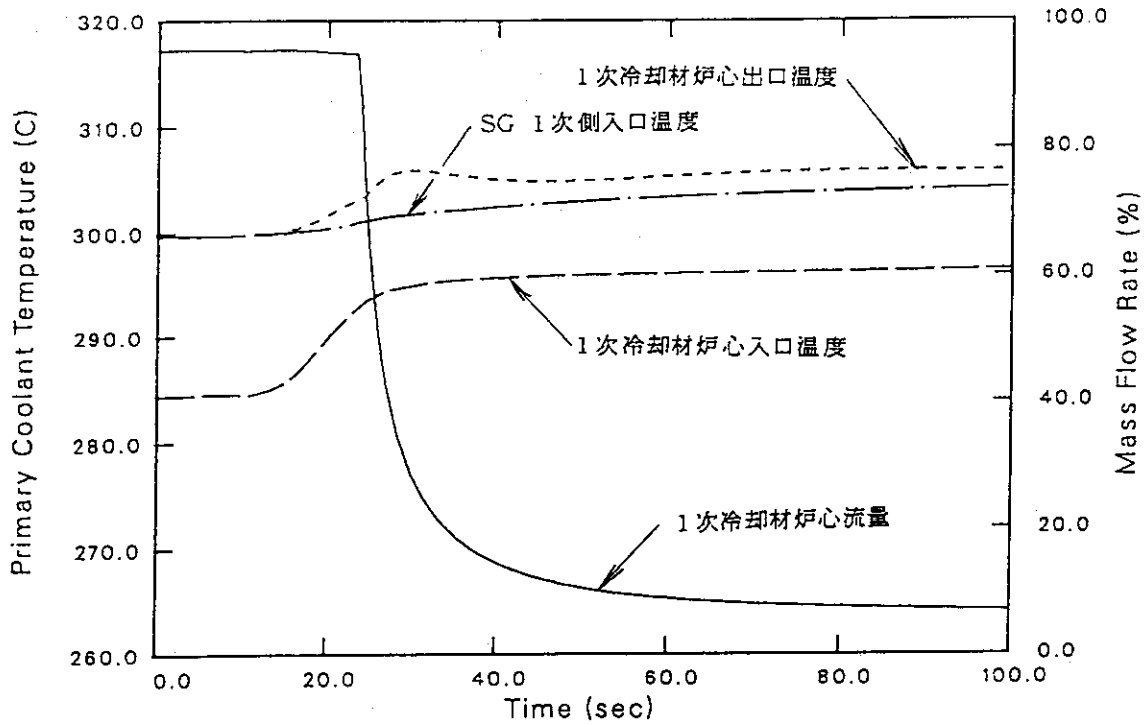


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（3/10）

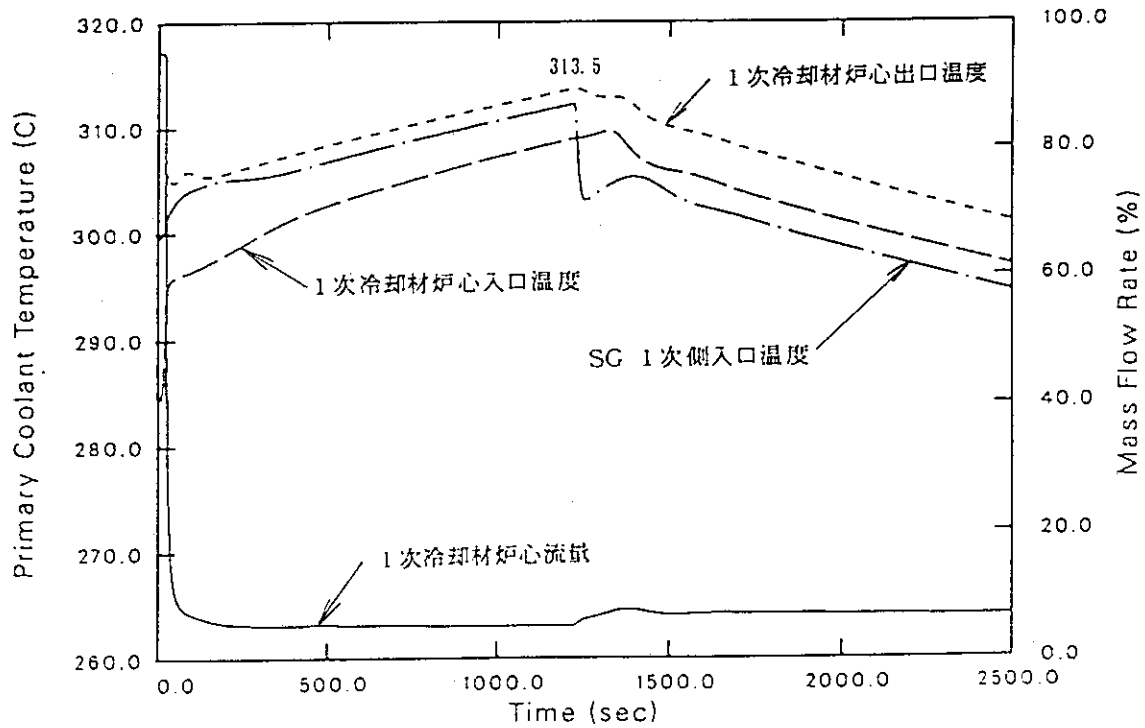


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（4/10）

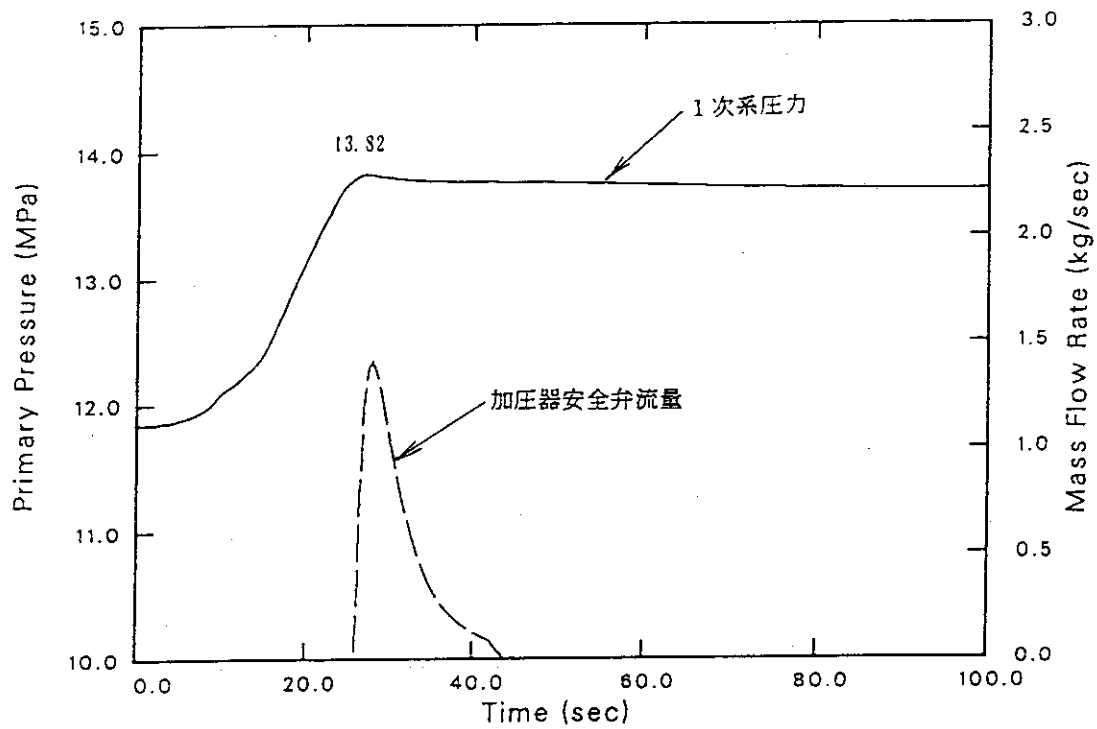


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（5/10）

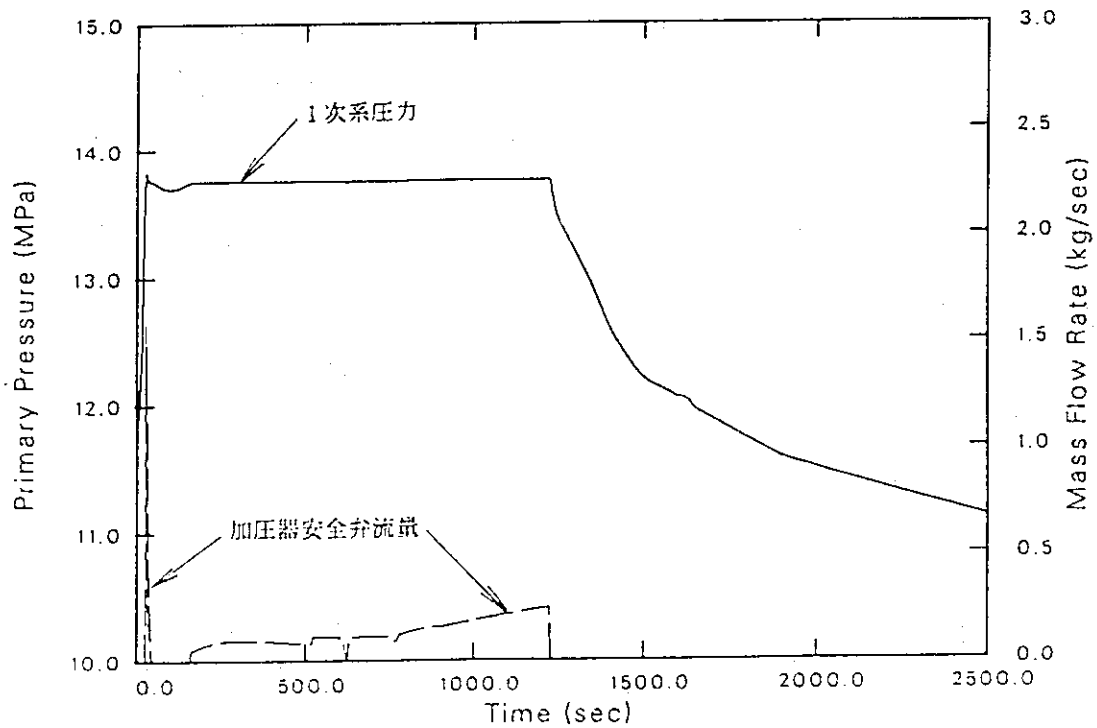


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（6/10）

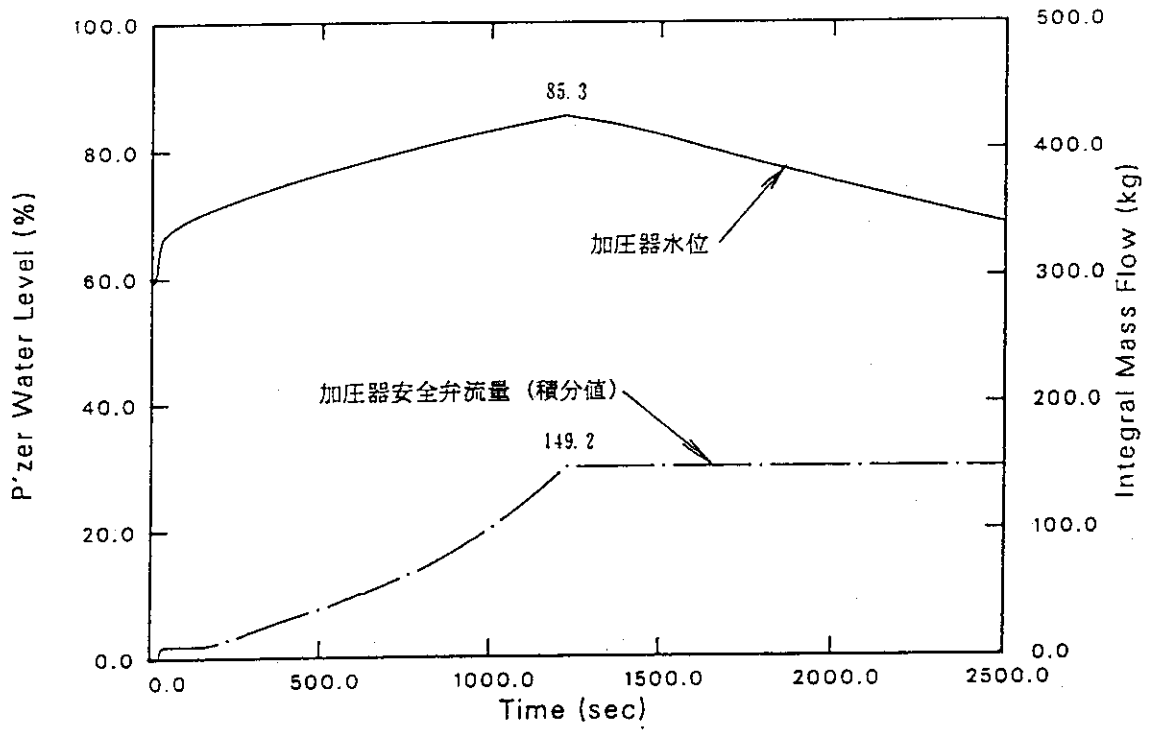


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（7/10）

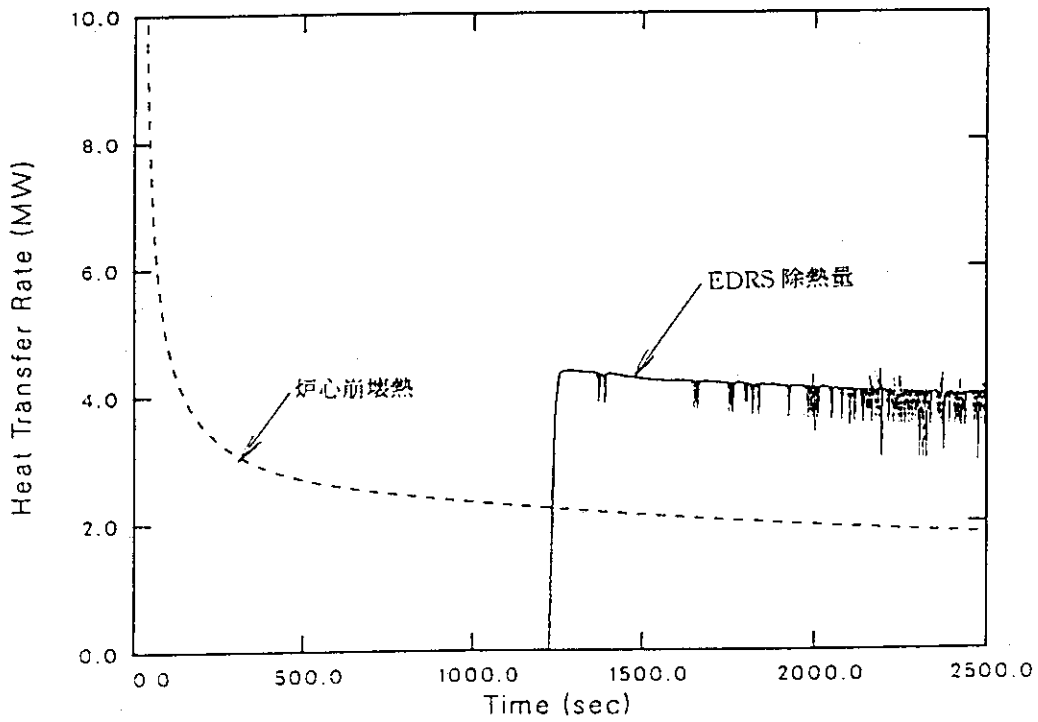


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（8/10）

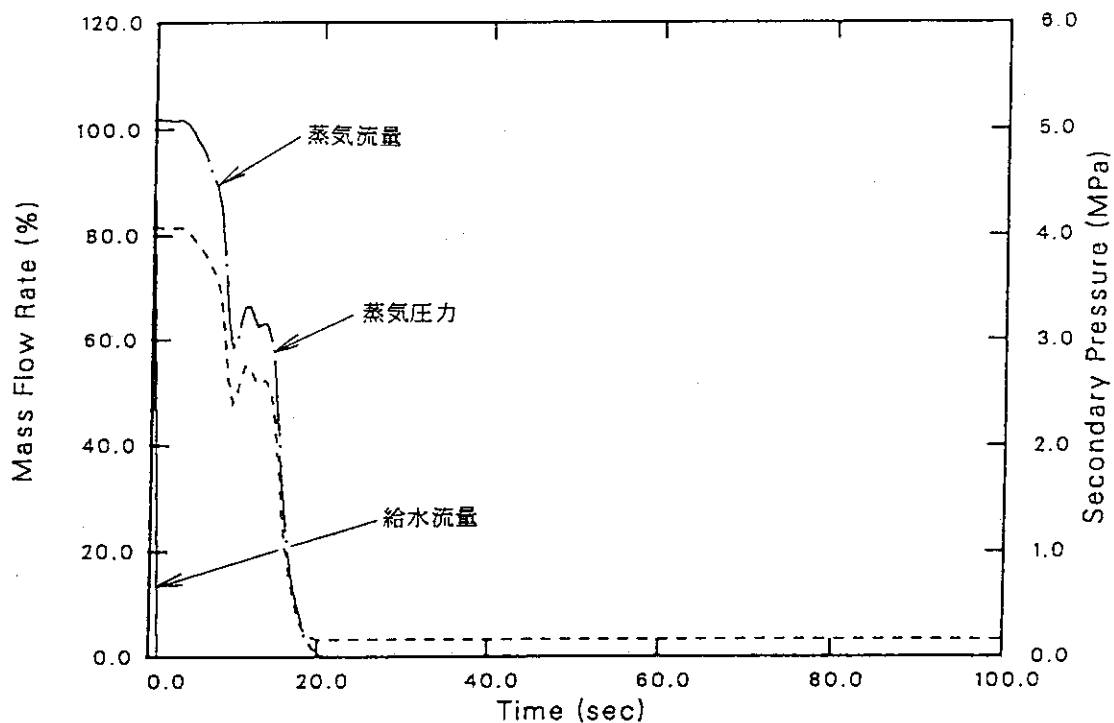


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（9/10）

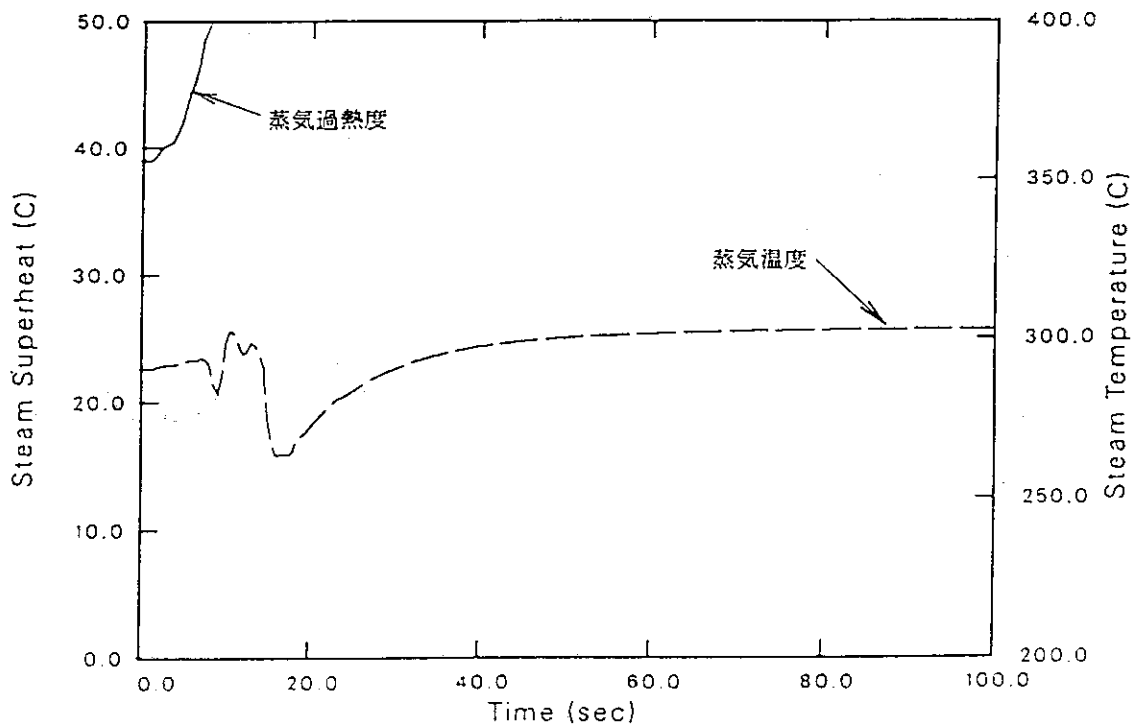


Fig.18.3.3 主給水流量喪失：ケースA（原子炉圧力の評価）（10/10）

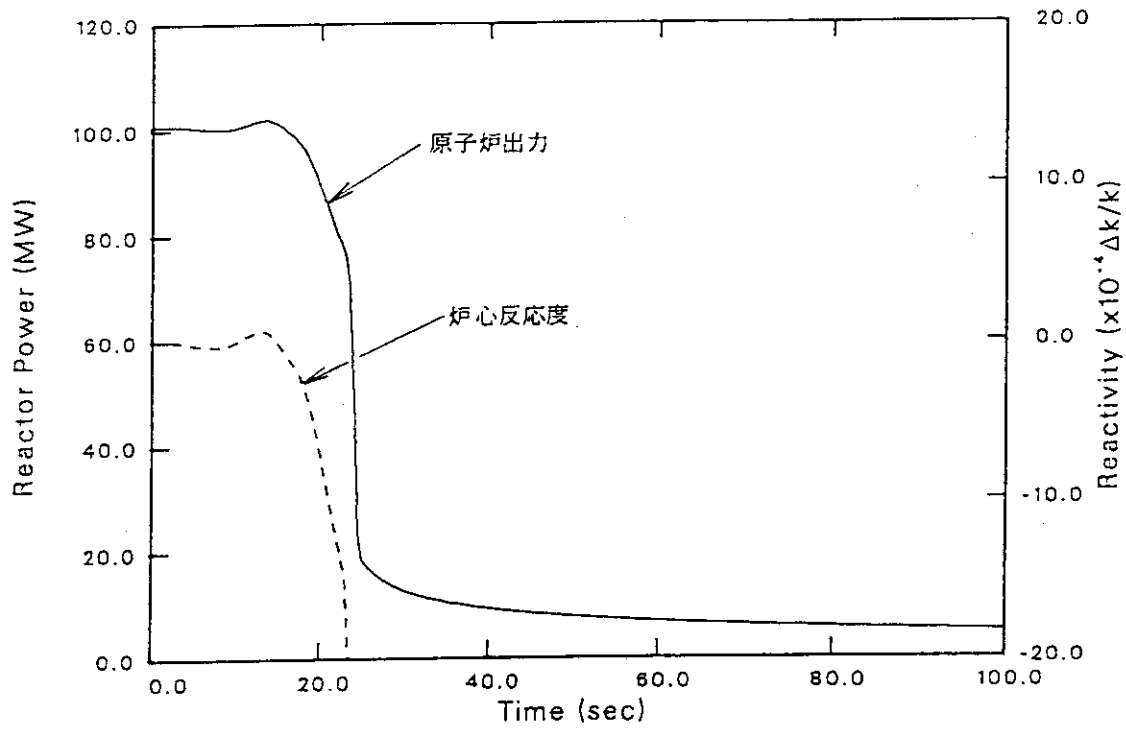


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（1/10）

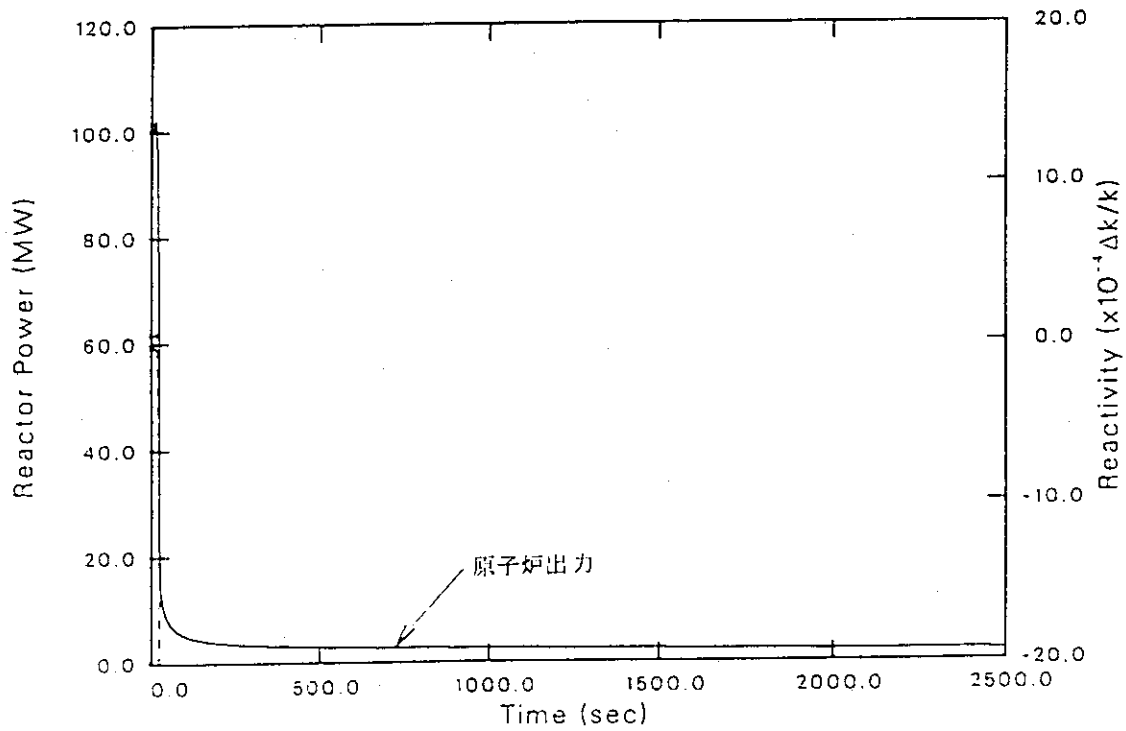


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（2/10）

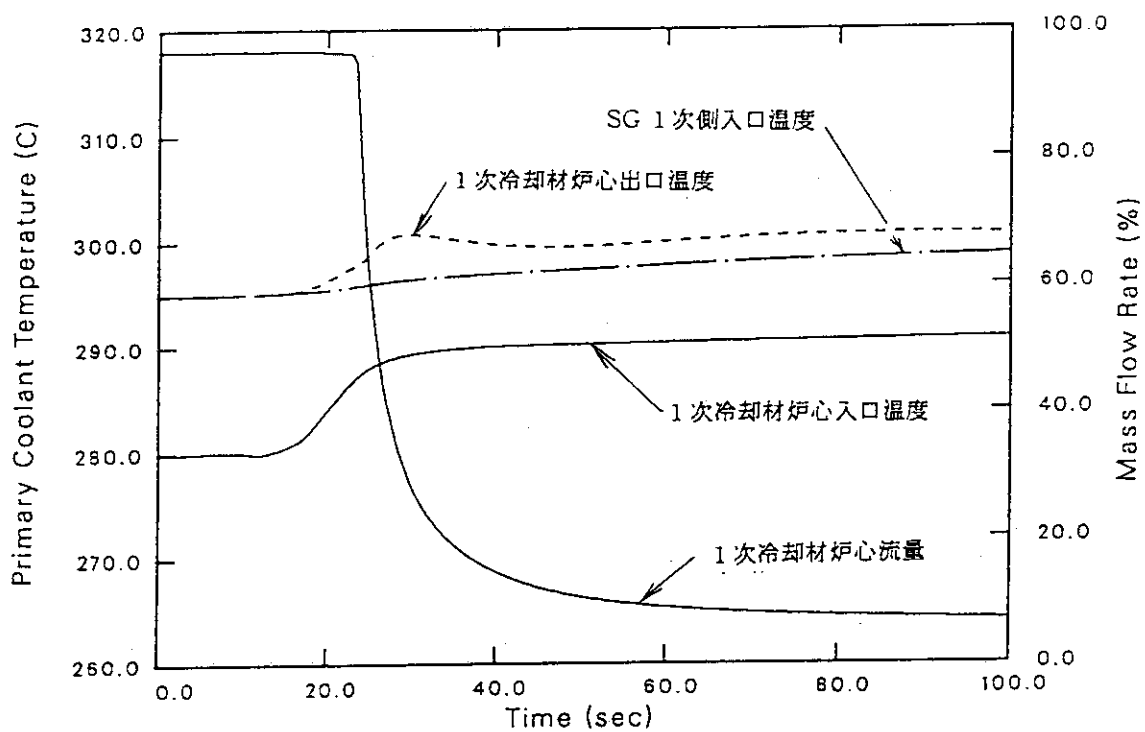


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（3/10）

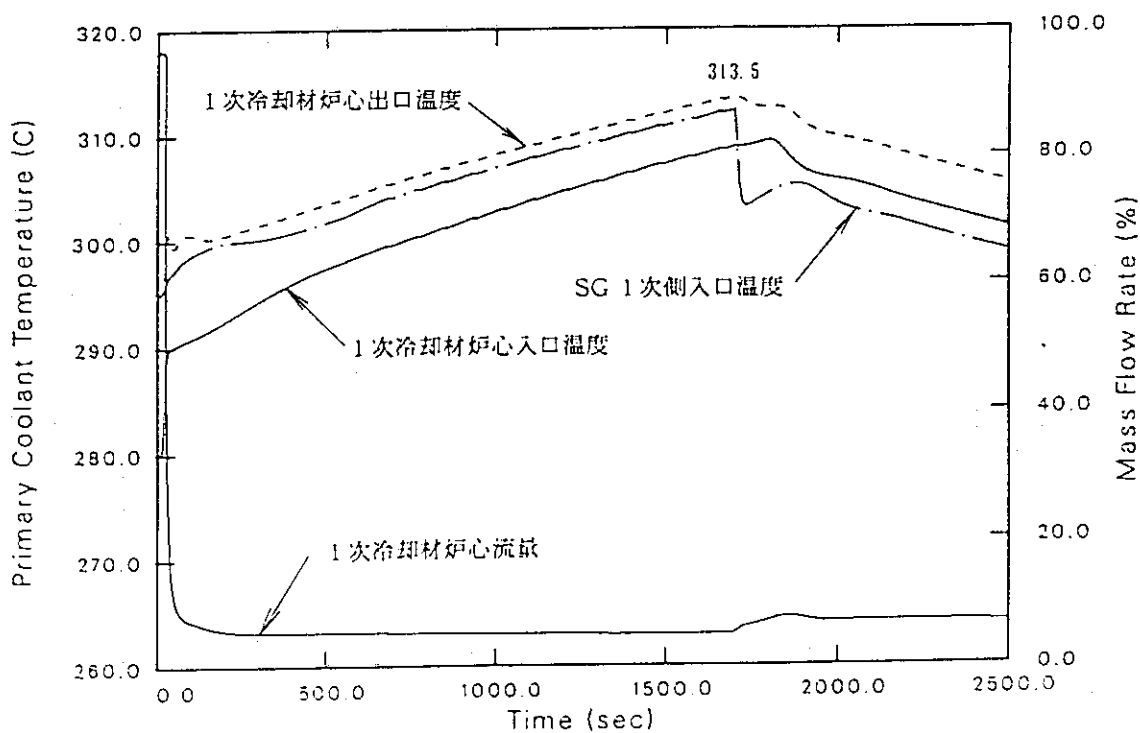


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（4/10）

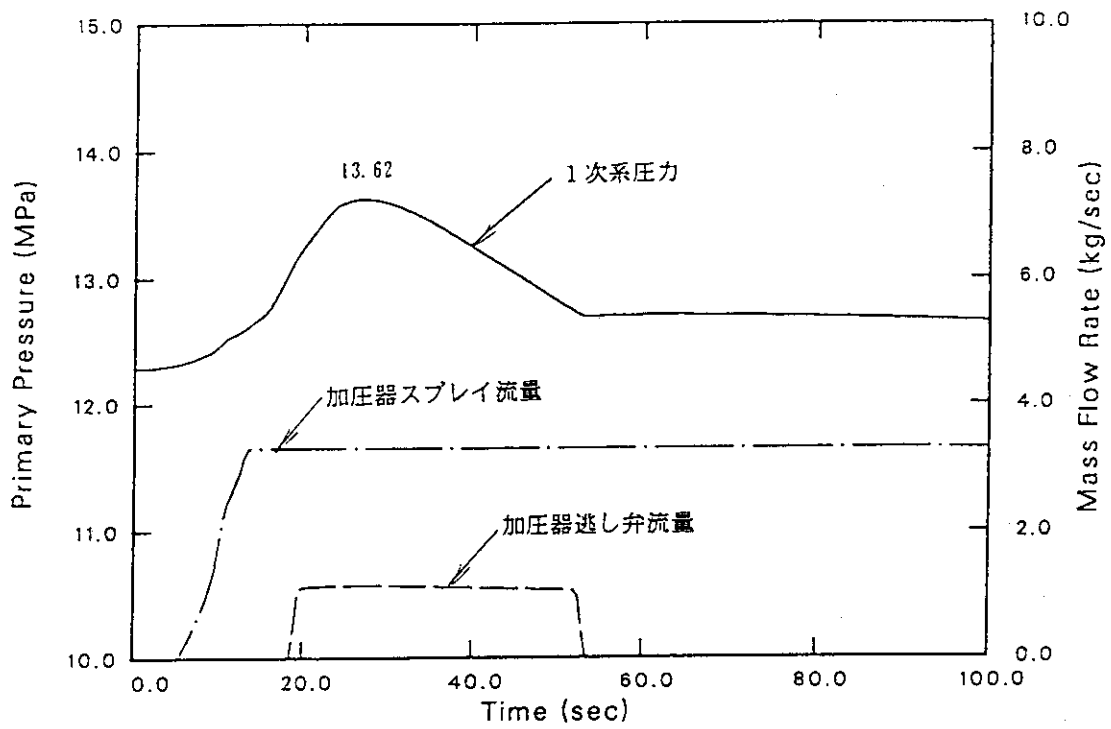


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（5/10）

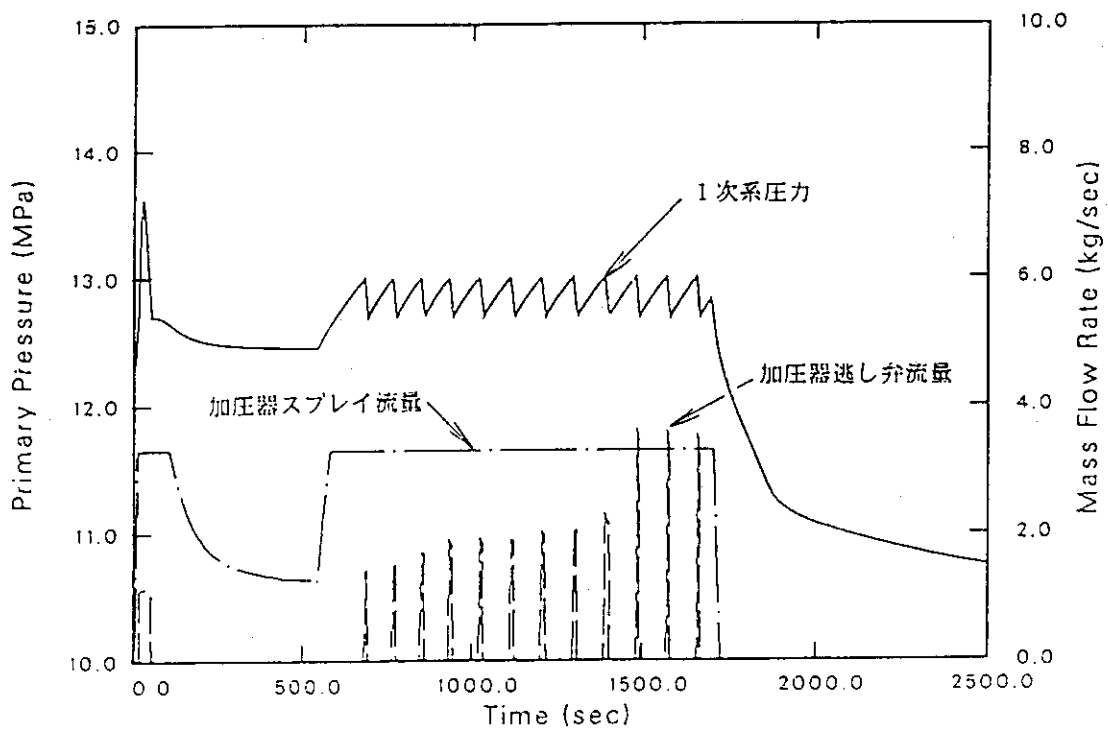


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（6/10）

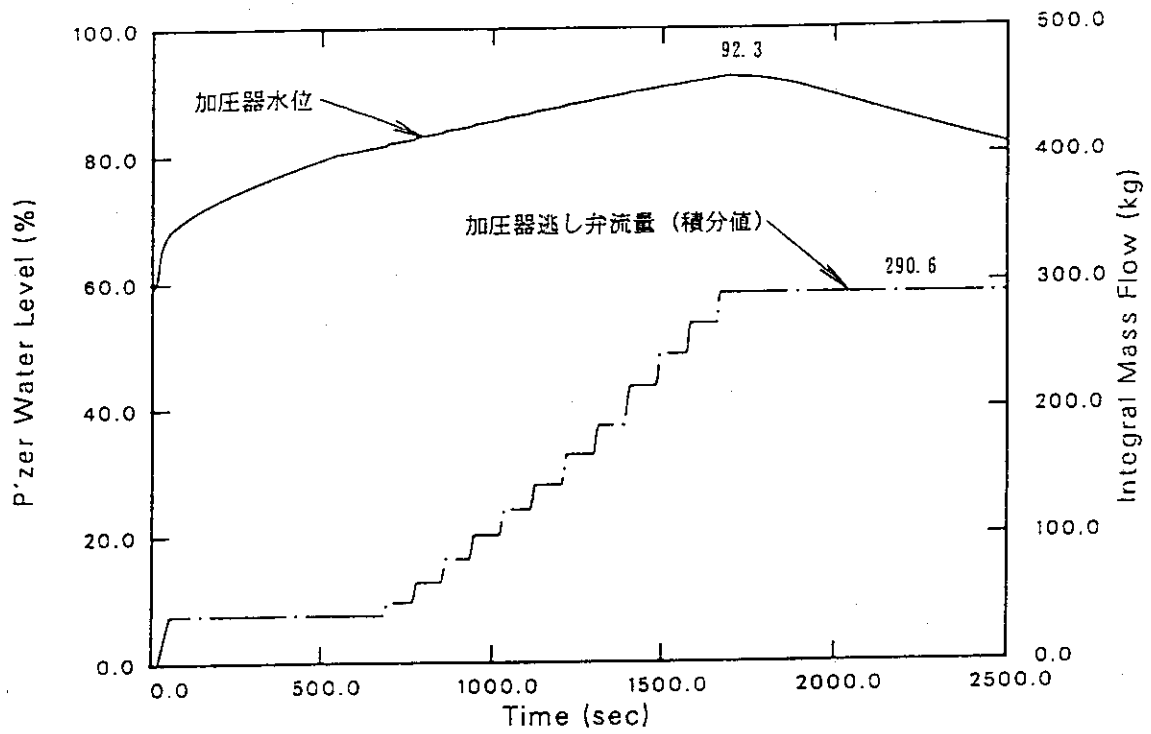


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（7/10）

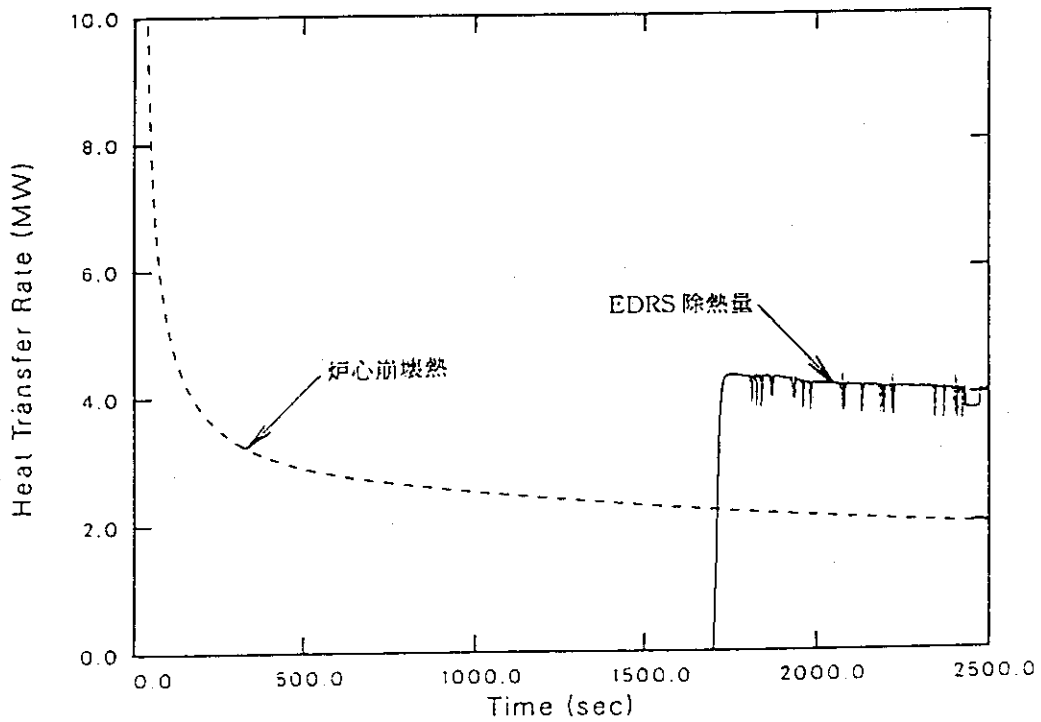


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（8/10）

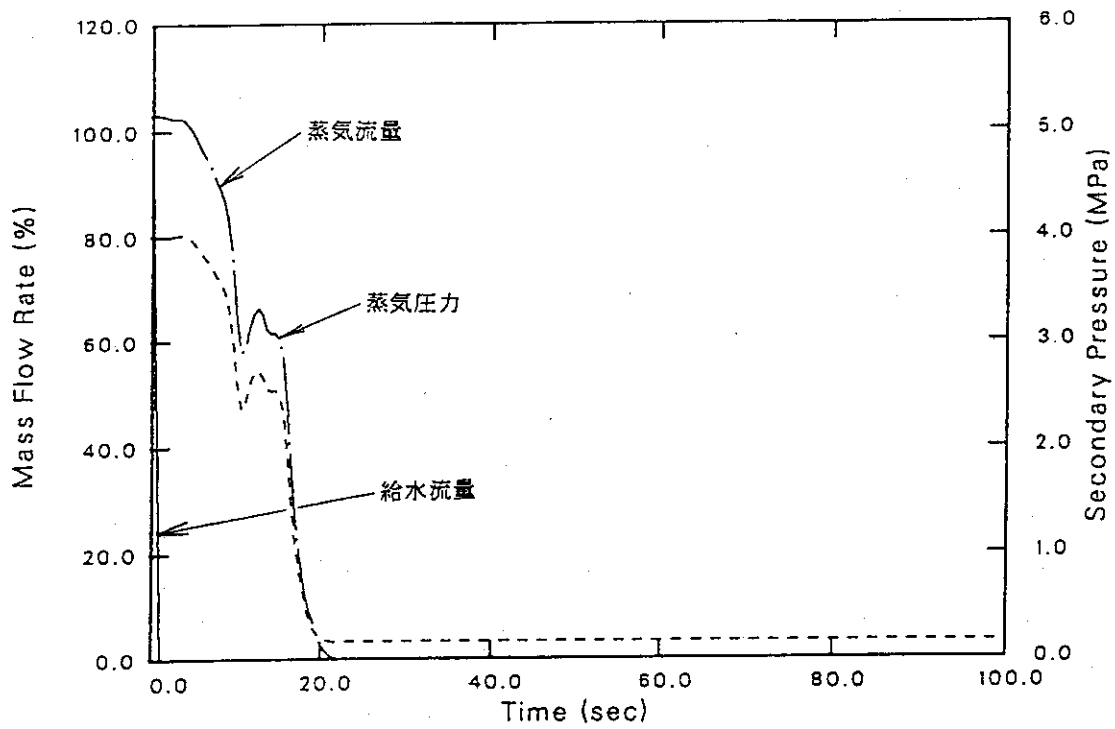


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（9/10）

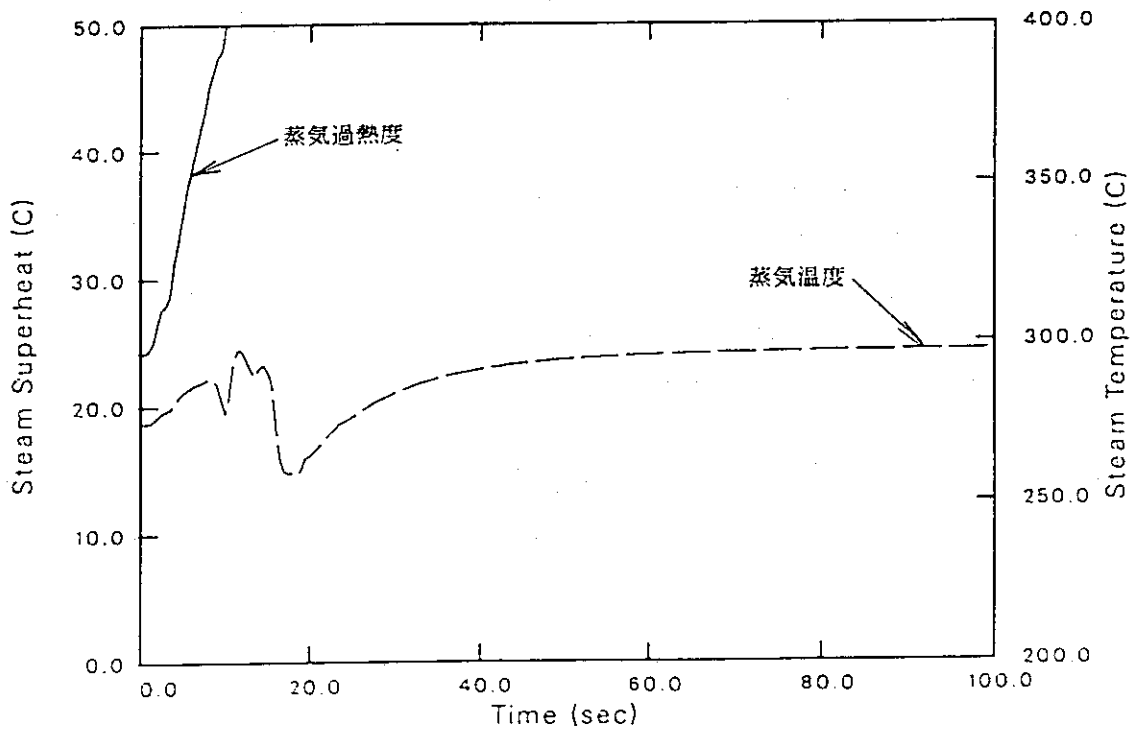


Fig.18.3.4 主給水流量喪失：ケースB（加圧器水位の評価）（10/10）

18.3.4 蒸気負荷の異常な増加

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、主蒸気ダンプ弁又は蒸気加減弁の誤開放により主蒸気流量が異常に増加し、1次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(2) 防止対策

要求負荷の急増に対しては、原子炉制御設備は10%のステップ状及び3%/secのランプ状負荷変化に追従できる。また、主蒸気ダンプ弁は、誤操作による過渡変化を抑制するために、弁1個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一故障によって、これらの弁が2つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(3) 拡大防止対策

- (a) 通常運転中は中央制御室で、「主蒸気圧力」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気流量偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。
- (b) 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては、以下の信号の発生が考えられる。
 - ① 中性子束高
 - ② 過大出力 ΔT 高
 - ③ 過大温度 ΔT 高

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-Iにより最小DNBRを求める。

(5) 解析条件

- (a) 初期値原子炉出力は定格出力とする。
- (b) サイクル初期であるか末期であるかで減速材密度係数が異なり、また、負荷の増大に伴い制御棒クラスタが自動的に引き抜かれるか否かにより解析結果が異なるので以下の4つのケースに分けて解析する。
 - ① ケースA：手動運転、サイクル初期
 - ② ケースB：手動運転、サイクル末期
 - ③ ケースC：自動運転、サイクル初期
 - ④ ケースD：自動運転、サイクル末期
- (c) 減速材密度係数はサイクル初期では $0.286 (\Delta k/k)/(g/cm^3)$ とし、サイクル末期では最大値である $0.30 (\Delta k/k)/(g/cm^3)$ とする。
- (d) ドップラ出力係数は、サイクル初期の値とする。燃料温度上昇による反応度増加抑制に対する寄与が小さくなるので、この値が最も厳しい。
- (e) 原子炉を定格運転中に、主蒸気ダンプ弁又は蒸気加減弁のうち50%容量の弁1個が全開になり、主蒸気流量が急増するものとする。

(6) 解析結果

① ケースA：手動運転、サイクル初期

解析結果をFig.18.3.5に示す。50%容量の主蒸気ダンプ弁が誤開し蒸気流量が増加すると原子炉出力は約118%まで上昇するが、「出力領域中性子束高」原子炉スクラム限界値には達しない。蒸気発生器での除熱量が増加するので、1次冷却材炉心入口温度は低下し、1次冷却材の炉心出入口温度差は約18℃となる。1次系圧力は過渡変化直後わずかに低下するが約100秒で定格値に戻り、その後も定格値に落ちつく。加圧器水位は、1次冷却材炉心入口温度の低下によりわずかに低下し整定する。

主蒸気流量は主蒸気ダンプ弁の誤開により増加するが、給水制御弁の容量が130%であるので給水流量が約130%までしか増加しないため蒸気流量も約130%で落ちつく。主蒸気圧力は、主蒸気ダンプ弁の誤開により低下するが、給水の増加により上昇しほぼ定格値の4.0MPaに落ちつく。主蒸気温度は約270℃まで低下し、主蒸気過熱度約26℃低下する。1次冷却材炉心出入口温度差は、過大温度 ΔT のDNBR制限値に達することはなくDNBRが過度に低下することはない。

② ケースB：手動運転、サイクル末期

減速材の反応度帰還がケースAに比べて多少大きめであるが、ケースAとほとんど同様の傾向を示す。最小DNBRはケースA同様、許容限界値を下回ることはない。

③ ケースC：自動運転、サイクル初期

解析結果をFig.18.3.6に示す。主蒸気ダンプ弁の誤開による蒸気流量の増加に伴い制御棒クラスタが引き抜かれるので原子炉出力が上昇し、約12秒で「出力領域中性子束高」のスクラム限界値に達し、直ちに制御棒クラスタが挿入されることにより原子炉は自動停止する。制御棒クラスタが挿入されると原子炉出力は急激に低下する。原子炉スクラムにより蒸気発生器への給水が停止するので、1次冷却材圧力及び温度は、「炉心出口温度高」信号により非常用崩壊熱除去設備が作動するまで上昇する。1次冷却材炉心出口温度は、約314℃まで上昇する。原子炉の圧力は最大で約13.8MPaまで上昇するが、加圧器安全弁の働きにより抑制され、13.8MPaより上昇することはない。約2660秒で「炉心出口温度高」信号が設定値に達し、非常用崩壊熱除去設備が作動するので原子炉圧力及び1次冷却材温度は下降する。加圧器安全弁流量の積分値は約190kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。1次冷却材炉心流量は、原子炉スクラムによる1次冷却材ポンプの停止により自然循環流量まで低下する。加圧器水位は、非常用崩壊熱除去設備が作動するまで1次冷却材温度の上昇による体積変化により最大で約86%まで上昇するが、非常用崩壊熱除去設備の効果によりその後は下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。最小DNBRは2.08である。

④ ケースD：手動運転、サイクル末期

減速材の反応度帰還がケースCに比べて多少大きめであるが、ケースCとほとんど同様の傾向を示す。最小DNBRはケースC同様、許容限界値を下回ることはない。

(7) 結 論

このような厳しい解析条件のもとでの過渡状態に対していずれの場合も、手動運転では、原子炉はスクラムせず、自動運転では原子炉がスクラムする結果が得られた。しかし、最小DNBRは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満と考えられるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

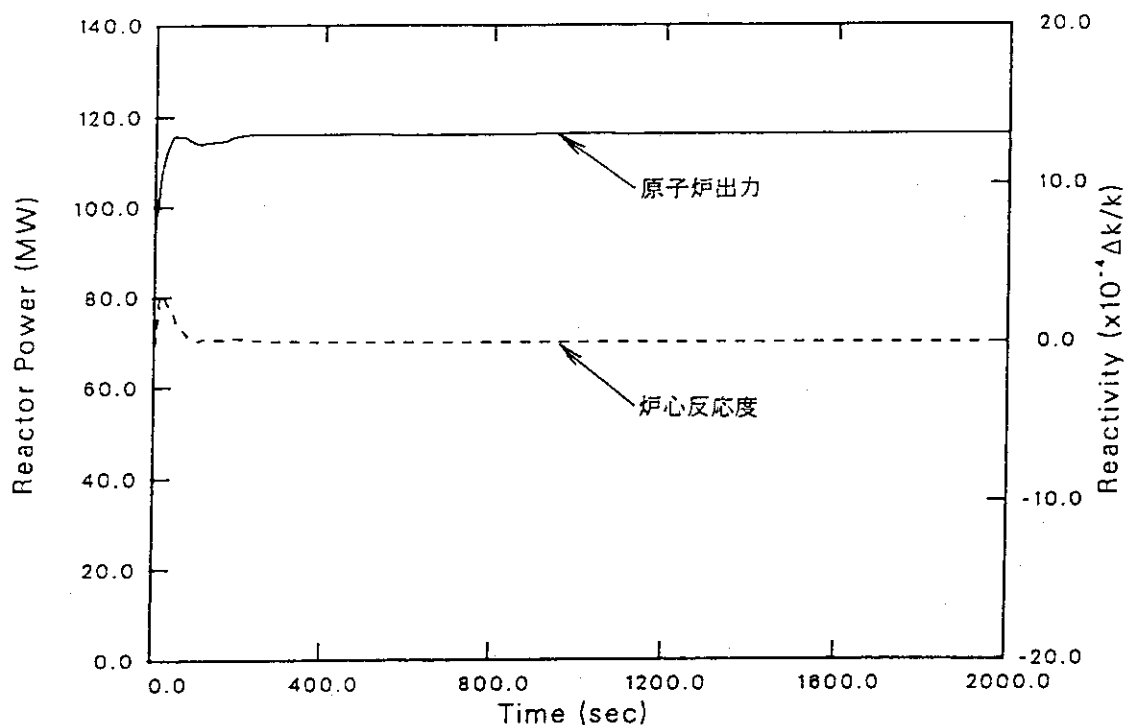


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（1/7）

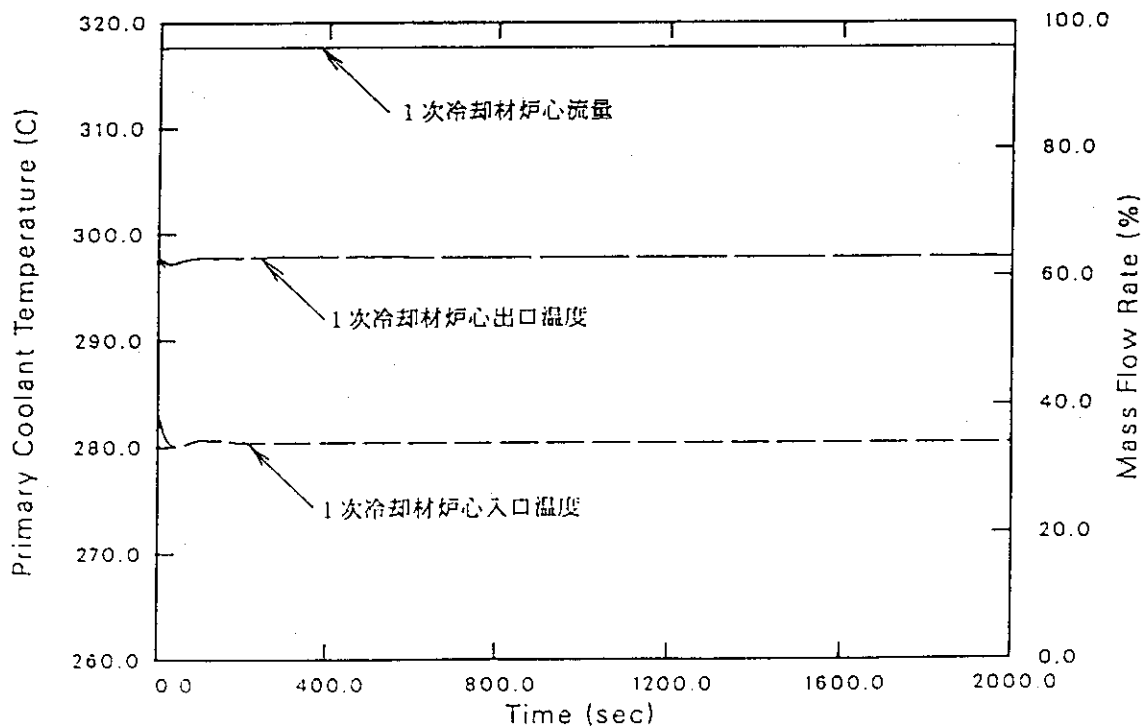


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（2/7）

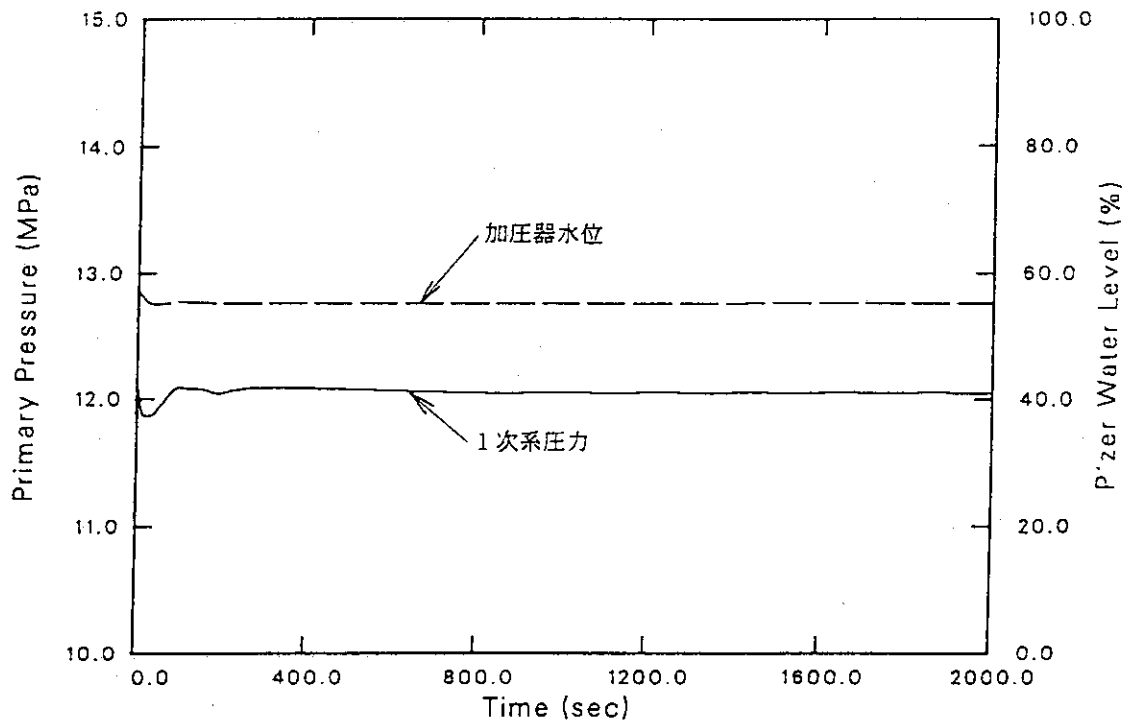


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）(3/7)

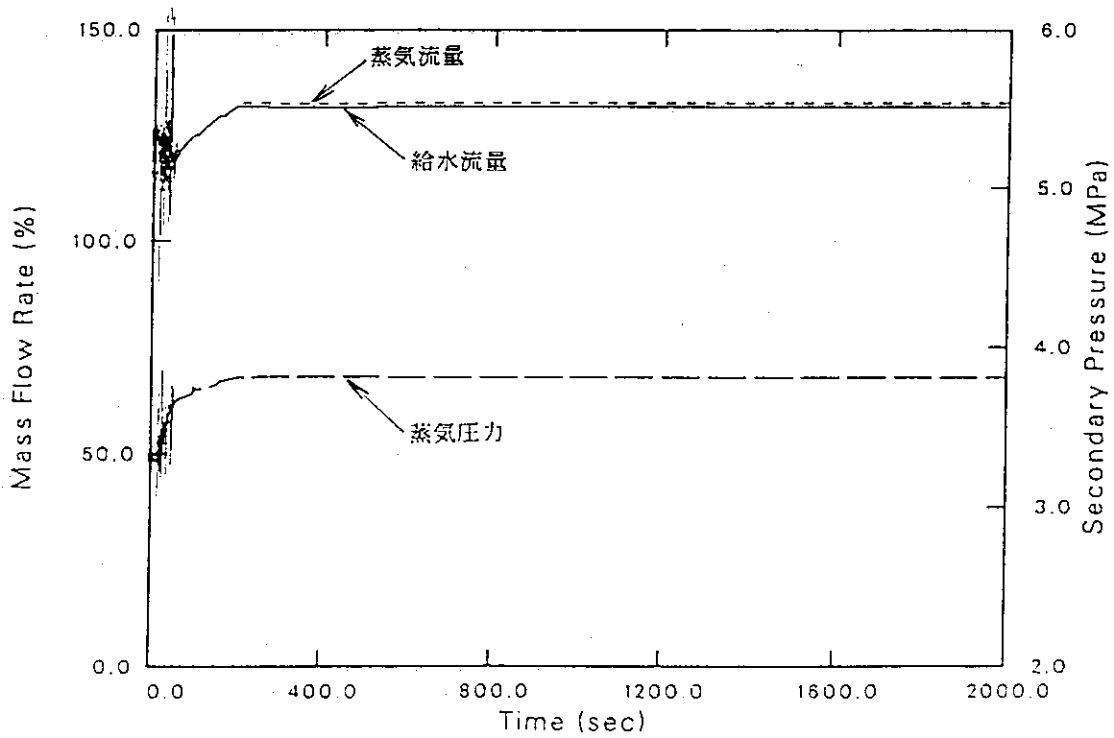


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）(4/7)

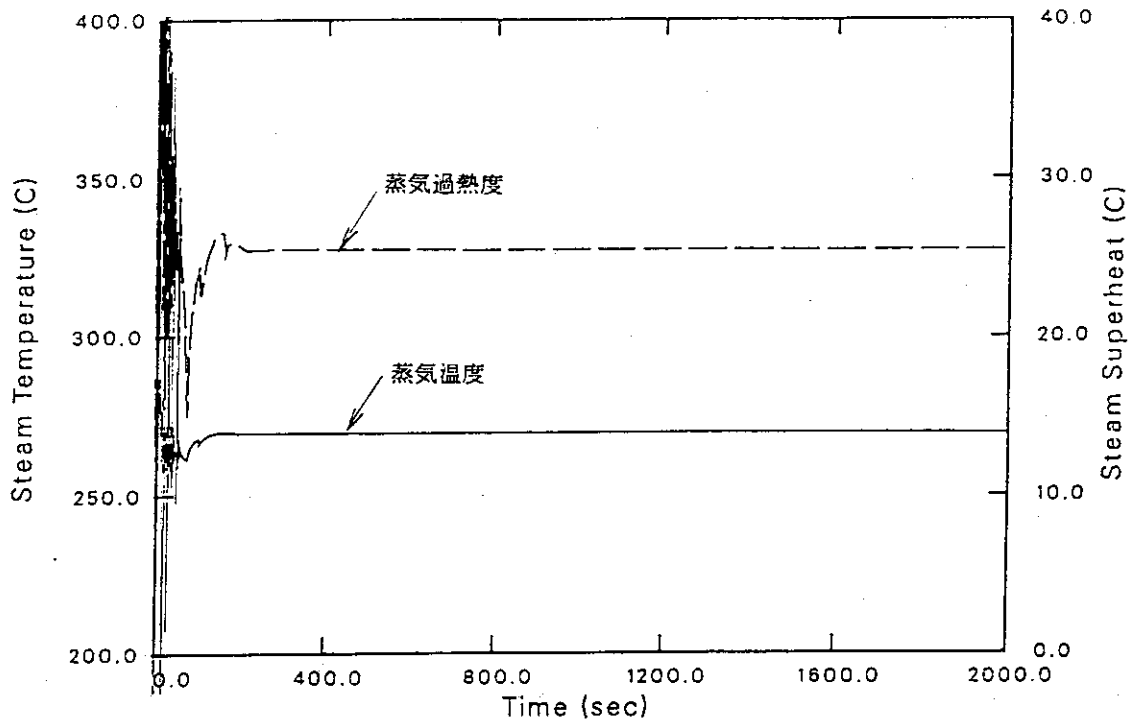


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（5/7）

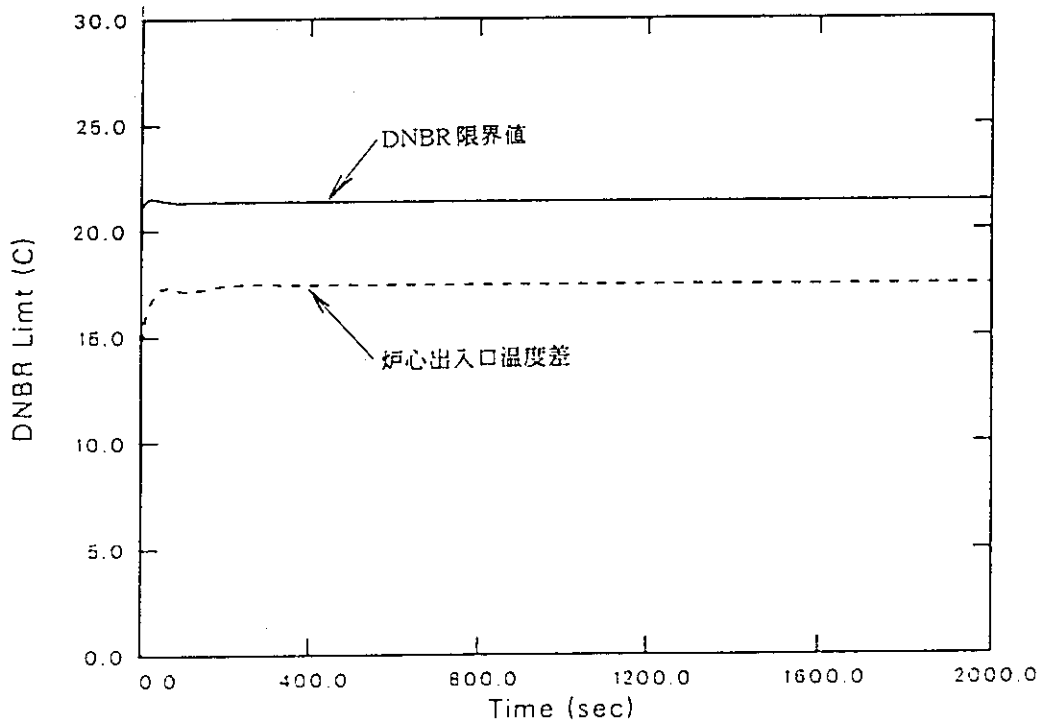


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（6/7）

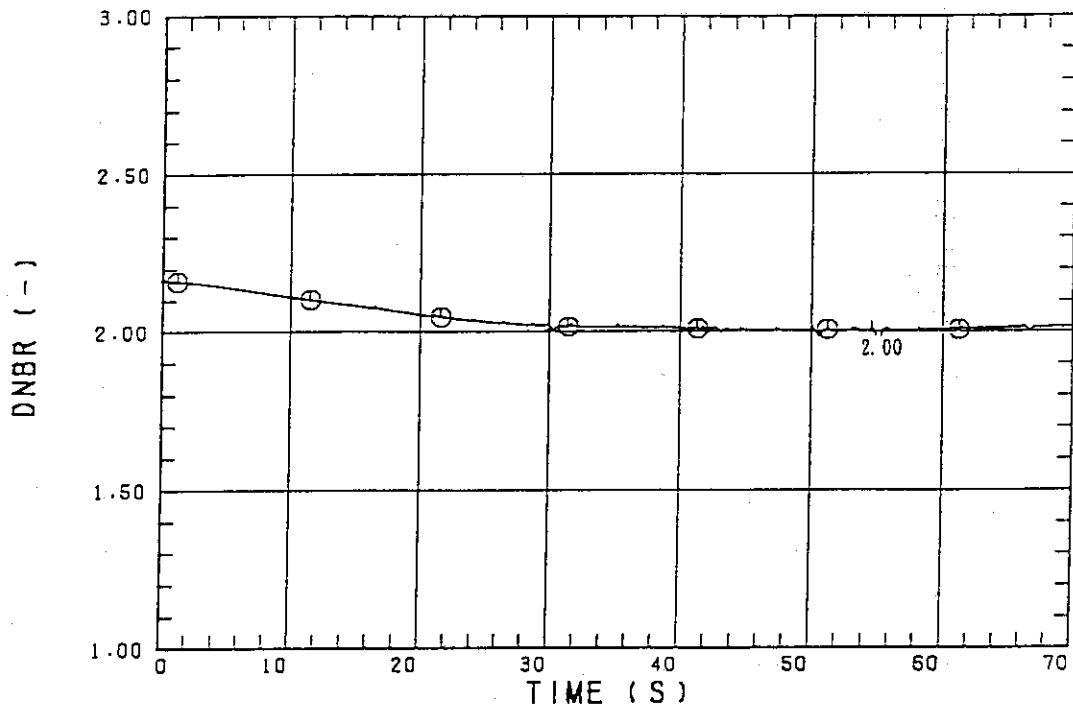


Fig.18.3.5 蒸気負荷の異常な増加：ケースA（手動運転、サイクル初期）（7/7）

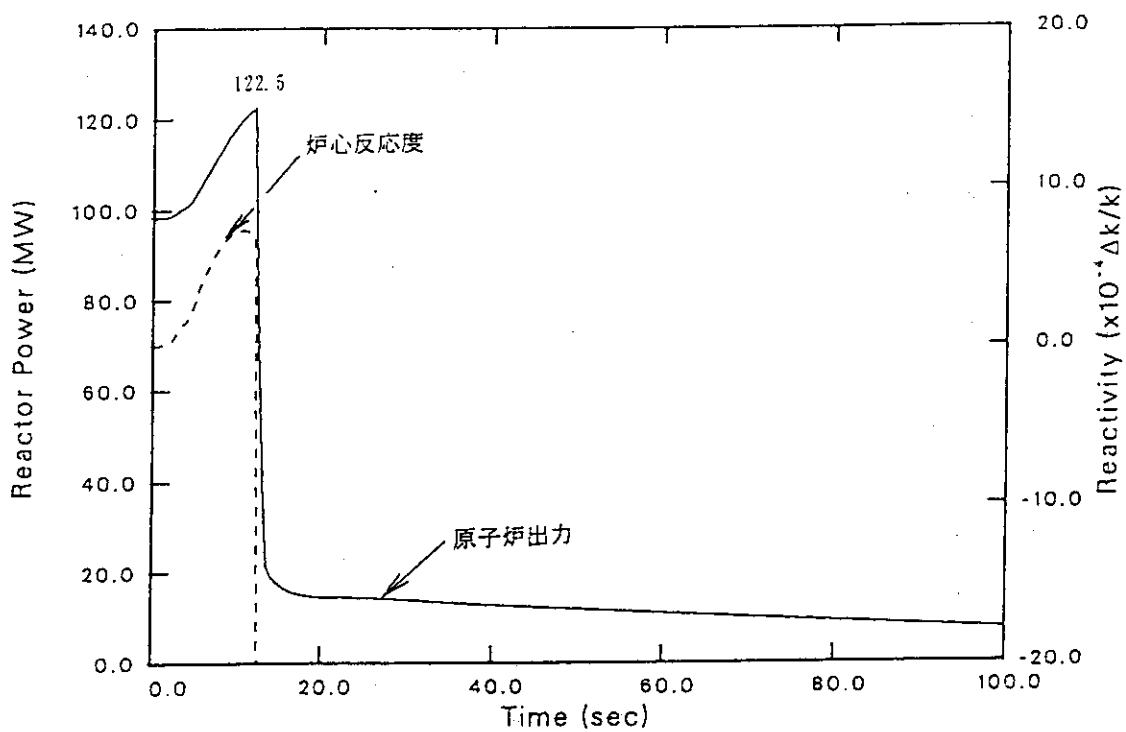


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（1/9）

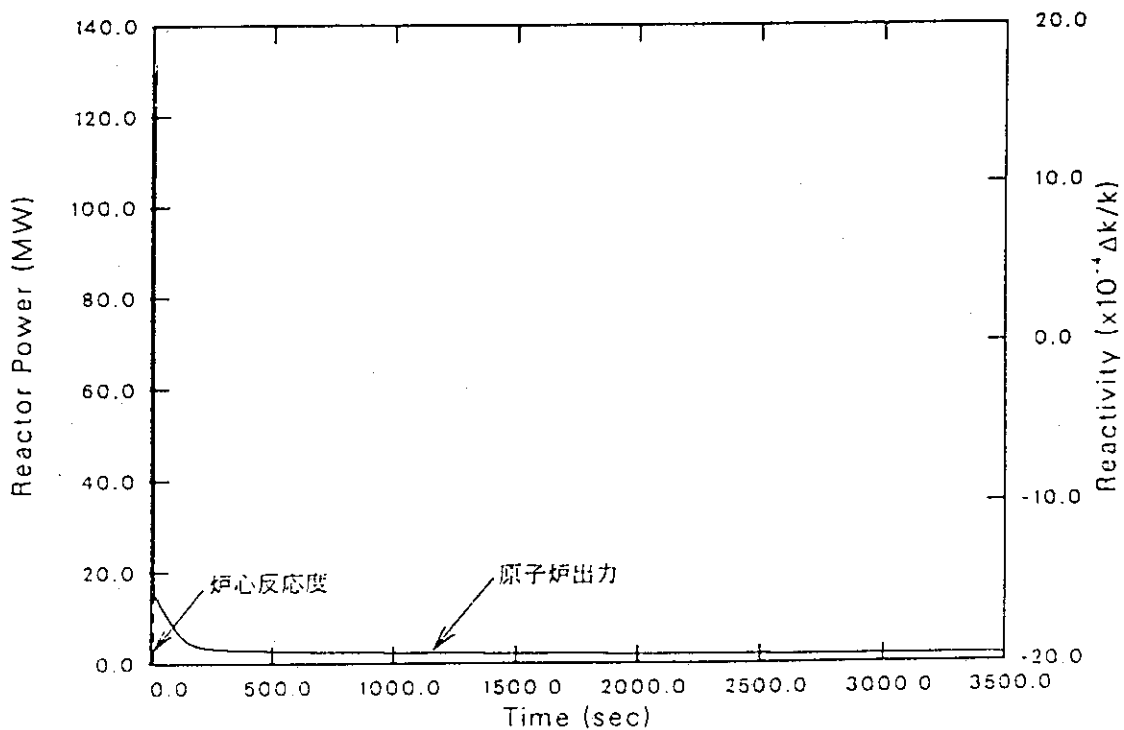


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（2/9）

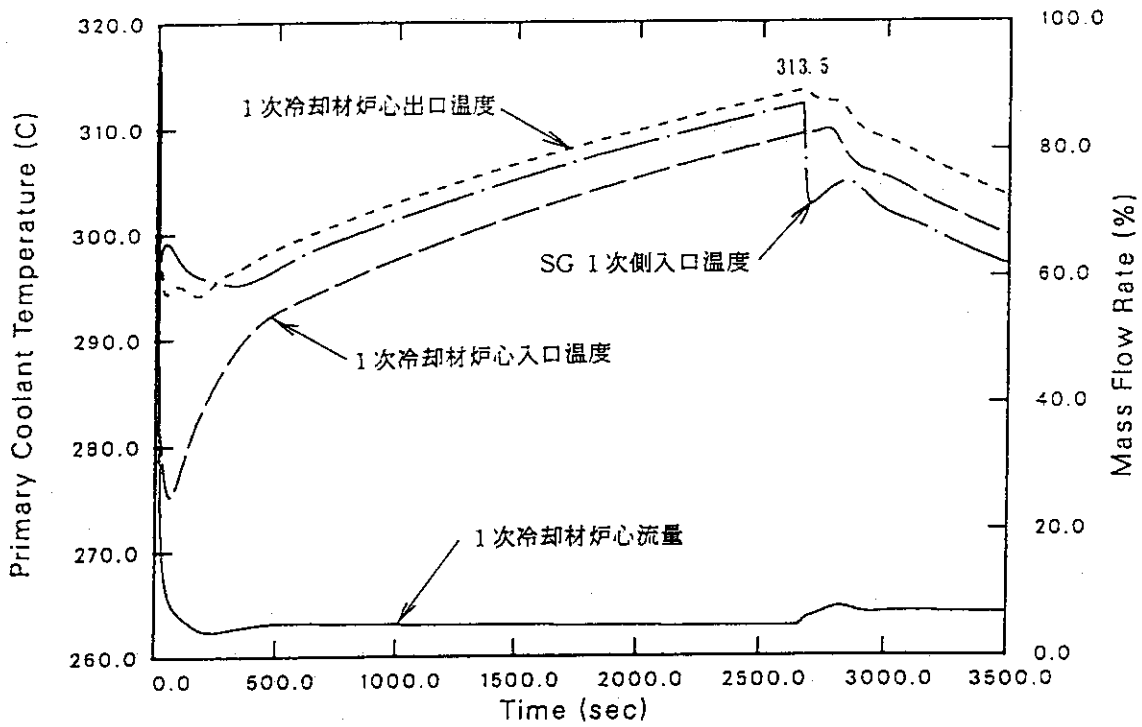


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）(3/9)

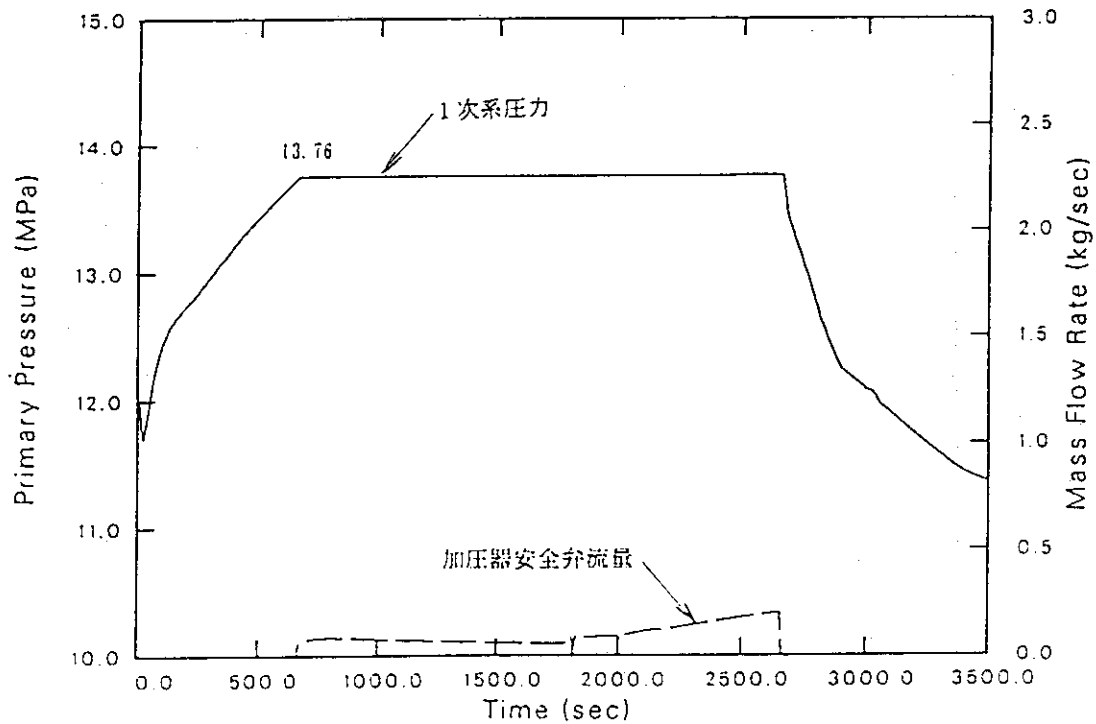


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）(4/9)

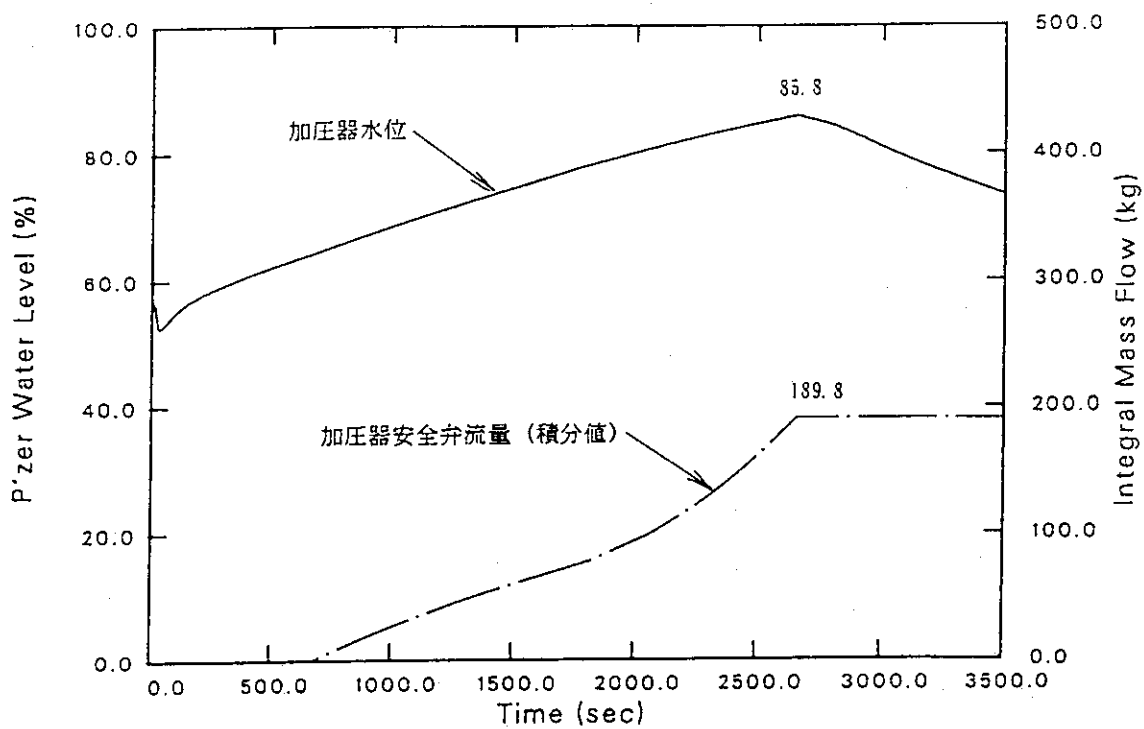


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（5/9）

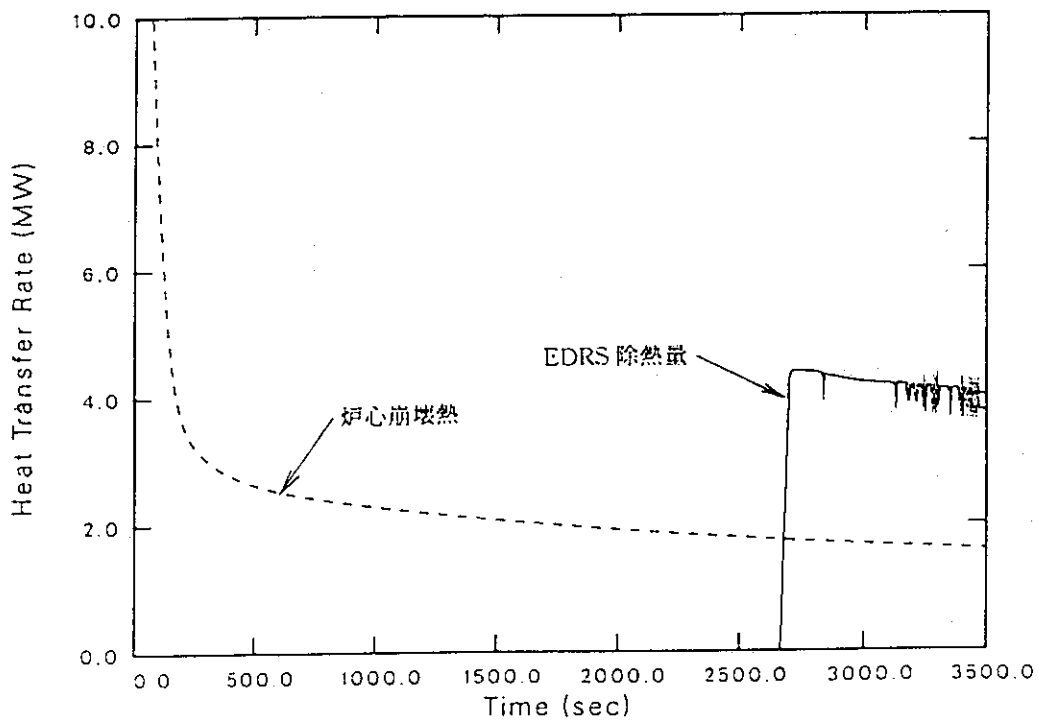


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（6/9）

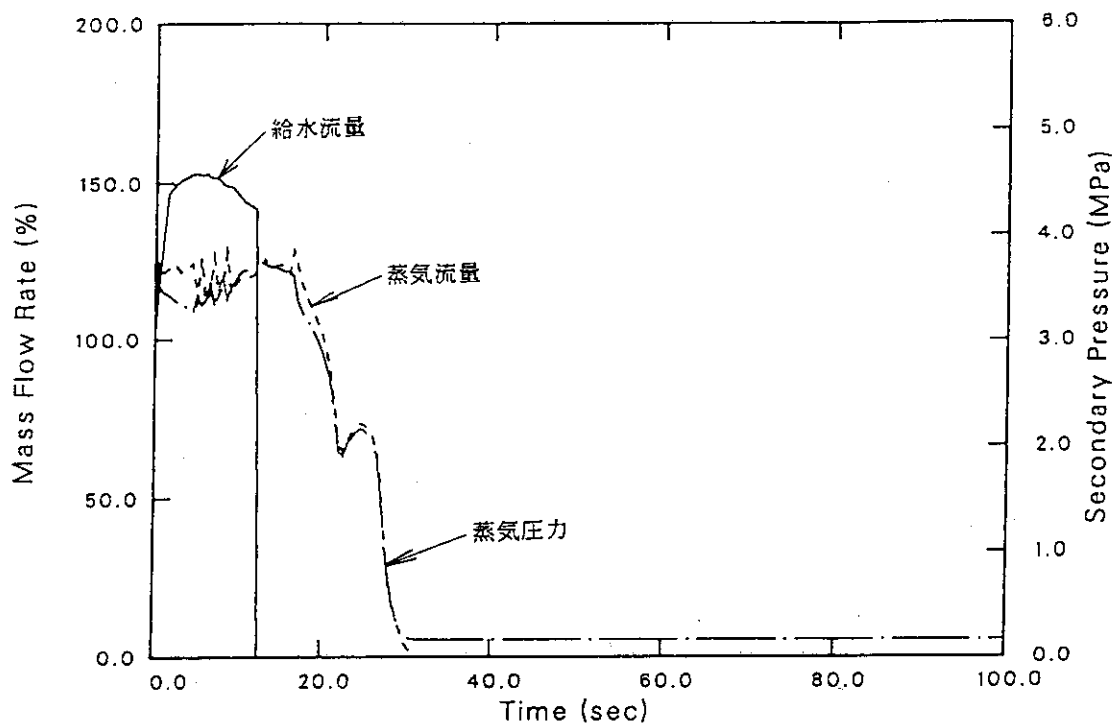


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（7/9）

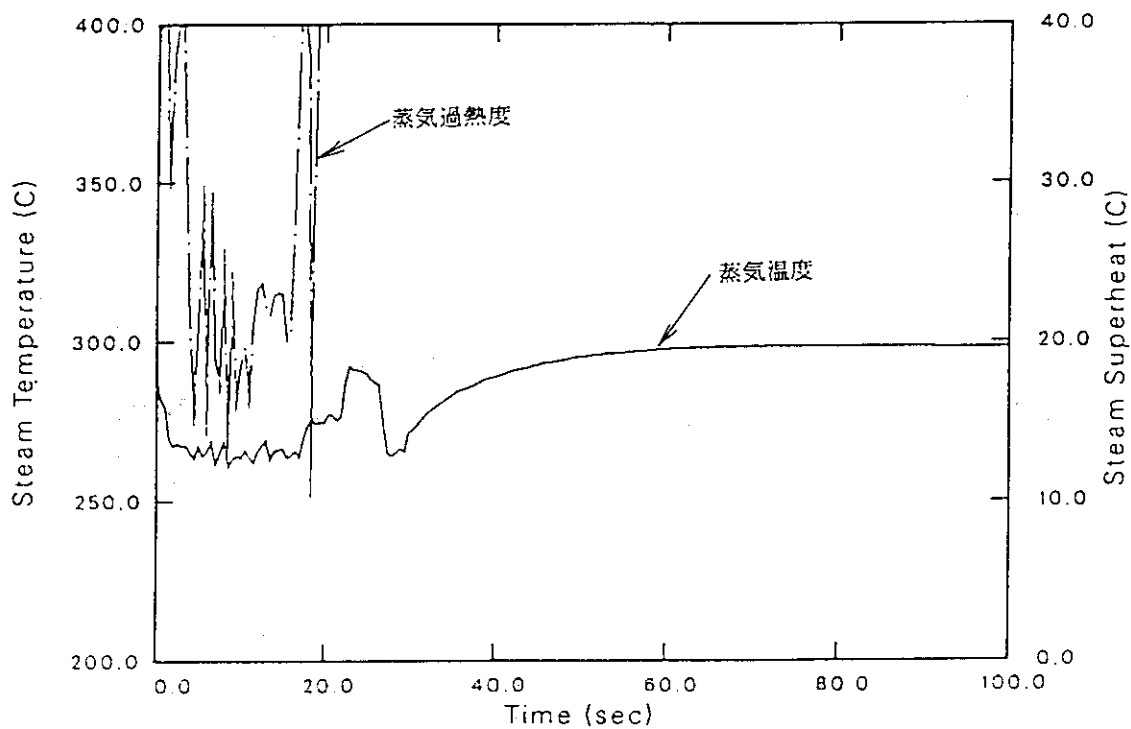


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（8/9）

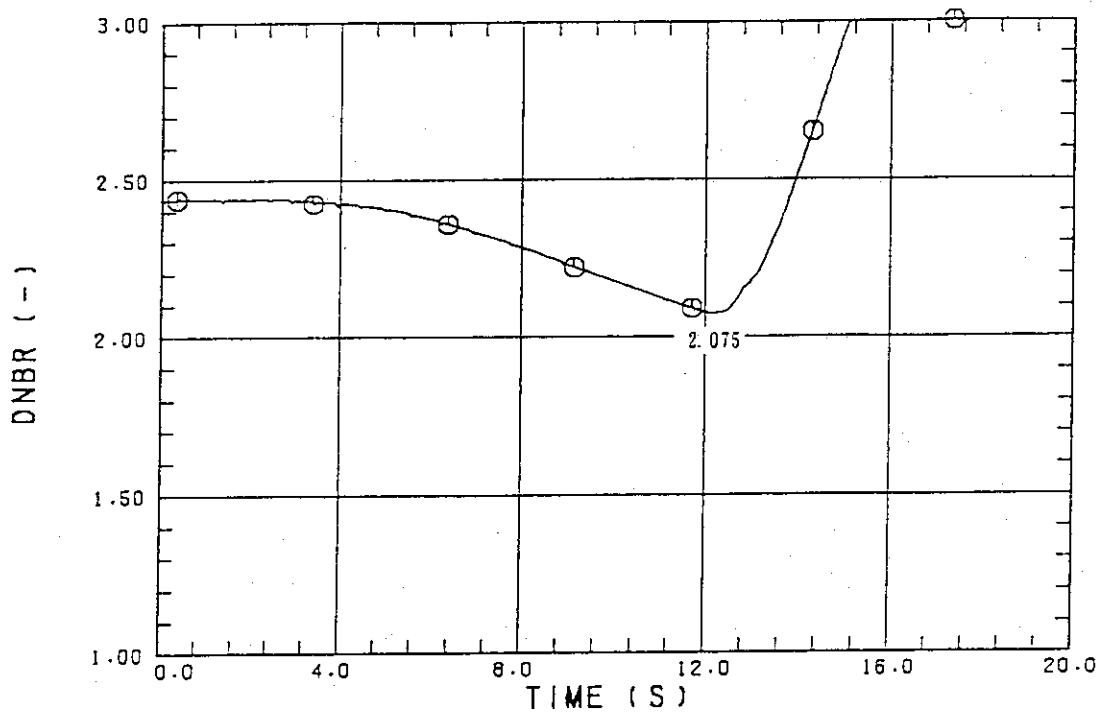


Fig.18.3.6 蒸気負荷の異常な増加：ケースC（自動運転、サイクル初期）（9/9）

18.3.5 蒸気発生器への過剰給水

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に給水制御系の故障又は誤操作等により、蒸気発生器への給水が過剰となり、1次冷却材温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。この場合、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終了できる。

(2) 防止対策

主給水制御弁は、制御系の単一故障によって弁が2つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(3) 拡大防止対策

(a) 通常運転中は中央制御室で、「主蒸気圧力」、「主給水流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「給水流量偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。

(b) 主蒸気の過熱度が異常に低下した場合には、「主蒸気過熱度低」信号により主給水制御弁の開作動がロックされる。また、同時に中央制御室に警報を発し、運転員の注意を喚起する。

(c) 「主蒸気過熱度異常低」信号により、タービントリップを行い、すべての主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び隔離弁を全閉する。

(d) 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては、以下の信号の発生が考えられる。

- ① 中性子束高
- ② 過大温度 ΔT 高
- ③ 過大出力 ΔT 高

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-Iにより最小DNBRを求める。

(5) 解析条件

(a) 初期値原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は出力運転時の最大値であるサイクル末期の値とし、ドップラ出力係数は、サイクル初期の値とする。この組合せは、反応度帰還が最大であり、出力増加は最大となる。

(c) 主給水ポンプが誤起動し、蒸気発生器1基に定格流量の150%で給水されるものとする。

(d) 「主蒸気過熱度異常低」信号によってタービンは自動停止し、同時に主給水ポンプがトリップ、主給水隔離弁が全閉し、給水は停止する。

(6) 解析結果

解析結果をFig. 18.3.7に示す。蒸気発生器2次側への過剰給水による1次冷却材温度の低下に伴う減速材密度係数の正の反応度帰還効果及び蒸気流量の増加に伴う制御棒の引き抜きによって、原子炉出力が増加し約18秒で「出力領域中性子束高（高設定）」信号のスクラム限界値に達し、約19秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより原子炉は自動停止する。制御棒ク

ラストが挿入されると、原子炉出力は急激に低下する。原子炉スクラムにより蒸気発生器への給水が停止するので、1次冷却材圧力及び温度は、「炉心出口温度高」信号により非常用崩壊熱除去設備が作動するまで上昇する。1次冷却材炉心出口温度は、約314℃まで上昇する。原子炉の圧力は最大で約13.8MPaまで上昇するが、加圧器安全弁の働きにより抑制され、13.8MPaより上昇することはない。約3200秒で「炉心出口温度高」信号が設定値に達し、非常用崩壊熱除去設備が作動するので原子炉圧力及び1次冷却材温度は下降する。加圧器安全弁流量の積分値は約187kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。1次冷却材炉心流量は、原子炉スクラムによる1次冷却材ポンプの停止により自然循環流量まで低下する。加圧器水位は、非常用崩壊熱除去設備が作動するまで1次冷却材温度の上昇による体積変化により最大で約85.6%まで上昇するが、その後は非常用崩壊熱除去設備の効果により下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。最小DNBRは1.99である。

(7) 結 論

蒸気発生器2次側への過剰給水で、炉心に冷水が導入されることによって原子炉出力は増大するが、サイクル末期の核的に最も厳しい状態で過渡変化が発生しても、最小DNBRは許容限界値を下回らず、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇も許容範囲内であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

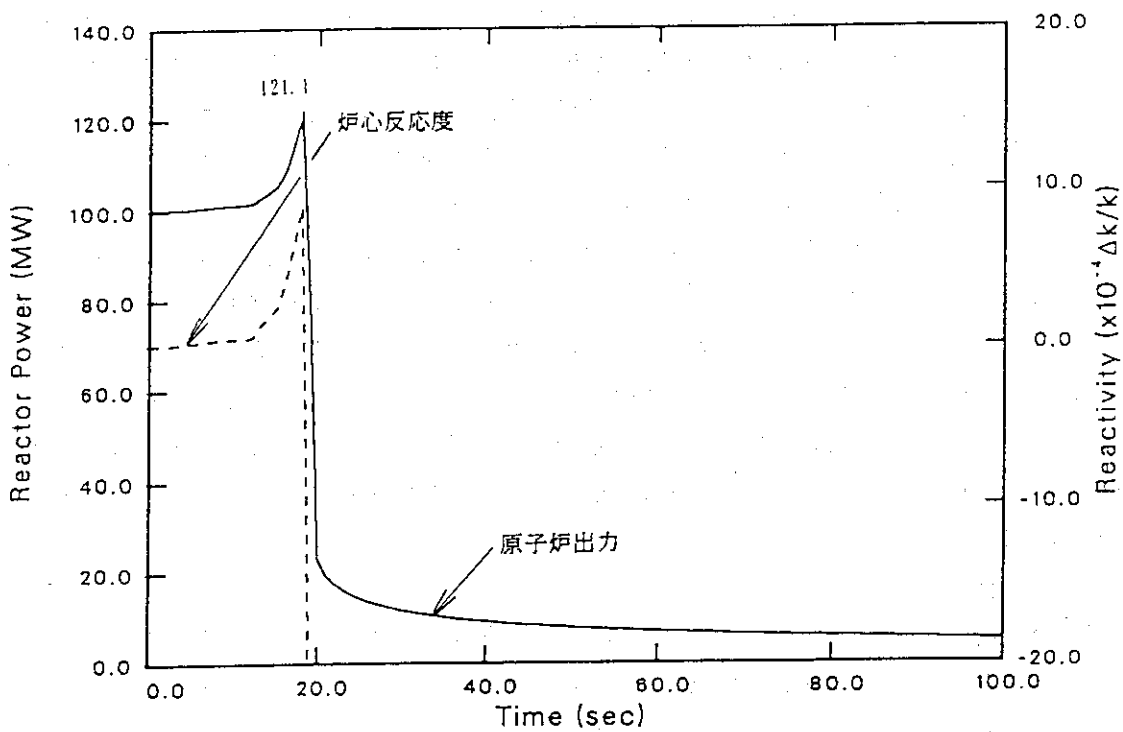


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (1/9)

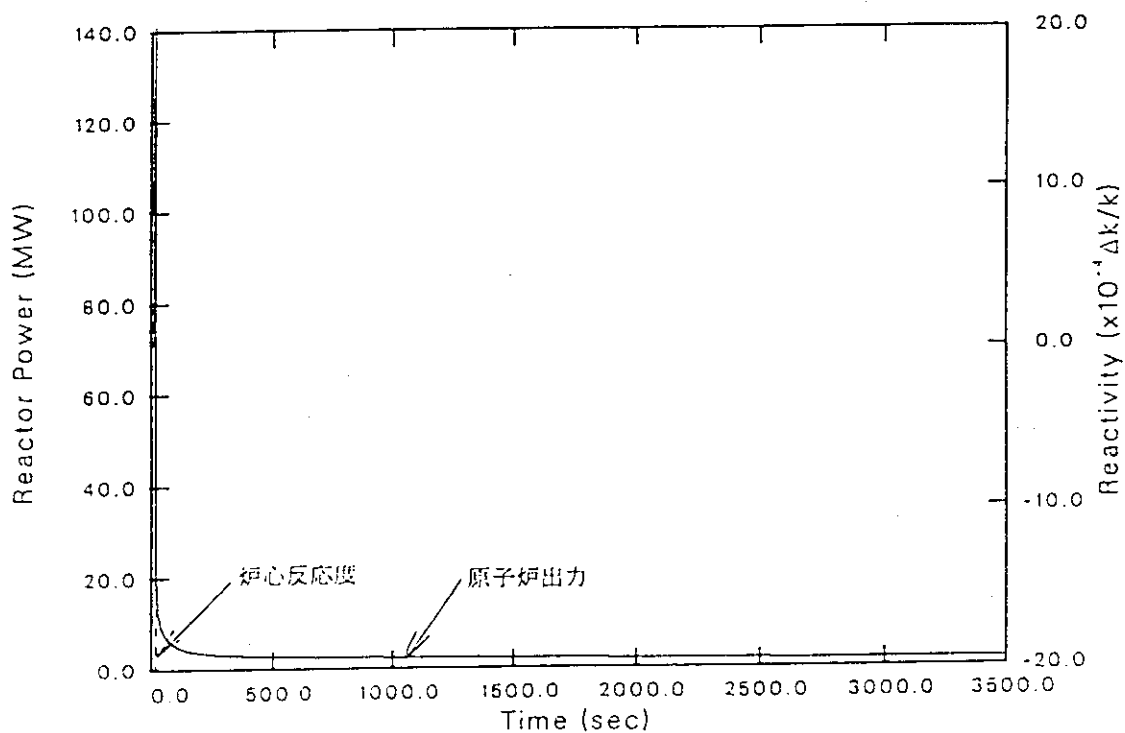


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (2/9)

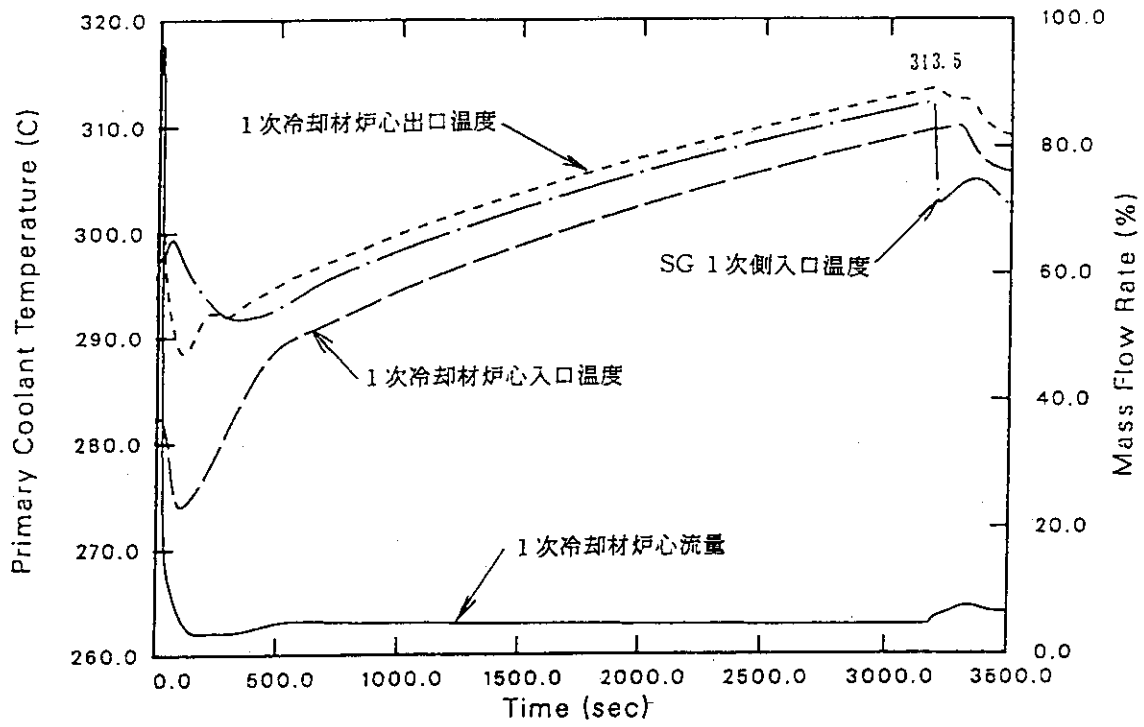


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (3/9)

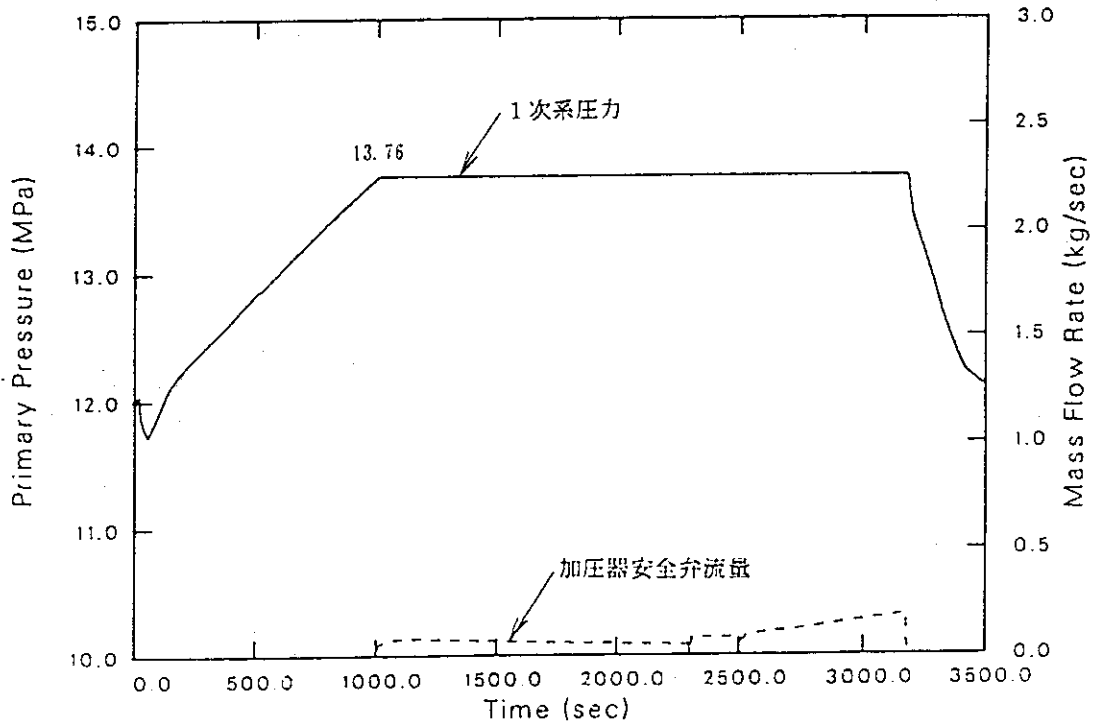


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (4/9)

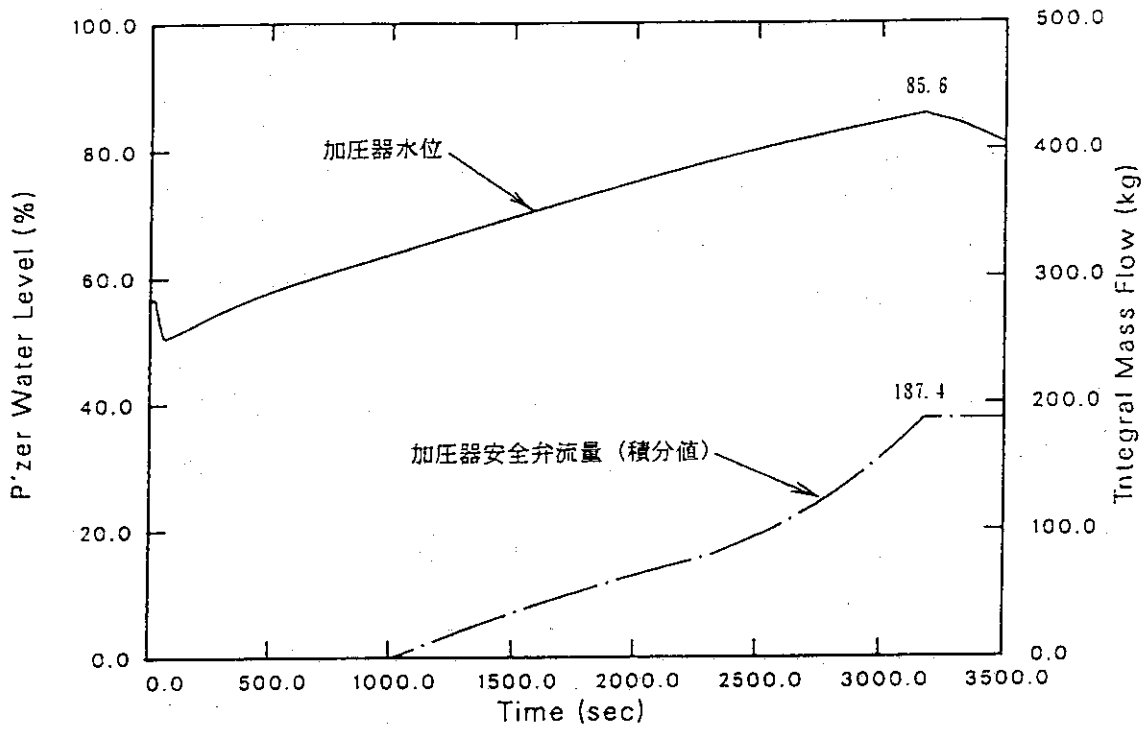


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (5/9)

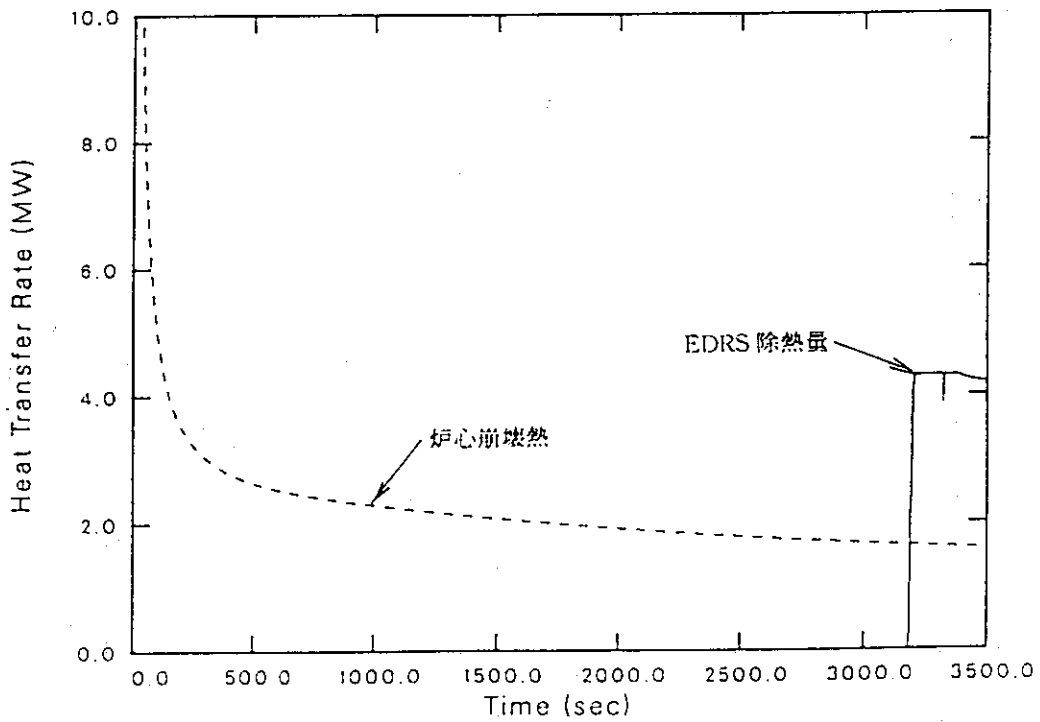


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (6/9)

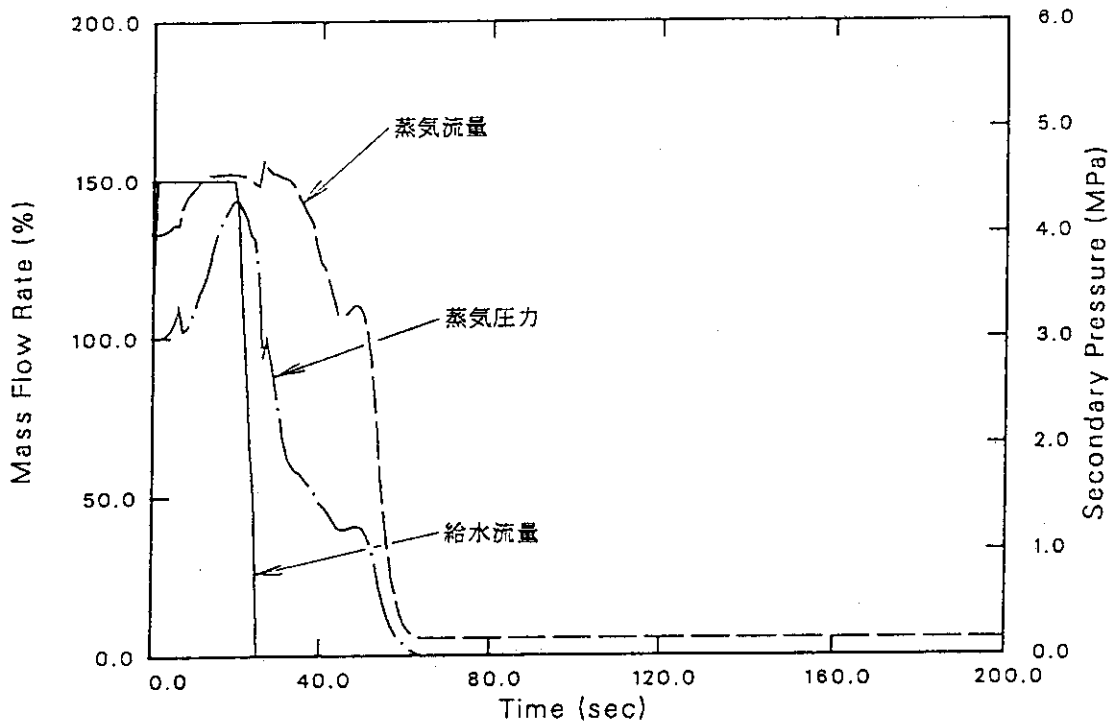


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (7/9)

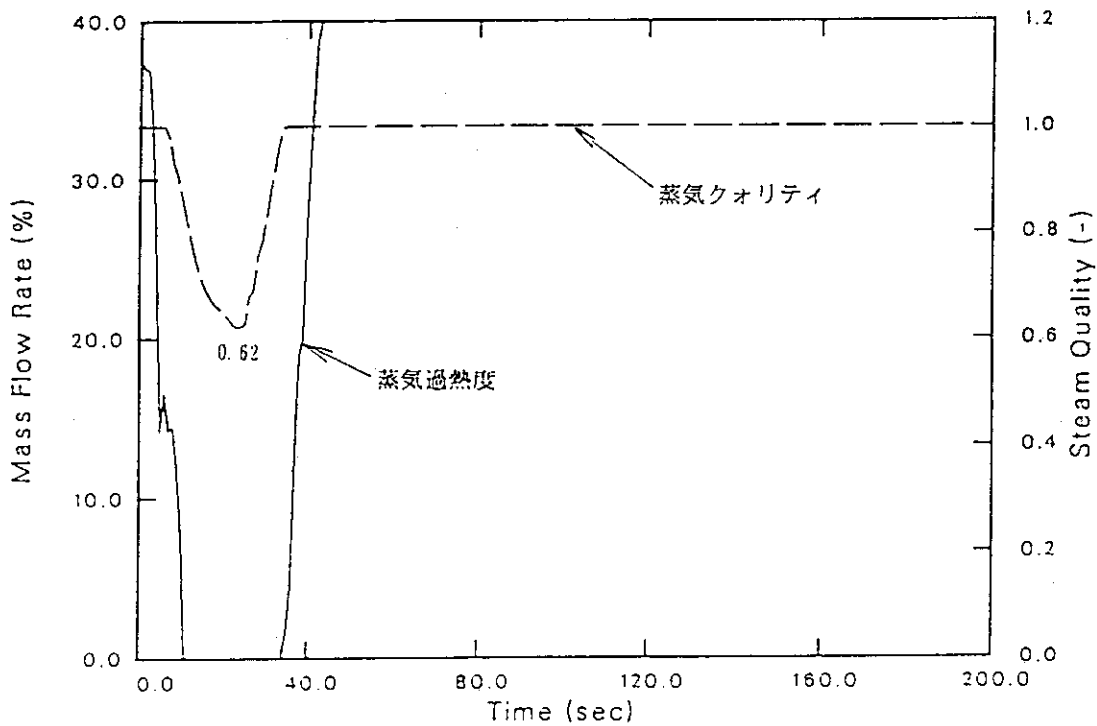


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (8/9)

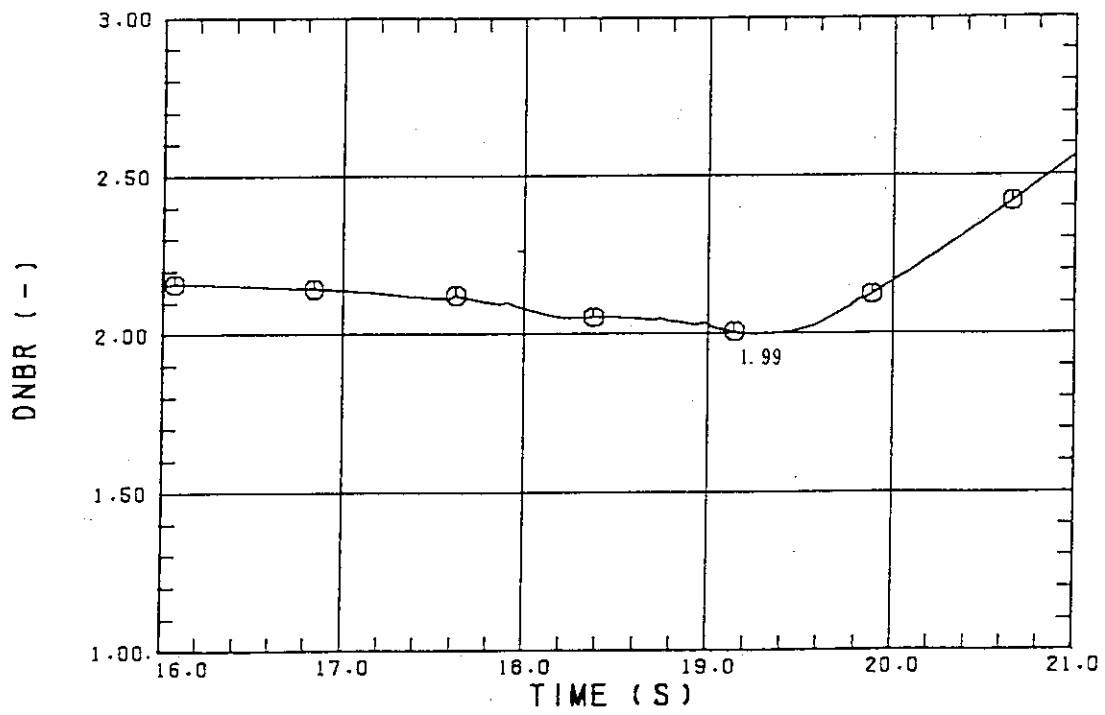


Fig.18.3.7 蒸気発生器への過剰な給水 (9/9)

18.3.6 負荷の喪失

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に主機発電機あるいはタービンの故障等により、タービンへの蒸気流量が急減し、原子炉圧力が上昇する事象を想定する。タービン故障等によりタービンが自動停止した場合でも原子炉は停止せず、蒸気発生器で発生する過剰な蒸気は主蒸気ダンプ弁を通して復水器へ導かれ、1次冷却材温度及び原子炉圧力はほとんど上昇せずに、この過渡変化は安全に終止できる。

負荷喪失後、主蒸気ダンプ系が使用できないという事態が生じれば、主蒸気安全弁が作動して1次冷却系の除熱を確保するとともに、原子炉は原子炉保護系の信号によって自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。この場合、1次冷却系の過度の圧力上昇は、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁等の作動により防止できる。

(2) 防止対策

発電機あるいはタービントリップ時にも、運転中の他方の原子炉及び補助ディーゼル発電機から給電できる設計としている。

(3) 拡大防止対策

(a) タービンが自動停止しても主蒸気ダンプ系の作動により1次冷却系の除熱はなされる。復水器真空度の喪失などにより主蒸気ダンプ系が作動しない場合は、2次冷却系の圧力が上昇し、主蒸気安全弁が作動する。主蒸気安全弁は2次冷却系の過度の圧力上昇を十分抑制できる容量であり、1次冷却系の除熱を確保する。

(b) 1次冷却材温度及び原子炉圧力が上昇した場合、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は圧力上昇の抑制効果を持つ。また、加圧器安全弁は、全負荷喪失時に加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が作動しない場合でも、1次冷却系の過度の圧力上昇を抑制できる逃がし容量を持つように設計されている。

(c) 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては、以下の信号の発生が考えられる。

- ① 原子炉圧力高
- ② 過大温度 ΔT 高

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-Iにより最小DNBRを求める。

(5) 解析条件

- (a) 初期値原子炉出力は、DNBRの評価では定格出力とし、原子炉圧力の評価では102%出力とする。
- (b) 減速材密度係数及びドップラ出力係数はサイクル初期の値とする。この組合せは、1次冷却材温度上昇による原子炉出力抑制効果と、トリップ時に加えられる負の反応度添加を最も

小さくする。

(c) 1次冷却系の除熱に対し厳しい条件として、負荷が瞬時に完全に喪失するものとする。

また、この場合主蒸気ダンプ弁は作動しないものとし、主蒸気安全弁が作動するものとする。

(d) 加圧器の圧力抑制効果については、以下の2つの場合を考慮する。

① ケースA；加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は作動するものとする。この場合の減圧効果はDNBRの点で厳しくなる。

② ケースB；加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は作動しないものとする。この場合、原子炉圧力上昇の点で厳しくなる。

(f) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。この場合、タービン負荷に追従した制御棒クラスタの自動挿入がないので、DNBR及び原子炉圧力上昇の点からより厳しくなる。

(6) 解析結果

① ケースA：加圧器圧力制御系の減圧効果を考慮した場合

解析結果をFig.18.3.8に示す。負荷が喪失すると2次冷却系による原子炉の冷却がなくなるので原子炉圧力は急上昇し、原子炉は約20秒で「原子炉圧力高」信号のスクラム限界値に達し、約22秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより自動停止する。制御棒クラスタが挿入されると原子炉出力は急激に低下する。1次冷却材温度は2次系の除熱の給水の喪失により上昇し、約2500秒で炉心出口温度が設定値に達するので非常用炉心冷却設備が作動する。1次冷却材炉心出口温度は最高で約314℃に達する。その後は、非常用崩壊熱除去設備の効果により1次冷却材温度は下降する。1次冷却材炉心流量は、原子炉スクラムにより1次冷却材ポンプが停止するので自然循環流量まで低下する。1次系圧力は原子炉スクラム直後急激に上昇し約13.3MPaとなるが、加圧器スプレイ及び加圧器逃し弁の作動により圧力上昇は抑制される。その後、1次系圧力及び加圧器水位は1次冷却材温度の上昇に伴う1次冷却材の体積変化により上昇する。1次系圧力は加圧器逃し弁の開閉を繰り返し約13MPa以下に抑えられるが、加圧器水位は最大で約89%まで上昇する。加圧器逃し弁流量の積分値は、約155kgでありブローオフタンクの容量内である。非常用崩壊熱除去設備が作動すると、1次系圧力及び加圧器水位は徐々に下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.1MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。

② ケースB：加圧器圧力制御系の減圧効果を無視した場合

解析結果をFig.18.3.9に示す。原子炉は約10.2秒で「原子炉圧力高」信号のスクラム限界値に達し、約12秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより自動停止する。原子炉出力は制御棒クラスタの挿入により急激に低下する。1次系圧力は、給水が喪失するので急激に上昇し加圧器安全弁が作動する。加圧器安全弁の作動により1次系最大圧力は約13.8MPaに抑えられる。その後は、1次冷却材温度の上昇に伴う1次冷却材の体積変化による加圧器水位の上昇と加圧器安全弁の作動により、1次系圧力は約13.8MPaに保たれる。約2500秒で炉心出口温度が非常用炉心冷却設備作動信号の設定点に達するので非常用崩壊熱除去設備が作動し、1次系圧力は下降する。1次冷却材炉心出口温度は最高で約314℃に達する。加圧器水位の最大値は約86%である。加圧器安全弁流量の積分値は約192kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。原子炉トリップにより1次冷却材ポンプは停止し、1次冷却材炉

心流量は自然循環流量まで低下する。1次冷却材温度は上昇するが、非常用崩壊熱除去設備の作動により徐々に下降する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。

(7) 結 論

負荷の喪失が起こった場合でも、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁の作動により、1次冷却系は過圧されることはない。更に、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が作動しない場合でも、1次冷却系は加圧器安全弁の作動により過度の圧力上昇を抑えることができ、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性には影響を与えない。また、最小DNBRは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。

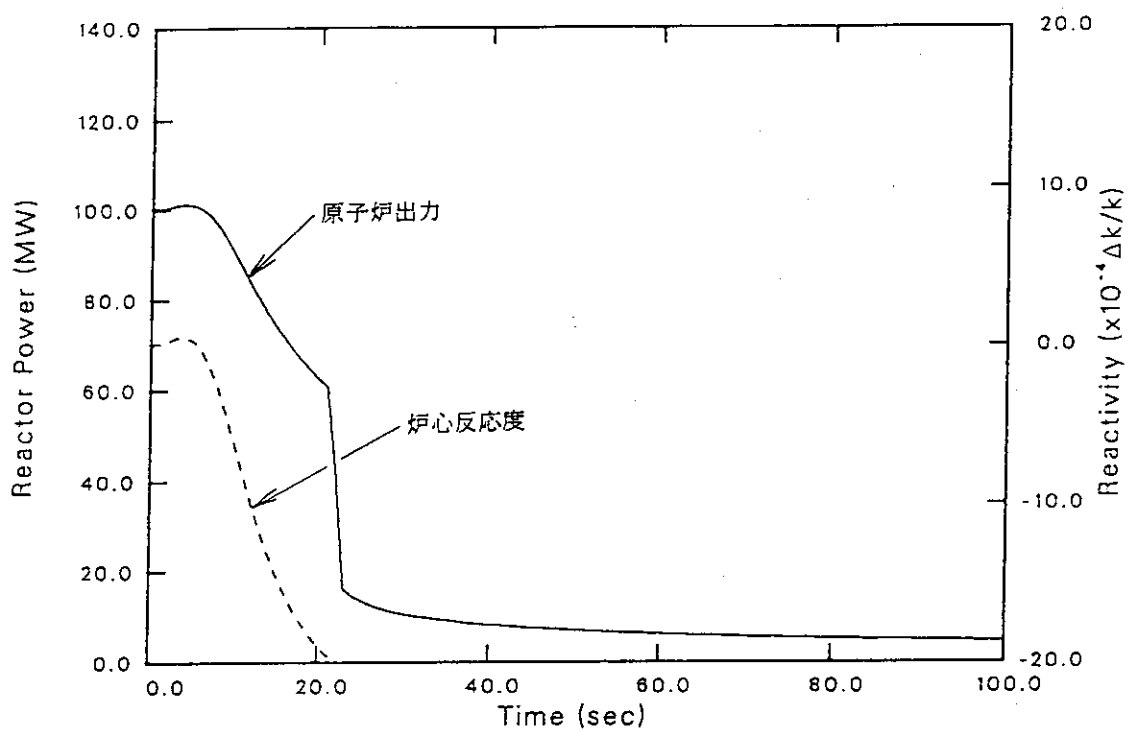


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (1/10)

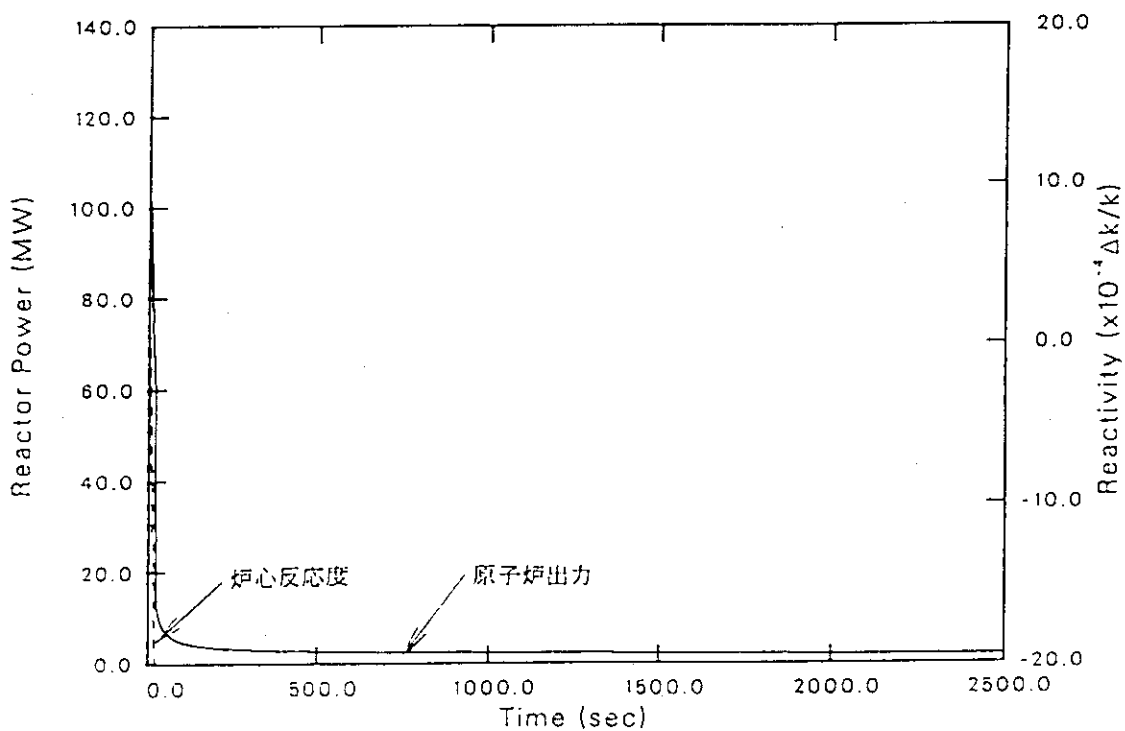


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (2/10)

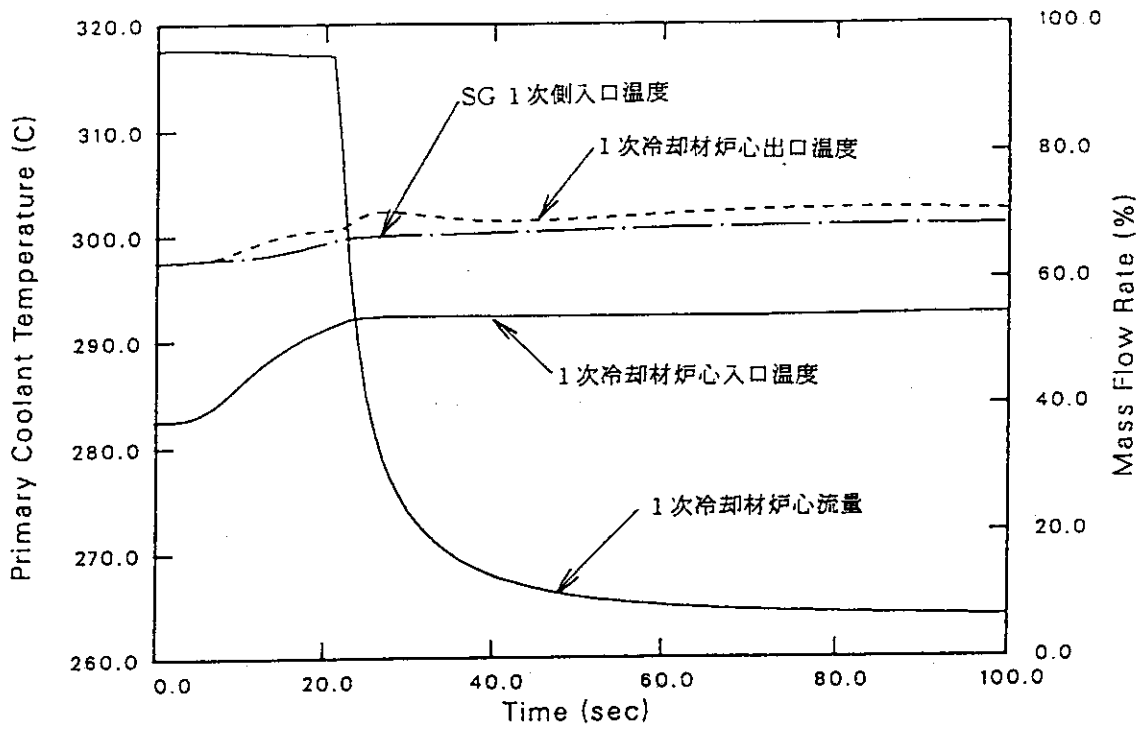


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (3/10)

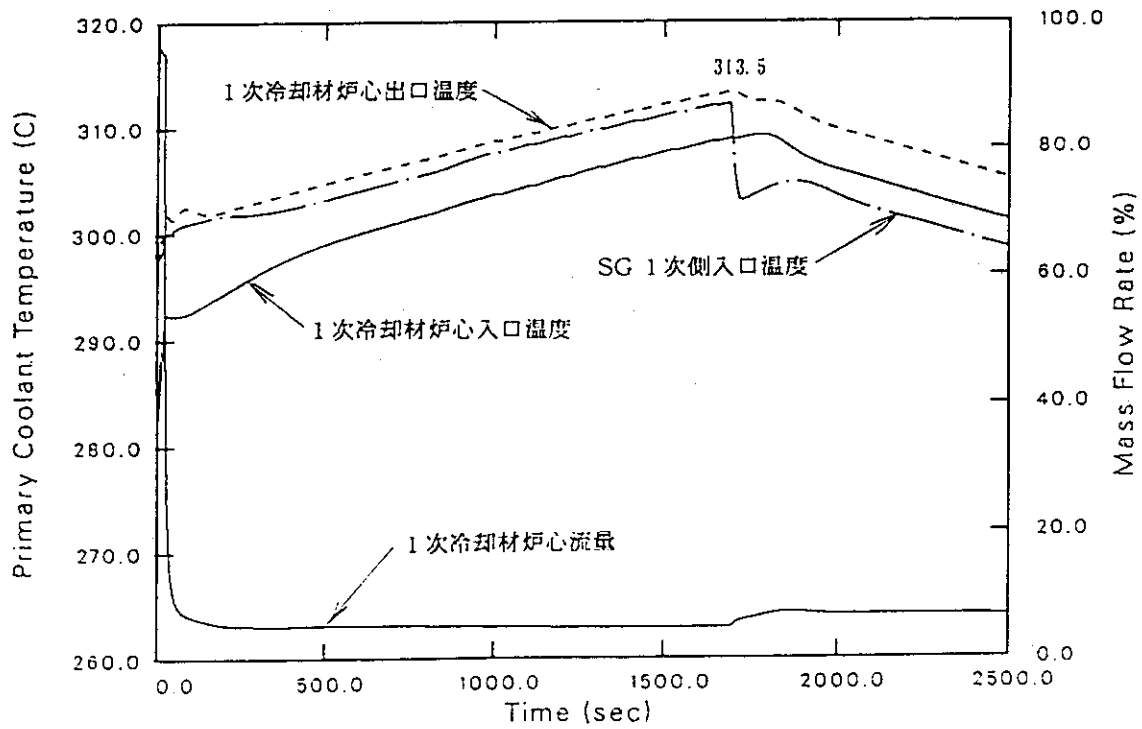


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (4/10)

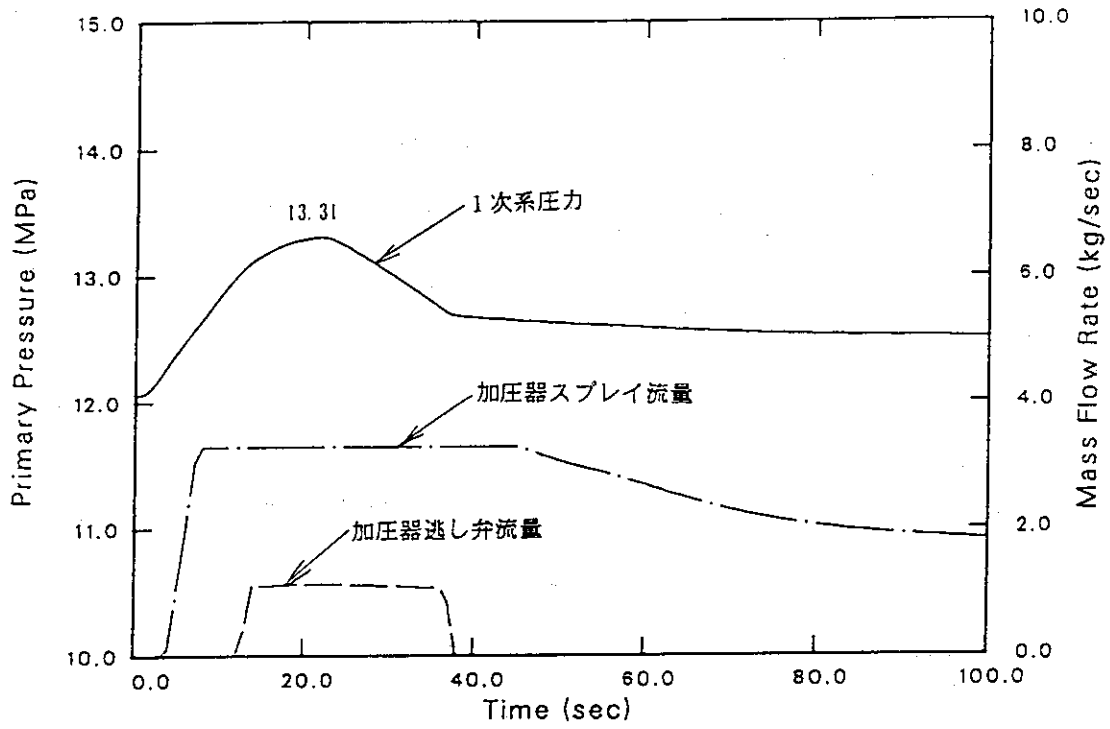


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (5/10)

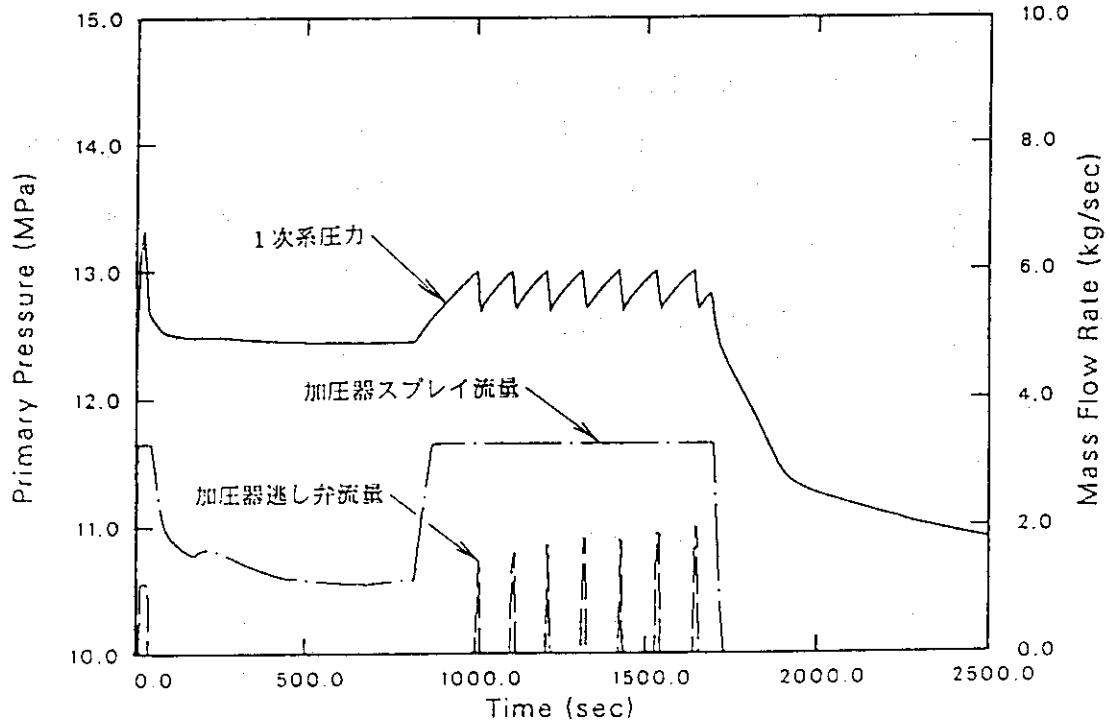


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (6/10)

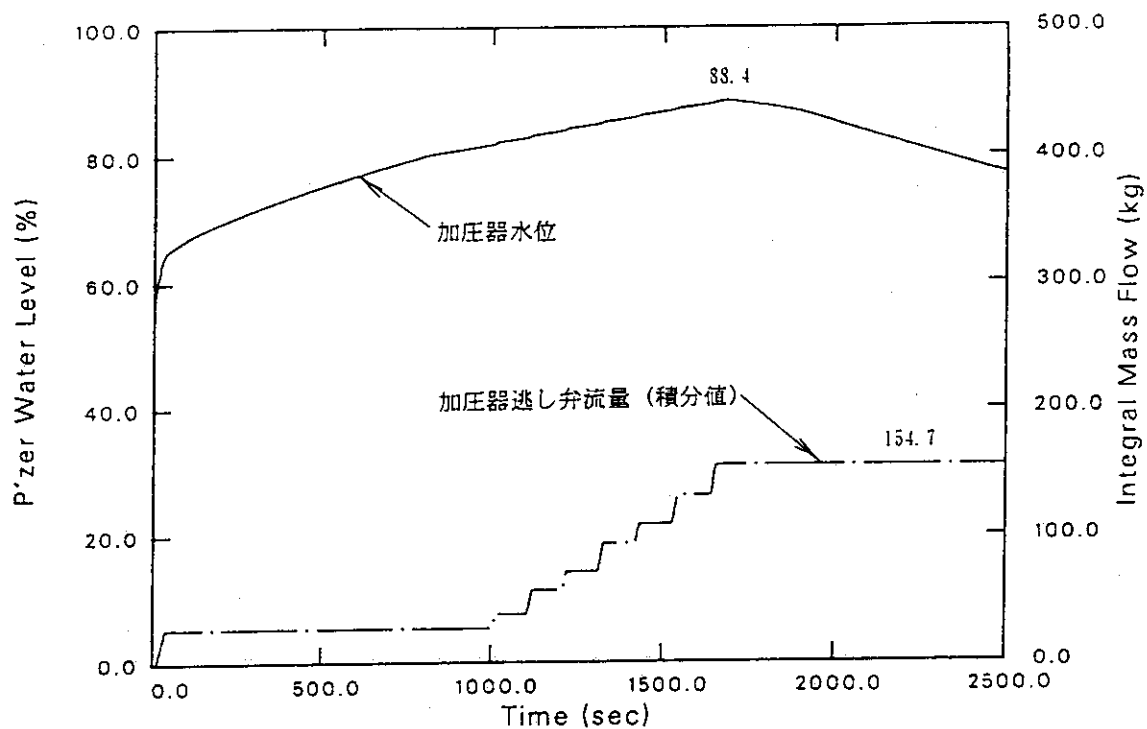


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (7/10)

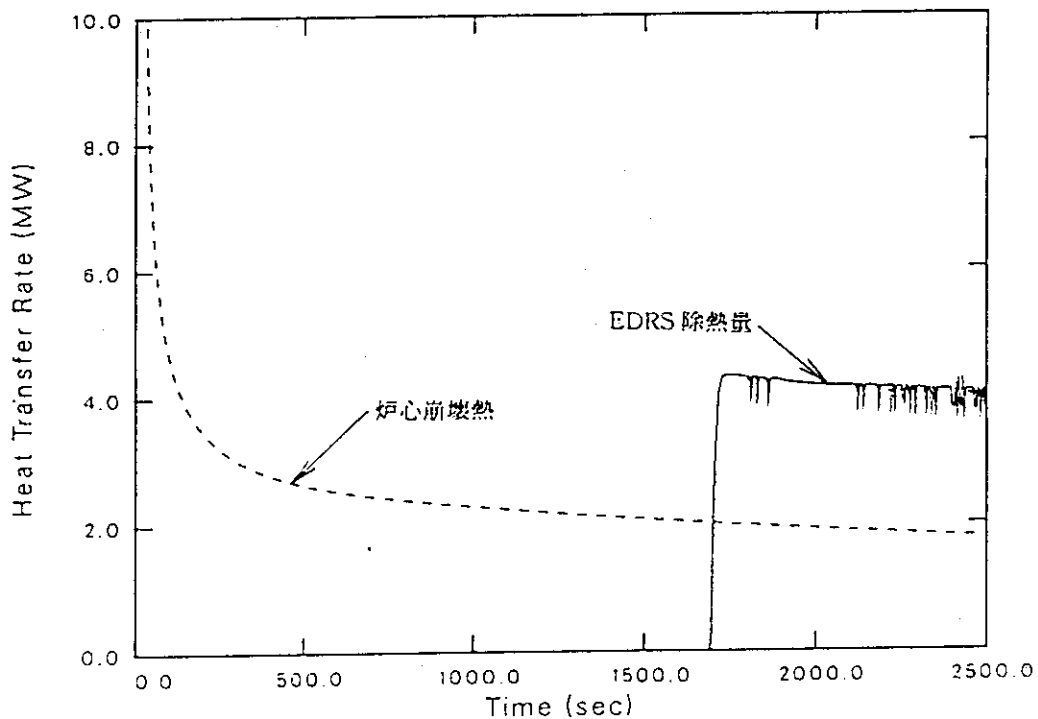


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (8/10)

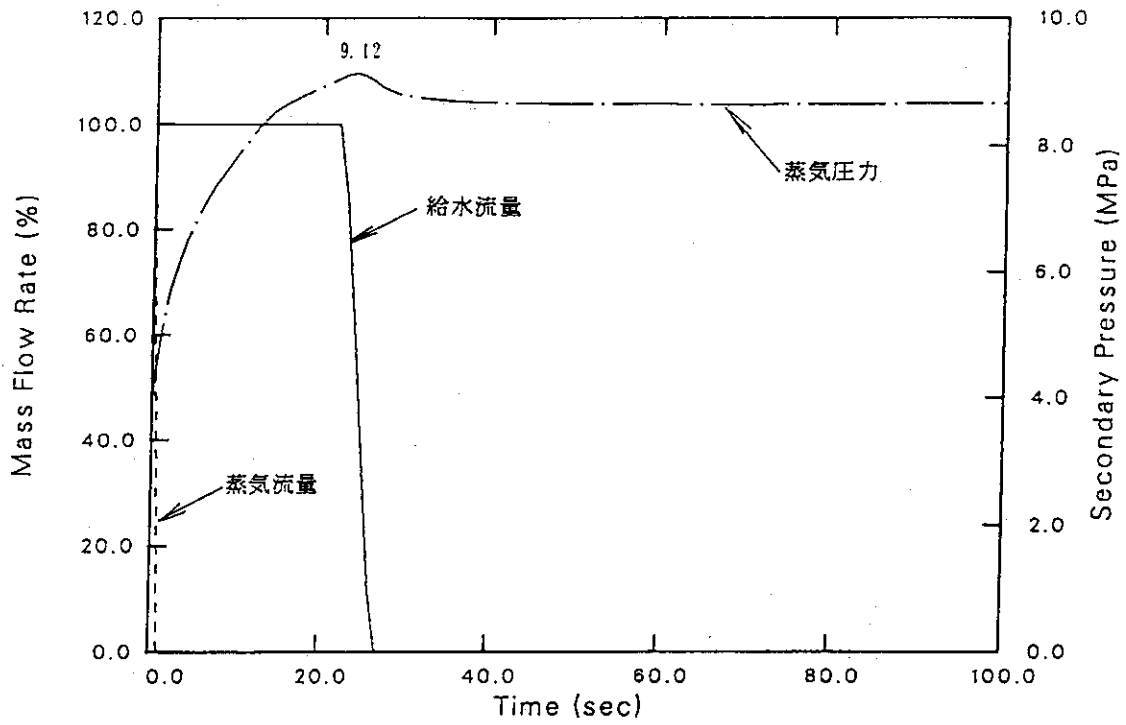


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (9/10)

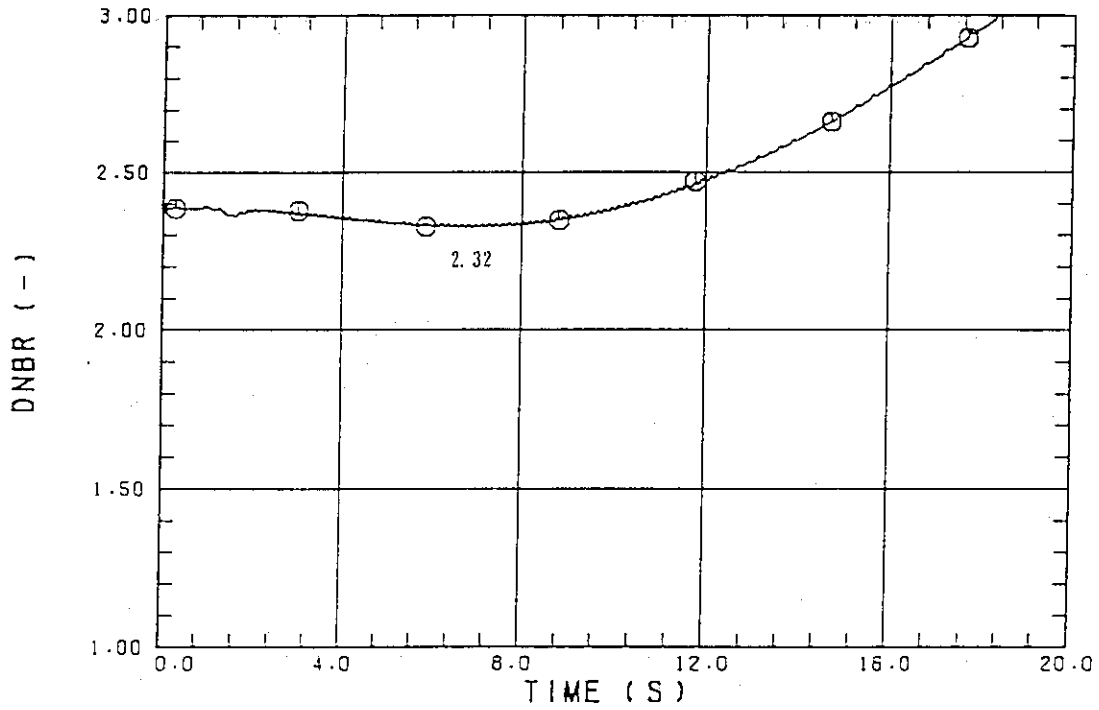


Fig.18.3.8 負荷の喪失：ケースA (DNBRの評価) (10/10)

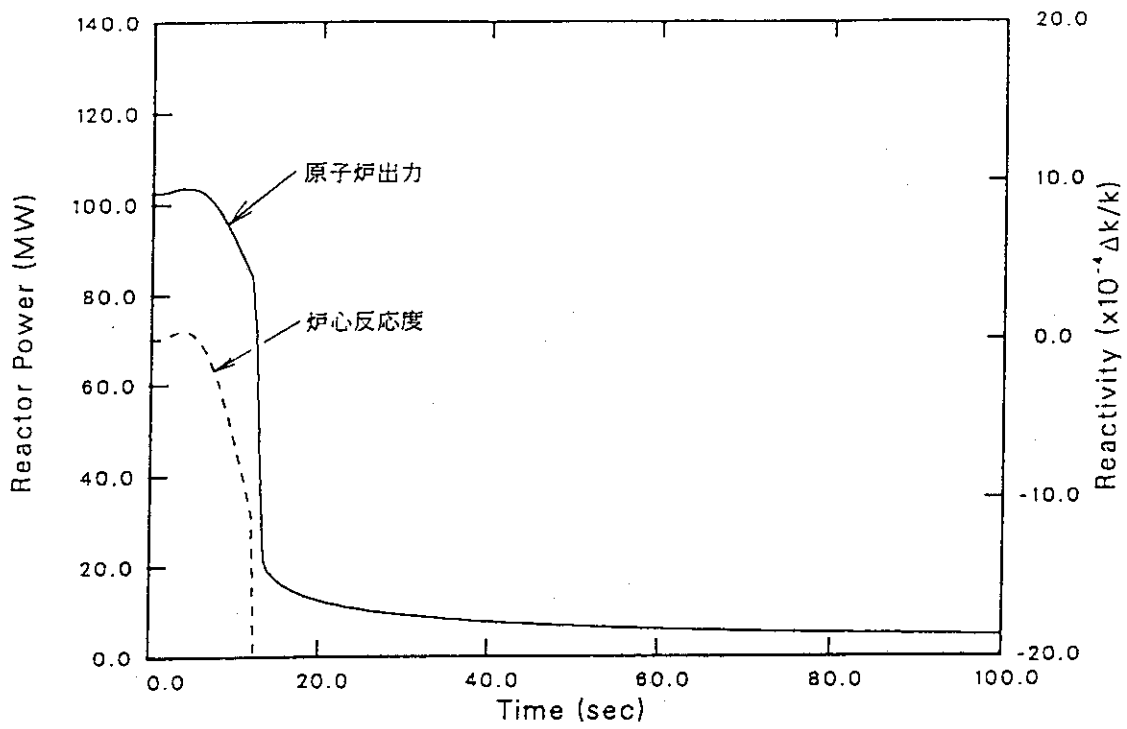


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（1/9）

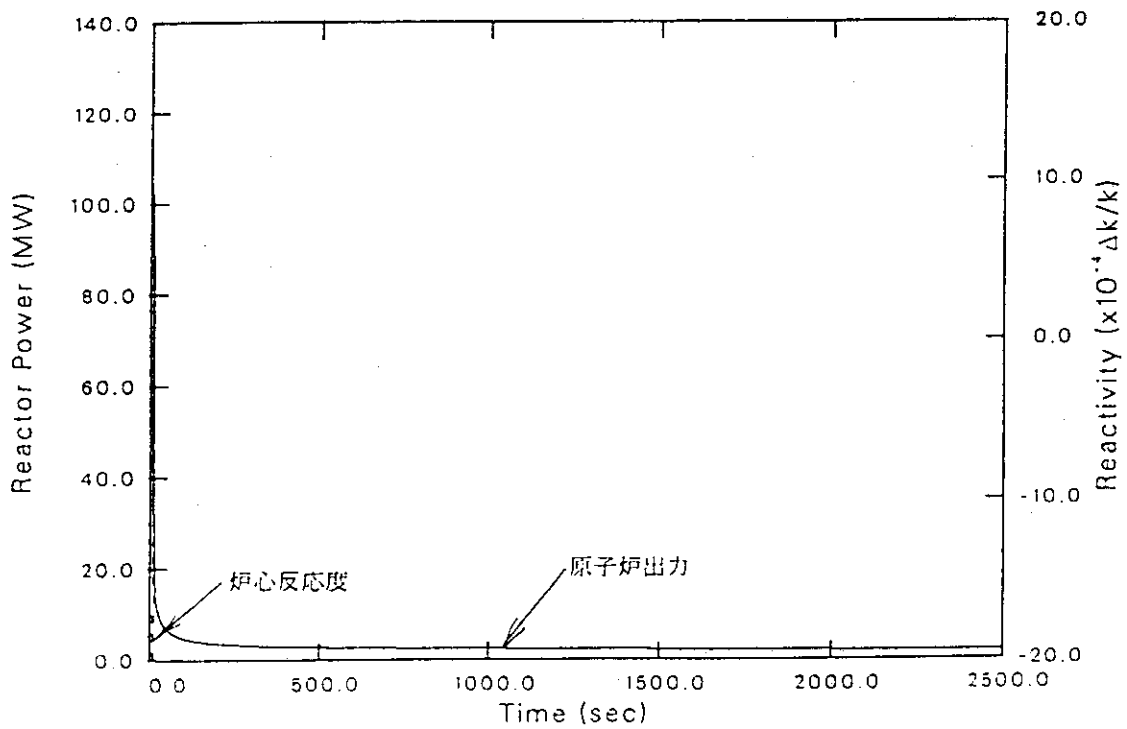


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（2/9）

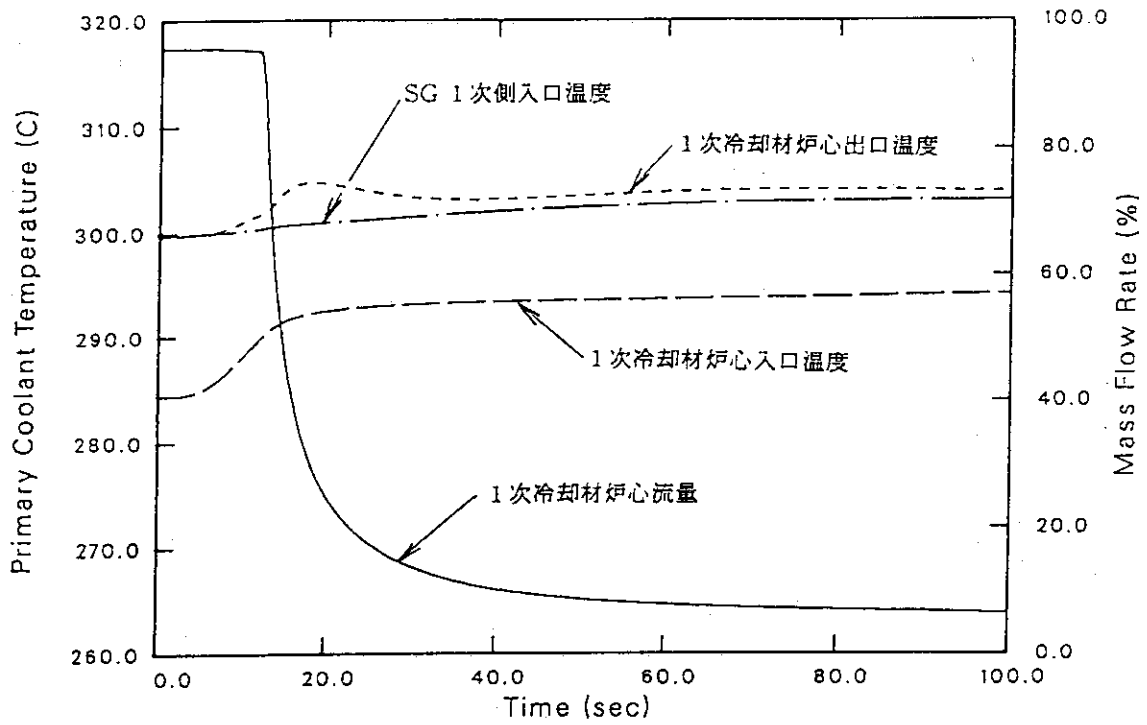


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）(3/9)

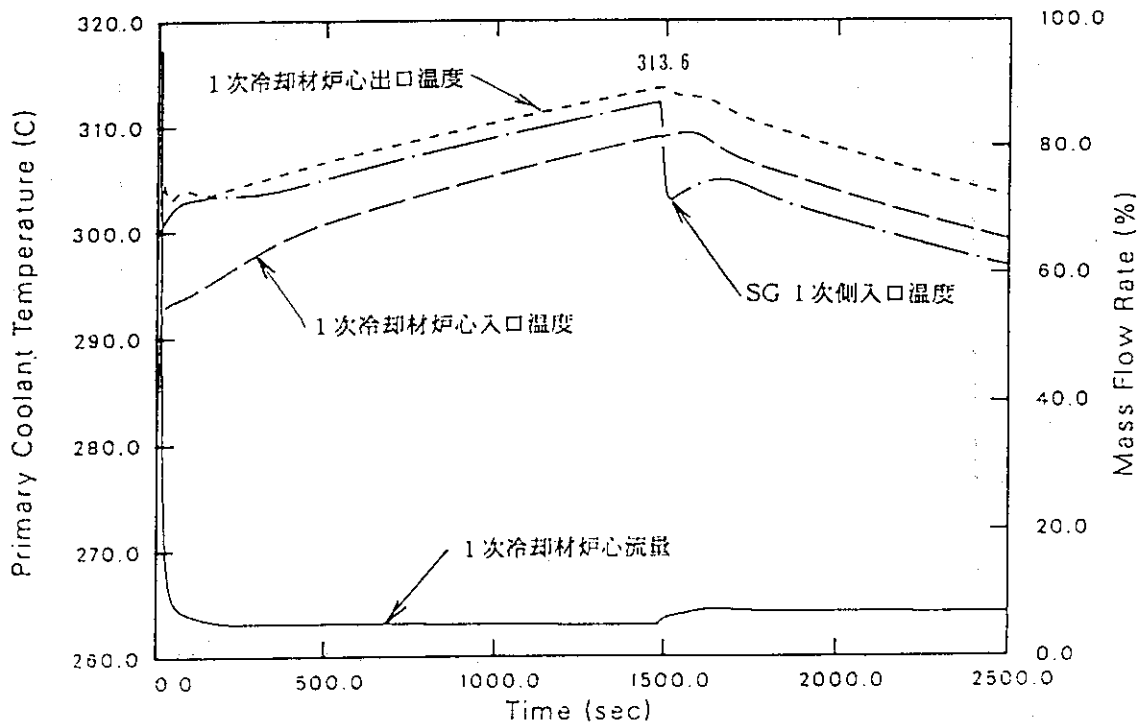


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）(4/9)

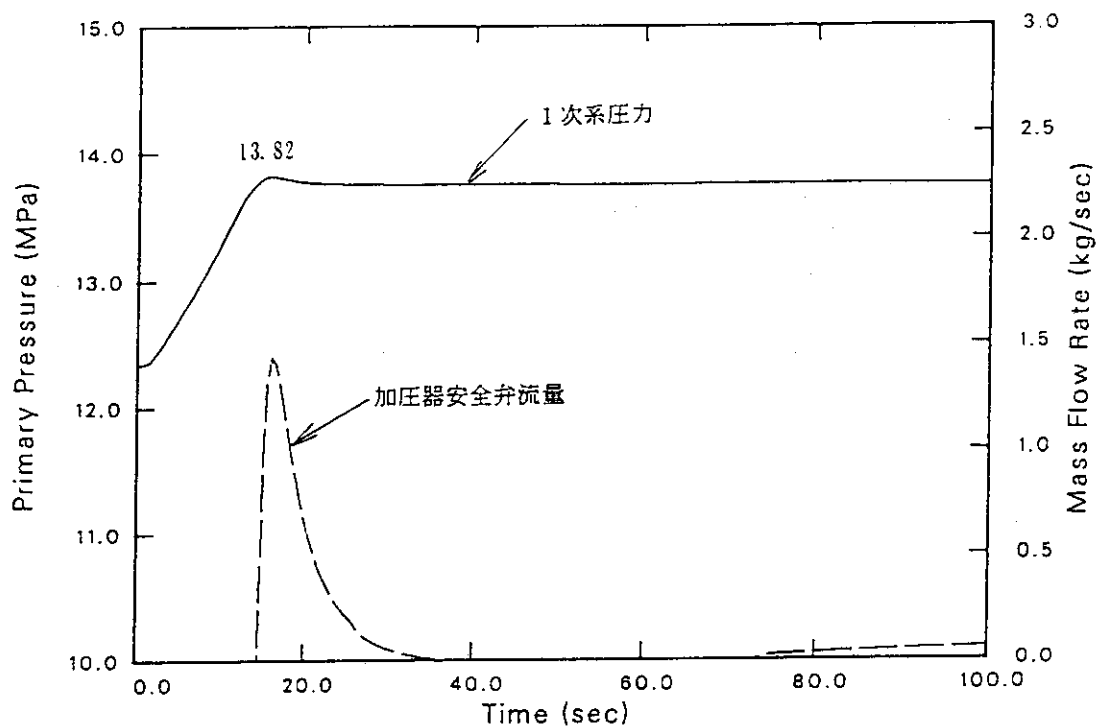


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（5/9）

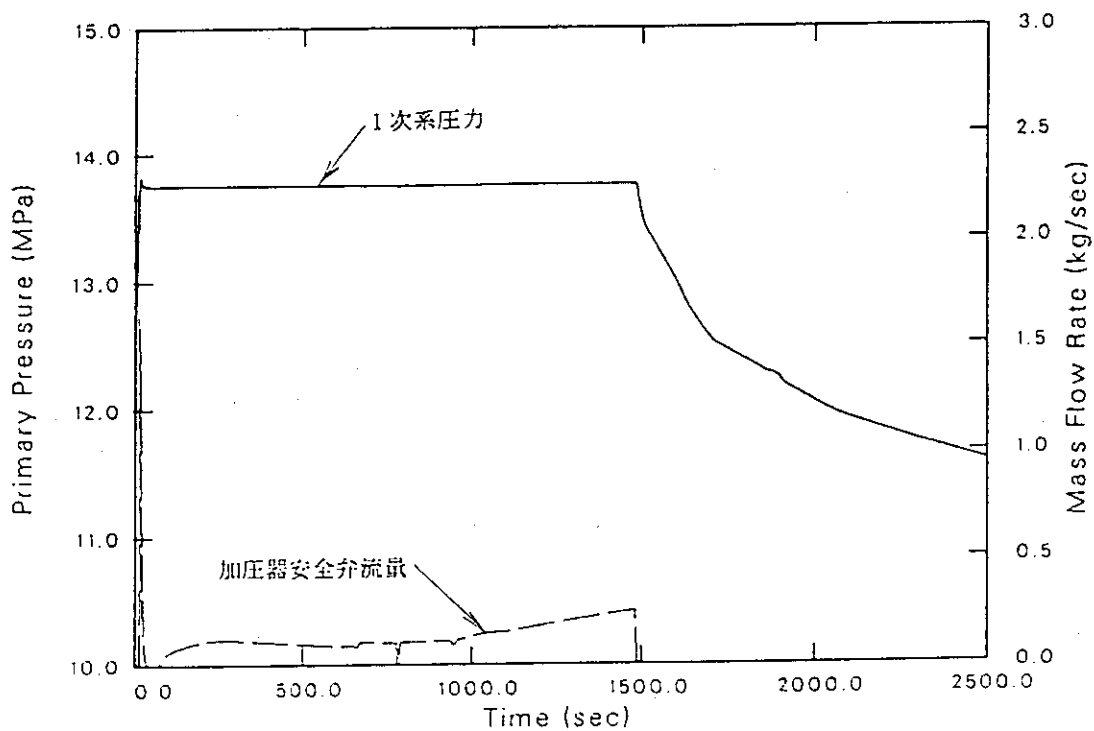


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（6/9）

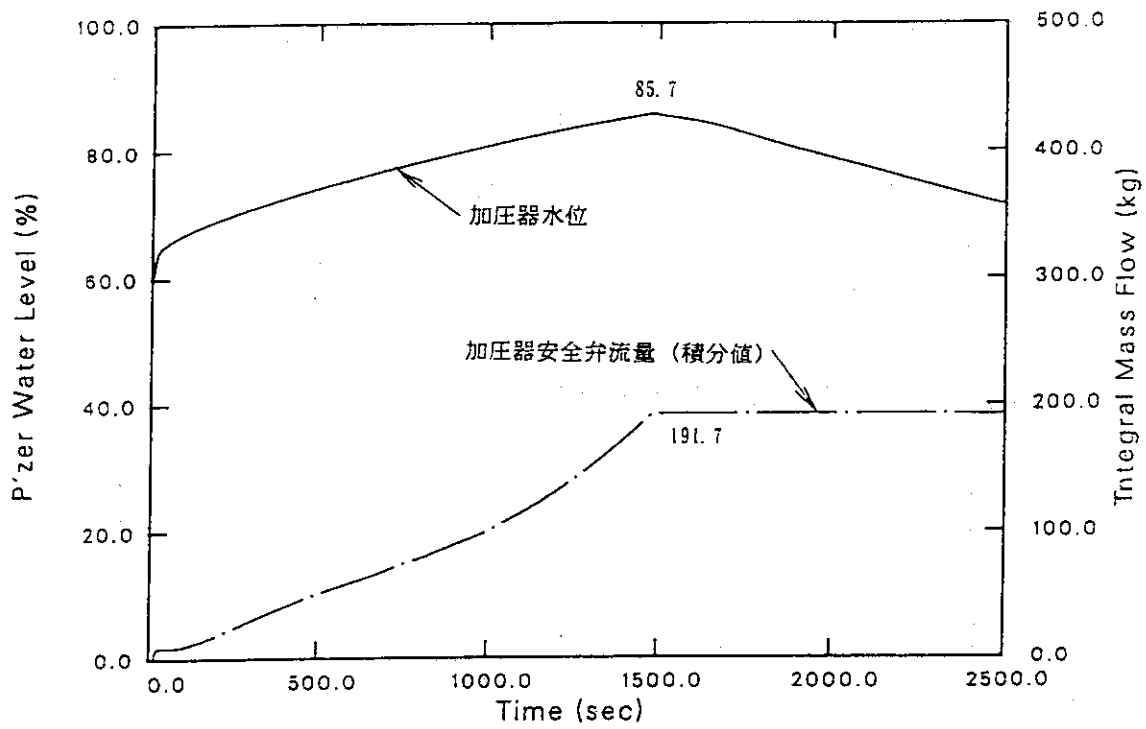


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（7/9）

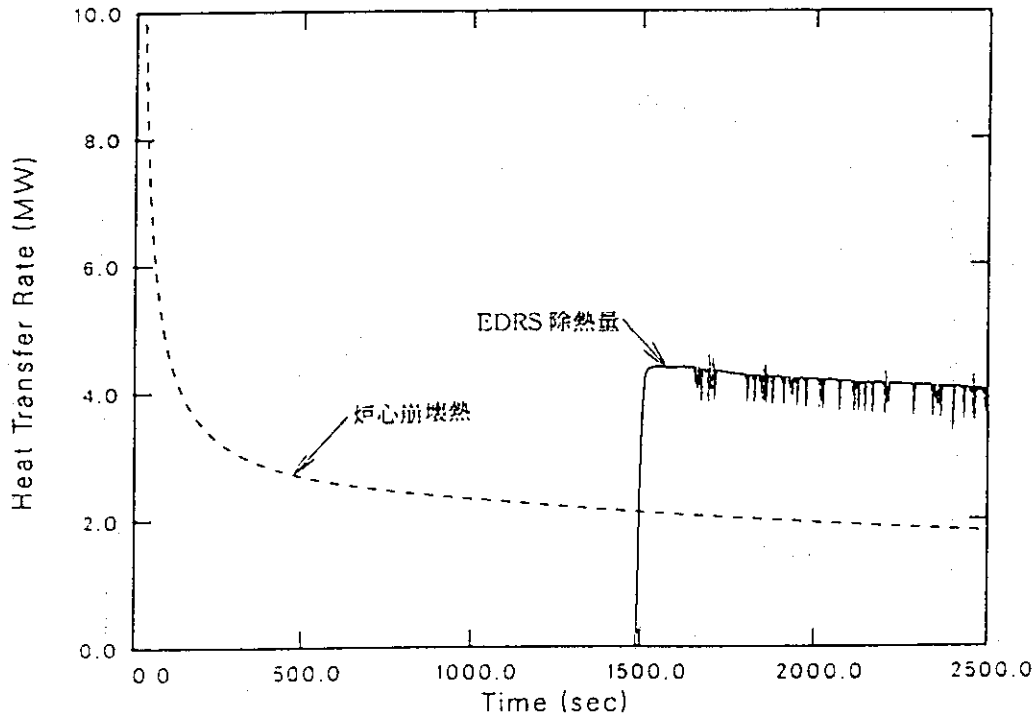


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（8/9）

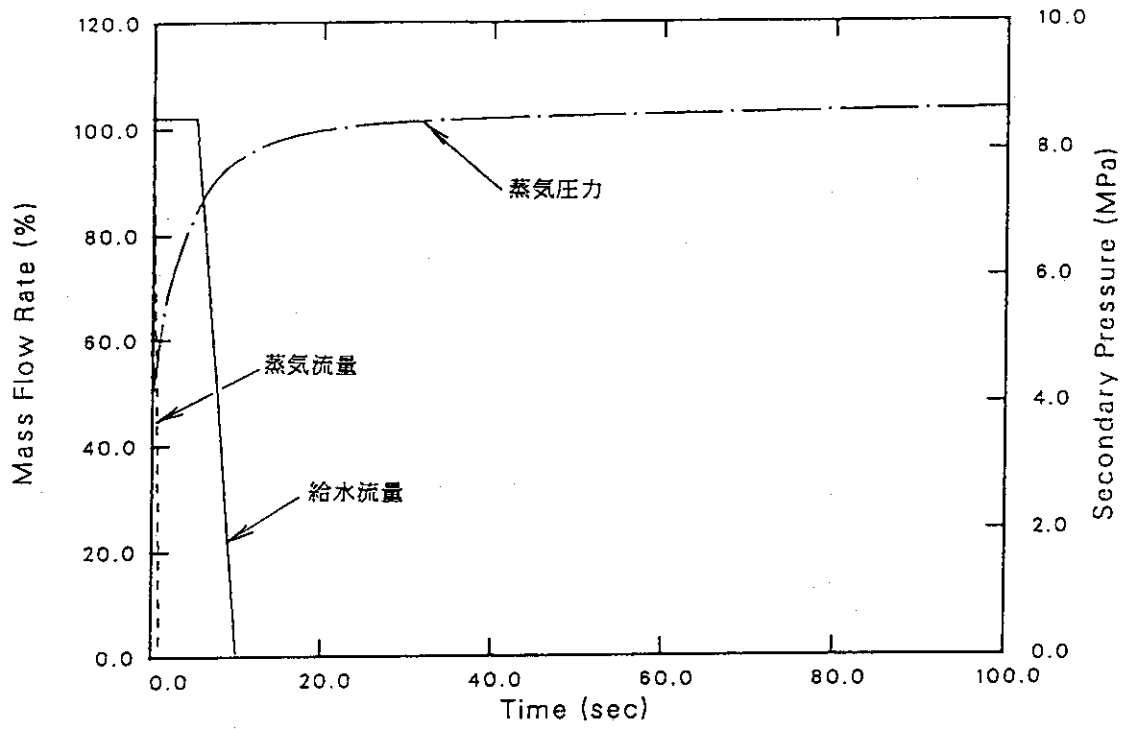


Fig.18.3.9 負荷の喪失：ケースB（原子炉圧力の評価）（9/9）

19. 事故解析

19.1 基本方針

19.1.1 概 要

「事故」についても、「運転時の異常な過渡変化」と同様に原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認する上で必要であるので、「事故」について解析し「安全評価指針」に基づいて評価を行う。

19.1.2 定 義

事故とは、前述した運転時の異常な過渡変化を超える異常な状態であって、発生する頻度はまれであるが、発生した場合には原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性がある、原子炉施設の安全性を評価する観点から想定する必要がある事象をいう。

19.1.3 評価事象

本原子炉施設において評価する事象は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設から放出される放射性物質による周辺への影響が大きくなる可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてMSに属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

- ① 原子炉冷却材喪失
- ② 原子炉冷却材流量の喪失
- ③ 主給水管破断
- ④ 主蒸気管破断
- ⑤ 蒸気発生器伝熱管破損

19.1.4 判断基準

想定した事象が生じた場合、炉心の溶融のおそれがなく、かつ、事象の過程において他の異常状態の原因となるような2次的損傷が生じず、さらに放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は、以下のとおりである。

- (1) 炉心は大きな損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であること。
- (2) 燃料エンタルピは制限値を超えないこと。
- (3) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力 (13.7MPa) の1.2倍 (16.4MPa) 以下であること。
- (4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は最高使用圧力 (4.0MPa) 以下であること。
- (5) 周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

上記の判断基準に対して想定した事故ごとに更に具体的な基準を用いる場合には、各事故の説明の中でその具体的な基準を記述する。

19.1.5 解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される異なった運転モードを考慮して、判断基準に照らして最も厳しくなる初期状態を選定する。また、解析は、原則として事象が収束し、支障なく低温停止に至ることができることが合理的に推定できる時点までを包含する。

19.1.6 安全機能に対する仮定

- (1) 想定された事象に対処するための安全機能のうち、解析に当たって考慮することができるものは、原則として「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（以下、「重要度分類指針」という）において定めるMS-1に属するもの及びMS-2に属するものによる機能とする。ただし、MS-3に属するものであっても、その機能を期待することの妥当性が示された場合においては、これを含める。
- (2) 事象に対処するために必要な運転員の手動操作については、適切な時間的余裕を考慮する。
- (3) 安全保護系の動作を期待する場合においては、安全保護系動作のための信号の種類及び信号発生時点を明確にする。安全保護系以外の系であっても、その動作が解析の結果に有意の影響を与えるものについては、同様とする。
- (4) 原子炉のスクラムの効果を期待する場合においてはスクラムを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なスクラム遅れ時間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度値を有する制御棒1本（複数の制御棒が1つの駆動機構に接続される場合にあつては、その制御棒全数）が、全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。

19.2 主要な解析条件

事故解析に当たって、特記しない限り共通に用いる解析条件及び考慮すべき事項について、以下に示す。

19.2.1 初期定常運転条件

解析における初期定常運転条件は、「運転時の異常な過渡変化」と同様とする。初期原子炉出力は、設計原子炉熱出力に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差を加えた値を用いる。また、1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、定格値に定常運転時の誤差を考慮した値を用いる。これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択する。

19.2.2 安全保護系の設定点の作動限界及び応答時間

安全保護系の設定点の作動限界及び応答時間は、「運転時の異常な過渡変化」と同じとする。

19.2.3 原子炉スクラム特性

原子炉スクラム特性は、「運転時の異常な過渡変化」と同じとする。具体的には、「18.2.3 原子炉スクラム特性」を参照のこと。

19.2.4 反応度係数

反応度係数は、「運転時の異常な過渡変化」と同様な考え方で決定する。具体的には、「18.2.4 反応度係数」を参照のこと。

19.2.5 解析に当たって考慮する事項

(1) 解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、判断基準に照らして最も厳しくなる初期状態を選定する。

また、解析は、原則として事象が収束し、支障なく低温停止に至ることが合理的に推定できる時点まで行う。具体的には、EDRSが作動して原子炉の冷却を開始し、1次冷却系の圧力及び温度が下降し始めるまでの時点とする。

(2) 安全機能に対する仮定

(a) 想定された事象に対処するための安全機能のうち解析に当たって考慮するものは、原則として「重要度分類指針」において定めるMS-1に属するもの及びMS-2に属するものとする。

ただし、MS-3に属するタービントリップ動作は作動系に高い信頼性を有する設計としているので、その作動に期待する。解析に当たって考慮している安全機能をTable 19.2.1に示す。

(b) 事象に対処するために必要な運転員の手動操作は考慮しない。

(c) 安全保護系の動作を期待する場合においては、安全保護系作動のための信号の種類及び信号発生時点を明確にする。安全保護系以外の系であっても、その動作が解析結果に有意の影響を与えるものについては同様とする。

(d) 解析に当たっては、想定された事象に加えて事故に対処するために必要な系統、機器について、原子炉停止、炉心冷却及び放射能閉じ込めの各基本的安全機能別に、解析の結果を最も厳しくする機器の単一故障を仮定した解析を行う。この場合、事象発生後短時間にわたっては動的機器について、また、長時間にわたっては動的機器又は静的機器について、単一故障を考えるものとする。ただし、事故発生前から動作しており、かつ、発生後も引き続き動作する機器については、原則として故障を仮定しない。

静的機器については、単一故障を仮定したときにこれを含む系統が所定の安全機能を達成できるように設計されている場合、その故障が安全上支障のない時間内に除去又は修復できる場合、又は、その故障の発生確立が十分低い場合においては、故障を仮定しない。

(3) 解析に使用するモデル及びパラメータ

解析に当たって使用するモデル及びパラメータは、評価の結果が厳しくなるように選定する。ただし、評価目的の範囲内で合理的なものを用いるものとする。

なお、パラメータに不確定因子が考えられる場合には、適切な安全余裕を見込んで解析を行う。

19.2.6 解析に使用する計算プログラム

解析には、「運転時の異常な過渡変化」で用いた解析コードと同じものを使用するので、「18.2.6 解析に使用する計算プログラム」を参照のこと。

Table 19.2.1 解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
(事 故)

分 類	機 能	系 統 及 び 機 器
MS-1	原子炉の緊急停止	制御棒クラスタ及び制御棒 駆動系のスクラム機能
	未臨界維持	制御棒クラスタ及び制御棒 駆動系
	原子炉冷却材圧力バウンダリ の過圧防止	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱	非常用崩壊熱除去設備 非常用格納容器水冷却設備
	炉 心 冷 却	非常用崩壊熱除去設備 非常用格納容器水冷却設備
	放射性物質の閉じ込め、放射 線遮へい及び放出低減	原子炉格納容器、原子炉格納 容器隔離弁、非常用格納容器 水冷却設備、原子炉室空気浄 化設備
	工学的安全施設及び原子炉 停止系への作動信号の発生	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用電源
MS-2	放射性物質放出の防止	排気筒、放射性気体廃棄物処 理系の隔離弁
MS-3	タービントリップ	タービントリップ

19.3 事故解析

19.3.1 概要

本原子炉施設において想定される事故に対して、その発生原因と防止対策及び拡大防止対策を説明し、事故経過の解析と結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

19.3.2 原子炉冷却材喪失

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により、1次冷却材が系外に流失し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

この場合、1次冷却材の流出量の少ない場合には、充てんポンプによる1次冷却材の補給で加圧器水位を維持しながら、通常の原子炉停止操作をとることができる。また、1次冷却材の流出量が充てんポンプの補給量を上回る場合には、原子炉保護設備により原子炉はスクラムするとともに、1次冷却材が流出すると原子炉格納容器の圧力が上昇して、流出が止まるという水張式格納容器の特性によって炉心の冠水が、受動的に維持される。炉心の冷却は非常用崩壊熱除去設備の作動により、炉心に過度の損傷を与えることなく事故は終止できる。また、非常用格納容器水冷却設備により原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制され、原子炉格納容器に損傷を与えることなく事故は終止できる。

(2) 防止対策

- (a) 1次冷却系の材料選定、設計、製作、据付及び供用期間中において、以下のような考慮を払い、配管破断の可能性を極めて小さくする。
- ① 材料選定、設計、製作、据付及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行うとともに供用期間中においても必要な検査を行う。
 - ② 加圧器安全弁、加圧器逃がし弁など過渡状態での過圧を防止する設備を設ける。また、熱応力などが過度となることのないよう設計上の配慮を行い、さらに、機械的な原因による過度の応力を制限する。
 - ③ 1次冷却系は、オーステナイトステンレス鋼やニッケル・クロム・鉄合金など耐食性の強い材料を使用するが、併せて、1次冷却材中の溶存酸素量や塩素量を抑えて、腐食を防止するよう運転管理を行う。
- (b) 原子炉格納容器内に設ける漏えい監視設備によって、早期に漏れを検知し、適切な処置を講じる。また、加圧器逃がし弁からの漏えいの場合、逃がし弁出口温度等により検知し、元弁を閉止することにより対処できる。

(3) 拡大防止対策

- (a) 炉心の冷却可能な形状が維持し得ないほどの燃料被ふく管の破損を防止し、原子炉格納容器の健全性確保の見地からジルコニウム-水反応を十分低く抑え、崩壊熱の除去を長期間に

わたって行うため、非常用崩壊熱除去設備を設ける。

- ① 喪失する1次冷却材量が少ない場合には、1次冷却系に冷却材を補給する充てんポンプは、通常運転時に必要な補給量以上の容量のものを使用するので、加圧器水位の低下により補給水量が自動的に増加し、加圧器の水位が通常運転時より下がることを防止しつつ、通常の停止操作をとることができる。充てんポンプの吸込側は、体積制御タンクに接続しているが、1次冷却系への補給水量が増大し、この体積制御タンクの水位が異常に低くなった場合は、弁を切り替えて充てんポンプの吸込側を冷却材貯留タンクあるいは1次冷却水補給水タンクに接続することにより、1次冷却系への補給を継続できる。
 - ② 充てんポンプのみで加圧器水位を維持できない程度に1次冷却材量が減少すると、原子炉圧力の低下による「原子炉圧力低」信号又は「原子炉格納容器圧力高」信号により、原子炉は自動停止する。また、水張式格納容器の機能によって、1次冷却材が格納容器水中に流出すると、格納容器圧力は上昇し、原子炉圧力と等しくなると1次冷却材の流出は停止する。格納容器内の初期水位を適切に設定させることにより、炉心の冠水が維持できる状態で流出を停止させることができる。
 - ③ 1次冷却系からの除熱は、補助給水による2次冷却系により行われるが、補助ディーゼル発電機あるいは補助給水ポンプの不作動等の理由により除熱できない場合、「炉心出口温度高」信号により「非常用炉心冷却設備作動」信号が発生し、非常用崩壊熱除去設備の弁が開放され、炉心の冷却を行う。
 - ④ 非常用崩壊熱除去設備が作動すると、1次冷却材は非常用崩壊熱冷却器により格納容器水と熱交換する。この結果、格納容器水の温度及び圧力は上昇するが、非常用格納容器水冷却設備により外気へ放熱されるので、格納容器水の温度及び圧力の上昇は抑制される。
 - ⑤ 長時間の余熱除去においても、自然循環による非常用格納容器水冷却設備及び非常用崩壊熱除去設備により、運転員の操作なしに連続的に行われる。
- (b) 上記の非常用崩壊熱除去設備は、弁の開操作のみで機能が発揮されるが、給電が全くとどえるような不測の事態においても十分その機能を果たせるように、信頼性の高い直流電源から受電し作動できるようにする。
 - (c) 1次冷却材管の亀裂や破断に伴って放出される1次冷却材及び放射性物質の外部への放散を抑制するため、原子炉格納容器を設ける。
 - (d) 原子炉格納容器内の温度及び圧力の上昇を抑制するため、原子炉格納容器内に4系列の非常用格納容器水冷却設備を設ける。この設備は、分離型ヒートパイプ式の熱交換器であり、格納容器内に配置される冷却器により格納容器水を冷却し、上甲板に設けられる放熱部において自然空冷により放熱される。
 - (e) 工学的安全施設は、原子炉出力運転時及び原子炉停止時に、「非常用炉心冷却設備作動」等の信号を模擬し、系統設備がその機能を果たせることを確認できる。

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-

IによりDNBRを求める。判断基準は、「19.1.4 判断基準」に示すものに加え、以下に示す「ECCS性能評価指針」を適用する。

- (a) 燃料被ふく管の温度の計算値の最高値は、1,200℃以下であること。
 - (b) 燃料被ふく管のジルコニウム-水反応量の計算値は、酸化反応が著しくなる前の燃料被ふく管厚さの15%以下であること。
 - (c) 炉心で燃料被ふく管及び構造材が水と反応するに伴い発生する水素の量は、原子炉格納容器の健全性確保の見地から、十分低い値であること。
 - (d) 燃料棒の形状の変化を考慮しても、崩壊熱の除去が長期間にわたって行われることが可能であること。
- (5) 解析条件

解析に当たっては、実際よりも十分に厳しい解析結果を得るために、次のような解析条件を用いる。

- (a) 配管の破断は、破断箇所及び格納容器の状態により解析結果が異なるが、代表的なケースとして、非常用崩壊熱冷却器連絡管の高温側配管が破断した場合を考える。この場合は、3系統ある非常用崩壊熱除去系のうち1系統は、破断により、また残りの2系統のうち1系統は単一故障によりが正常に作動しないと仮定するため、炉心冷却の点で最も厳しい。
- (b) 原子炉出力は定格出力の102%とする。最小DNBRを評価する場合には定格出力とする。
- (c) 「非常用炉心冷却設備作動」信号は、「原子炉圧力低」信号により発生するものとする。
- (d) 工学的安全施設の基本的考え方の1つである単一故障の仮定として、非常用崩壊熱除去系の1系列の不作動を仮定する。また、解析では常用電源はすべて喪失するものとする。
- (e) 格納容器の最高圧力を評価するケースと原子炉保有水量の評価を行うケースを以下に示す2つのケースに分けて解析を行う。

① ケースA：格納容器圧力評価

格納容器の最高圧力を評価するための条件として、初期格納容器気相部体積を26m³とする。格納容器水温度は、運転範囲の中でサブクール度が最も小さい時の温度として60℃として考える。

② ケースB：原子炉保有水評価

原子炉容器の保有水量(炉心冠水)を評価するための条件として、初期格納容器気相部体積を40m³とする。

(6) 解析結果

① ケースA：格納容器圧力の評価

解析結果をFig.19.3.1に示す。原子炉圧力は配管破断と同時に急激に低下し、原子炉圧力は「原子炉圧力低」信号の原子炉スクラム限界値に達する。原子炉は約36秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより自動停止する。原子炉圧力は原子炉の自動停止後も低下を続け、原子炉圧力が非常用炉心冷却設備作動信号の設定値まで低下すると、非常用崩壊熱除去設備が作動する。原子炉の自動停止により1次冷却材ポンプが停止し、1次冷却材流量は自然循環流量まで急激に低下する。1次冷却材の流出により原子炉圧力が低下するので1次冷

却材は減圧沸騰し、炉心入口及び炉心出口の1次冷却材温度は原子炉圧力の飽和温度まで低下する。燃料被覆管は1次冷却材により常に冷却されており、燃料被覆管温度は1次冷却材温度まで急激に低下した後、1次冷却材温度とほぼ同様の傾向で下降する。格納容器水温度は配管破断直後、1次冷却材の流出により約73℃まで急激に上昇するが、破断口からの冷却材流出量の減少とともに格納容器水温の上昇は緩やかになる。1次系圧力と格納容器圧力が均圧すると1次冷却材の流出は非常に少なくなり、格納容器水温度の上昇は非常用崩壊熱除去設備からの放熱によるものとなり、温度上昇はさらに緩やかになる。原子炉圧力は1次冷却材の流出により下降するが、格納容器圧力は1次冷却材の流出により上昇する。原子炉圧力と格納容器圧力は約520秒で均圧し、以後、非常用崩壊熱除去設備及び非常用格納容器水冷却設備の効果により圧力は徐々に低下する。格納容器の最高圧力は約3.9MPaである。1次冷却材の流出は原子炉圧力と格納容器圧力が均圧すると停止する。原子炉容器から格納容器に流出する1次冷却材の総質量は最大で約21tonである。原子炉容器の最低水位は炉心上端から約1.9m上方であり、炉心冠水は維持される。1次系圧力と格納容器圧力の均圧後、原子炉容器内水位は徐々に上昇する。非常用崩壊熱除去設備による1次系からの除熱量は約3.8MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。破断口から見た格納容器水位は1次冷却材の流出により徐々に上昇する。格納容器気相部体積は、初期26m³であるが格納容器水位上昇にともなって小さくなり、格納容器圧力が最高圧力に達すると約0.67m³となる。最小DNBRは配管破断直後から上昇し、低下することはない。

② ケースB：原子炉容器の保有水量（炉心冠水）の評価

解析結果をFig.19.3.2に示す。原子炉圧力は配管破断と同時に急激に低下し、原子炉圧力は「原子炉圧力低」信号の原子炉スクラム限界値に達する。原子炉は約39.2秒で制御棒クラスタが挿入を開始することにより自動停止する。原子炉の自動停止により1次冷却材ポンプが停止し、1次冷却材流量は自然循環流量まで急激に低下する。ケースAに比べ1次系の圧力が低いので、炉心入口及び炉心出口の1次冷却材温度はケースAの時より低くなり約170℃の原子炉圧力の飽和温度まで低下する。燃料被覆管温度は1次冷却材温度とほぼ同様の傾向で下降する。格納容器水温度は、配管破断後は約150℃まで上昇するが、非常用格納容器水冷却設備により冷却されるので徐々に下降する。1次系圧力と格納容器圧力は約3,000秒で均圧し、均圧後は1次冷却材の流出は非常に少なくなる。

原子炉容器から格納容器に流出する1次冷却材の総質量は最大で約29tonである。原子炉容器の最低水位は炉心上端から約0.6m上方であり、炉心冠水は維持される。非常用崩壊熱除去設備による1次系からの除熱量は初期約7MWに達するが、1次冷却水と格納容器水の温度差が少なくなるので除熱量は低下する。約7,500秒で非常用崩壊熱除去設備の除熱量が増加しているのは解析上の問題であり、格納容器水を模擬しているボリューム内で流れが逆転しているためである。すなわち、破断後の格納容器水は破断流により強制対流となりEDRSに対して上から下へ流れているが、徐々に流速が低下して自然循環となる。その後、EDRSからの放熱により逆方向（下から上へ）の流れに転換することに起因するものである。非常用崩壊熱除去設備からの除熱量が炉心崩壊熱を上回ると、1次系圧力及び格納容器圧力は徐々

に下降する。破断口から見た格納容器水位は1次冷却材の流出により徐々に上昇し、格納容器気相部体積は約格納容器水位上昇にともなって小さくなる。

(7) 評 価

原子炉冷却材喪失事故において、原子炉の圧力低下により原子炉は自動停止し、非常用崩壊熱除去設備が作動する。原子炉格納容器圧力の評価において、原子炉格納容器最高圧力は約3.9MPaにとどまるので、原子炉格納容器圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。また、原子炉容器水位の評価においても原子炉容器の最低水位は炉心上端から約0.6m上方であるので炉心が露出することはない。最小DNBRは2.29にとどまり、炉心は十分に冷却できるので燃料の健全性が問題となることはない。

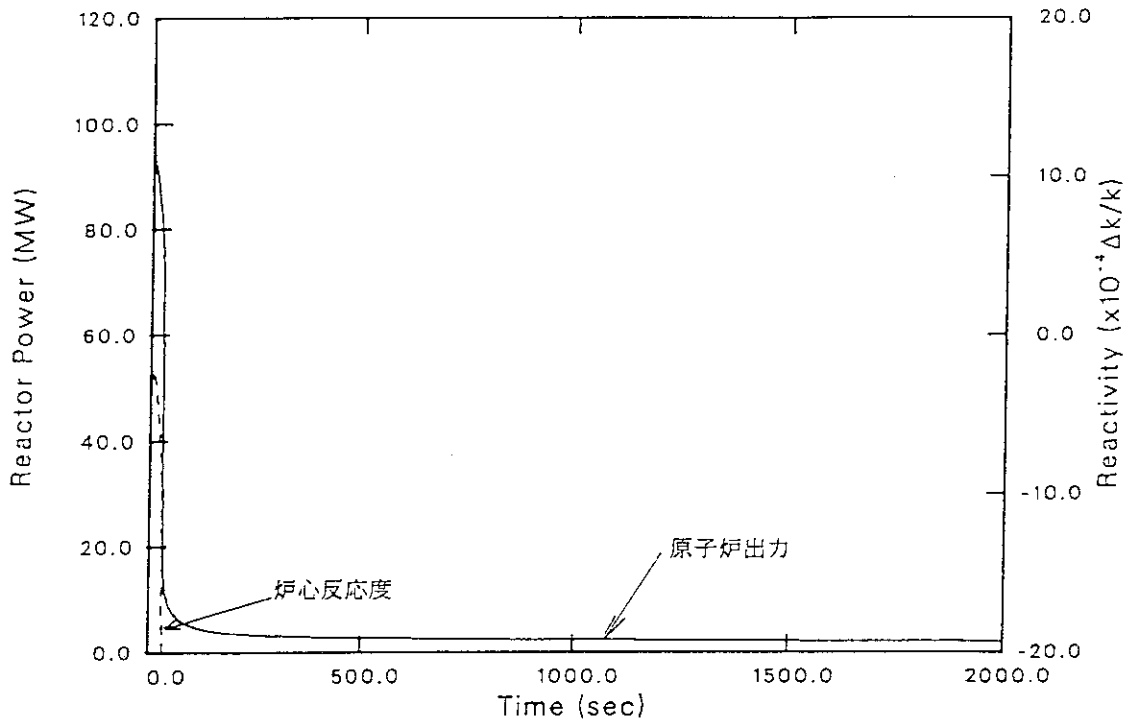


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（1/7）

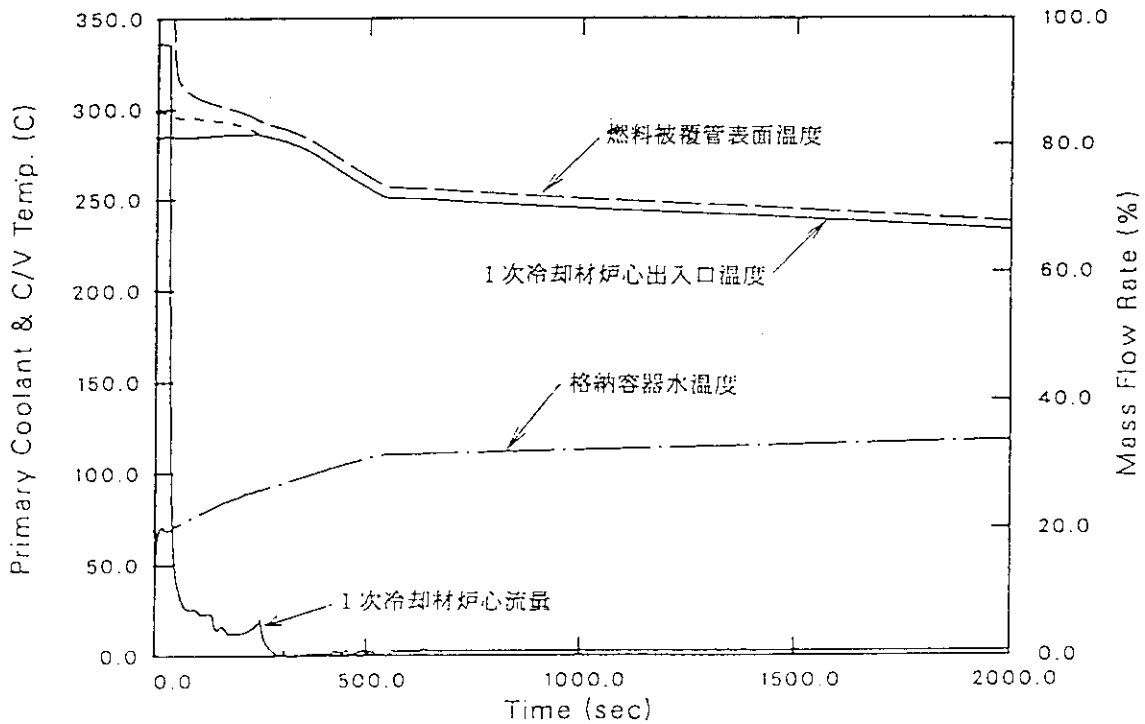


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（2/7）

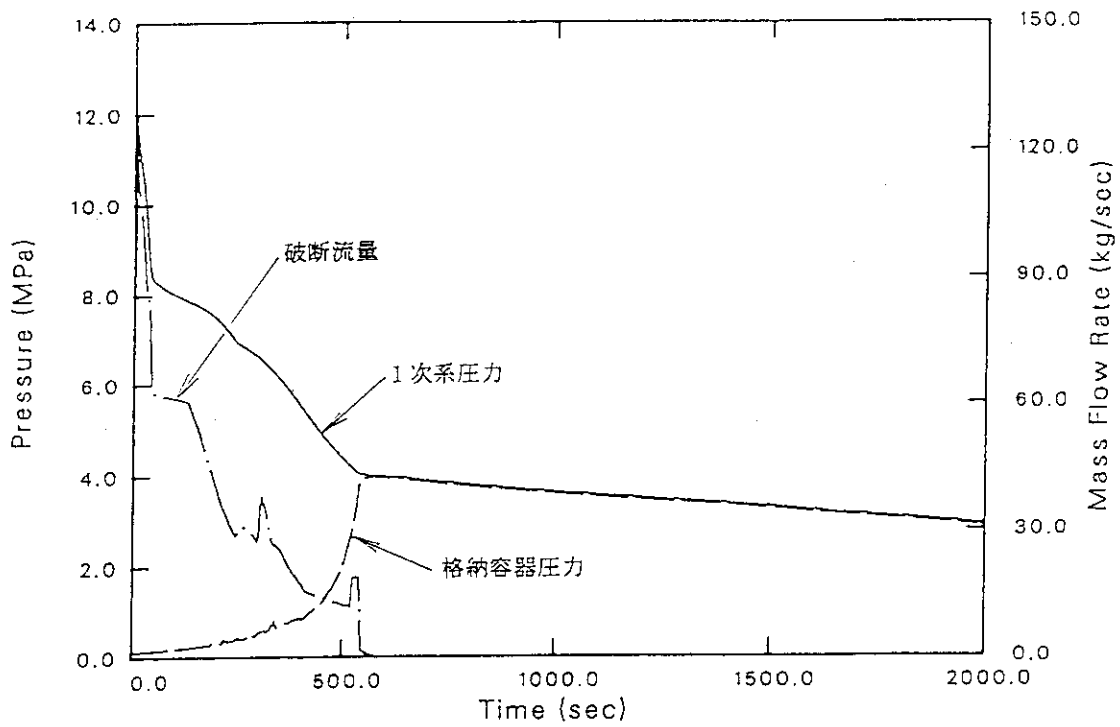


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（3/7）

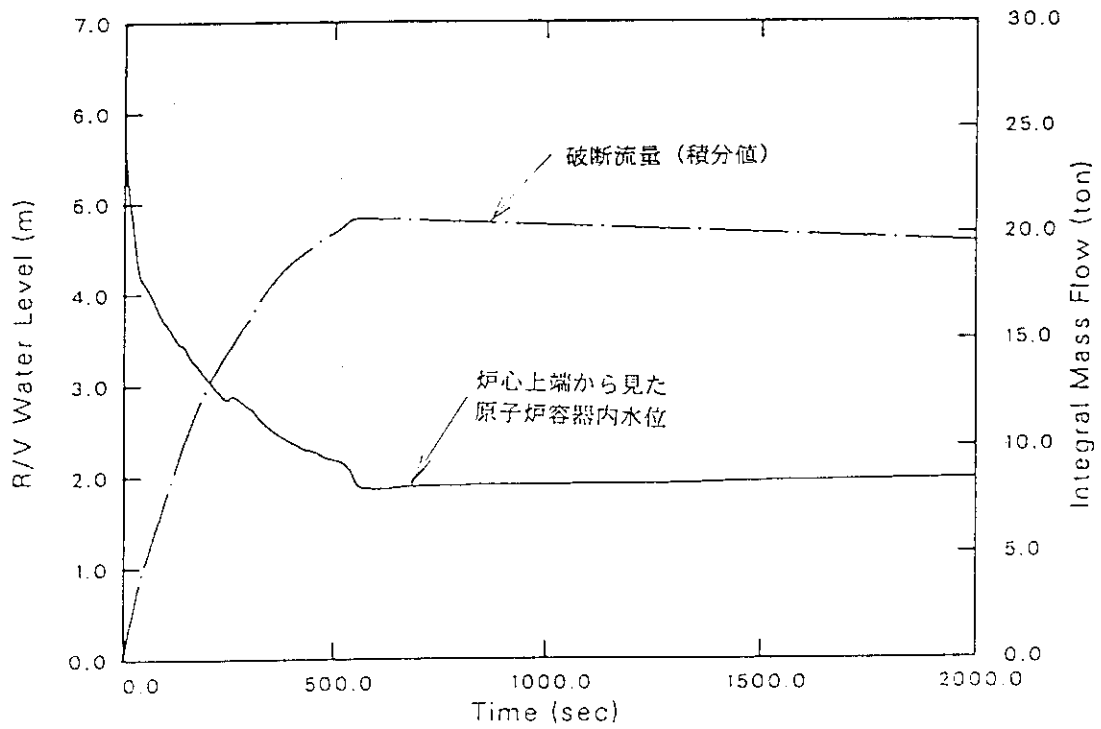


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（4/7）

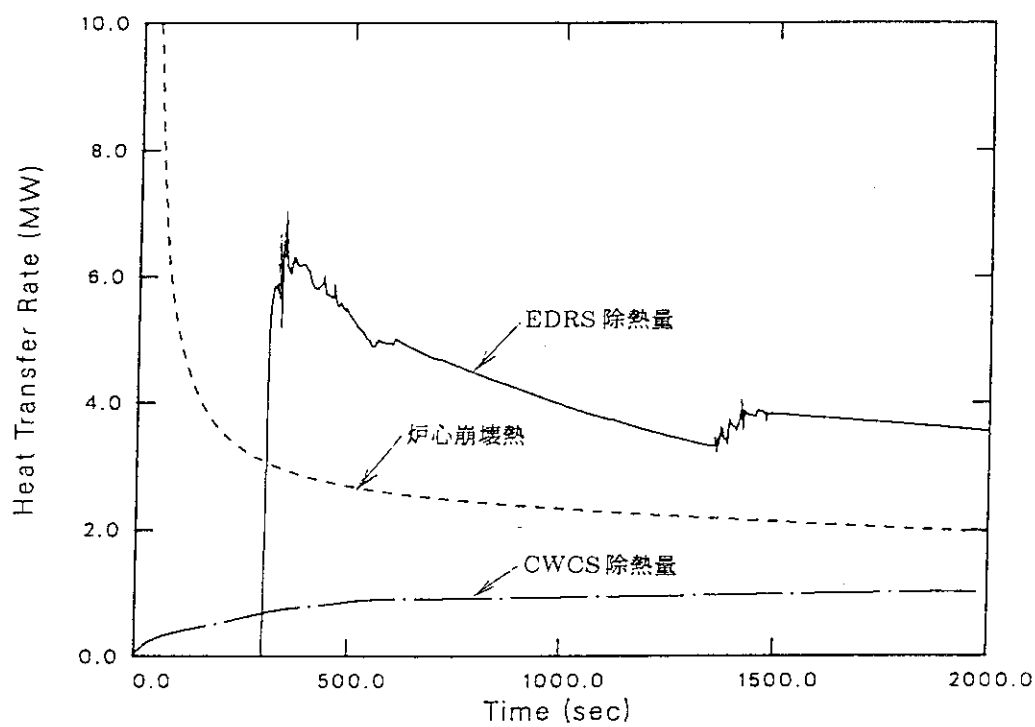


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（5/7）

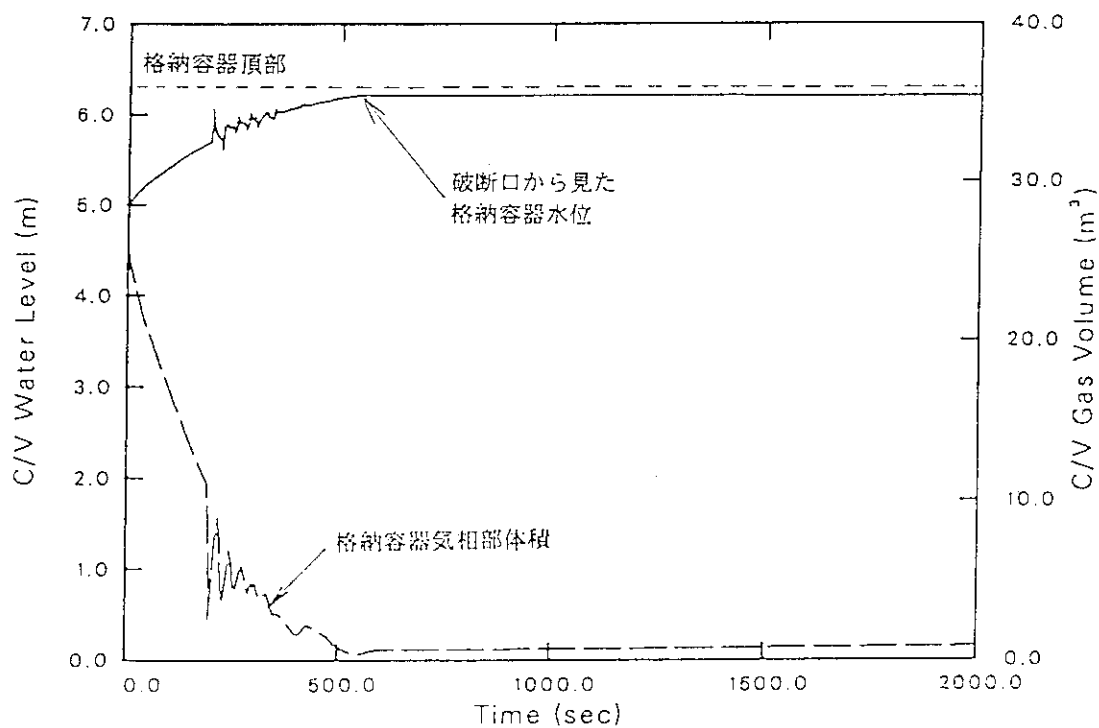


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）（6/7）

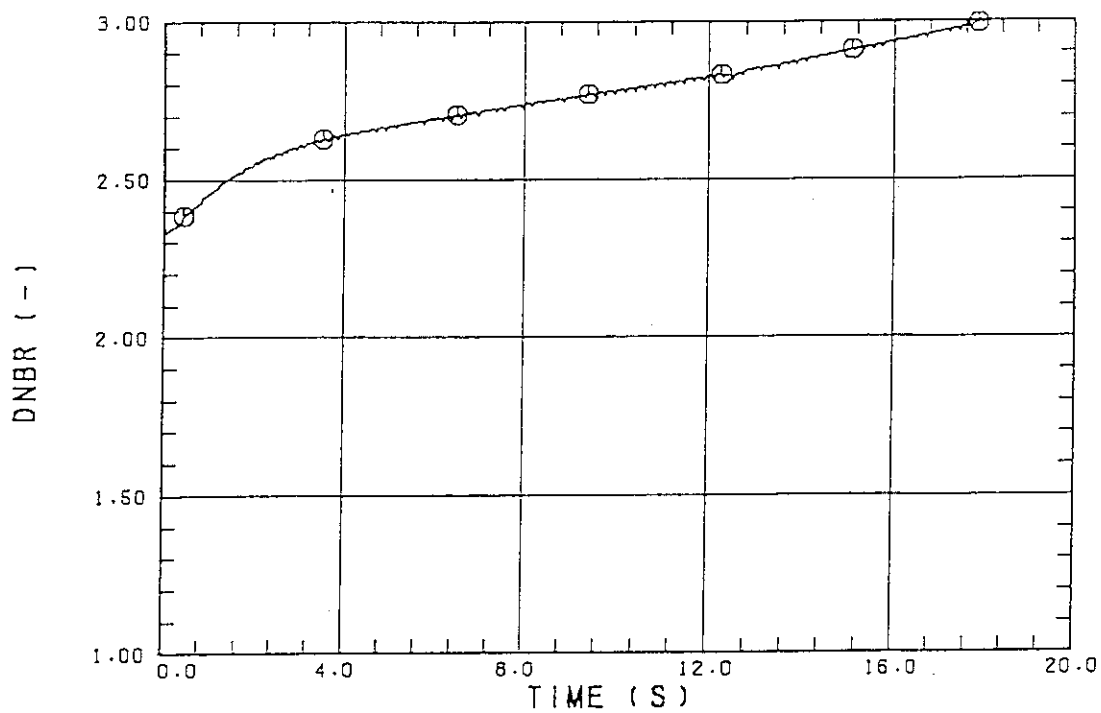


Fig.19.3.1 原子炉冷却材喪失：ケースA（格納容器圧力評価）(7/7)

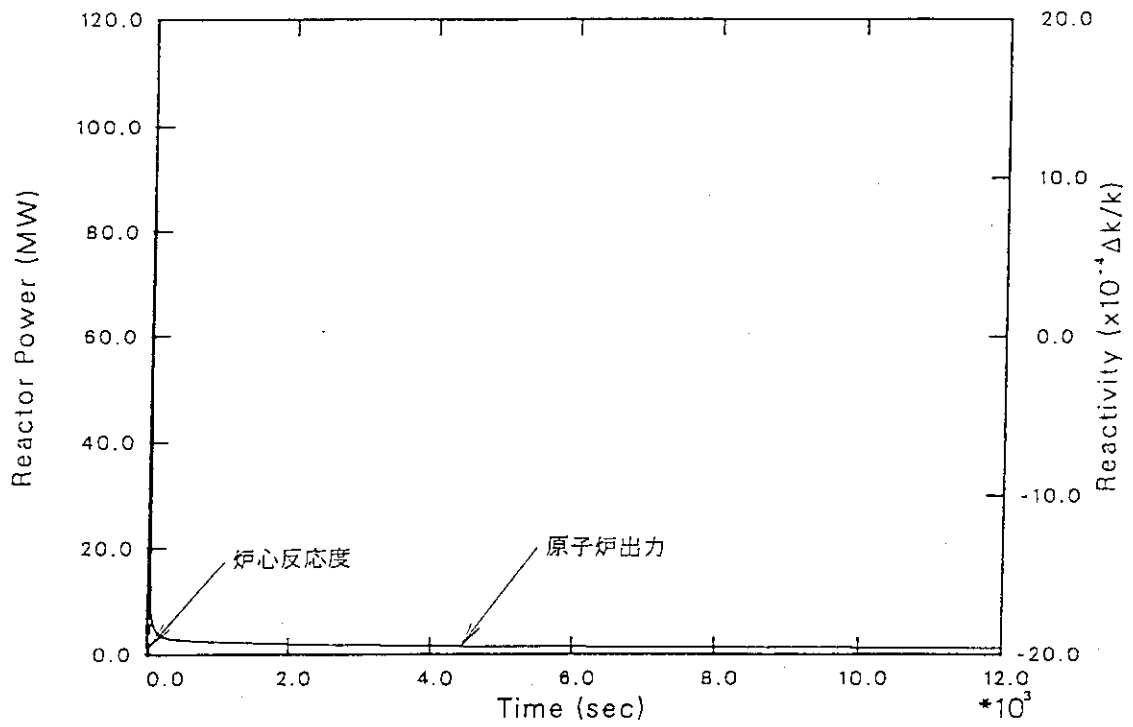


Fig.19.3.2 原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（1/6）

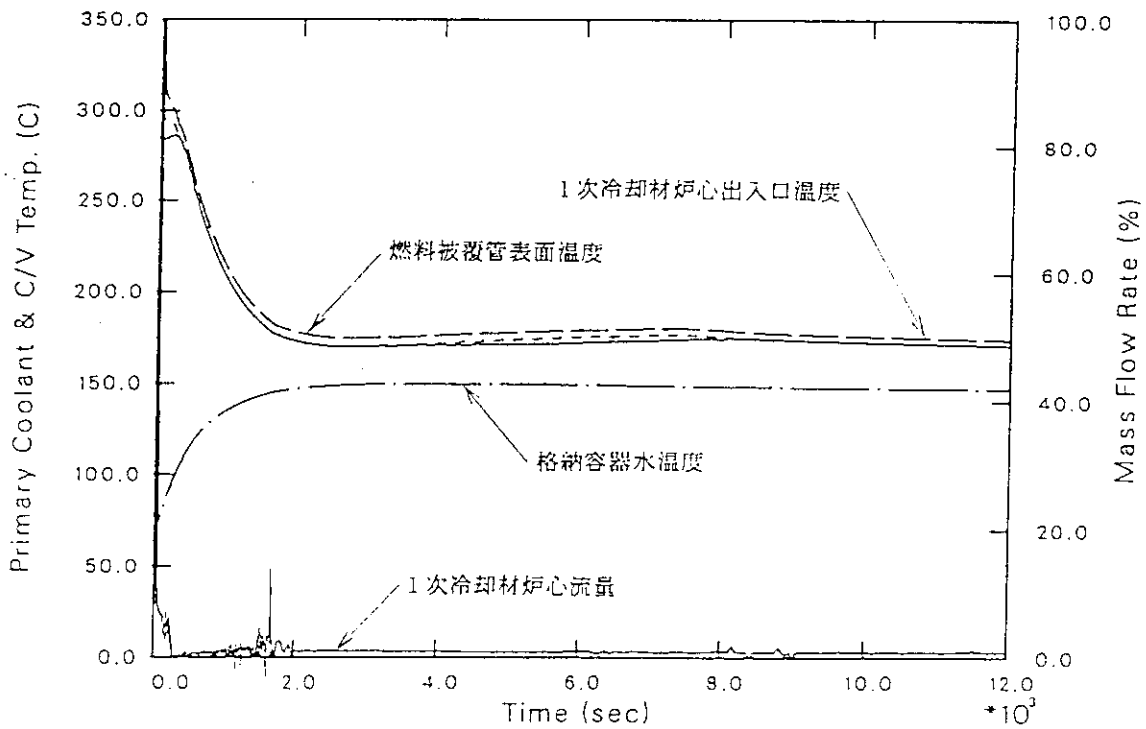


Fig.19.3.2 原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（2/6）

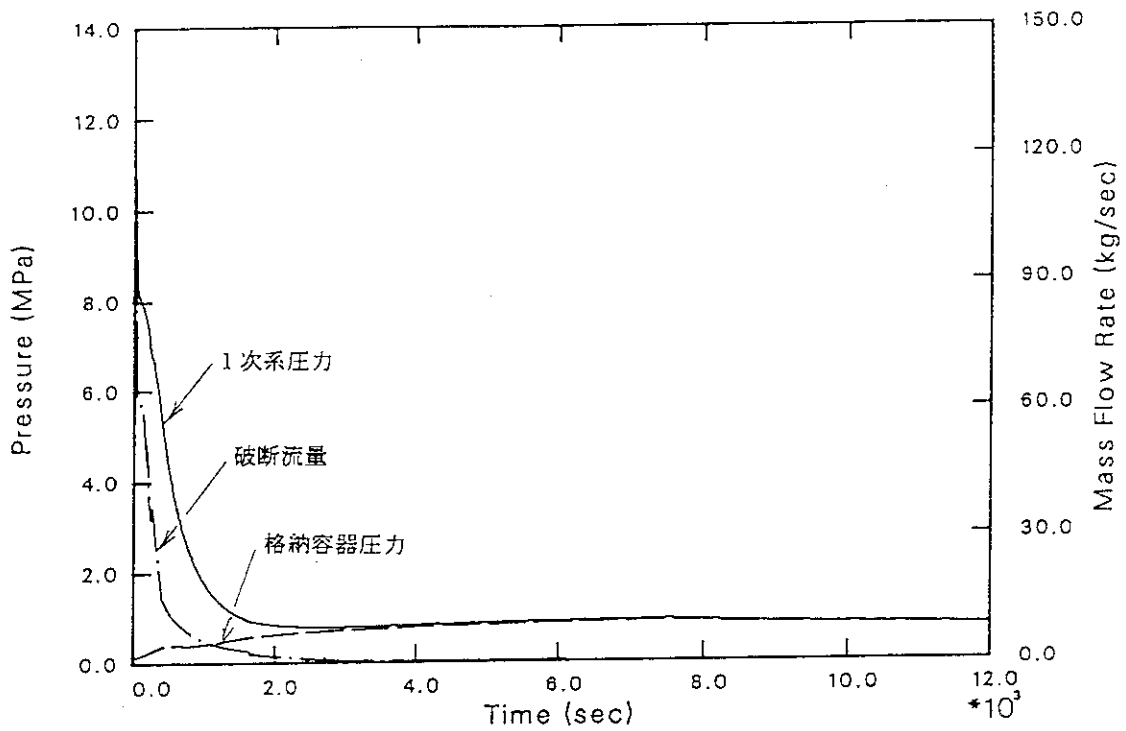


Fig.19.3.2 原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）(3/6)

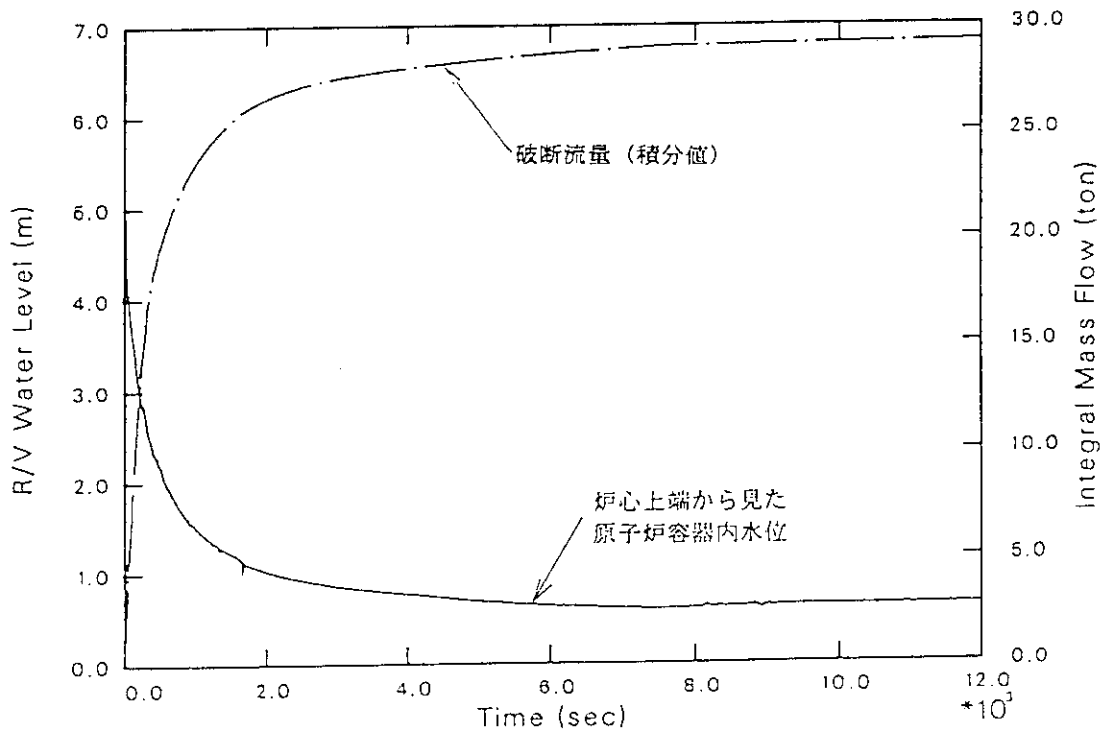


Fig.19.3.2 原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）(4/6)

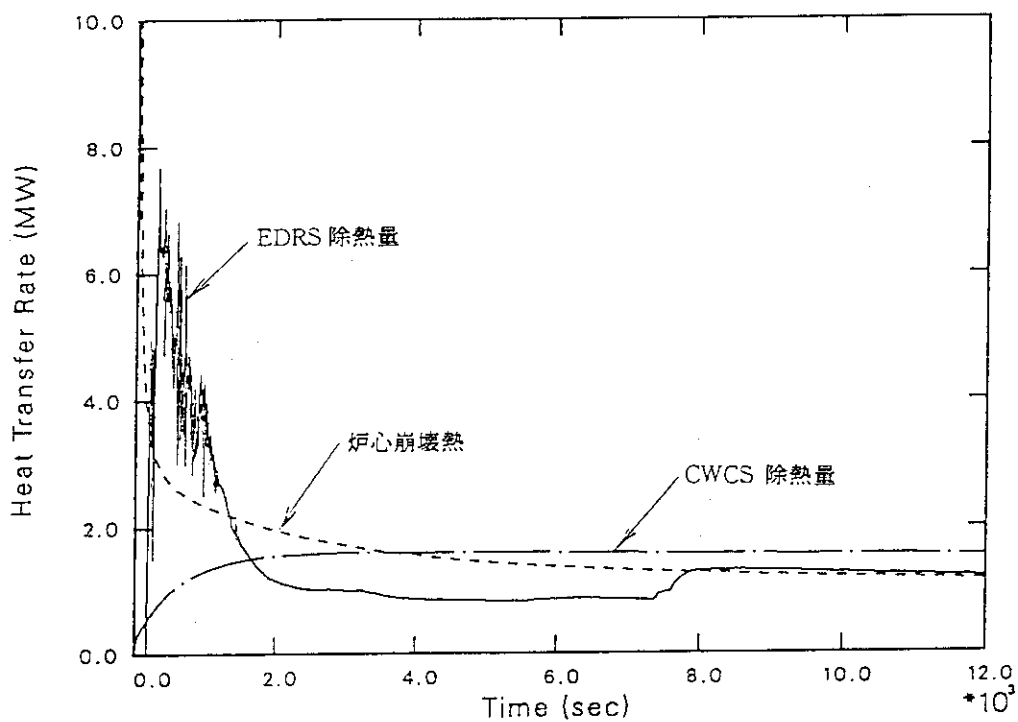


Fig.19.3.2 原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（5/6）

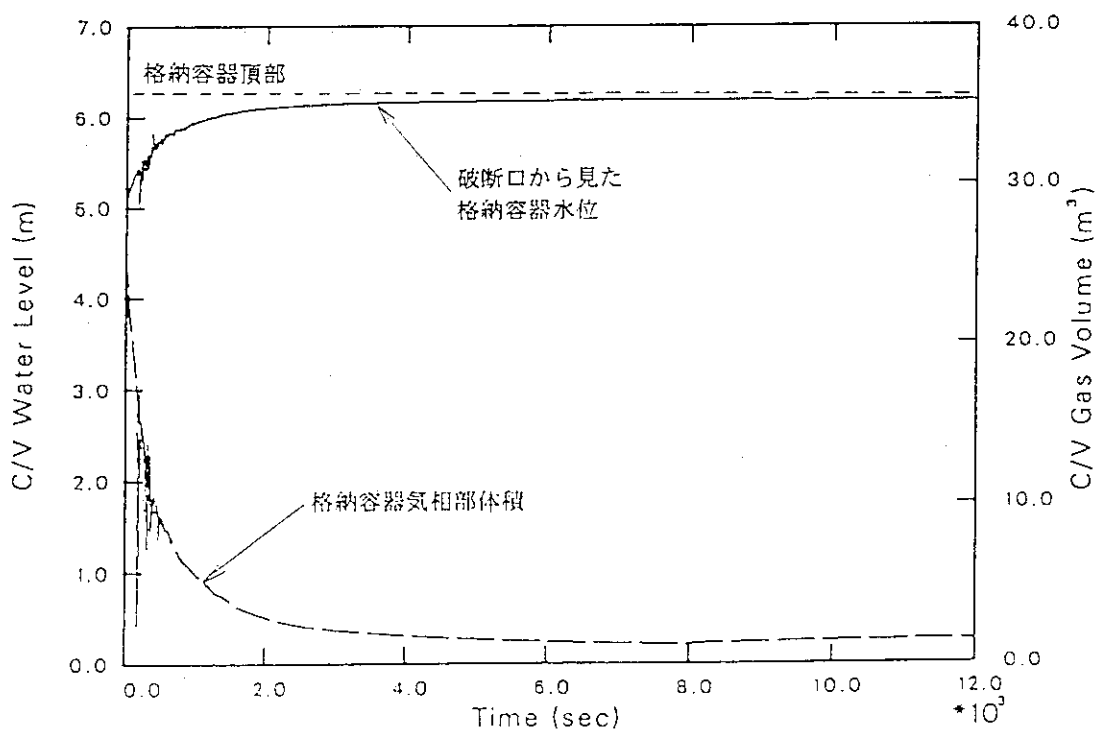


Fig.19.3.2 原子炉冷却材喪失：ケースB（原子炉保有水評価）（6/6）

19.3.3 原子炉冷却材流量の喪失

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に1次冷却材ポンプの全台の駆動電源が同時に喪失するものとする。この事故が発生すると、原子炉保護設備により原子炉は自動停止する。原子炉が自動停止すると、補助ディーゼル発電機及び補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器により1次系の冷却を行う。

何らかの理由で、補助ディーゼル発電機または補助給水ポンプが起動しない場合においては、非常用炉心冷却設備作動信号により非常用崩壊熱除去設備が作動するとともに、自然循環により炉心の流量は確保され1次系の冷却が行われ、事故は安全に終止する。

(2) 防止対策

1次冷却材ポンプは、単一の母線故障で全台のポンプが同時に停止しないよう別々の母線に接続し、事故の発生を防止する。

(3) 拡大防止対策

(a) 原子炉が自動停止した場合、補助ディーゼル発電機及び補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器により1次系の冷却を継続する。何らかの理由で補助ディーゼル発電機または補助給水ポンプが起動しない場合には、非常用炉心冷却設備作動信号が発せられ非常用崩壊熱除去設備が作動し、1次系の冷却を行う。

(b) 原子炉保護設備からの信号により原子炉を自動停止させる。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- ① 1次冷却材流量低
- ② 1次冷却材ポンプ電源電圧低
- ③ 1次冷却材ポンプ電源周波数低

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-Iにより最小DNBRを求める。

(5) 解析条件

- (a) 初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 原子炉のスクラムは「1次冷却材流量低」信号によるものとする。
- (c) 1次冷却材ポンプの慣性モーメントは、 $14.85 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ とする。
- (d) 加圧器圧力制御系、給水制御系は原子炉の自動停止と同時に停止する。
- (e) 非常用崩壊熱除去設備は2系統、非常用格納容器水冷却設備は3系統作動する。
- (f) 原子炉の自動停止と同時に主電源が喪失するものとし、電源は非常用電源のみとする。

(6) 解析結果

解析結果をFig.19.3.3に示す。電源の喪失により、1次冷却材ポンプが停止するので1次冷却材流量は自然循環流量まで急激に低下する。約0.3秒で1次冷却材流量が「1次冷却材流量低」信号のスクラム限界値に到達し、約1.3秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより

原子炉は自動停止する。原子炉の自動停止により蒸気発生器への給水が停止するので、1次冷却材温度及び1次系圧力は徐々に上昇する。1次系圧力が13.7MPaに達すると加圧器安全弁が作動し、1次系圧力の上昇を抑制する。1次系の最高圧力は約13.8MPaにとどまる。約2810秒で炉心出口温度が非常用炉心冷却設備作動の設定値に達するので非常用崩壊熱除去設備が作動する。1次冷却材炉心出口温度は最高で約314℃まで上昇する。非常用崩壊熱除去設備の作動により1次冷却材温度及び1次系圧力は下降する。加圧器水位は1次冷却材温度の上昇に伴う1次冷却材の体積変化により約86%まで上昇するが、非常用崩壊熱除去設備の作動により下降する。加圧器安全弁から流出する1次冷却材流量の積分値は約182kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。原子炉のスクラムにより、蒸気発生器への給水が停止するので蒸気流量の徐々に減少し約20秒で蒸気は停止する。蒸気流量の減少に伴い蒸気圧力も低下する。主蒸気温度の変動は約5℃程度である。また、蒸気過熱度は低下することはない。1次冷却材流量の低下によりDNBRが低下するが、最小DNBRは約2.07にとどまる。

(7) 評 価

1次冷却材ポンプの全台停止時においても、1次冷却材及び1次冷却材ポンプの慣性のために、1次冷却材流量が急速に低下することなく原子炉は自動的に停止され、最小DNBRは約2.07にとどまるので、炉心冷却能力が失われることはない。また、原子炉の最高圧力も許容値以下であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

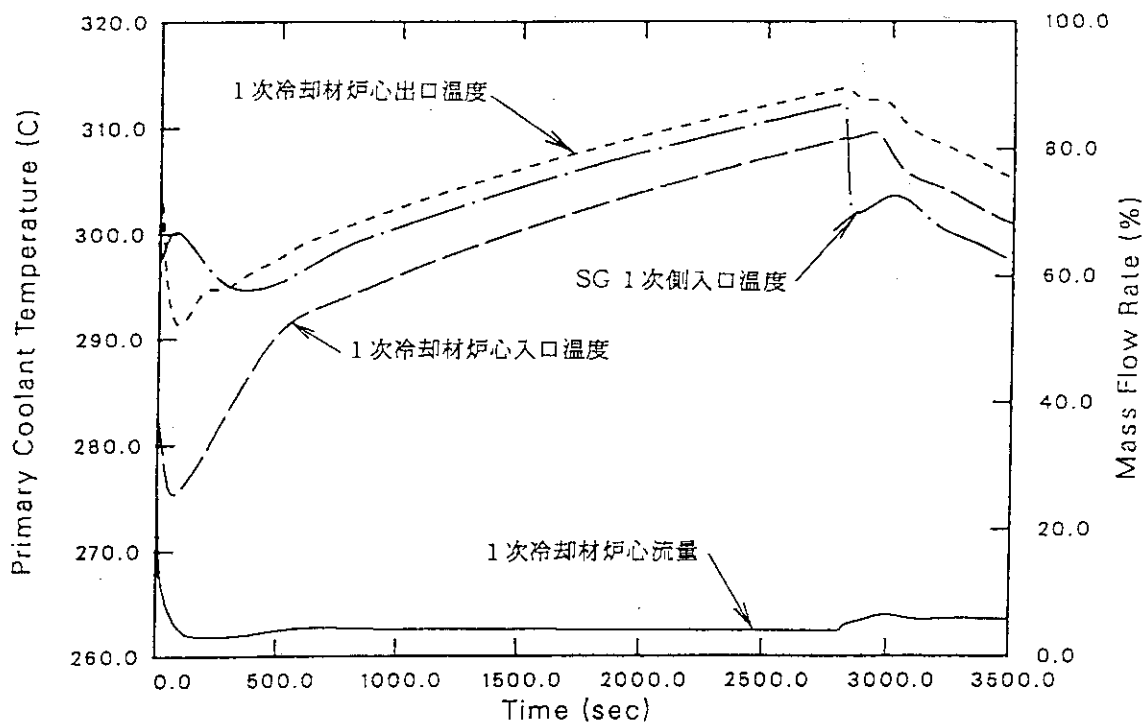


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (1/7)

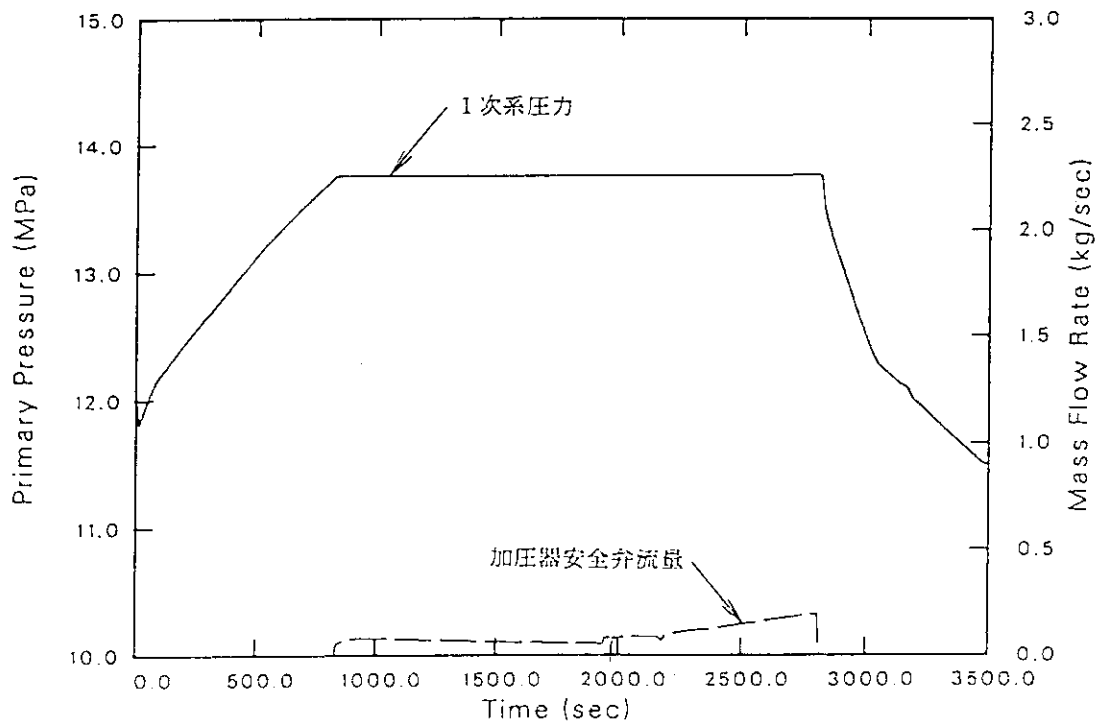


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (2/7)

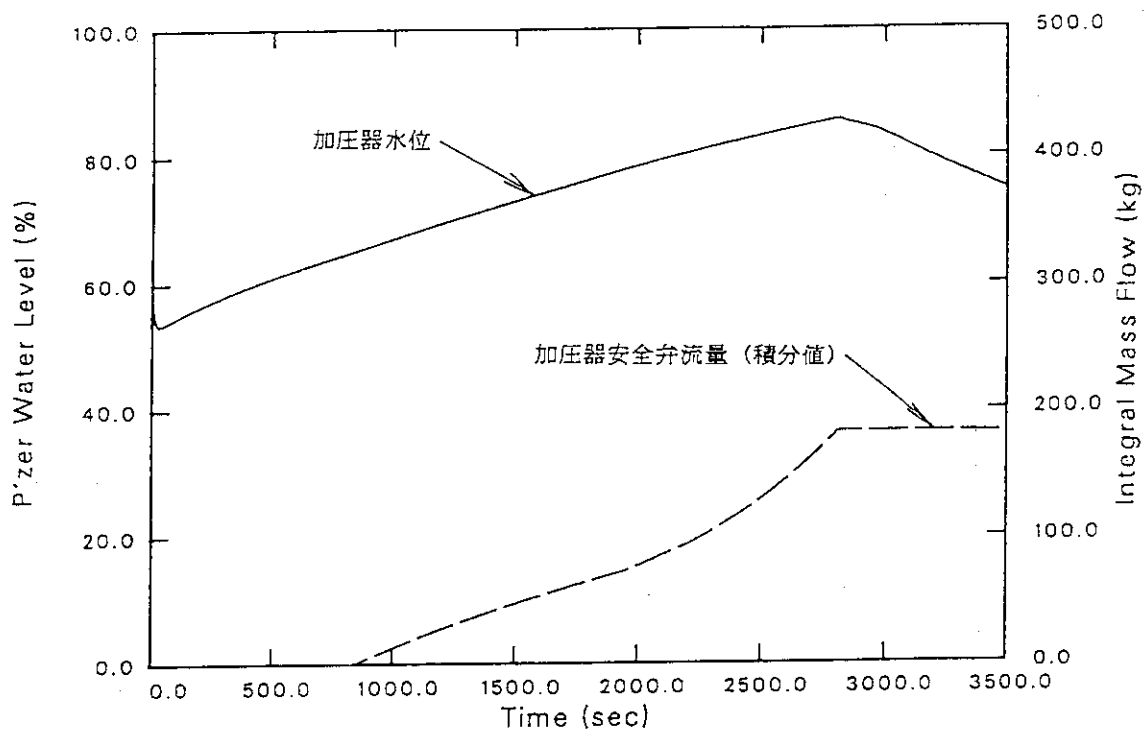


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (3/7)

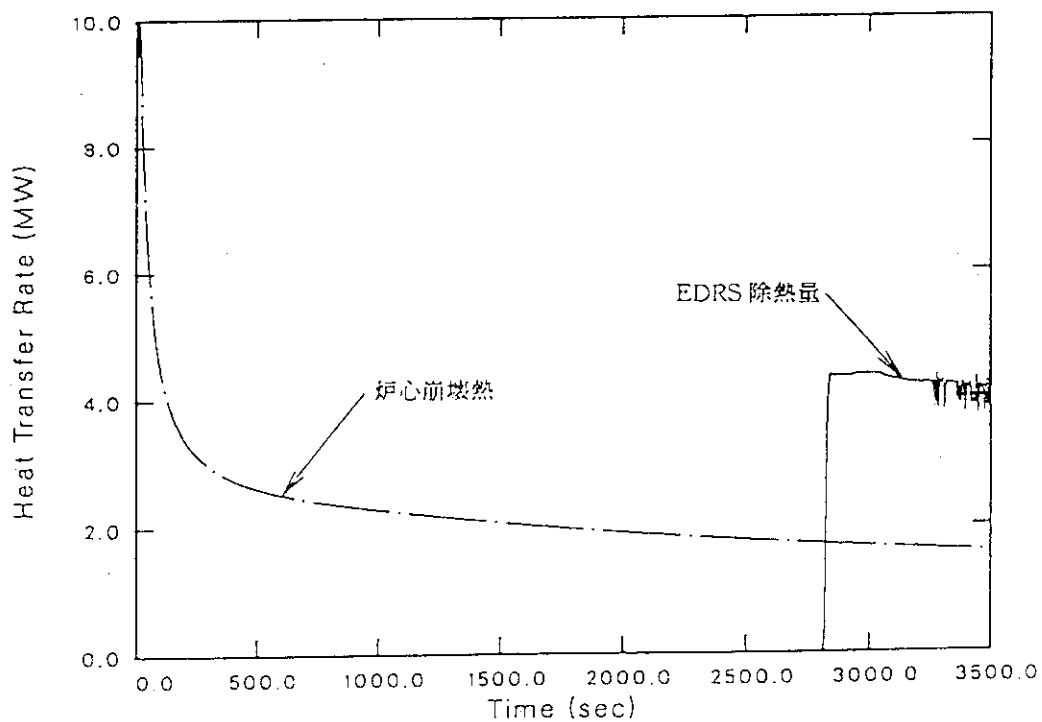


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (4/7)

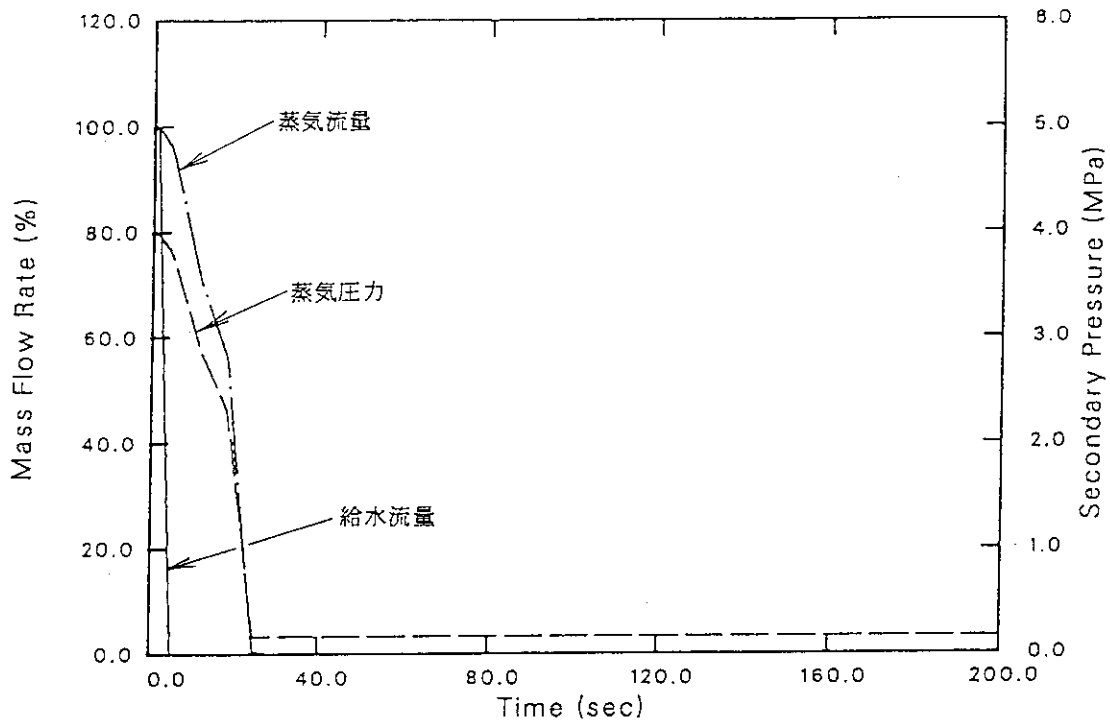


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (5/7)

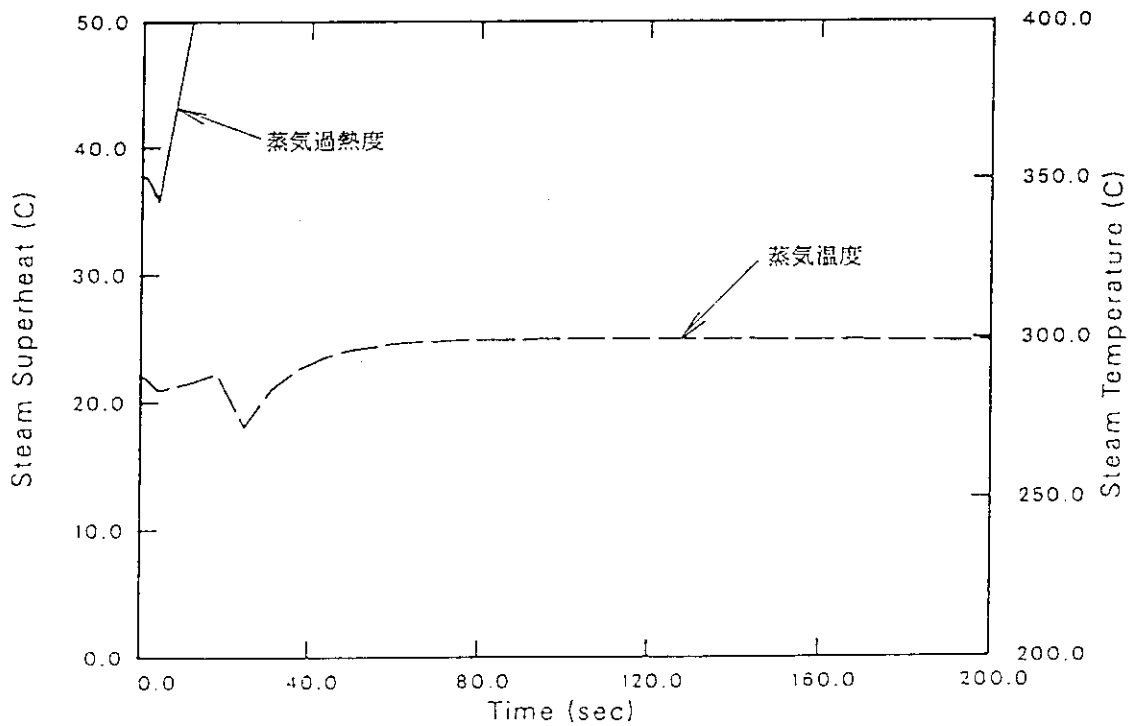


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (6/7)

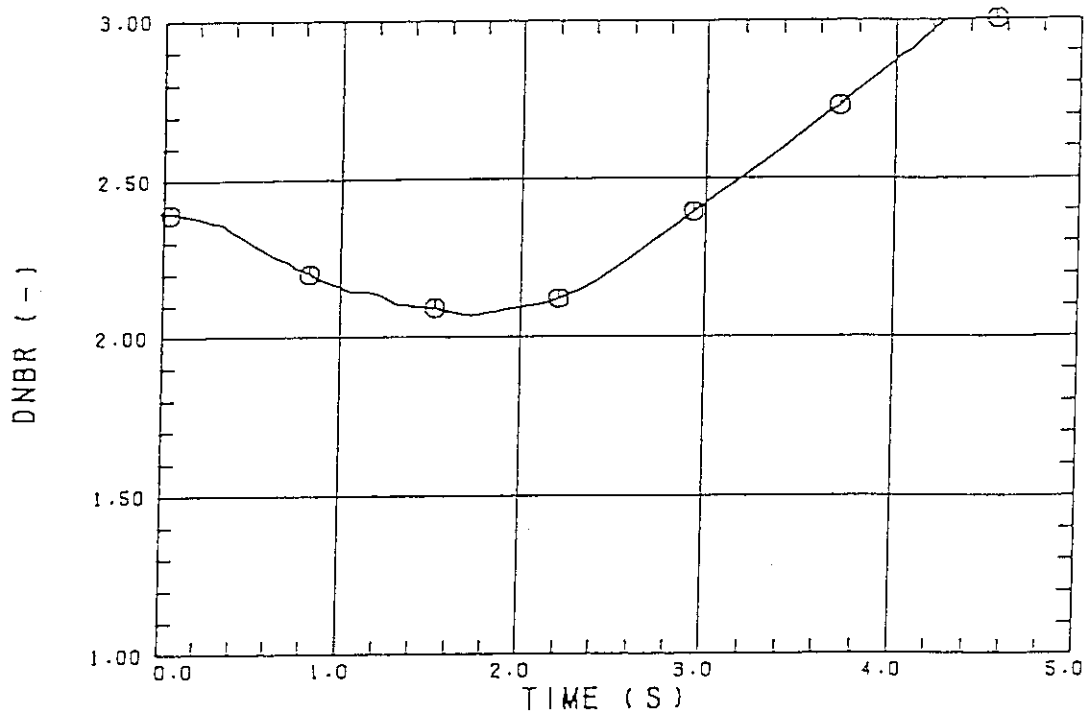


Fig.19.3.3 原子炉冷却材流量喪失 (7/7)

19.3.4 主給水管破断

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に給水系配管に破断が生じ、2次冷却材が喪失し、原子炉の冷却能力が低下する事象を想定する。具体的には主給水管1本が瞬時に両端破断するものとする。もし、主給水管の逆止弁と蒸気発生器の間の配管が破断すると、蒸気発生器の保有水も破断口を通して放出される。さらに、この位置での破断により破断側の蒸気発生器へ補助給水を供給することができなくなる。

この場合、以下の理由で炉心に発生する熱を1次冷却系より除去する能力が減少する。

- (a) 蒸気発生器への主給水が減少するため、原子炉が自動停止するまでに1次冷却材温度は上昇する。
- (b) 破断側の蒸気発生器の保有水は破断口を通して放出され、原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去に利用できない。
- (c) 破断が大きいと原子炉自動停止後、補助給水を供給できない。

しかしながら、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、非常用崩壊熱除去設備の作動により1次冷却系を冷却し、原子炉圧力の上昇を抑制することができるので、炉心に過度の損傷を与えることなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれることもなく事故は安全に終止できる。

(2) 防止対策

主給水管の材料選定、設計、製作、据付及び検査は、関連する規格及び基準に準拠して行い、主給水管破断が起こる可能性を極めて小さくする。

(3) 拡大防止対策

- (a) 原子炉保護設備からの信号により原子炉を自動停止させる。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。
 - ① 原子炉圧力高
 - ② 過大温度 ΔT 高
 - ③ 原子炉格納容器圧力高
- (b) 原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去のために、補助給水系を設ける。
- (c) 1次冷却系の過圧を防止するため加圧器逃し弁及び加圧器安全弁等の設備を設ける。
- (d) 破断側蒸気発生器への給水流量と蒸気流量の偏差増大、健全側蒸気発生器への給水流量の低下等から異常を検知し、破断側蒸気発生器への補助給水系を早期に閉止できるよう、制御室から操作可能な補助給水ポンプ出口弁を設ける。

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-IによりDNBRを求める。

(5) 解析条件

- (a) 給水管の破断は格納容器内で発生するものとする。給水管が格納容器内で破断した場合と

格納容器外で破断した場合は、格納容器の圧力挙動が異なるが、給水管が格納容器内で破断しても「主蒸気ライン圧力低」信号で蒸気発生器を隔離するため、格納容器水が破断した給水管から流出することはないので、どちらの場合も格納容器水量は変化しない。しかし、給水管が格納容器内で破断した場合は、格納容器圧力が上昇するので格納容器圧力の点で厳しくなる。

- (b) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は102%とする。
- (c) 原子炉は「蒸気発生器隔離」信号で自動停止するものとする。
- (d) 原子炉の自動停止と同時に電源は喪失するものとする。
- (e) DNBRの評価では初期原子炉出力は定格出力とする。

(6) 解析結果

主給水管破断事故の解析結果をFig.19.3.4に示す。主給水管の破断により主蒸気圧力が急激に低下し、約1.2秒で主蒸気圧力が2.0MPa以下となり破断側蒸気ラインの隔離弁が閉止する。同時に原子炉スクラム信号が発せられ、約3.2秒で制御棒クラスタが挿入されることにより原子炉は自動停止する。主蒸気隔離弁の閉止に伴い主給水ポンプが停止し、蒸気発生器への給水は停止する。2次系による原子炉の冷却が停止するので、1次系圧力及び1次冷却材温度は徐々に上昇する。1次系圧力が13.7MPaに達すると加圧器安全弁が作動し、1次系圧力の上昇を抑制するので、1次系の最高圧力は約13.8MPaにとどまる。約1950秒で蒸気発生器1次側の1次冷却材入口温度が非常用炉心冷却設備作動信号の設定値に達するので、非常用崩壊熱除去設備が作動を開始する。非常用崩壊熱除去設備の作動により1次冷却材温度及び1次系圧力は下降する。1次冷却材炉心出口温度は最高で約314℃に達する。蒸気発生器1次側の1次冷却材入口温度は、非常崩壊熱除去設備により冷却された1次冷却材と混合されるので、急激に低下する。健全側蒸気流量及び蒸気圧力は給水の停止により低下し、約20秒で蒸気流量は停止する。破断した給水管から給水が格納容器へ流出し、格納容器圧力は一時的に上昇するが、給水の流出量が少ないため、格納容器圧力はほとんど上昇せずに落ちつく。格納容器水温度は、非常用崩壊熱除去設備の作動により徐々に上昇する。加圧器水位は1次冷却材温度の上昇に伴い約86%まで増加するが、非常用崩壊熱除去設備の作動により減少する。加圧器安全弁流量の積分値は約191kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。事故発生後15秒までの最小DNBRは約2.15である。15秒以降は、炉心出口温度差は過大温度 ΔT によるDNBR限界値を超えることはないので、DNBRが再び低下することはない。

(7) 評価

主給水管破断時、原子炉は原子炉保護設備により自動停止し、最小DNBRは約2.15にとどまる。更に、非常用炉心冷却設備が作動して原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去することにより、炉心は十分に冷却でき、炉心冷却能力が失われることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

(8) 通常系統対応による解析結果

主給水管破断事故において、事故を迅速に終息させるためにTable 19.2.1に示す安全機能を

有する系統以外の系統を用いた場合の解析結果をFig.19.3.5に示す。通常系統による対応では、主電源及び補助給水系統が作動するものとする。

主給水管の破断により主蒸気圧力が急激に低下し、主蒸気圧力が2.0MPa以下になると「主蒸気ライン圧力低」信号及び「原子炉スクラム」信号が発せられ、破断側蒸気ラインの隔離弁が閉止され、原子炉が自動停止する。「原子炉スクラム」信号により主給水も停止する。また、「原子炉スクラム」信号が発せられてから60秒後に補助給水ポンプが自動起動し、健全側蒸気発生器への補助給水を行い原子炉の除熱を行う。

原子炉出力は、制御棒クラスタの挿入により急激に低下する。1次系圧力は、原子炉が自動停止後上昇するが、補助給水が開始されると下降を始める。1次冷却材温度も1次系圧力と同様の傾向を示す。1次冷却材炉心流量は、原子炉の自動停止により1次冷却材ポンプが停止し自然循環流量まで急激に低下する。破断側蒸気発生器の給水流量及び蒸気流量は、給水の停止及び主蒸気隔離弁の閉止により急激に低下する。健全側蒸気発生器の給水流量も原子炉の自動停止により停止するが、健全側蒸気発生器の隔離弁は閉止しないので蒸気発生器の残留水の蒸発により蒸気流量は約20秒で停止する。「原子炉スクラム」信号が発せられてから60秒後に補助給水ポンプが自動起動し、主給水流量の10%に相当する給水が開始される。格納容器圧力は主給水管破断直後一時的に上昇するが、給水の流出量が少ないため格納容器圧力はほとんど上昇せずに落ちつく。格納容器水温度はほとんど変化しない。加圧器水位は1次冷却材温度の変化による体積変化により徐々に低下する。

このように、補助給水系統による冷却により原子炉の主要パラメータは大きく変化することなく整定し、事故を終息させることができる。

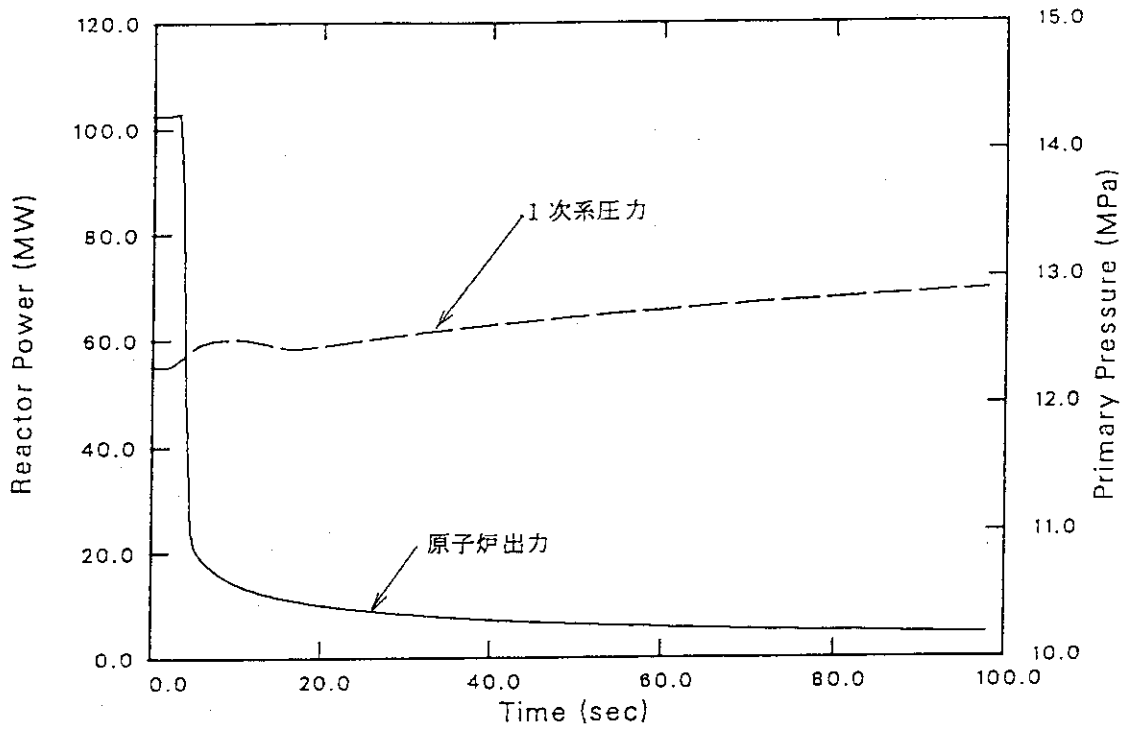


Fig.19.3.4 主給水管破断 (1/11)

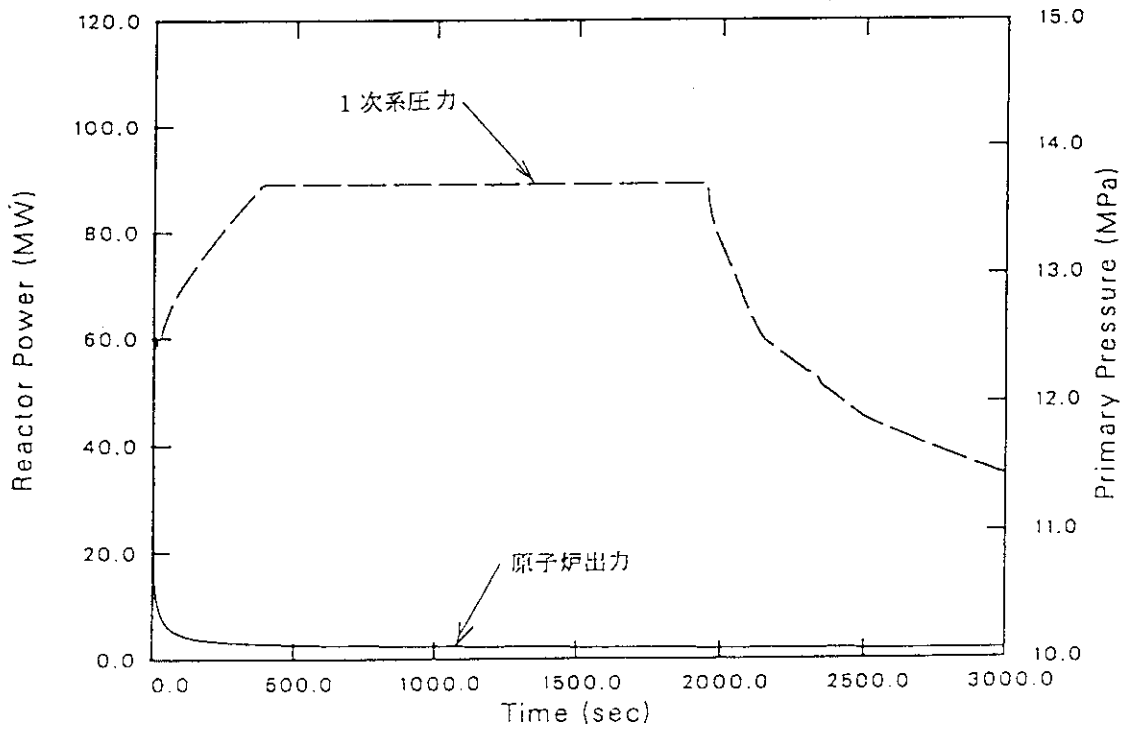


Fig.19.3.4 主給水管破断 (2/11)

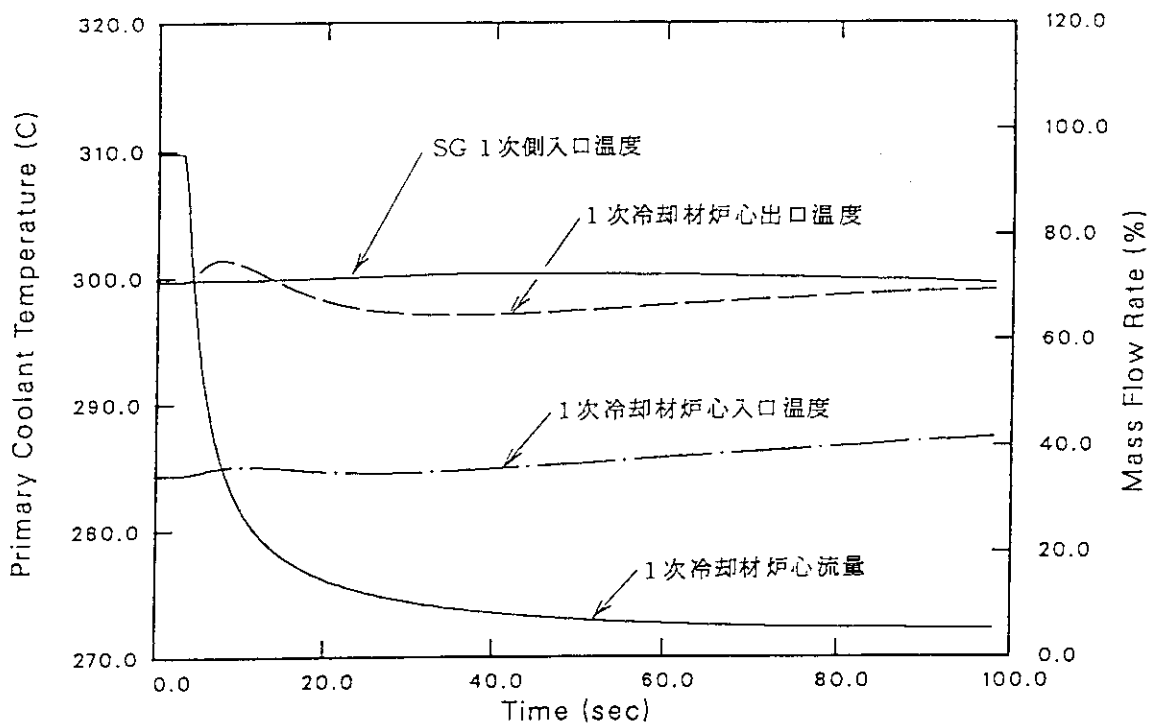


Fig.19.3.4 主給水管破断 (3/11)

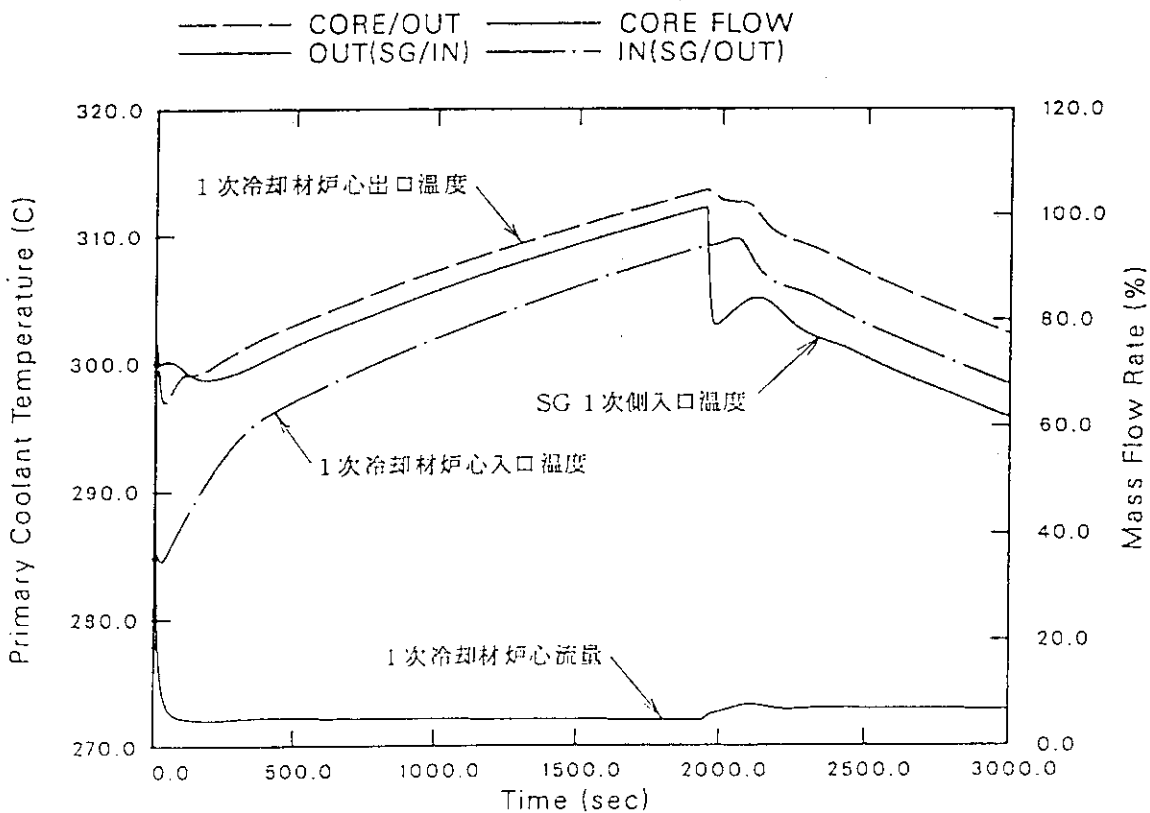


Fig.19.3.4 主給水管破断 (4/11)

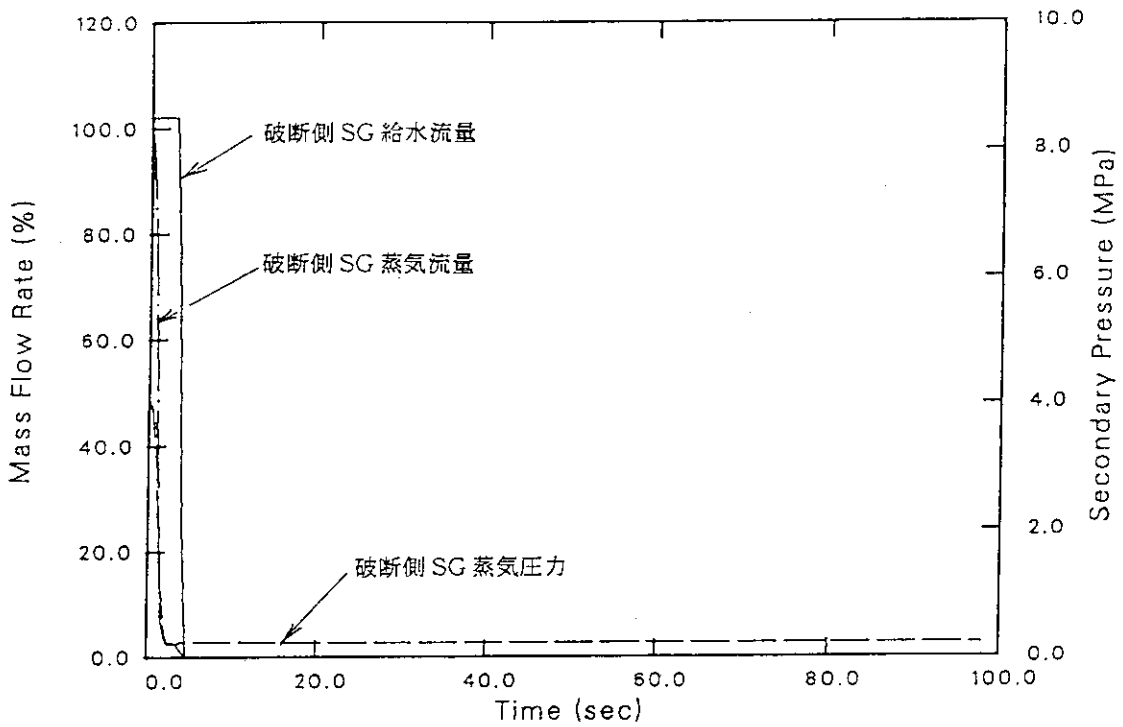


Fig.19.3.4 主給水管破断 (5/11)

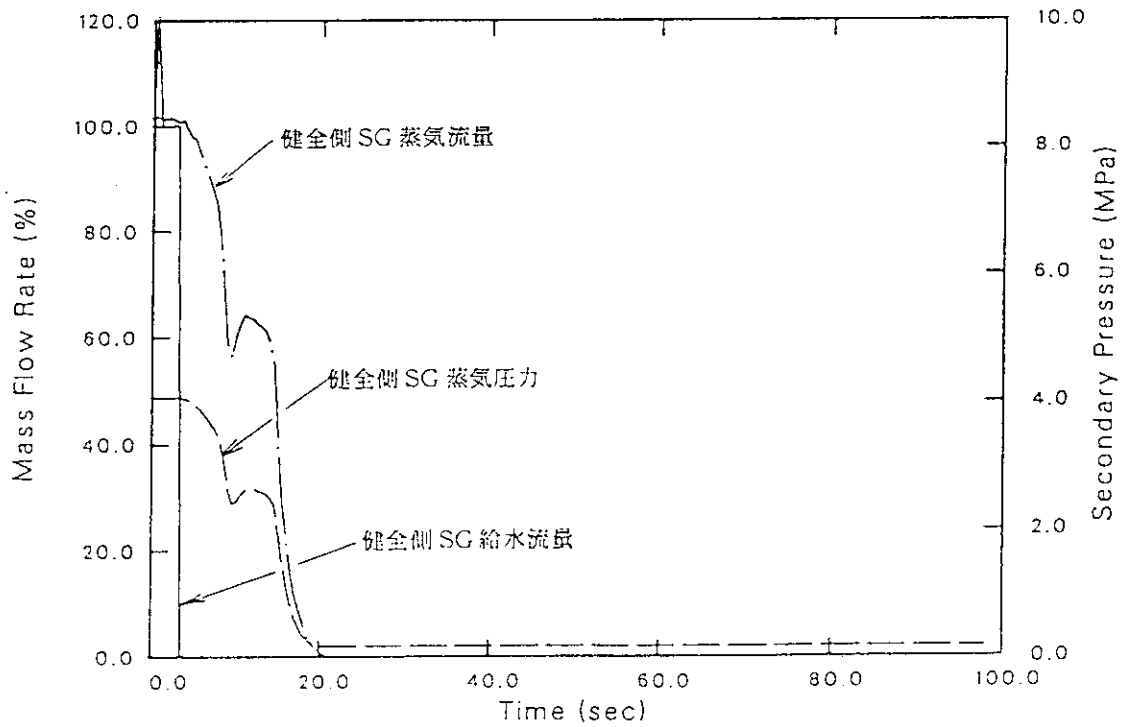


Fig.19.3.4 主給水管破断 (6/11)

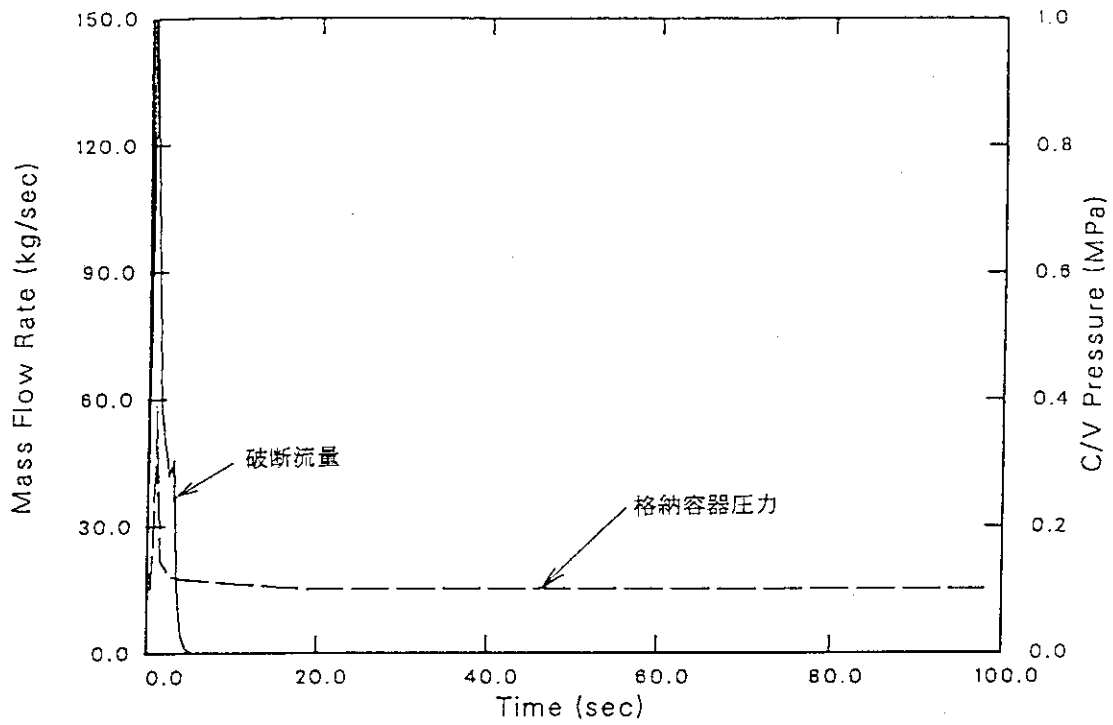


Fig.19.3.4 主給水管破断 (7/11)

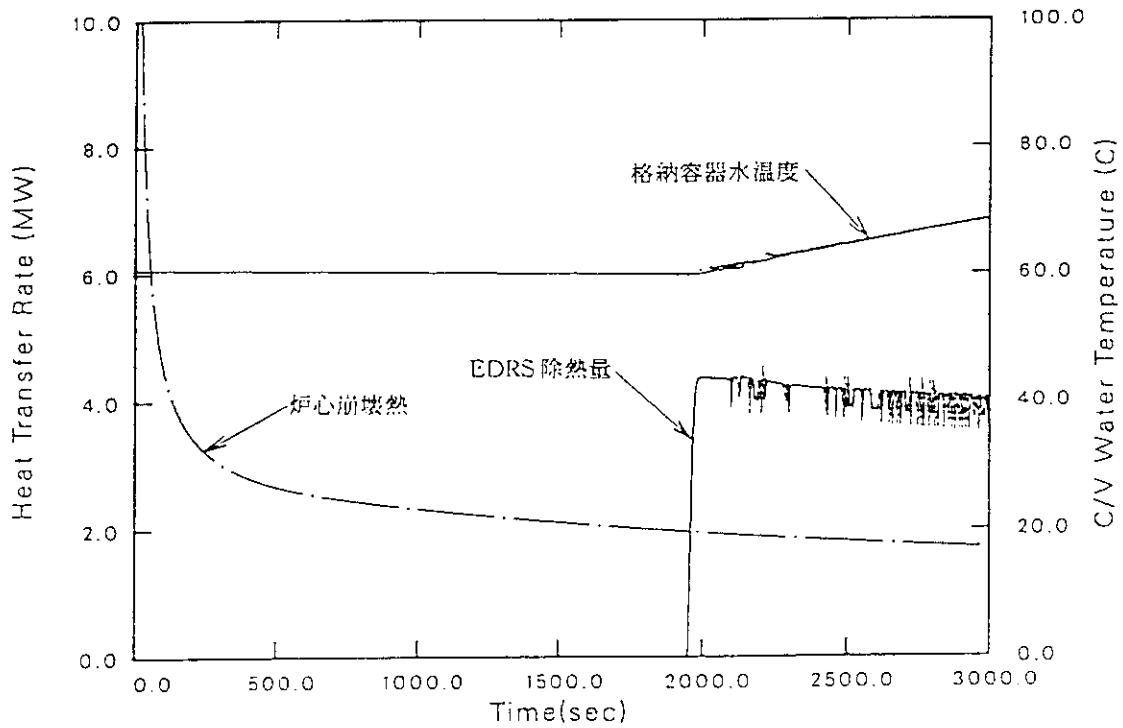


Fig.19.3.4 主給水管破断 (8/11)

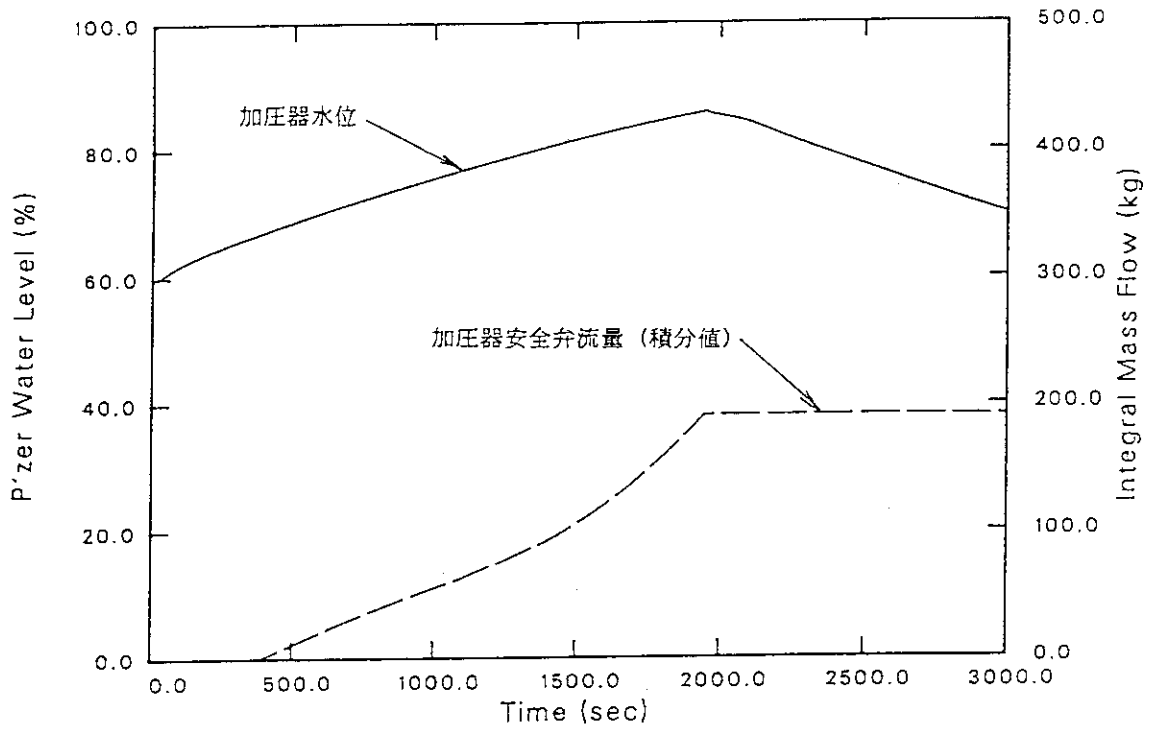


Fig.19.3.4 主給水管破断 (9/11)

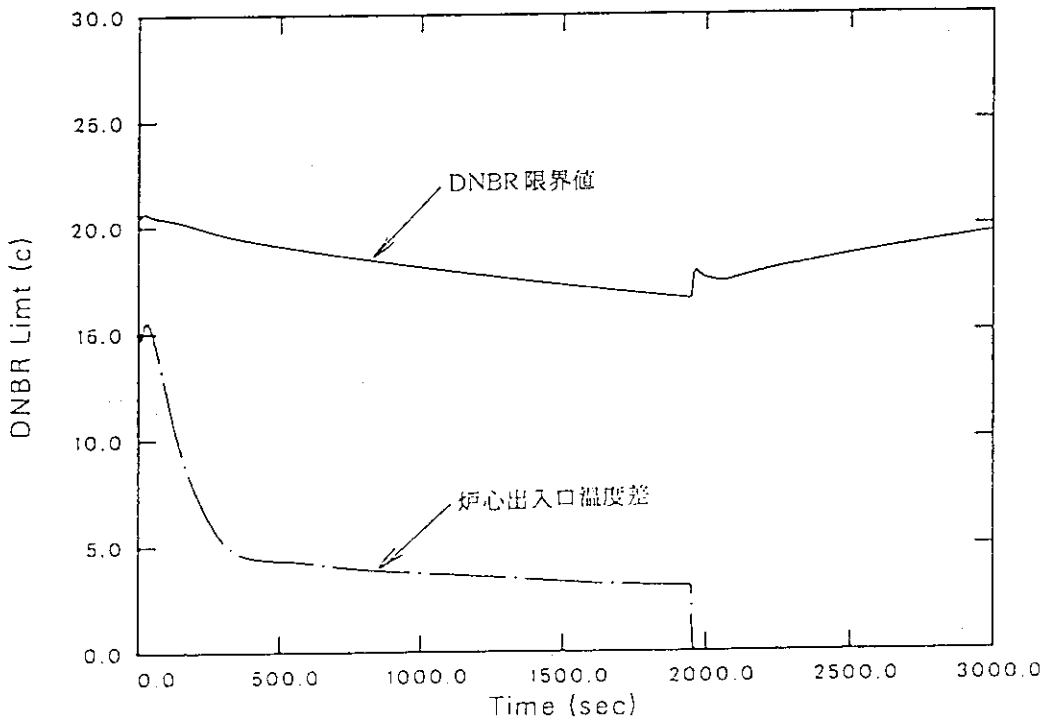


Fig.19.3.4 主給水管破断 (10/11)

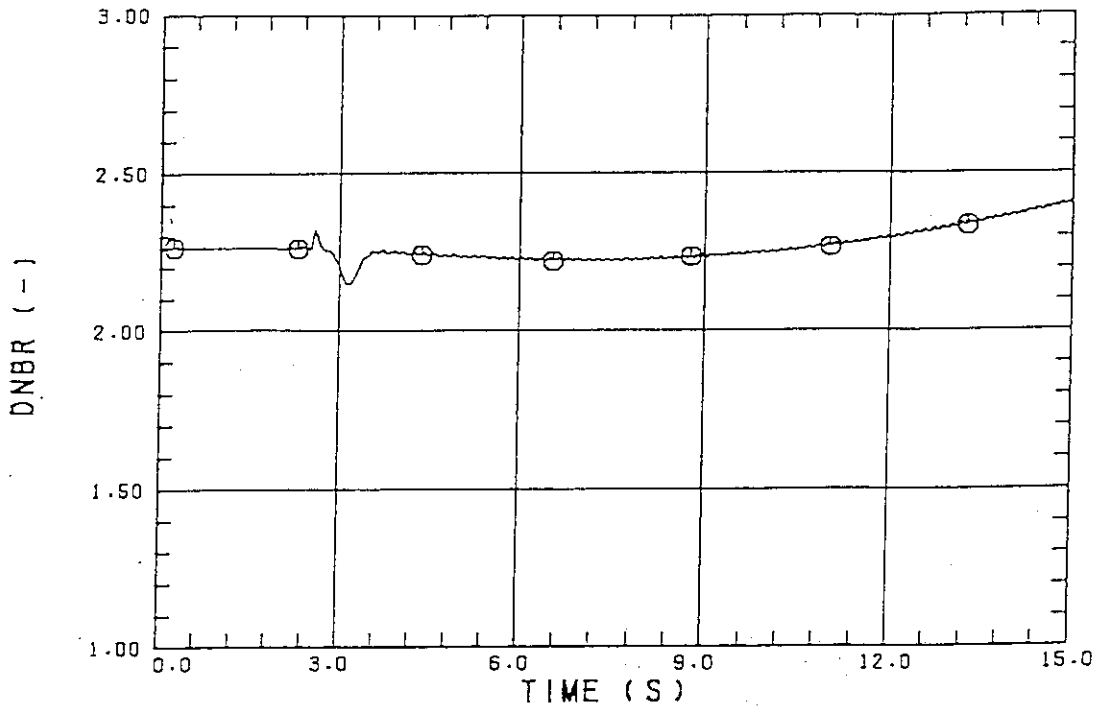


Fig.19.3.4 主給水管破断 (11/11)

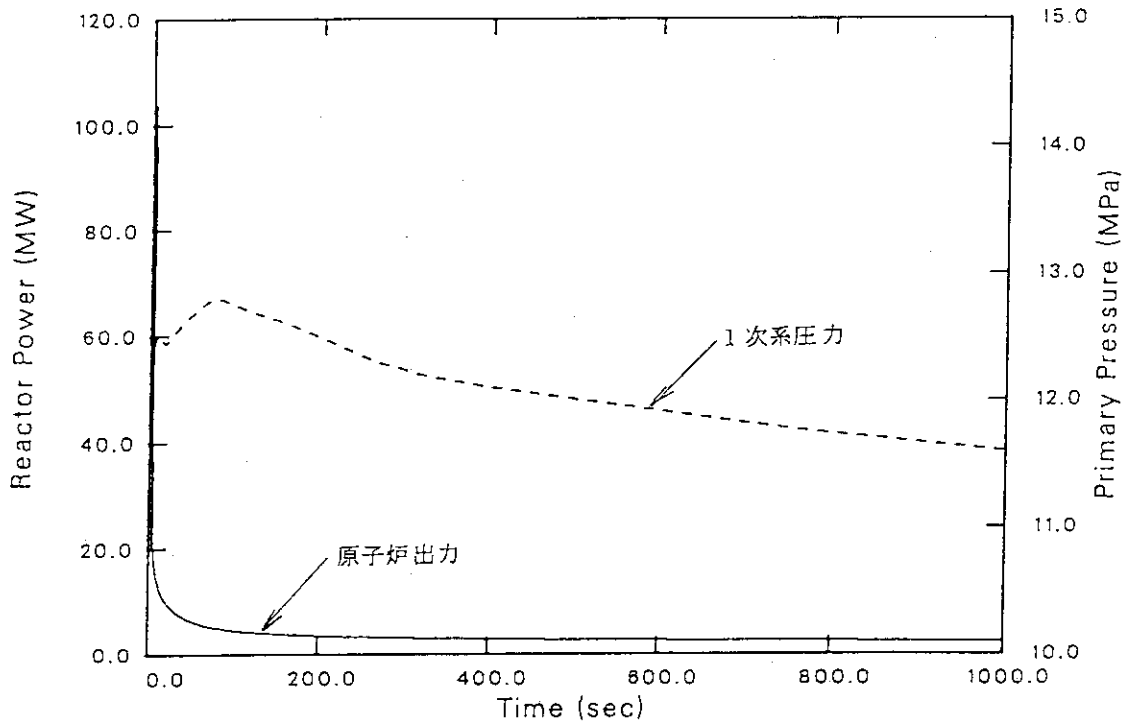


Fig.19.3.5 主給水管破断：補助給水で冷却した場合 (1/6)

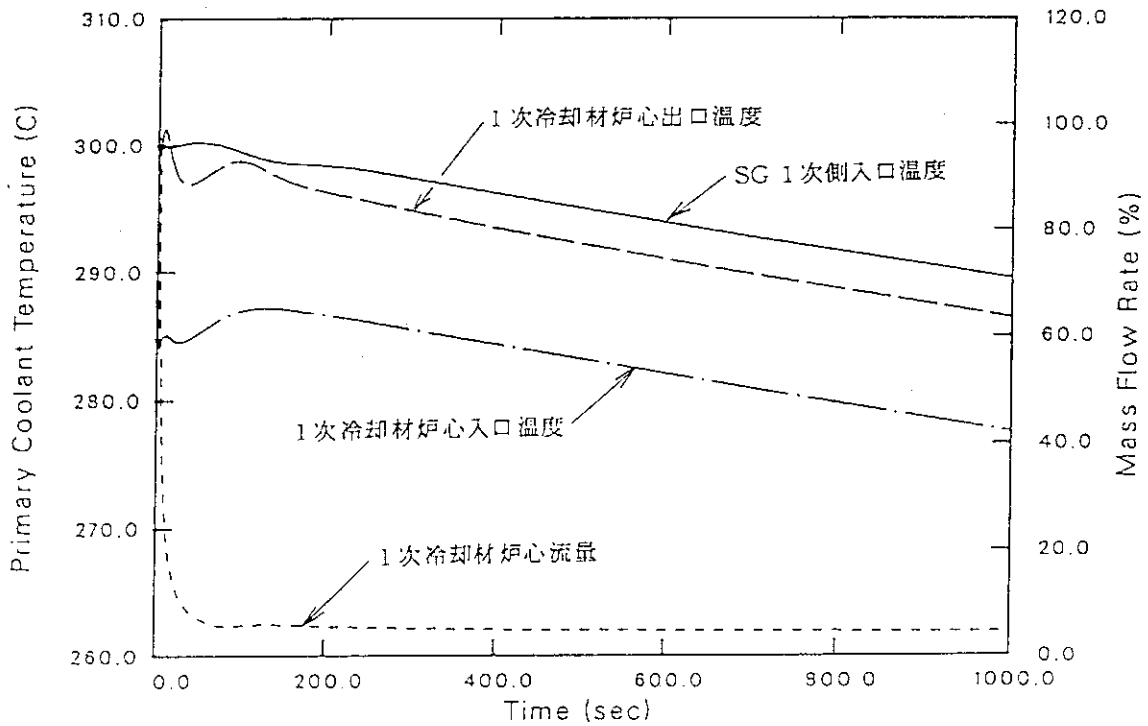


Fig.19.3.5 主給水管破断：補助給水で冷却した場合 (2/6)

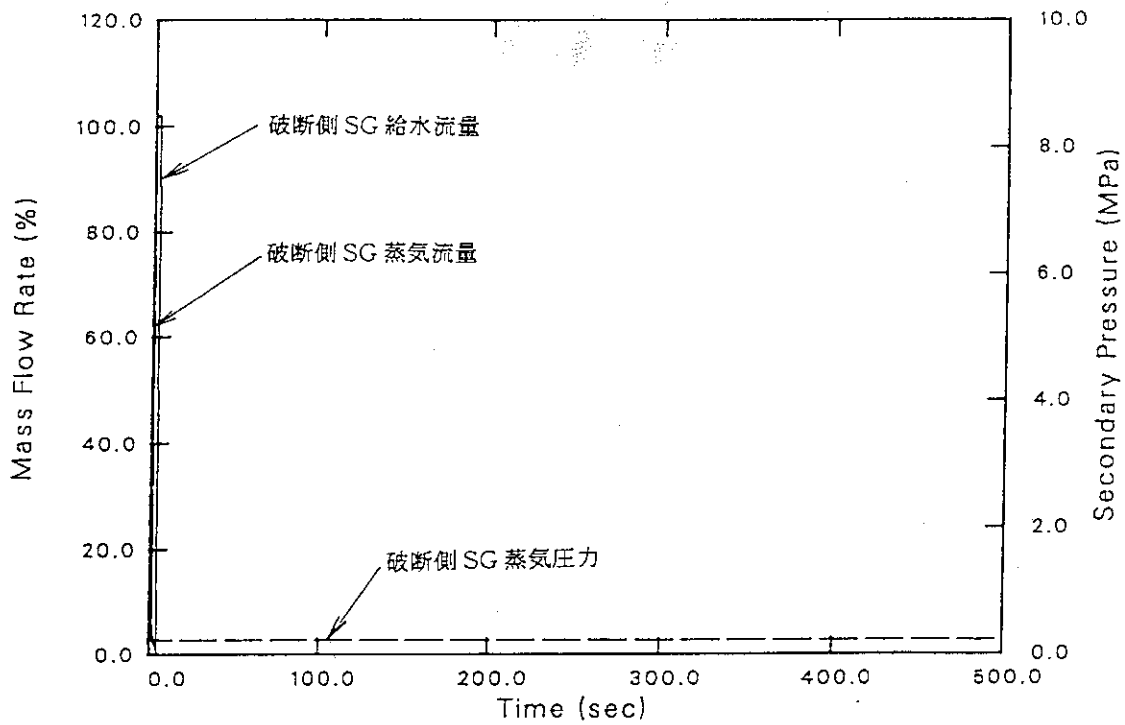


Fig.19.3.5 主給水管破断：補助給水で冷却した場合 (3/6)

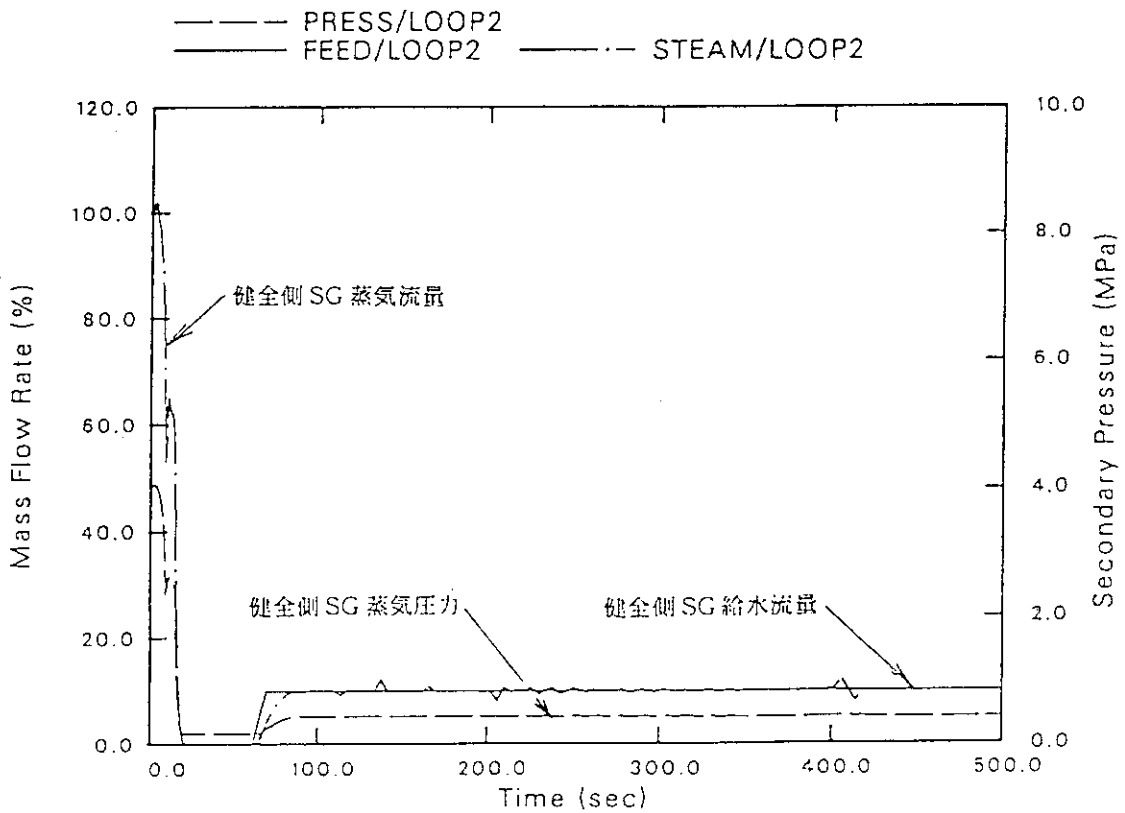


Fig.19.3.5 主給水管破断：補助給水で冷却した場合 (4/6)

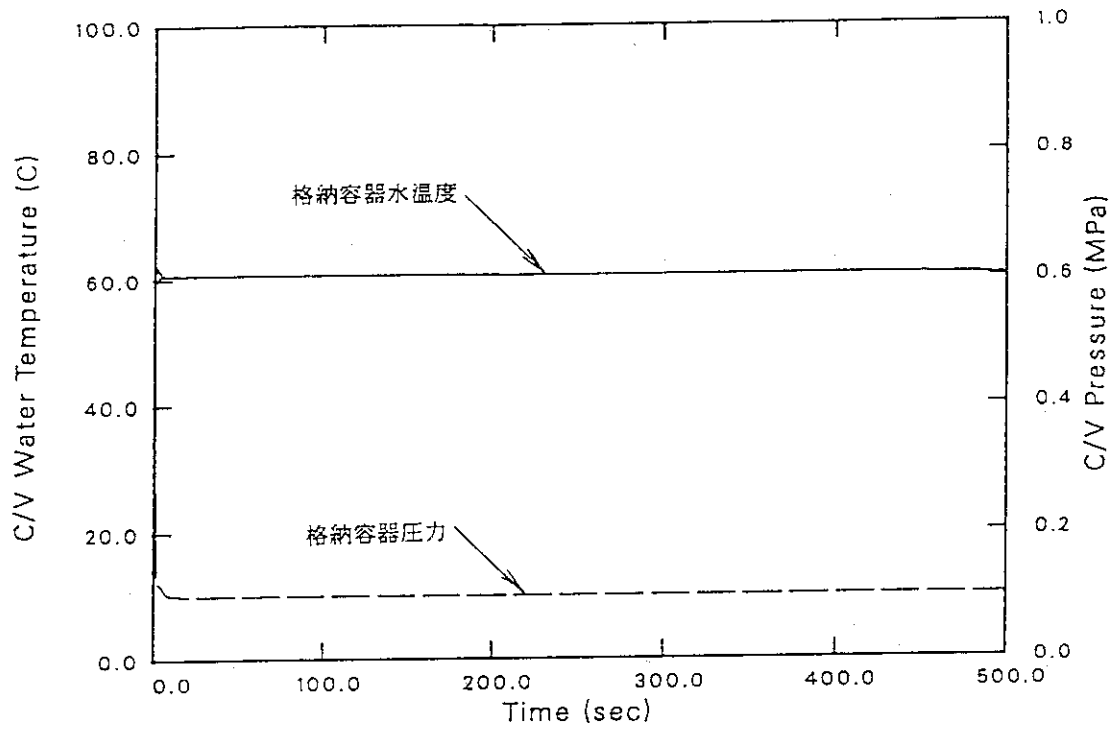


Fig.19.3.5 主給水管破断：補助給水で冷却した場合 (5/6)

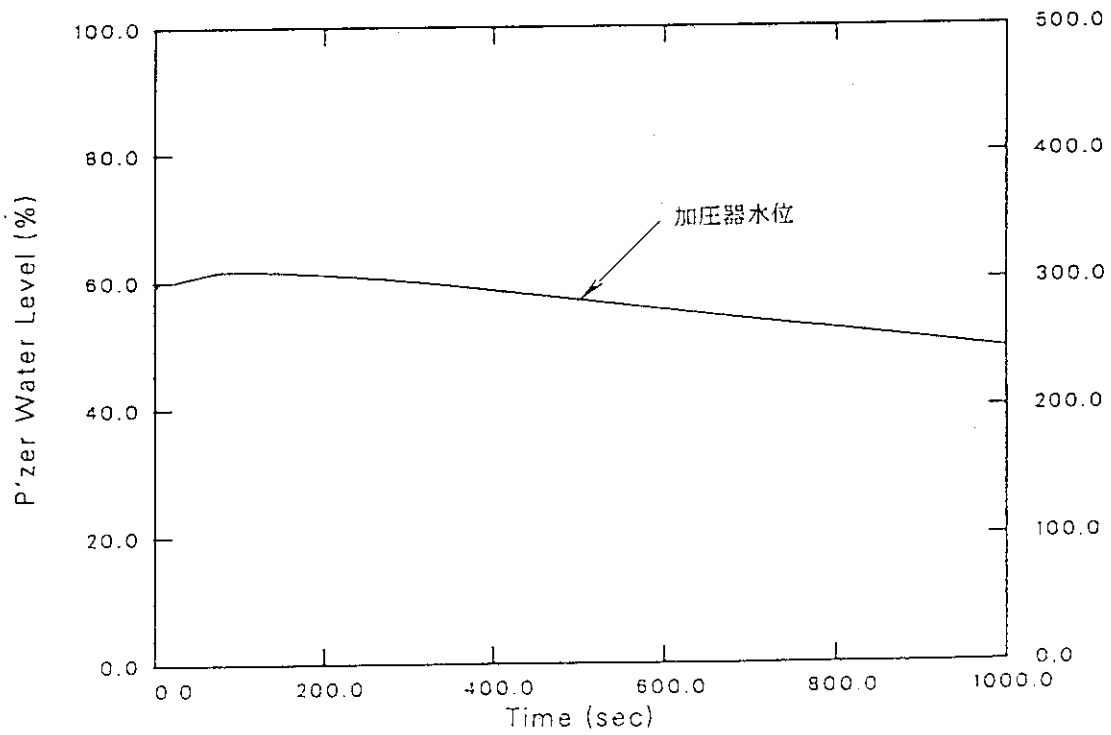


Fig.19.3.5 主給水管破断：補助給水で冷却した場合 (5/6)

19.3.5 主蒸気管破断

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の高温停止時または出力運転中に、2次冷却系の蒸気系配管破断等により2次系の流量が増加し1次冷却材の温度が低下して、反応度が添加される事象を想定する。具体的には主蒸気管1本が格納容器内で瞬時に両端破断するものとする。

高温停止時において主蒸気管が破断した場合、破断による蒸気の流出は蒸気圧力の下降とともに減少するが、1次冷却系から熱を除去し、1次冷却材の温度と圧力の低下をもたらす。原子炉が正の減速材密度係数を持っていると、反応度が添加され、原子炉の反応度停止余裕が減少する。しかしながら、本原子炉施設では最も反応度価値の大きい制御棒クラスタ1本が全引抜位置で固着した場合を仮定しても、制御棒の停止余裕は十分あるので原子炉スクラム後再び臨界となることはない。

出力運転中に主蒸気管が破断した場合、主蒸気流量の増加に給水流量が追従し1次冷却系が過度に冷却され、原子炉出力が上昇する。この場合、原子炉保護系により原子炉は自動停止し非常用崩壊熱除去設備により炉心は冷却され、事故は安全に終止する。また、破断が原子炉格納容器内で発生した場合、原子炉格納容器内の温度及び圧力が上昇するが、非常用格納容器水冷却設備により温度上昇は抑制され、原子炉格納容器バウンダリの健全性を損なうことなく事故は終止する。

(2) 防止対策

- (a) 主蒸気管の材料選定、設計、製作、据付及び検査は、関連する規格及び基準に準拠して行い、主蒸気管破断が起こる可能性を極めて小さくする。
- (b) 主蒸気系の過圧を防止するため、主蒸気ダンプ系、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁を設ける。

(3) 拡大防止対策

- (a) 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。
 - ① 中性子束高
 - ② 過大温度 ΔT 高
 - ③ 過大出力 ΔT 高
 - ④ 原子炉格納容器圧力高
- (b) 1次冷却材の過度の冷却を防ぐために、「原子炉スクラム」信号と「1次冷却材平均温度低」信号の一致により、主給水制御弁を全閉する。さらに、「非常用炉心冷却設備作動」信号により補助給水ポンプを自動停止し、給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。
- (c) 健全側主蒸気管からの逆流による蒸気の流出を防止するため、主蒸気隔離弁の下流に逆止弁を設け、さらに、以下の信号によって主蒸気隔離弁を全閉する。
 - ① 主蒸気ライン圧力低
 - ② 主蒸気ライン圧力減少率高

③ 原子炉格納容器圧力高

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-IV-IによりDNBRを求める。

(5) 解析条件

- (a) 主蒸気管の破断は格納容器内で発生するものとする。主蒸気管が格納容器内で破断した場合と格納容器外で破断した場合には、格納容器の圧力挙動が異なるが、主蒸気管が格納容器内で破断しても「主蒸気ライン圧力低」信号で蒸気発生器を隔離するため、格納容器水が破断した主蒸気管から流出することはないので、どちらの場合も格納容器水量は変化しない。しかし、主蒸気管が格納容器内で破断した場合は、格納容器圧力が上昇するので格納容器圧力の点で厳しくなる。
- (b) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は102%とする。
- (c) 逆止弁の効果は、解析では安全側に考えて無視して、主蒸気管の隔離は主蒸気隔離弁によって行うものとする。
- (d) 非常用崩壊熱除去系は、単一故障を仮定して2系統が作動するものとする。非常用炉心冷却設備の動的機器の単一故障としてこの仮定が最も厳しい。

(6) 解析結果

主蒸気管破断事故の解析結果をFig.19.3.6に示す。主蒸気管の破断により主蒸気圧力が急激に低下し、約0.4秒で破断側蒸気ラインの隔離弁が閉止する。同時に原子炉スクラム信号が発せられ、約2.4秒で制御棒クラスタが挿入されることにより原子炉は自動停止する。主蒸気隔離弁の閉止に伴い主給水ポンプが停止し、蒸気発生器への給水は停止する。2次系による原子炉の冷却が停止するので、1次系圧力及び1次冷却材温度は徐々に上昇する。1次系圧力が13.7MPaに達すると加圧器安全弁が作動し、1次系圧力の上昇を抑制するので、1次系の最高圧力は約13.8MPaにとどまる。約2580秒で蒸気発生器1次側の1次冷却材入口温度が非常用炉心冷却設備作動信号の設定値に達するので、非常用崩壊熱除去設備が作動を開始する。非常用崩壊熱除去設備の作動により1次冷却材温度及び1次系圧力は下降する。1次冷却材炉心出口温度は最高で約314℃に達する。蒸気発生器1次側の1次冷却材入口温度は、非常崩壊熱除去設備により冷却された1次冷却材と混合されるので、急激に低下する。健全側蒸気流量及び蒸気圧力は給水の停止により低下し、約20秒で蒸気流量は停止する。破断した蒸気管から蒸気が格納容器へ流出し、格納容器圧力は一時的に上昇するが、蒸気の流出量が少ないため、格納容器圧力はほとんど上昇せずに落ちつく。格納容器水温度は、非常用崩壊熱除去設備の作動により徐々に上昇する。加圧器水位は1次冷却材温度の上昇に伴い約85%まで増加するが、非常用崩壊熱除去設備の作動により減少する。加圧器安全弁流量の積分値は約193kgであり、ブローオフタンクの容量内に収まる。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。事故発生後5秒までの最小DNBRは2.306である。

(7) 評 価

以上のように、最も厳しい条件による解析においても、原子炉は原子炉保護設備により自動停止し、最小DNBRは約2.31にとどまる。更に、非常用崩壊熱除去設備が作動して原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去することにより、炉心は十分に冷却でき、炉心冷却能力が失われることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

(8) 通常系統による対応

主蒸気管破断事故において、事故を迅速に終息させるためにTable 19.2.1に示す安全機能を有する系統以外の系統を用いた場合の解析結果をFig.19.3.7に示す。通常系統による対応では、主電源及び補助給水系統が作動するものとする。

主蒸気管の破断により主蒸気圧力が急激に低下し、主蒸気圧力が2.0MPa以下になると「主蒸気ライン圧力低」信号及び「原子炉スクラム」信号が発せられ、破断側蒸気ラインの隔離弁が閉止され、原子炉が自動停止する。「原子炉スクラム」信号により主給水も停止する。また、「原子炉スクラム」信号が発せられてから60秒後に補助給水ポンプが自動起動し、健全側蒸気発生器への補助給水を行い原子炉の除熱を行う。

原子炉出力は、制御棒クラスタの挿入により急激に低下する。1次系圧力は、原子炉が自動停止後上昇するが、補助給水が開始されると下降を始める。1次冷却材温度も1次系圧力と同様の傾向を示す。1次冷却材炉心流量は、原子炉の自動停止により1次冷却材ポンプが停止し自然循環流量まで急激に低下する。破断側蒸気発生器の給水流量及び蒸気流量は、給水の停止及び主蒸気隔離弁の閉止により急激に低下する。健全側蒸気発生器の給水流量及も原子炉の自動停止により停止するが、健全側蒸気発生器の隔離弁は閉止しないので蒸気発生器の残留水の蒸発により蒸気流量は約20秒で停止する。「原子炉スクラム」信号が発せられてから60秒後に補助給水ポンプが自動起動し、主給水流量の10%に相当する給水が開始される。格納容器圧力は主給水管破断直後一時的に上昇するが、蒸気の流出量が少ないため格納容器圧力はほとんど上昇せずに落ちつく。格納容器水温度はほとんど変化しない。加圧器水位は1次冷却材温度の変化による体積変化により徐々に低下する。

このように、補助給水系統による冷却により原子炉の主要パラメータは大きく変化することなく整定し、事故を終息させることができる。

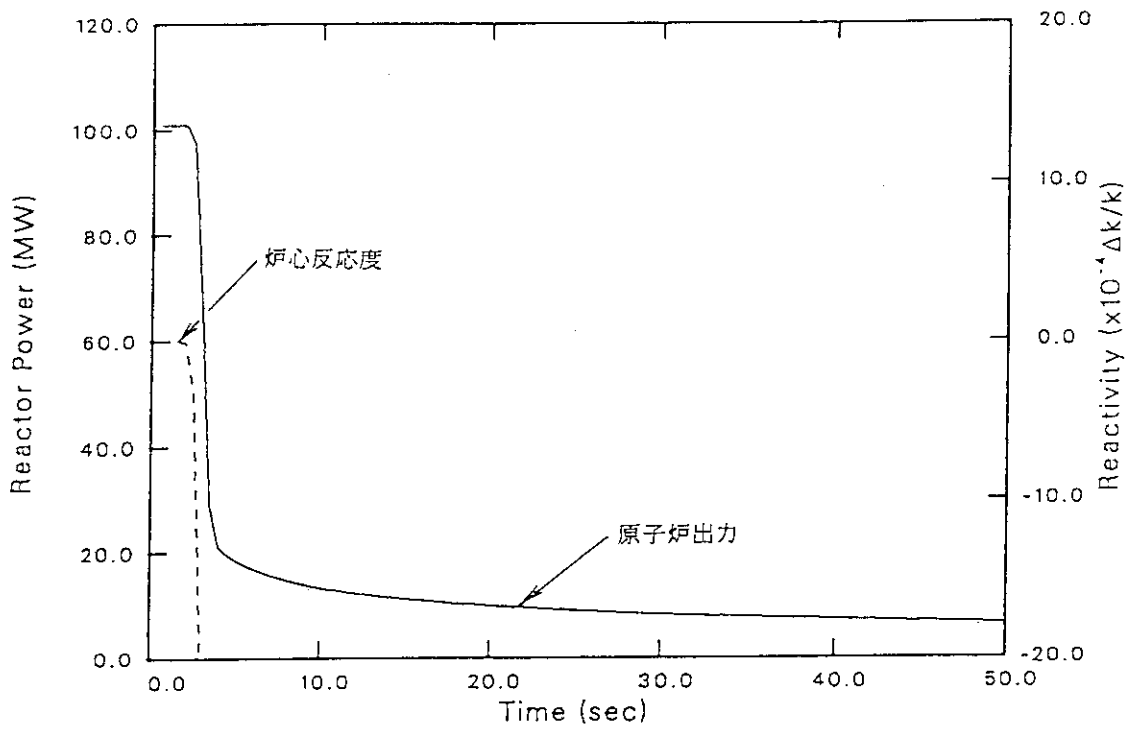


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (1/11)

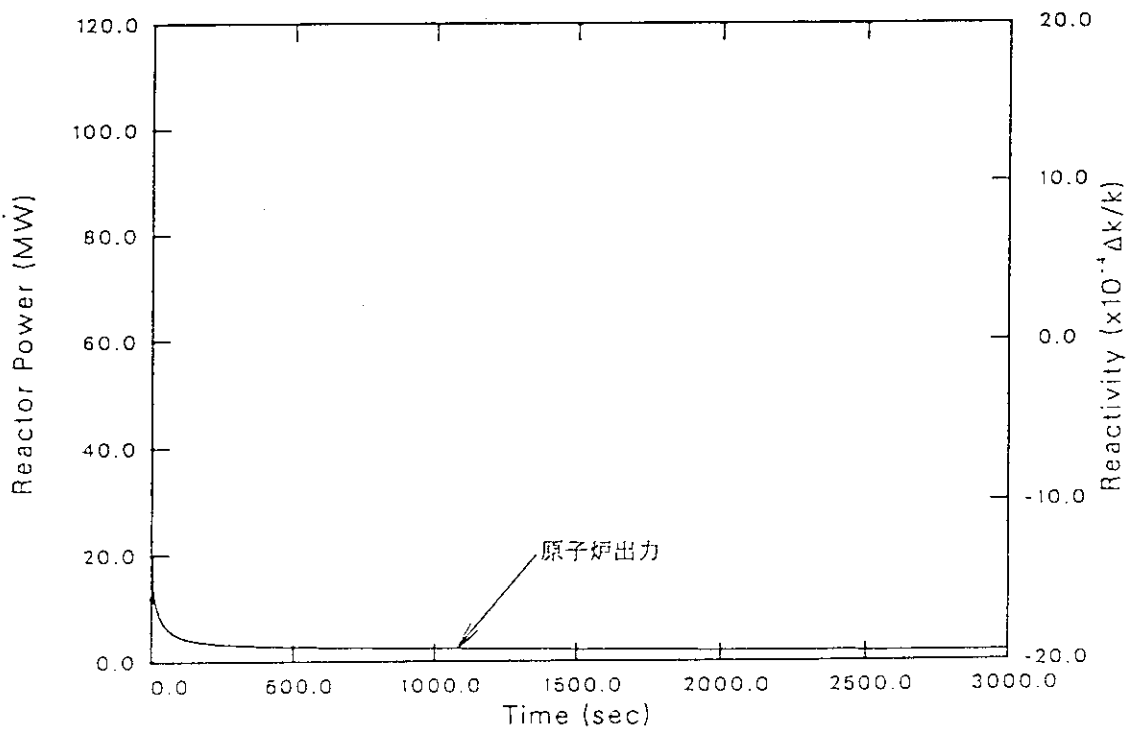


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (2/11)

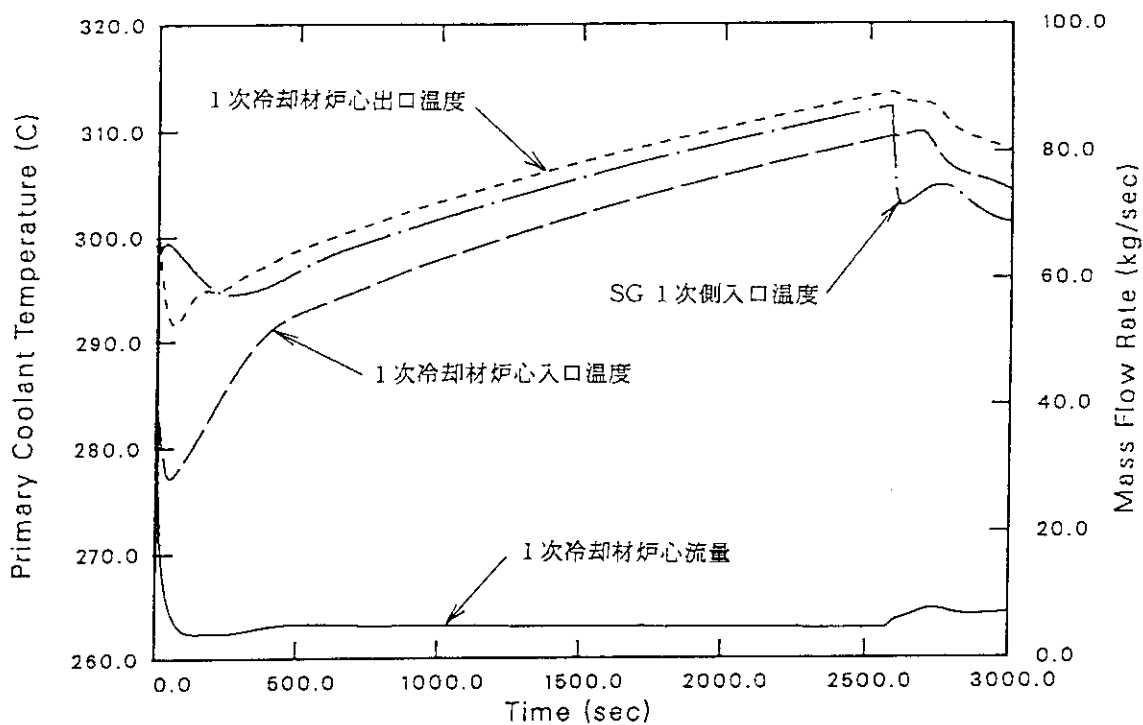


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (3/11)

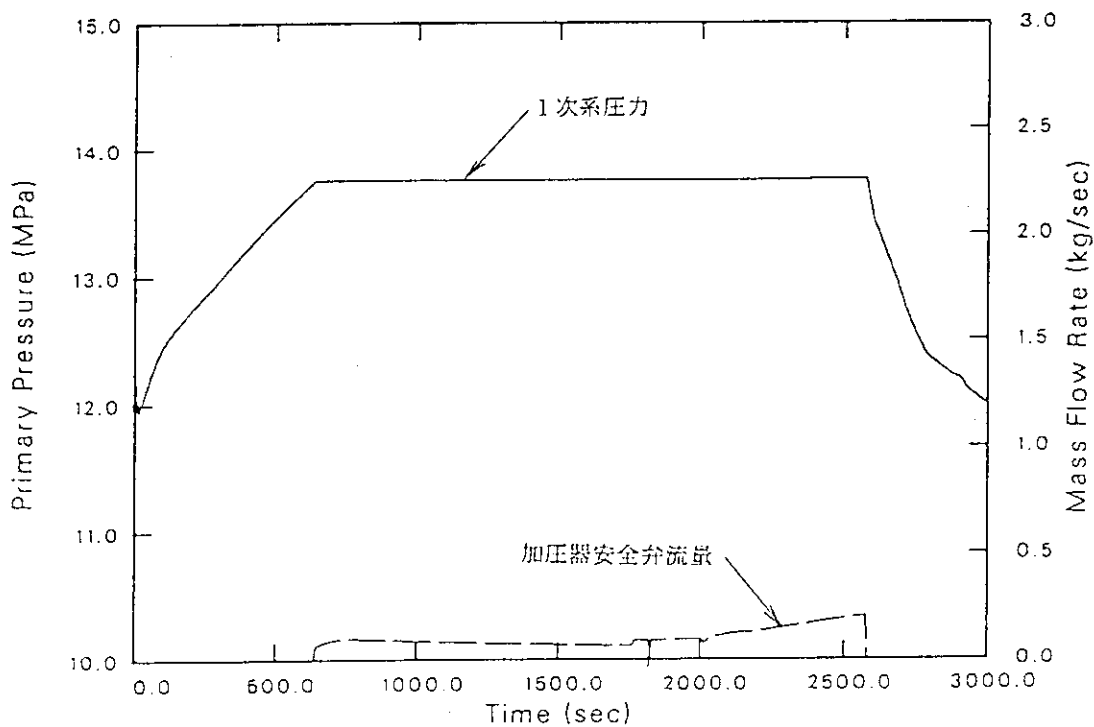


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (4/11)

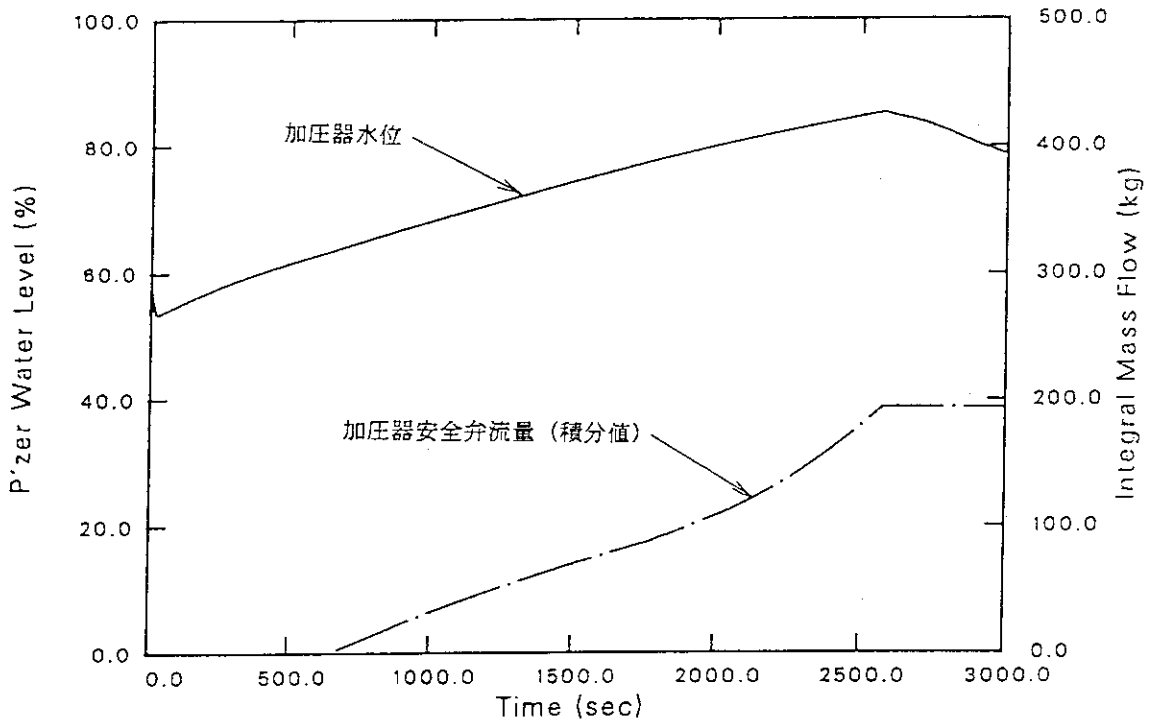


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (5/11)

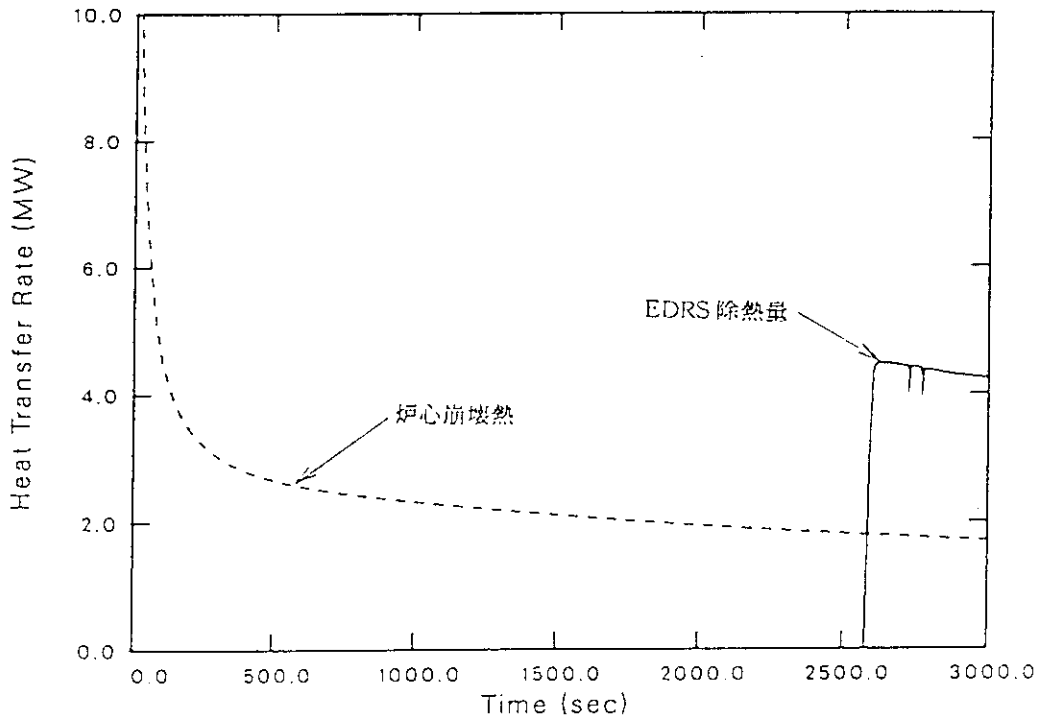


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (6/11)

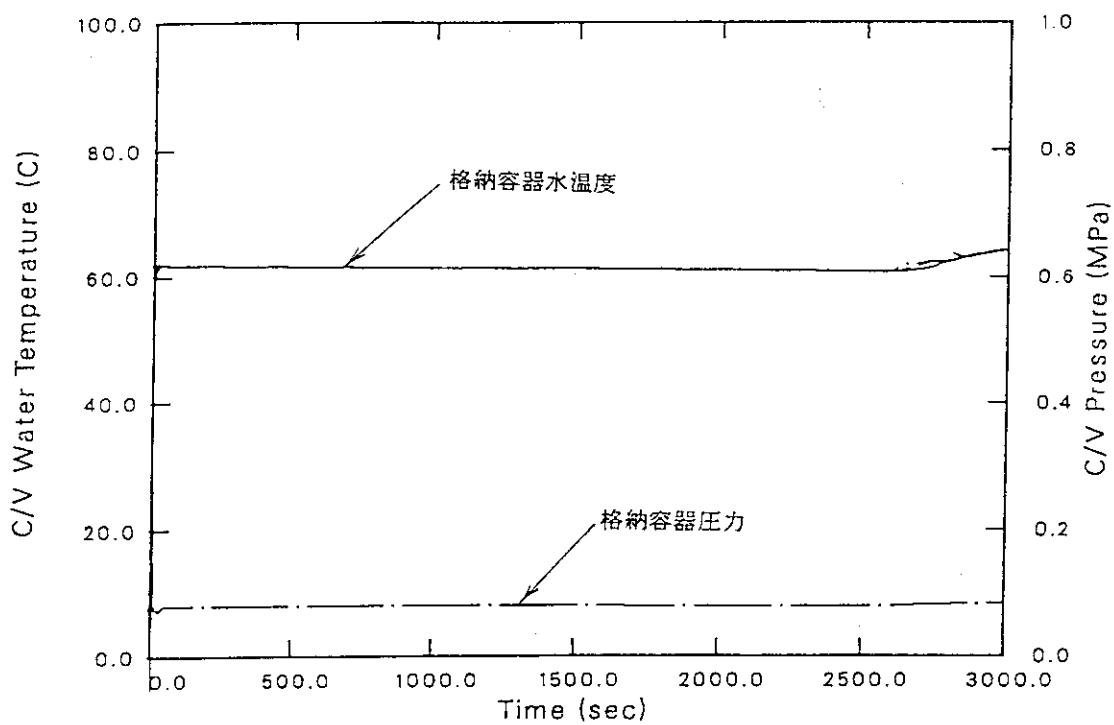


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (7/11)

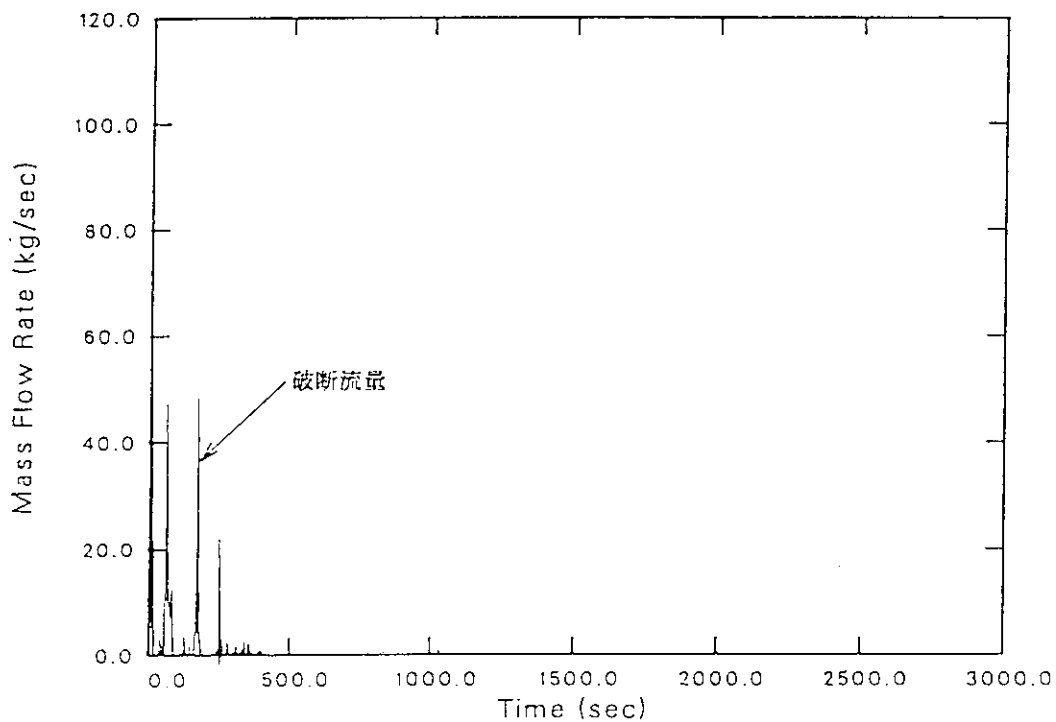


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (8/11)

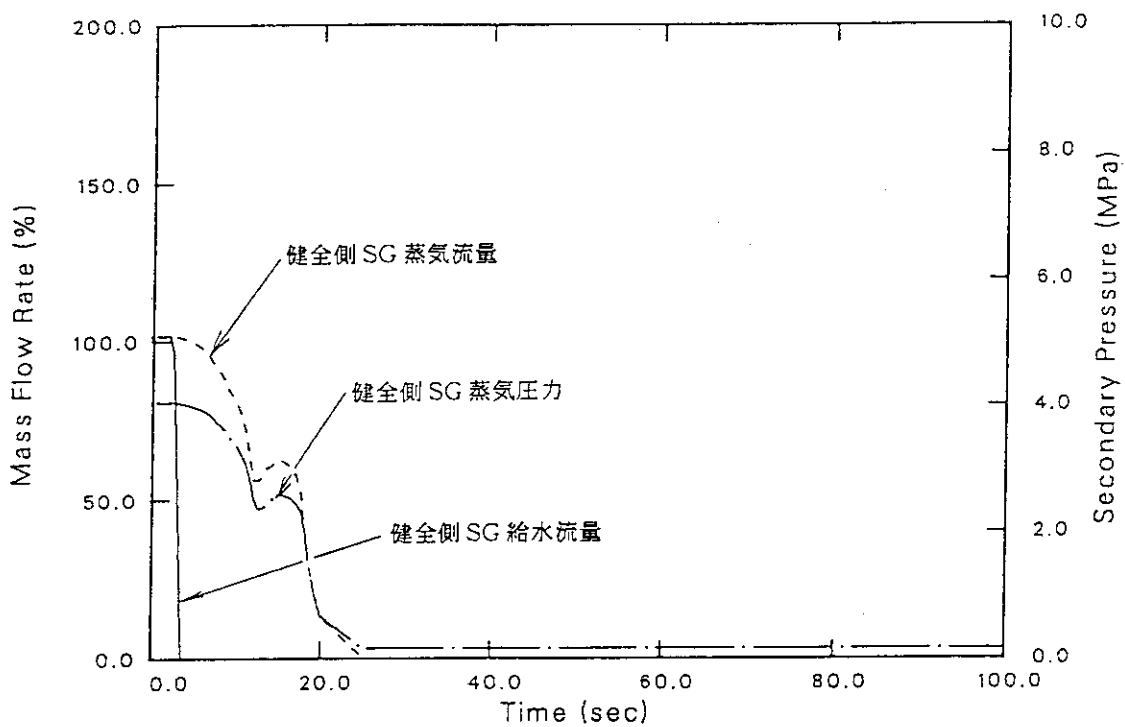


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (9/11)

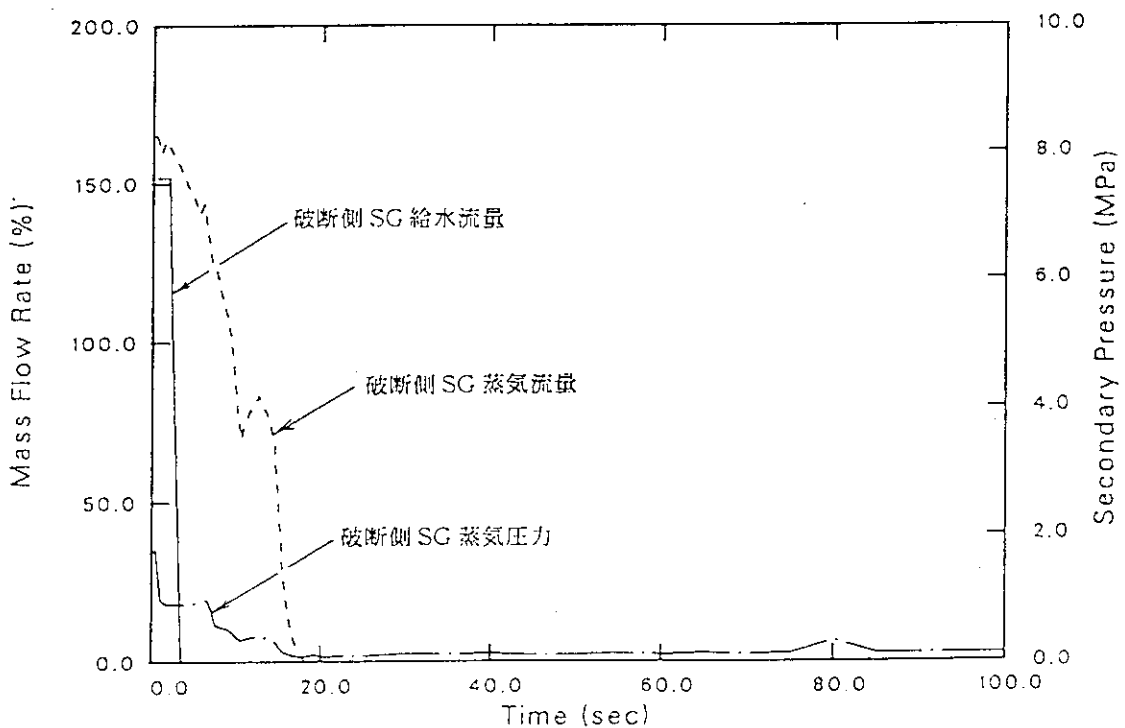


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (10/11)

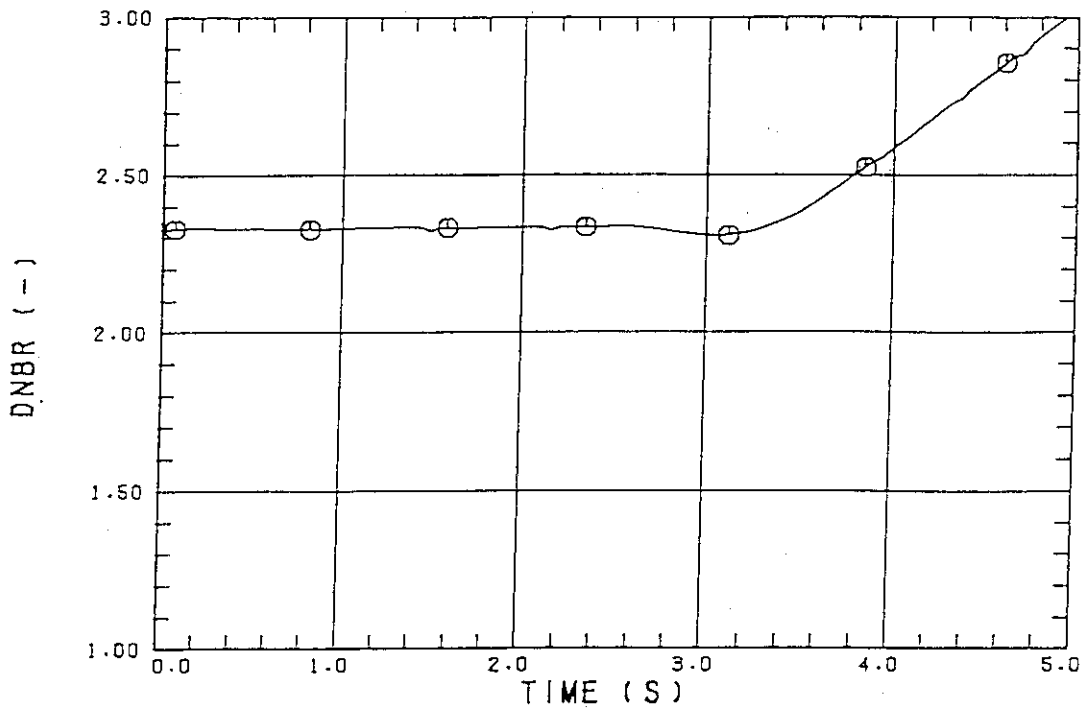


Fig.19.3.6 主蒸気管破断 (11/11)

SS

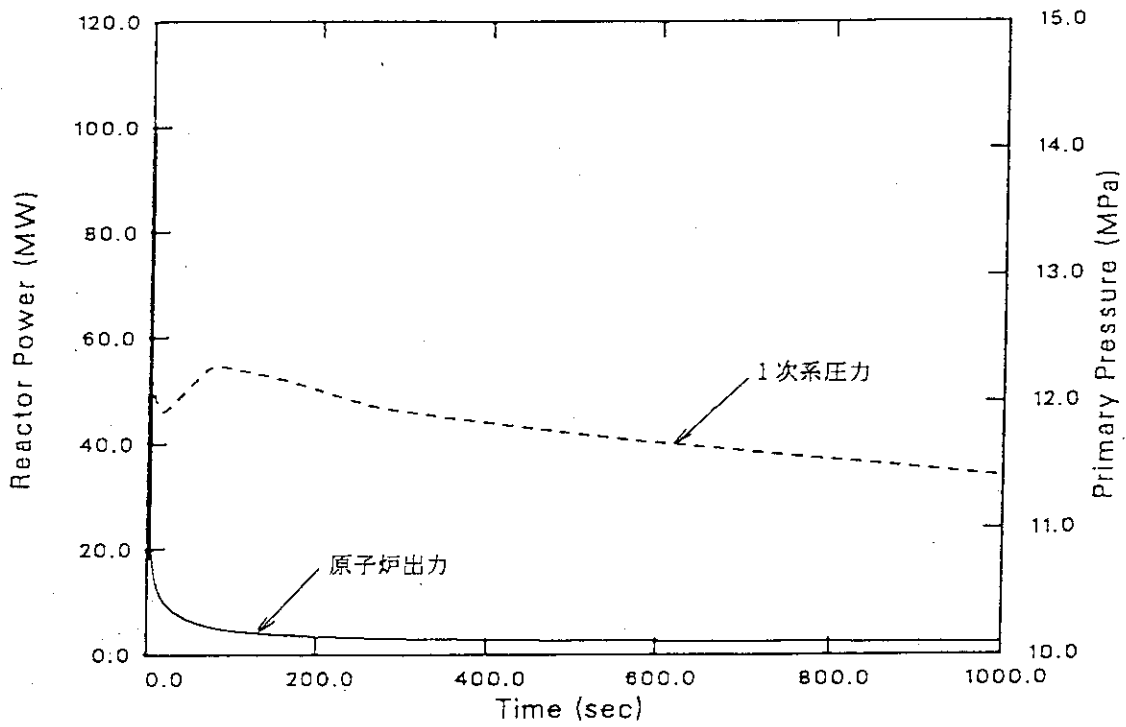


Fig.19.3.7 主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (1/6)

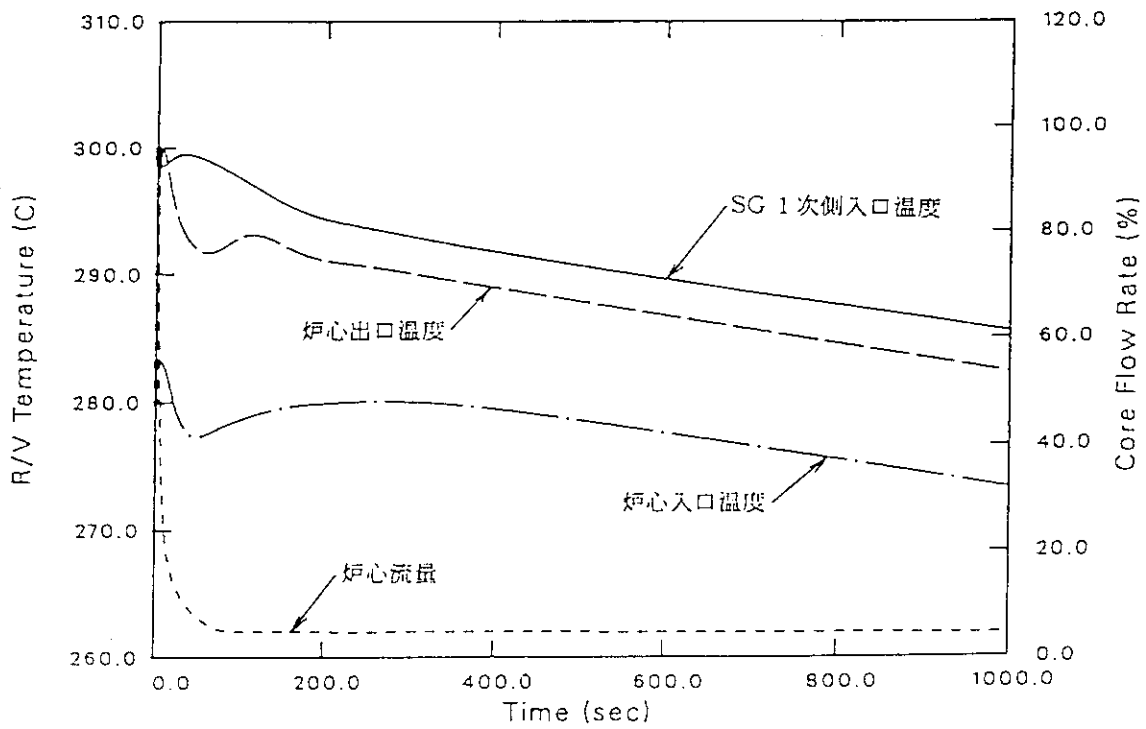


Fig.19.3.7 主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (2/6)

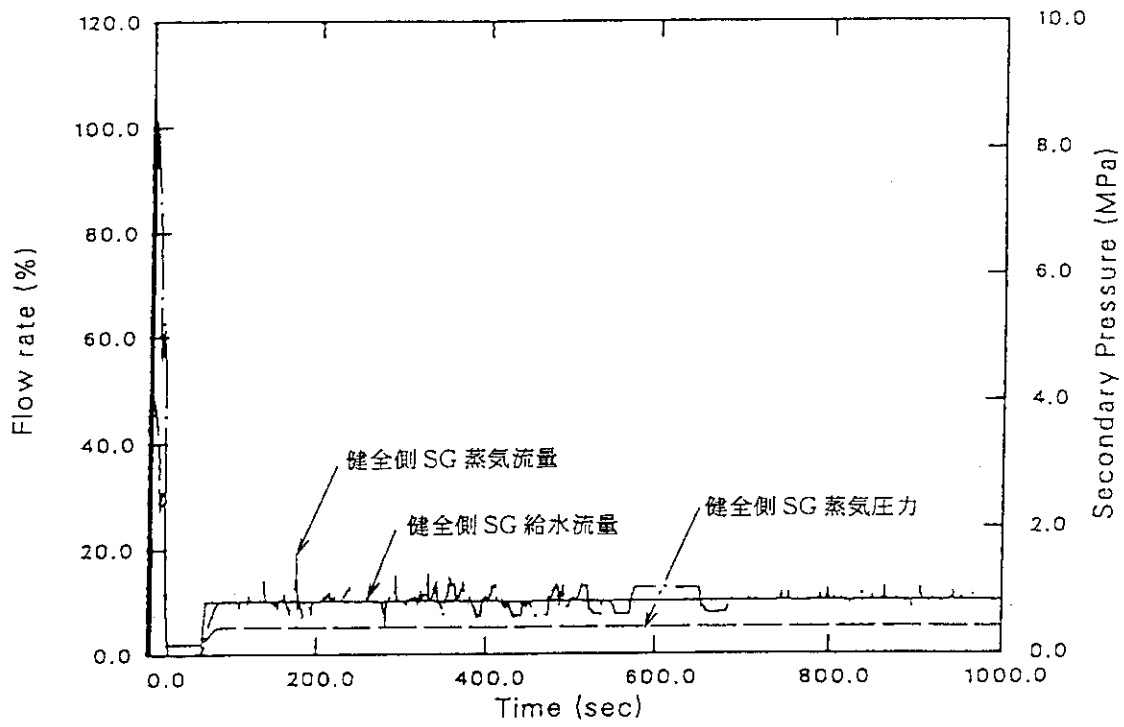


Fig.19.3.7 主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (3/6)

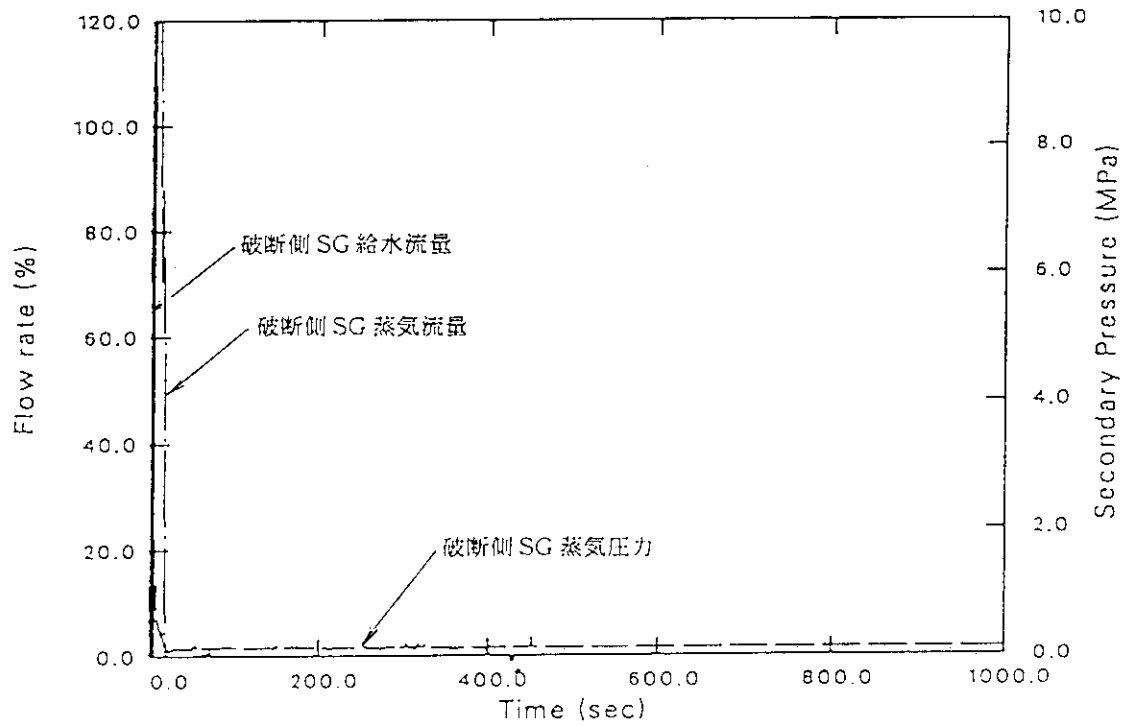


Fig.19.3.7 主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (4/6)

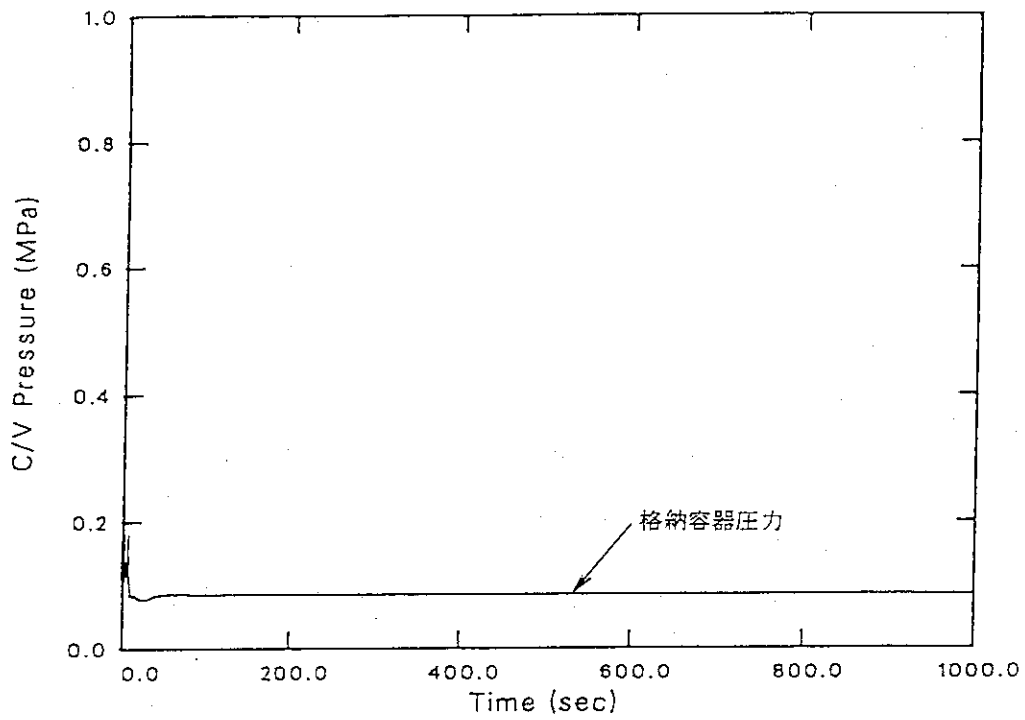


Fig.19.3.7 主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (5/6)

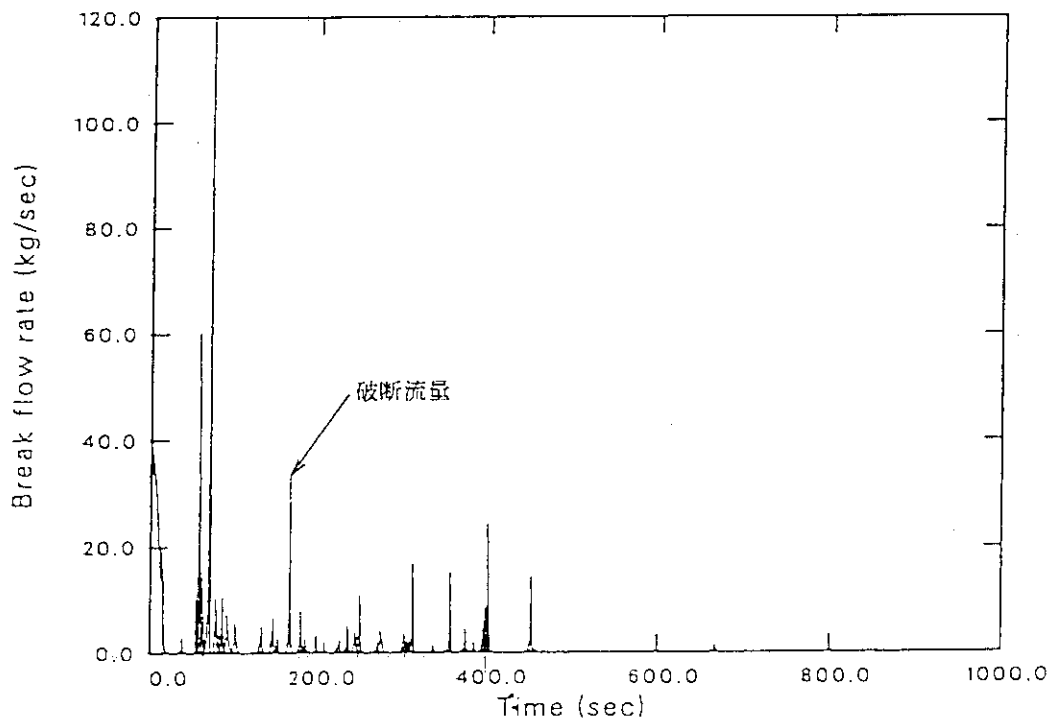


Fig.19.3.7 主蒸気管破断：補助給水で冷却した場合 (6/6)

19.3.6 蒸気発生器伝熱管破損

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に、蒸気発生器の伝熱管が破損し、2次冷却系を介して1次冷却材が原子炉格納容器外に放出される事象を想定する。この場合、1次冷却材に放射性物質が含まれていると仮定すると、蒸気発生器2次側で放射性物質による汚染を生じる。この汚染された2次側の蒸気は、主機タービン又は主蒸気ダンプ系を通り復水器へ導かれるが、もし同時に電源が喪失していることなどにより主蒸気ダンプ系が不作動であると、放射性物質は主蒸気安全弁を通して大気へ放出されるおそれがあるが、本プラントにおいては主蒸気隔離弁の作動により蒸気発生器は直ちに隔離されるので、環境への放射性物質の放出は抑止できる。

その後は、非常用崩壊熱除去設備の作動により1次冷却系の除熱を行うことにより、事故は終息する。

(2) 防止対策

- (a) 蒸気発生器の伝熱管や管板肉盛材には、耐食性の優れたニッケル・クロム・鉄合金を使用するとともに、設計、製作、据付及び検査は、関連する規格及び基準に準拠して行う。また、供用期間中において必要な検査を行うとともに使用する水の溶存酸素や塩素の含有量を抑えるよう水質を管理することにより、蒸気発生器伝熱管の破損の可能性を極めて小さくする。蒸気発生器伝熱管の材料のニッケル・クロム・鉄合金は延性に富み、起こり得る破損は、時間とともに少しずつ漏えいが増加するようなものであり、瞬時の両端破断はまず起こり得ない。
- (b) 1次冷却系の過圧を防止し、蒸気発生器伝熱管に過大な差圧が生じないようにするため、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁などの設備を設ける。
- (c) 蒸気発生器の出口付近及び主機タービン入口付近の主蒸気ラインに放射線モニタを設け、放射性物質濃度が高くなると自動的に放射性物質濃度が高い方の蒸気発生器は隔離される。

(3) 拡大防止対策

- (a) 破損の程度が小さい場合は、加圧器水位の低下による充てんポンプの補給水量の自動増加により、加圧器の水位が定常時より下がることを防止しつつ、通常の停止操作をとることができる。
- (b) 破損の程度が大きい場合は、原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては「原子炉圧力低」又は「過大温度 ΔT 高」信号の発生が考えられる。
- (c) さらに、1次冷却材量の減少が継続すると、「原子炉圧力低」信号で非常用炉心冷却設備作動信号が発し、隔離弁が閉となり1次冷却材の流出が停止するとともに非常用崩壊熱除去設備により炉心の冷却を行う。
- (d) 蒸気発生器は、2次側の設計圧力・温度を1次側と同様とし、伝熱管破損が大きい場合でも当該蒸気発生器を隔離することにより、環境への放射性物質の放出を制限する。

(4) 解析方法

プラント過渡解析コードRELAP5/MOD2により、原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求め、これらのデータを使って、サブチャンネル解析コードCOBRA-

IV/-IによりDNBRを求める。

(5) 解析条件

- (a) 初期原子炉出力は102%とする。
- (b) 1基の蒸気発生器の伝熱管の1本が、瞬時に両端破断するものとする。
- (c) 原子炉は、「原子炉圧力低」信号あるいは「過大温度 ΔT 高」信号のうちどちらか早い方の信号により自動停止するものとする。
- (d) 非常用炉心冷却設備は、1系統の単一故障を仮定し2系統が作動するものとする。
- (e) 主電源はないものとする。主電源がある場合は、主蒸気ダンプ系が使用でき蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収されること及び1次冷却材ポンプが作動していることから、主電源がない場合の方がより厳しくなる。
- (f) 制御棒の制御が手動制御の場合と自動制御の場合では解析結果が異なるので、2つのケースに分けて考える。
 - ① ケースA：制御棒の制御が手動制御の場合、蒸気流量の増加に伴う制御棒の引き抜きがなく、「原子炉圧力低」信号が発せられるまで原子炉が停止しないので、1次冷却材流出量の点で厳しくなる。
 - ② ケースB：制御棒の制御が自動制御の場合、蒸気流量の増加に伴い制御棒が引き抜かれるので、「出力領域中性子束高」信号により原子炉が自動停止する。この場合、DNBRの点で厳しくなる。

(6) 解析結果

① ケースA：制御棒が手動制御の場合

解析結果をFig. 19.3.8に示す。蒸気発生器の伝熱管が破損し、1次冷却材が2次冷却系へ流出することにより原子炉圧力が低下し、約113秒後に「原子炉圧力低」信号の原子炉スクラム限界値に達し、約115秒後に制御棒クラスタが挿入を開始することにより原子炉は自動停止する。原子炉がスクラムしても破断口からの1次冷却材の流出は継続し、原子炉圧力は更に低下する。約136秒後に原子炉圧力が非常用炉心冷却設備の作動設定点に達し、非常用崩壊熱除去設備が作動する。非常用崩壊熱除去設備の作動と同時に主蒸気隔離弁が閉止するので蒸気発生器は隔離され、1次冷却材の流出は止まる。1次系圧力と破断側蒸気発生器圧力は約8.2MPaで均圧する。主給水ポンプは原子炉スクラムにより停止し健全側蒸気発生器への給水は停止する。1次冷却材炉心流量は、原子炉スクラムにより1次冷却材ポンプが停止するので、自然循環流量まで急激に低下する。非常用崩壊熱除去設備の作動により原子炉は冷却され、1次冷却材温度及び1次系圧力は徐々に低下する。破断口から2次冷却系へ流出する1次冷却材の量は約4.7tonである。格納容器水温度は、非常用崩壊熱除去設備の作動により徐々に上昇する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約3.6MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。DNBRは伝熱管が破損すると徐々に上昇し、低下することはない。

② ケースB：制御棒が自動制御の場合

解析結果をFig.19.3.9に示す。破損した伝熱管から1次冷却材が流出し、蒸気流量が急激

に増加する。蒸気流量の急増に伴い制御棒が引き抜かれ、原子炉出力が急激に上昇する。約13秒後に「出力領域中性子束高」信号の原子炉スクラム限界値に達し、約13秒後に制御棒クラスタが挿入されることにより原子炉は自動停止する。原子炉がスクラムしても破断口からの1次冷却材の流出は継続し、原子炉圧力は更に低下する。約136秒後に原子炉圧力が非常用炉心冷却設備の作動設定点に達し、非常用崩壊熱除去設備が作動する。非常用崩壊熱除去設備の作動と同時に主蒸気隔離弁が閉止するので蒸気発生器は隔離され、1次冷却材の流出は止まる。非常用崩壊熱除去設備が作動すると、1次冷却材温度及び1次系圧力は徐々に低下する。1次系圧力と蒸気発生器圧力は、主蒸気隔離弁が閉止すると約8.0MPaで均圧し、1次冷却材の流出は止まる。健全側蒸気発生器への給水は原子炉スクラム直後に停止するが、蒸気発生器に残留した水が蒸発することにより蒸気流量が停止するのは約20秒後である。破断口からの1次冷却材の流出量は約4.2tonである。格納容器水温度は非常用崩壊熱除去設備が作動すると徐々に上昇する。非常用崩壊熱除去設備による除熱量は約4.2MWであり、炉心崩壊熱を上回る除熱量を確保している。最小DNBRは約14秒後に約2.09であり、その後DNBRは上昇する。

(7) 評 価

蒸気発生器伝熱管が破損した場合は、1次冷却系の減圧により蒸気発生器は隔離され、同時に非常用炉心冷却設備が作動して原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去することにより、炉心は十分に冷却でき、炉心冷却能力が失われることはない。最小DNBRは約2.09であり燃料破損は生じない。

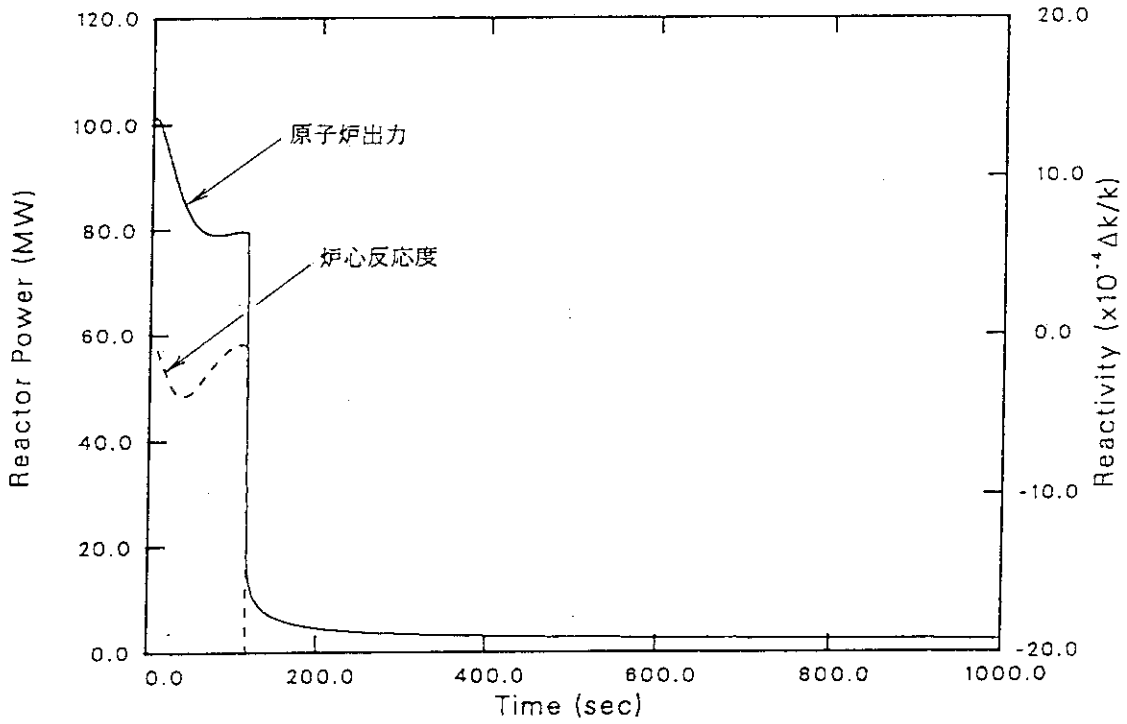


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（1/9）

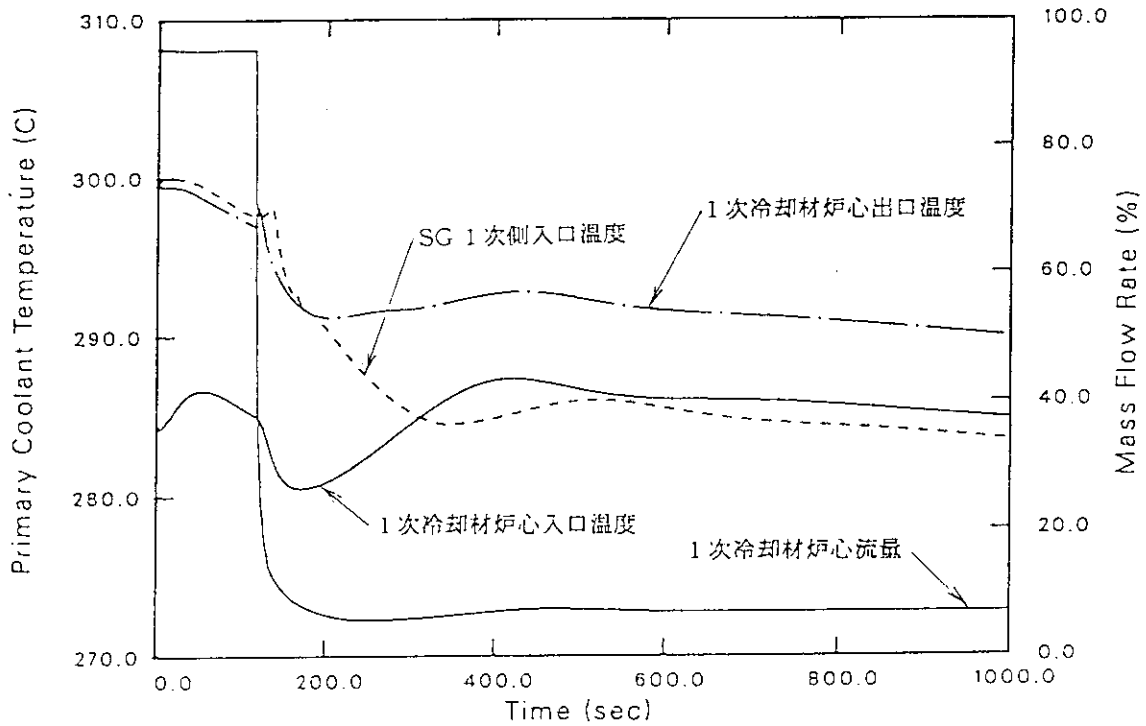


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（2/9）

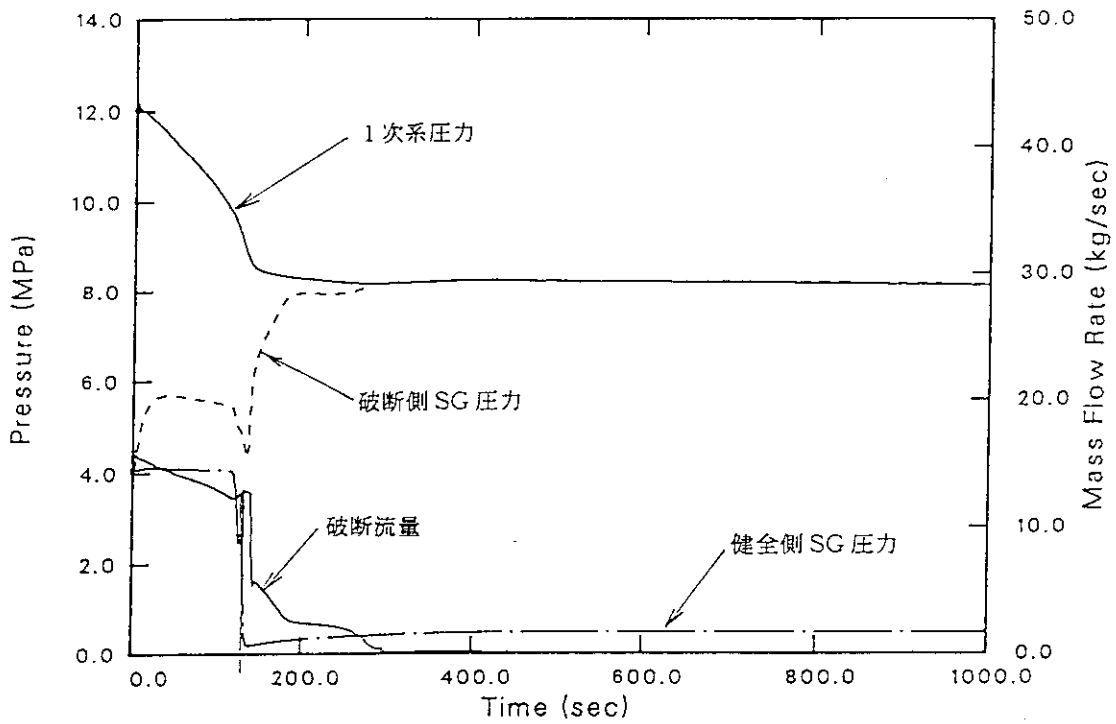


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（3/9）

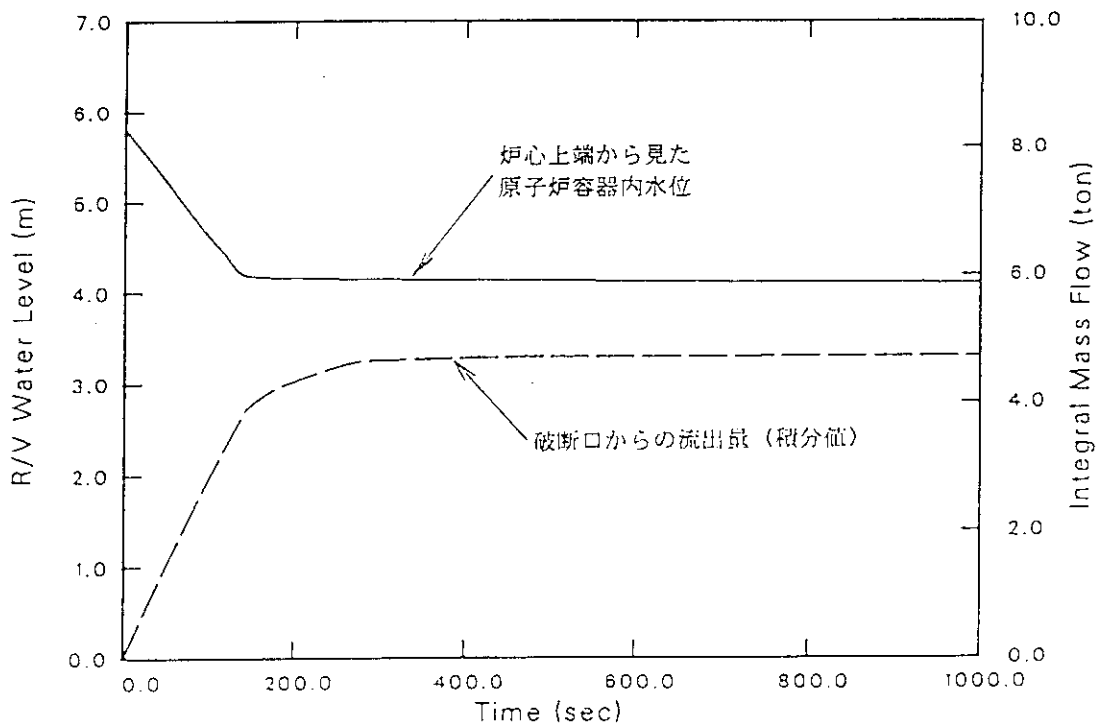


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（4/9）

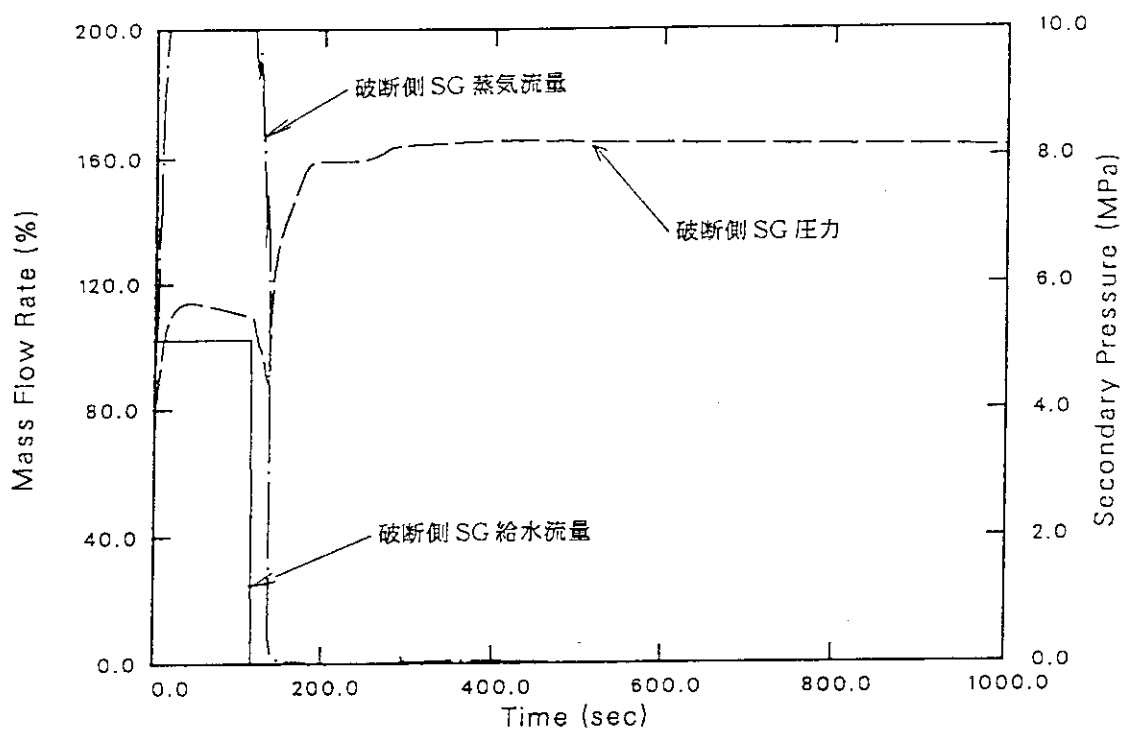


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（5/9）

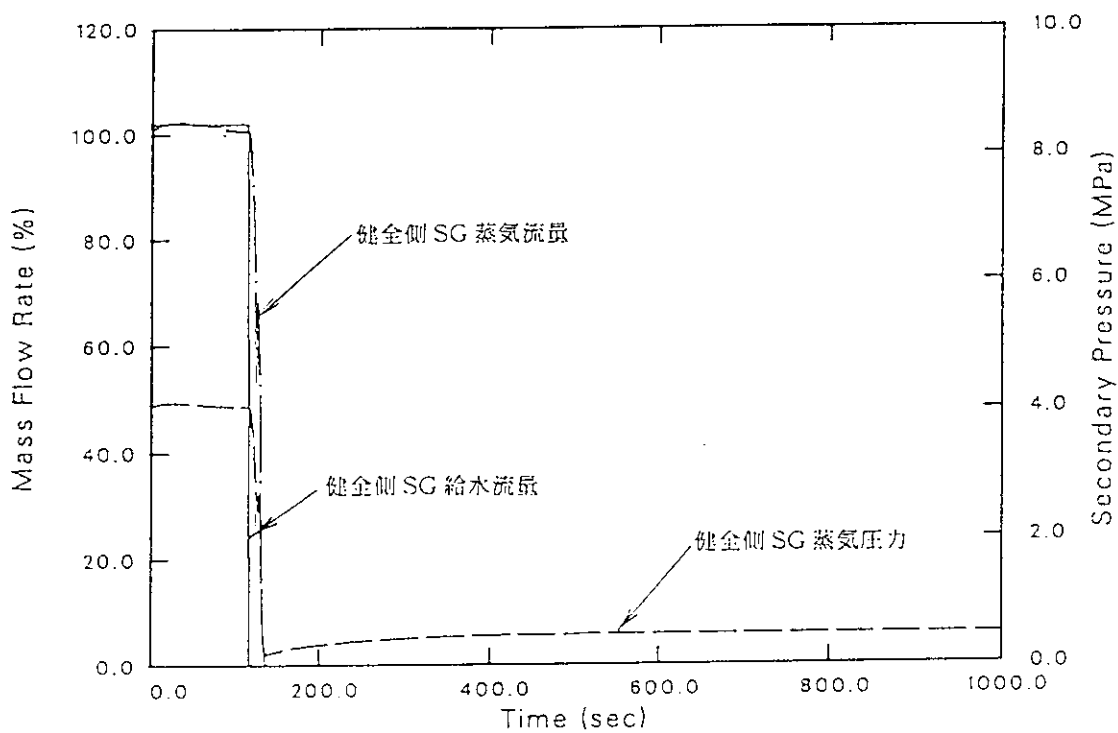


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（6/9）

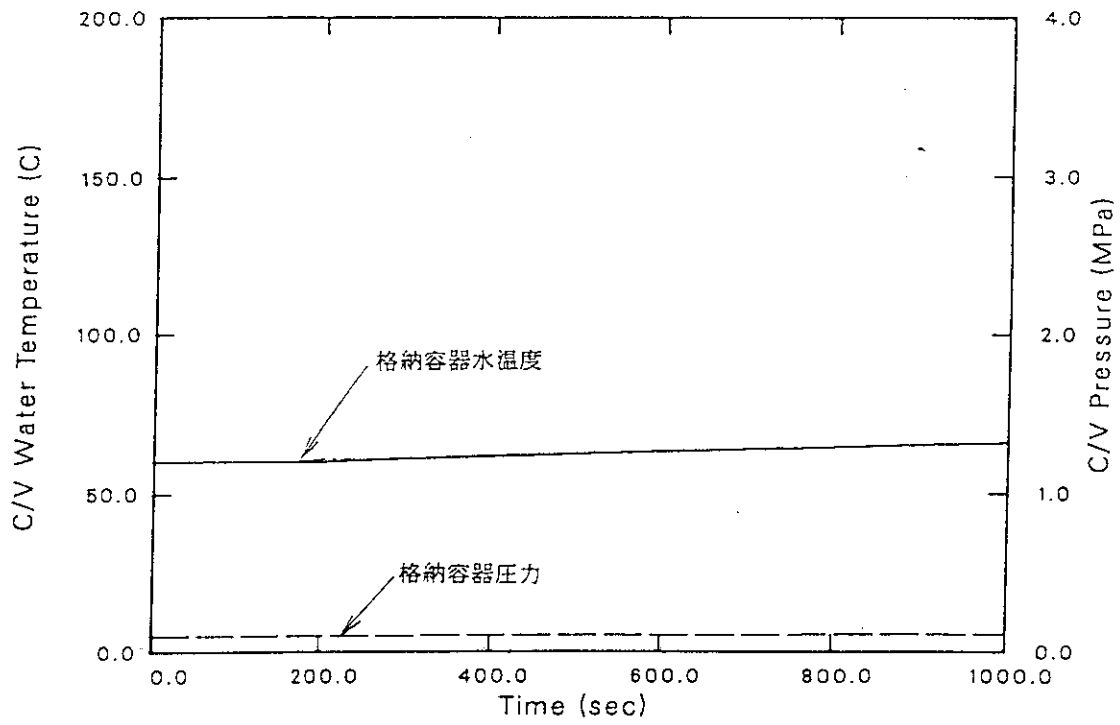


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（7/9）

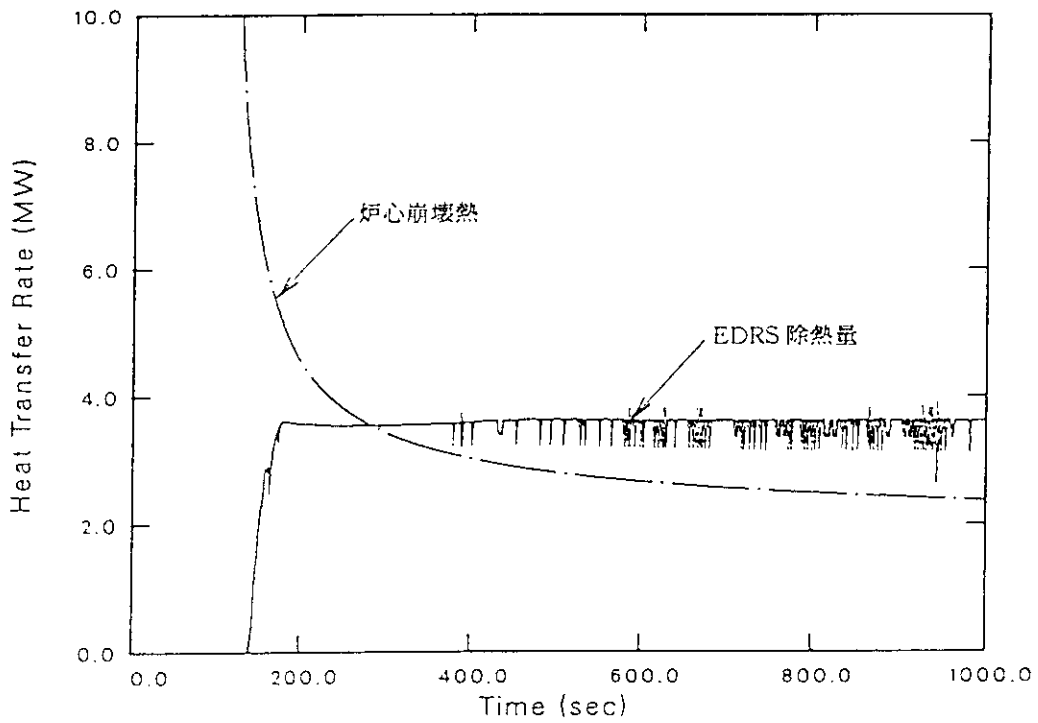


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA（流出量の評価）（8/9）

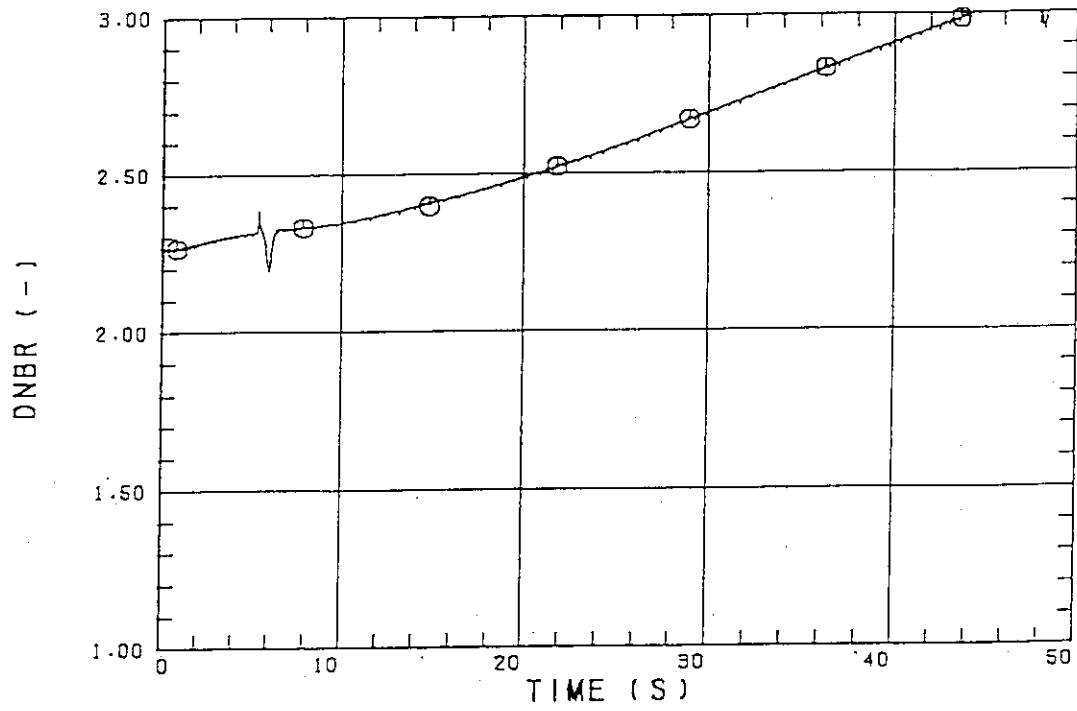


Fig.19.3.8 蒸気発生器伝熱管破損：ケースA (流出量の評価) (9/9)

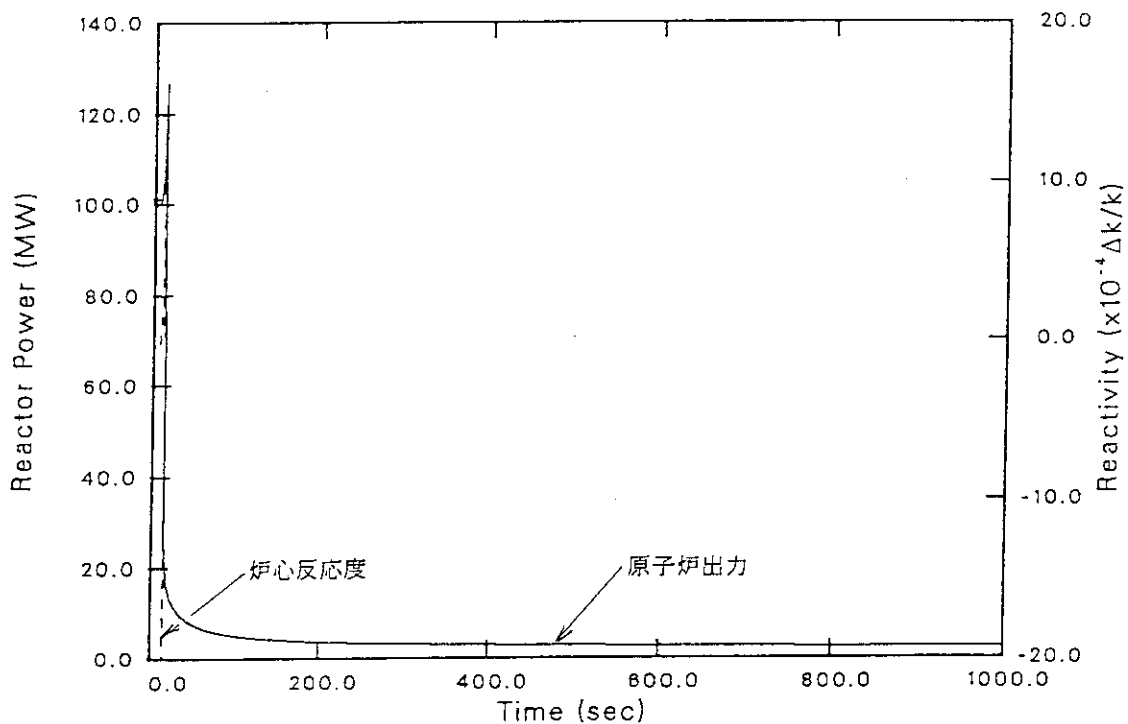


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (1/9)

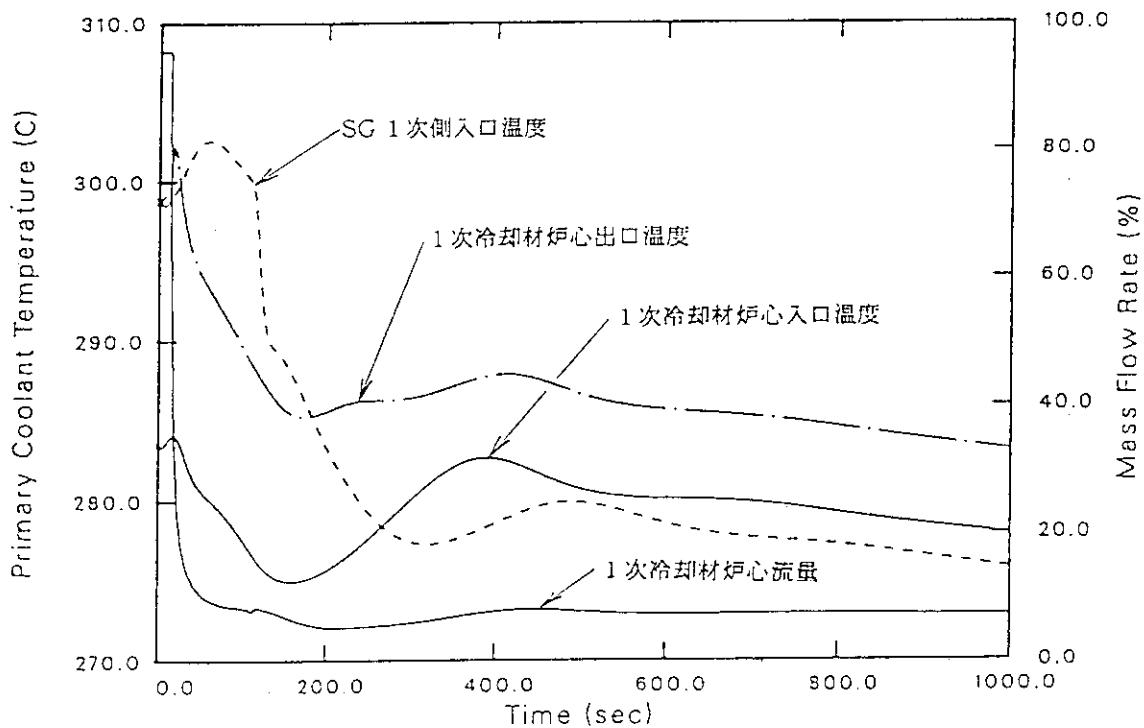


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (2/9)

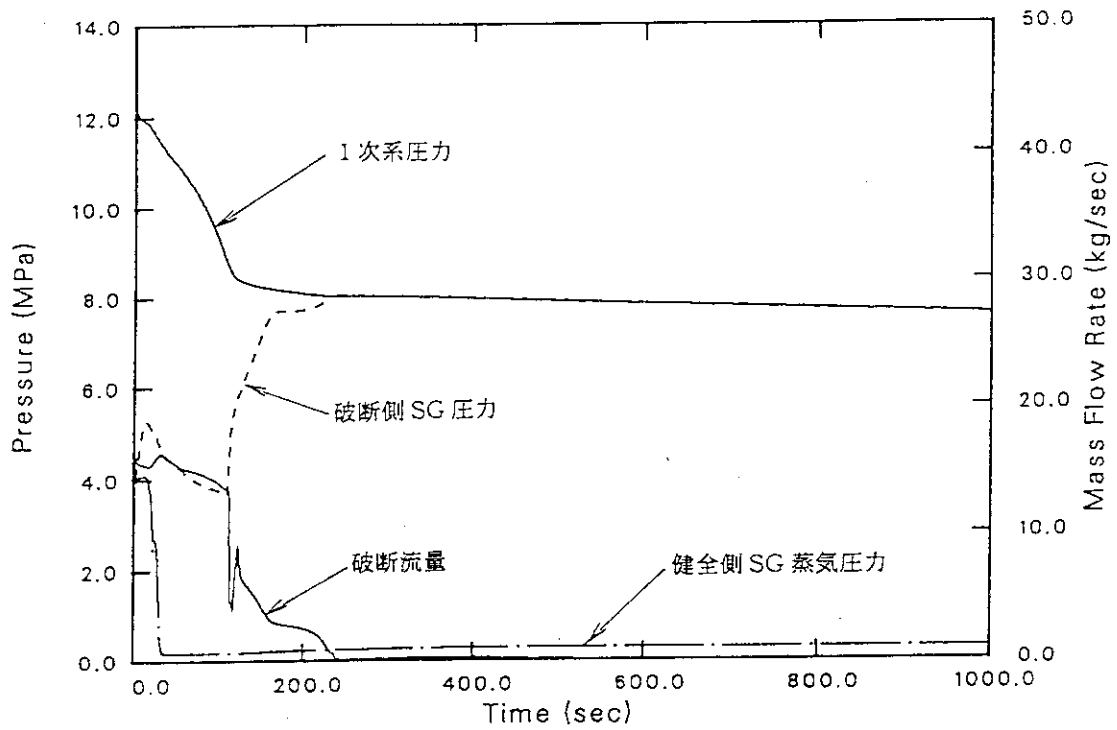


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (3/9)

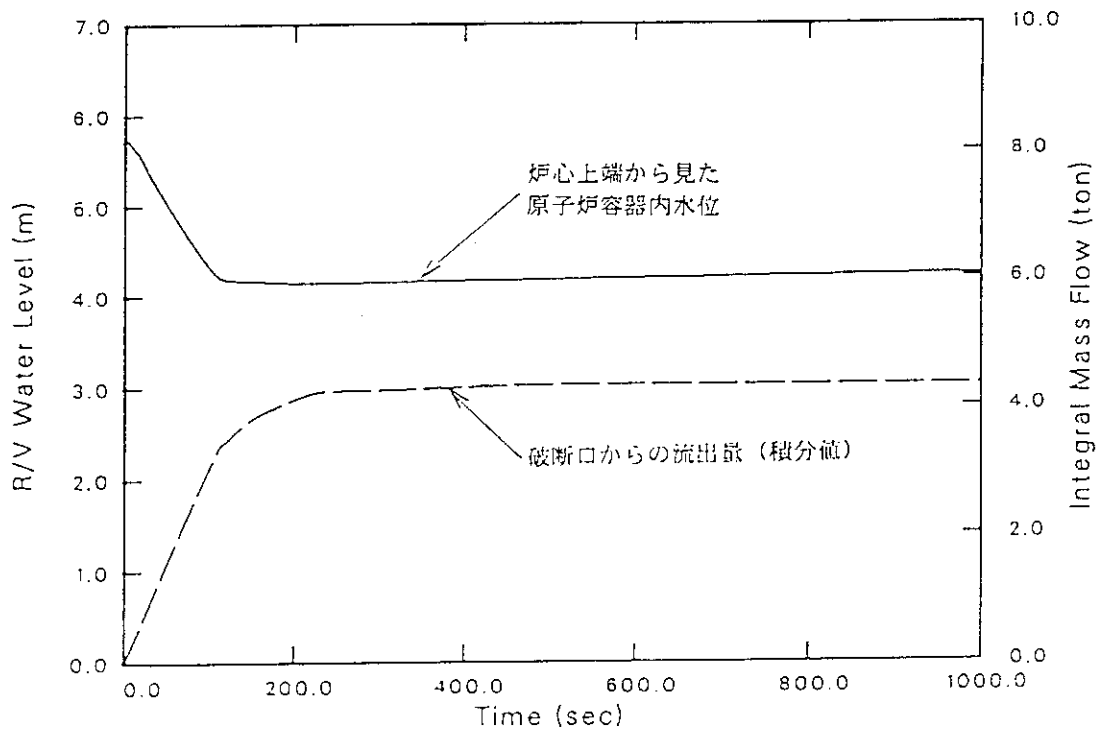


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (4/9)

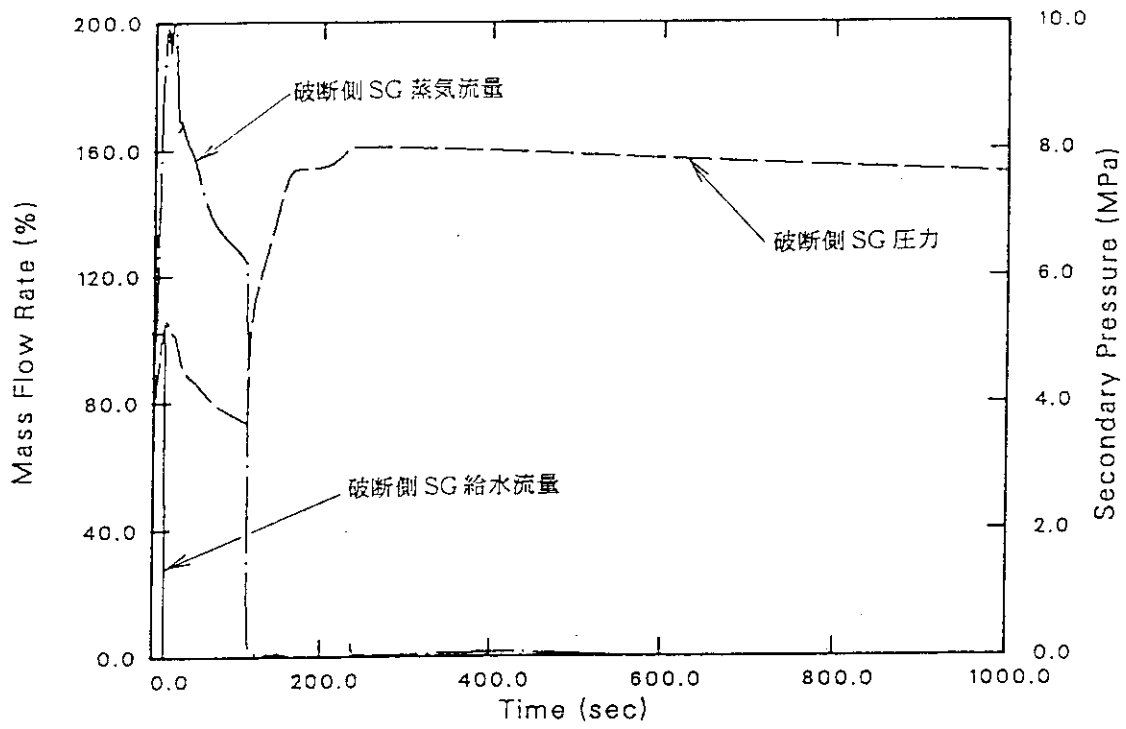


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (5/9)

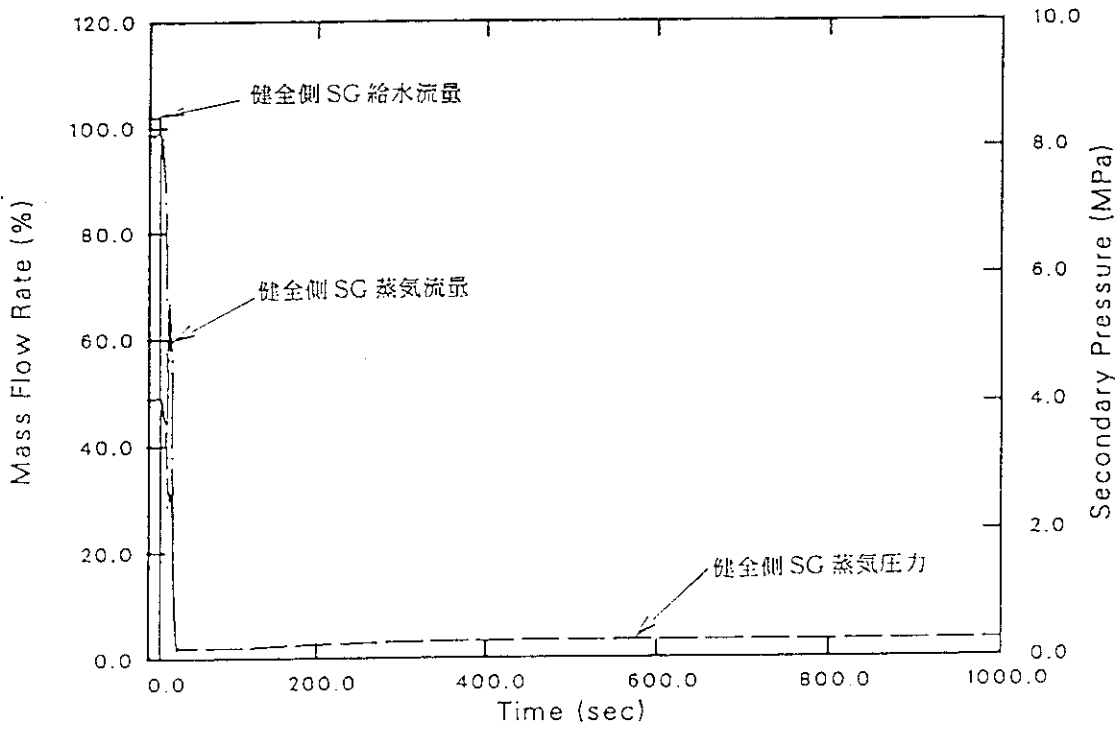


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (6/9)

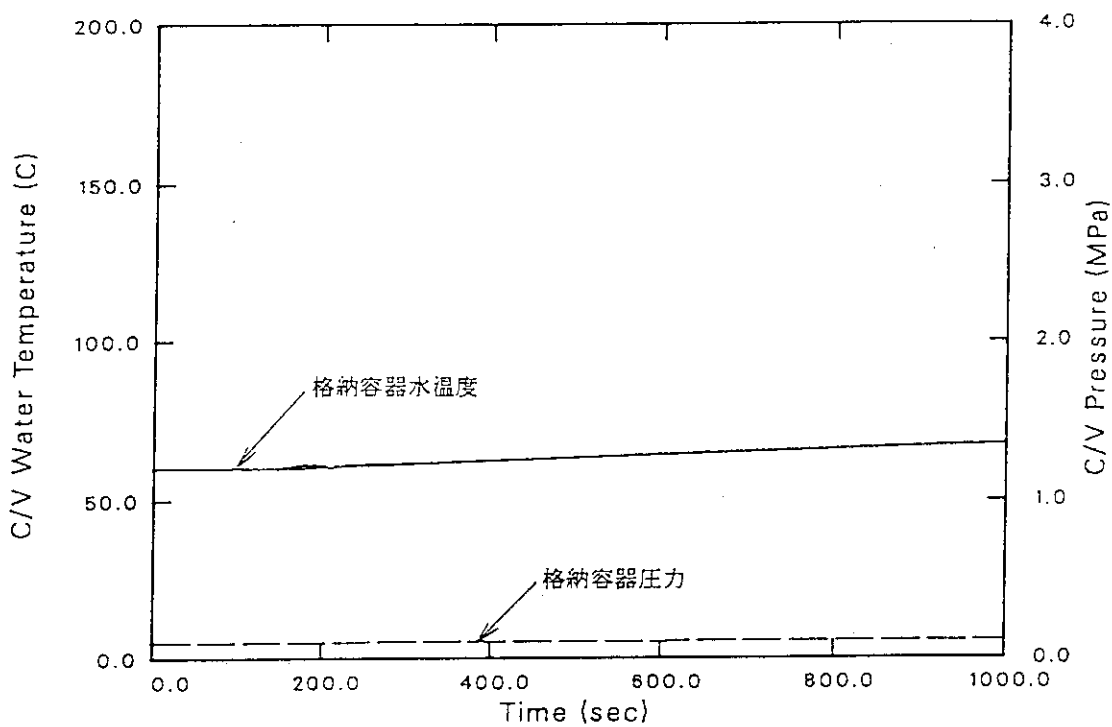


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (7/9)

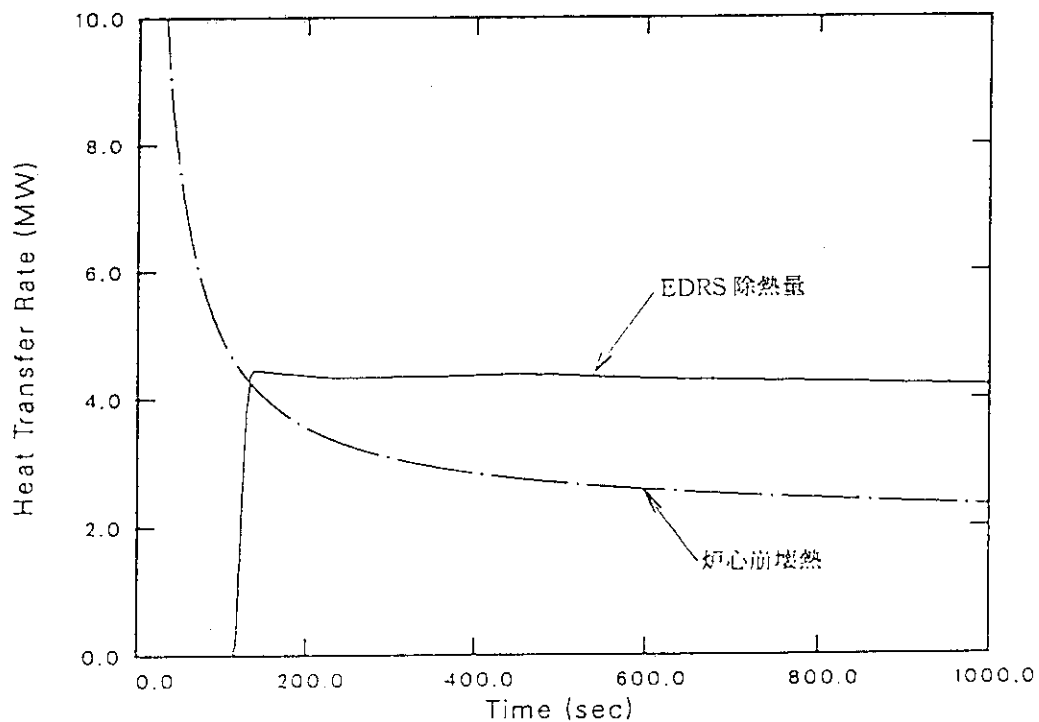


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (8/9)

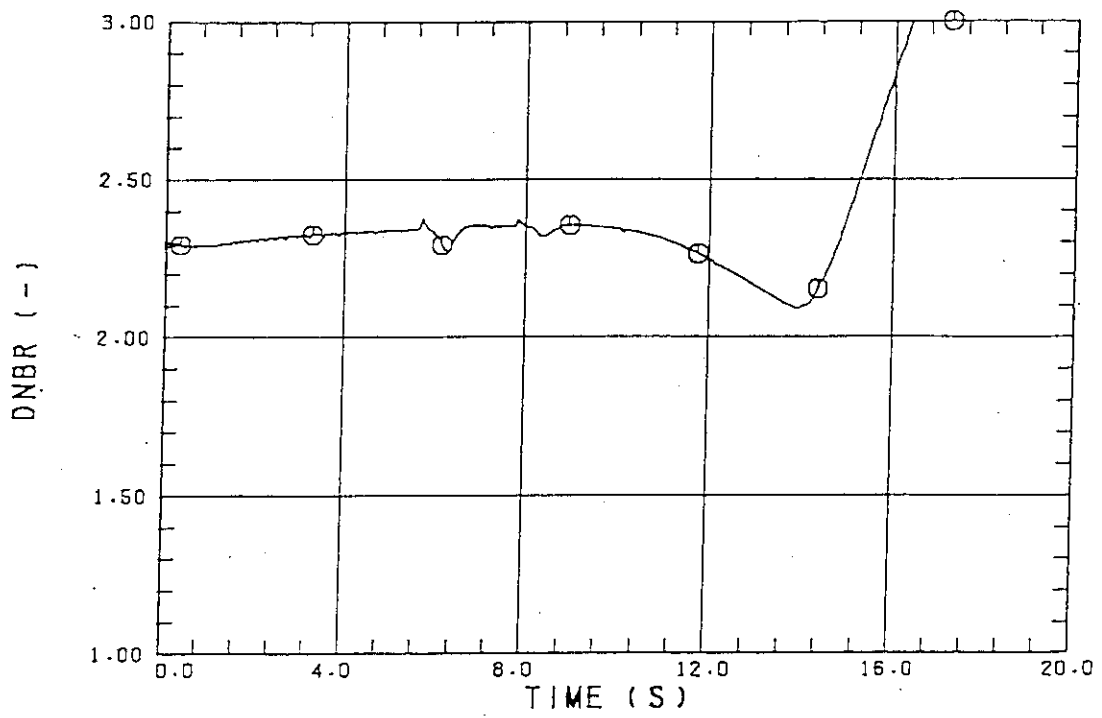


Fig.19.3.9 蒸気発生器伝熱管破損：ケースB (DNBRの評価) (9/9)

20. 重大事故及び仮想事故の評価

本原子炉施設は、これまでに述べたように種々の安全対策を講じており、各種の事故を想定した解析においても、燃料被ふく管が大破損に至ることはなく、安全性は十分確保し得ると考える。この節においては、工学的安全施設等との関連において、本原子炉施設の立地上の妥当性を示すため、「原子力船運航指針」に示されている重大事故及び仮想事故を想定して、「安全評価指針」に従って評価を行った結果を示す。

20.1 重大事故

重大事故として、1次冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損の2つの場合を想定する。

20.1.1 1次冷却材喪失事故

(1) 事故の想定

- (a) 1次冷却材喪失事故は、「19.事故解析」で述べたように、1次冷却材管の損傷により1次冷却材が喪失し、炉心の冷却能力が減少し、燃料の温度が上昇する事故であり、事故の程度は、冷却材の喪失の程度により異なるものである。
- (b) 1次冷却材喪失のうち、事故の程度が最大となるものは、体積制御系配管（内径約50mm）が瞬時に破断する場合である。このような破断は、1次冷却材配管の材料選定、十分な設計余裕及び厳重な品質管理による配管の堅ろう性の確保、さらに適切な運転管理等からみて、実際上まず起こらないと思われるが、評価に当たっては万全を期するため、このような瞬時の破断を仮定する。
- (c) 「19.事故解析」の解析結果によれば、燃料被ふく管の健全性が損なわれることはないが、評価に当たっては、全燃料被ふく管に損傷が生じるものと仮定し、その結果、燃料ペレットと燃料被ふく管のすきまにある核分裂生成物が原子炉格納容器内に放出されるものとする。
- (d) 原子炉格納容器の内圧は1次冷却材の放出に伴って大気圧以上に上昇するので、原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、わずかずつ原子炉格納容器から漏れ出ることを想定する。評価に当たっては、原子炉格納容器からの漏えい率は発電用PWRと同じとみなし、事故発生後1日間は0.15%/d、その後原子炉格納容器からの核分裂生成物の漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間として29日間は0.075%/dで原子炉格納容器から漏えいするものと仮定する。
- (e) 原子炉格納容器からの核分裂生成物を含む気体は原子炉格納容器を収納する原子炉室内に漏えいする。原子炉室内に漏れ出た核分裂生成物は、原子炉室空気浄化設備のよう素フィルタを経て再循環し、その一部は、排気筒から大気中へ放出される。この際、本設備によりよう素の大部分は除去される。

(2) 評価線量の種類

1 次冷却材喪失を想定した場合の周辺公衆の線量は、次のように2つに分けて計算する。

- (a) 原子炉格納容器及び原子炉室から大気中に放出された核分裂生成物（事故後30日間）による線量、すなわち、よう素吸入による甲状腺に対する線量及び希ガスの外部 γ 線による全身に対する線量（また、この際参考として希ガスの β 線外部被ばくによる線量も計算する）。
- (b) 原子炉格納容器内に浮遊している核分裂生成物及び原子炉室内浮遊核分裂生成物（事故後30日間）の外部 γ 線による全身に対する線量、すなわち原子炉格納容器を透過した γ 線及び原子炉格納容器から漏えいした原子炉室内核分裂生成物からの γ 線による線量。

(3) 大気中に放出された核分裂生成物による線量

(a) 核分裂生成物の大気放出量

① 計算条件

- i 事故発生直前まで、原子炉は定格出力の102%で長期間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約1/2ずつ取替えてゆく場合の平衡炉心を考えて、最高35,000時間とする。
- ii 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心内蓄積量に対し、次の割合で放出されるものとする。
- | | |
|-----|----|
| 希ガス | 2% |
| よう素 | 1% |
- iii 放出されたよう素のうち、有機よう素は10%とし、残りの90%は無機よう素の形態をとるものとする。
- iv 原子炉格納容器水に無機よう素が溶解する割合は、分配係数で100とする。有機よう素及び希ガスについては、この効果は無視する。原子炉格納容器水の無機よう素については、50%が原子炉格納容器や同容器内の機器等に沈着し、原子炉格納容器外への漏えいに寄与しないものとする。
- v 原子炉格納容器から原子炉室に漏えいした気体は、原子炉室空気浄化設備を経て再循環するが、その一部は原子炉室内の負圧維持のため排気筒より放出される。この時、原子炉室内での核分裂生成物の沈着の効果はないものとする。
- vi 原子炉室空気浄化設備のよう素フィルタの効率は95%以上期待できるが（7.5 原子炉室空気浄化設備参照）、評価上厳しめに90%とする。
- vii 希ガスに対する原子炉格納容器水による除去効果及び原子炉室空気浄化設備のよう素フィルタ効果等は無視する。
- viii 原子炉格納容器からの漏えい率は評価上次のように仮定する。（気相部、液相部とも同じ漏えい率とする。）

事故発生後24時間までは	0.15%/d
その後29日間	0.075%/d

② 計算方法

i 核分裂生成物の炉心内蓄積量

原子炉の運転によって事故発生時までに原子炉内に蓄積される核分裂生成物の量は次式で与えられる。

$$q_{T_0}^i = 3.20 \times 10^{16} \cdot P_0 \cdot Y_i (1 - e^{-\lambda_r^i \cdot T_0})$$

ここで、

$q_{T_0}^i$: T_0 時間運転後の核種 i の炉心内蓄積量 (Bq)

P_0 : 原子炉熱出力 (= 102MWt)

Y_i : 核種 i の核分裂収率

λ_r^i : 核種 i の放射性崩壊定数 (S^{-1})

T_0 : 原子炉運転時間 (S)

原子炉内に蓄積されるよう素の同位元素のうち、核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギーの小さいものは計算の対象外とする。計算の対象としたよう素の核種とその炉心内蓄積量は、Table 20.1.1 に示す。

また、希ガスには、Xe、Kr の同位元素が多数含まれるが、半減期のごく短い核種は大気放出までに崩壊してしまうと考えられるので、以下の計算には半減期10分以上の核種を対象とした。計算の対象とした希ガスの核種とその炉心内蓄積量はTable 20.1.2 に示す通りである。

ii 線量

線量の評価に必要な拡散・気象条件としては、定係港（関根浜港と仮定する）内停泊及び港内航行を仮定し、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針について」に示された考え方に基づいて、よう素吸入による甲状腺に対する線量の計算では相対濃度 (χ/Q) を、外部 γ 線による全身に対する線量の計算では γ 線エネルギー0.5MeVにおける相対線量 (D/Q) を用いる。

(4) 原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及び原子炉室内浮遊核分裂生成物による線量

(a) 線源強度

① 計算条件

i 原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果は無視する。原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量の炉心内蓄積量に対する割合は、希ガス2%、ハロゲン1%、その他0.02%とする。

また、「20.1.1.3 (1) 核分裂生成物の大気放出量」の条件に基づき原子炉格納容器から原子炉室内に漏えいしてきた核分裂生成物は、原子炉室内に均一に分布するものと仮定する。

ii 核種の選定に当たって、よう素及び希ガスに関しては「20.1.1.3 (1) 核分裂生成物の大気放出量」の項で述べたものと同じの核種に着目し、その他の核種については、以下に評価する線量、すなわち原子炉格納容器を透過した γ 線による直接線量の計算に寄与するよ

うな十分高いエネルギーを持ち、半減期が10分以上のものを対象とする。

iii 事故後30日間の積算線源強度は原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及び原子炉室内浮遊核分裂生成物による γ 線エネルギーをTable 20.1.3のようにエネルギー範囲別に区分して計算する。

iv 原子炉格納容器内の気相に希ガス2%、ハロゲン(よう素0.03%、その他のハロゲン0.02%)、その他0%があり、液相に希ガス0%、ハロゲン0.98%、その他0.02%があるとす

(5) 1次冷却材喪失時の評価結果

放射性物質は排気筒から大気中に放出されるが、放出高さは0 mと仮定する。評価点は舷外側面における線量を評価する観点から、本船の排気筒を中心とし、半径15 m(本船の船幅の半分の長さ)の円の円周上の計算地点のうち最大の線量となる地点とする。本船は移動しないものとする。

重大事故として、1次冷却材喪失を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量及び評価地点における最大の線量は次のとおりである。

(a) 放出量

よう素	(I-131 等価)	2×10^{10} Bq以下
希ガス	(γ 線エネルギー0.5MeV 換算)	3×10^{12} Bq以下

(b) 線量

① 排気筒からの放射性物質による線量(排気筒を中心とし、半径15 mの円の円周上の計算地点のうち最大の線量となる地点)

小児甲状腺に対する線量	0.4 Sv以下
外部 γ 線(希ガス)による全身に対する線量	2×10^{-5} Sv以下

② 原子炉格納容器内及び原子炉室内の線源からの γ 線による線量(炉心中心垂直軸を中心とし、半径15 m以上離れた周辺監視区域外)

i 舷外側面

(耐衝突構造及び海水の遮へい効果を含む)	約0.002 Sv
(船体構造及び海水の遮へい効果を含まない)	約0.02 Sv

ii 船内周辺監視区域外 0.02 Sv以下

③ β 線外部被ばく(皮膚被ばく)による線量 0.001 Sv以下

これらの線量は「原子力船運航指針及びその適用に関する判断のめやすについて」において重大事故に対して定められた「なんらかの措置も講じなければ、その範囲内にいる公衆に、放射線障害を与えるかもしれないと判断される範囲」を判断するためのめやす線量(甲状腺(小児)に対して1.5 Sv、全身に対して0.25 Sv)を十分下回るものである。

20.1.2 蒸気発生器伝熱管破損

(1) 事故の想定

(a) 蒸気発生器伝熱管破損は、「19.2.5 蒸気発生器伝熱管破損」で述べたように原子炉運転中

に何らかの理由で伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こし、1 次冷却材が蒸気発生器 2 次側へ流出するもので、もし 1 次冷却材中に核分裂生成物が含まれていれば、2 次側へ核分裂生成物が流出することになる。

- (b) 蒸気発生器伝熱管の材料として耐食性及び延性にすぐれたインコロイ 800 を使用するとともに、設計、製作及び運転中での水質管理等における配慮から蒸気発生器伝熱管の破損の可能性を極めて少なくしているが、評価に当たっては、伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こした場合を仮定する。
- (c) 蒸気発生器伝熱管 1 本が、瞬時に両端破断したと仮定した場合、1 次冷却系圧力が低下し「原子炉圧力低」信号又は「過大温度 ΔT 高」信号で原子炉は自動停止するとともに主機発電機も停止する。
- (d) 非常用崩壊熱除去設備による冷却及び減圧が進むとともに 1 次冷却材流出量は減少し、事故発生後約 20 分で原子炉圧力は 2 次冷却系圧力以下となり流出はとまる。この間に 2 次冷却系へ流出する 1 次冷却材量は 10 t 以下とする。(19.2.5 蒸気発生器伝熱管破損参照)
- (e) 蒸気発生器伝熱管破損により新たな燃料被ふく管の損傷を招くことはない。したがって評価に当たっては、2 次冷却系へ流出する核分裂生成物として次の 2 通りを考える。
- ① 事故直前まで燃料被ふく管の一部に損傷がある状態で運転が続けられていたものとしたときの 1 次冷却材中に存在する核分裂生成物
 - ② 事故時 1 次冷却系の減圧等何らかの原因で上記の損傷している燃料被ふく管から新たに 1 次冷却材中に放出される核分裂生成物
- (f) 核分裂生成物の大気放出量は、復水器排気ラインからの蒸気の放出によるものであり、隔離された後では放出されないが、評価上は更に蒸気発生器 2 次側の圧力に応じた蒸気の漏えいによるものがあると仮定する。
- (g) 破損側蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収される。

(2) 評価線量の種類

蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の評価地点での線量は、大気中に放出されたよう素吸入による甲状腺に対する線量及び希ガスの外部 γ 線による全身に対する線量に分けて計算する(また、この際参考として希ガスの β 線外部被ばくによる線量も計算する)。

(3) 核分裂生成物の大気放出量

(a) 計算条件

- ① 原子炉は、事故発生直前まで定格出力の 102% で運転されていたものとする。その運転時間は燃料を約 1/2 ずつ取替えてゆく場合の平衡炉心を考えて最高 35,000 時間とする。
- ② 破損側蒸気発生器は、事故後 20 分に隔離されるものとし、この間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する 1 次冷却材量は 10 t とする。
- ③ 蒸気発生器伝熱管破損により新たな燃料被ふく管の損傷を招くことはない。したがって、2 次冷却系へ流出する放射線源として次の 2 通りを仮定する。
 - i 燃料被ふく管欠陥率 1% を用いて計算した 1 次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約 8.8×10^{11} Bq (I-131 等価)、希ガス約 1.3×10^{13} Bq (γ 線エネルギー 0.5 MeV 換算)。

上記核分裂生成物量の計算に当たっては1次冷却材喪失評価に用いた核種に着目し、1次冷却材中の核種別平衡濃度を用いる。

- ii i項の損傷燃料棒から新たに1次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約 1.4×10^{13} Bq (I-131等価)、希ガス約 2.5×10^{14} Bq (γ 線エネルギー0.5 MeV換算)。

この追加放出量は事故後1次冷却系の減圧に比例して1次冷却系に放出されるとする。

- ④ この1次冷却材中の核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に1次冷却系から2次冷却系へ流出する放射エネルギーは、1次冷却材中の濃度に依存するものとする。
- ⑤ 2次冷却系に流出してきた希ガスについては、大気中へ全量放出されるものとする。
- ⑥ 2次冷却系に流出してきたよう素のうち有機よう素は1%とし、残りの99%は無機よう素とする。有機よう素は大気中に全量放出され、無機よう素の放出については蒸気発生器での気液分配係数100及び復水器での気液分配係数100で蒸気とともに大気中に放出されるものとする。
- ⑦ 破損側蒸気発生器隔離後は、核分裂生成物の大気放出はないと考えられるが、評価上は2次冷却系の弁からの蒸気漏えいにより無機よう素が大気中へ放出されるものとする。
- 弁からの蒸気漏えい率は、隔離直後 $2 \text{ m}^3/\text{d}$ とし、以後は2次冷却系圧力が隔離後24時間で直線的に大気圧まで減圧していくと仮定し、この時の2次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気の漏えいがあるものとする。

(4) 線量

(a) 拡散、気象条件

蒸気発生器伝熱管破損の場合、核分裂生成物は復水器排気ラインを通して放出される。評価上は厳しい側に地表面から放出されると仮定し、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づいて計算された相対濃度 (x/Q) 及び相対線量 (D/Q) を用いる。

(b) 計算方法

① 甲状腺に対する線量

x/Q の値に基づき、1次冷却材喪失の場合と同様の方法で線量を計算する。

ただし、呼吸率としては、事故期間が短いことを考慮し、ICRPによる標準人の作業時間における呼吸率 $3.33 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ ($= 1.2 \text{ m}^3/\text{h}$) を用いる。

② 外部 γ 線による全身に対する線量

D/Q の値に基づき、1次冷却材喪失の場合と同様の方法で線量を計算する。なお、希ガスの β 線外部被ばくによる線量についても、1次冷却材喪失の場合と同様に計算する。

(5) 蒸気発生器伝熱管破損時の評価結果

重大事故として蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の評価地点(原子炉から半径15mの地点)における線量は次表のとおりである。

小児甲状腺に対する線量 3×10^{-3} Sv 以下

外部 γ 線による全身に対する線量 1×10^{-4} Sv 以下

これらの線量は「原子力船運航指針及びその適用に関する判断のめやすについて」において

重大事故に対して定められた「なんらかの措置も講じなければ、その範囲内にいる公衆に、放射線障害を与えるかもしれないと判断される範囲」を判断するためのめやす線量（甲状腺（小児）に対して1.5 Sv、全身に対して0.25 Sv）を十分下回るものである。

また、 β 線外部被ばく（皮膚被ばく）による線量は0.002 Sv以下である。

20.1.3 評価結果

重大事故として1次冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損を想定して線量の評価を行ったところ、いずれも「原子力船運航指針及びその適用に関する判断のめやすについて」にいう管理地帯内とする「ある範囲」を判断するためのめやす線量（甲状腺（小児）に対して1.5 Sv、全身に対して0.25 Sv）を十分下回るものである。

20.2 仮想事故

仮想事故としては、重大事故と同様、1次冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損の2つの場合を考慮する。以下に、重大事故の場合との相違点及び評価結果を示す。

20.2.1 1次冷却材喪失事故

(1) 事故の想定

仮想事故の想定は、重大事故の場合(20.1.1.1 事故の想定参照)とほぼ同様であるが、燃料から放出される核分裂生成物の量の算定に当たっては、炉心内に蓄積されている核分裂生成物のうち希ガスについては100%、よう素については50%が原子炉格納容器内に放出されると仮定する。

(2) 評価線量の種類

仮想事故として1次冷却材喪失を想定した場合の線量は、重大事故の場合(20.1.1.2 評価線量の種類参照)に述べたように2通りに分けて計算する。更に、大気中に放出された希ガスの外部 γ 線による全身線量の積算値の評価も行う。

(3) 大気中に放出された核分裂生成物による線量

(a) 核分裂生成物の大気放出量

前記事故の想定のもとに、重大事故と同様な計算条件及び方法に従って計算する。

(b) 線量

① 甲状腺に対する線量及び外部 γ 線による全身に対する線量

上記の大気中に放出された核分裂生成物による線量の計算は、重大事故と同様の計算条件及び計算式によって行う。

ただし、甲状腺に対する線量については成人に対して評価する。

② 全身線量の積算値

i 仮想事故時に放出される放射性雲中の希ガスの外部 γ 線による全身線量の積算値を計算して評価する。この場合、計算の対象となる地点が遠距離に及ぶことを考慮し、計算地点の地表面濃度が半無限空間に一様分布すると仮定したサブマージョンモデルを用いて計算する。

ii 大気中での拡散条件は、縦の拡がりを英国気象局方式大気安定度F型、横の拡がりを 30° 一定、平均風速は1.5 m/s、放出点は地上と仮定して計算する。

iii 対象とする方位及び範囲は、本船(事故発生後30日間関根浜港に留まると仮定する)から見て最も人口の多い地域である南南西方位をはさむ 30° 扇形とし、本船からの距離10 kmまでは1 km間隔、10 km～100 kmまでは10 km間隔、100 km以遠については100 km間隔に区分し、各区域内の人口を求める。

(4) 原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及び原子炉室部内浮遊核分裂生成物による線量

(a) 線源強度

事故時に原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の炉心内蓄積量に対する割合は、希ガ

ス100%、ハロゲン50%、その他1%とする。

事故後30日間の原子炉格納容器内及び原子炉室部内の核分裂生成物による積算線源強度は、重大事故と同様の式で計算する。その結果をTable 20.2.1に示す。原子炉格納容器内の気相に希ガス100%、ハロゲン(よう素1.5%、その他のハロゲン1%)、その他0%があり、液相に希ガス0%、ハロゲン49%、その他1%があるとする。

(b) 線量

事故時の原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物及び原子炉室内浮遊核分裂生成物による線量は、原子炉格納容器を透過した γ 線による線量と原子炉室内浮遊核分裂生成物からの γ 線による線量とに分けて計算する。その計算方法は重大事故と同様である。

(5) 1次冷却材喪失時の評価結果

仮想事故として、1次冷却材喪失を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量、評価地点(関根浜港内航行を仮定する。港内航行区域は非居住区域から130m以上離れている。評価地点は非居住区域境界のうち線量が最大となる地点である。)における最大の線量及び全身線量の積算値は次のとおりである。

(a) 放出量

よう素 (I-131 等価)	1×10^{12} Bq 以下
希ガス (γ 線エネルギー0.5 MeV 換算)	2×10^{14} Bq 以下

(b) 線量

成人甲状腺に対する線量	0.4 Sv 以下
外部 γ 線(希ガス)による全身に対する線量	7×10^{-4} Sv 以下
原子炉格納容器内及び原子炉室内の線源からの γ 線による線量 (船体構造の遮蔽効果を含まない値)	約0.03 Sv
β 線外部被ばく(皮膚被ばく)による線量	4×10^{-3} Sv 以下
2000年の人口による積算値	0.004万人 Sv 以下

これらの線量は、「原子力船運航指針及びその適用に関する判断のめやすについて」において仮想事故に対して定められた「なんらかの措置も講じなければ、その範囲内にいる公衆に、被ばく継続時間における被ばく又は吸入により、著しい放射線障害を与えるかもしれないと判断される範囲」を判断するためのめやす線量(甲状腺(成人)に対して3 Sv、全身に対して0.25 Sv及び全身線量の積算値の参考値2万人 Sv)を十分下回るものである。

20.2.2 蒸気発生器伝熱管破損

(1) 事故の想定

(a) 重大事故では、損傷している燃料被ふく管から新たに1次冷却材中に放出されると仮定した核分裂生成物は、1次冷却系圧力の低下と共に徐々に1次冷却材中に放出されるものとしたが、仮想事故では、事故直後にこの全核分裂生成物が1次冷却材中に放出されるものとする。

(b) 伝熱管破損を起こした蒸気発生器が隔離された後は、健全側蒸気発生器を使って1次冷却系及び2次冷却系の減圧が行われるが、仮想事故ではこの減圧効果を見捨て、隔離された蒸気発生器の2次側からの蒸気の漏えいが30日間続くものと仮定する。

(2) 評価線量の種類

仮想事故として、蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の評価線量の種類は、重大事故の場合(20.1.2.2 評価線量の種類参照)と同様である。更に、大気中に放出された希ガスの外部 γ 線による全身線量の積算値の評価も行う。

(3) 核分裂生成物の大気放出量

(a) 計算条件

仮想事故としての核分裂生成物の大気放出量の計算は、以下の項目を除き重大事故と同様の条件のもとで計算する。

① 損傷している燃料被ふく管から新たに1次冷却材中に放出されると仮定した核分裂生成物は、1次冷却系圧力に関係なく、事故発生直後に全部1次冷却材中に放出されるものとする。

したがって、この核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの20分間に、1次冷却系から2次冷却系へ流出する量は、その時流出する1次冷却材量の全保有水量に対する割合に等しいとして計算する。

② 破損側蒸気発生器隔離後の弁からの蒸気の漏えいは、漏えい率 $2\text{ m}^3/\text{d}$ で30日間続くものと仮定し、無機よう素のみが放出されるものとする。漏えい期間中は無機よう素の放射性崩壊を考慮する。

(4) 線量

(a) 拡散、気象条件

重大事故の場合と同様とする。

また、全身線量の積算値の評価においては1次冷却材喪失の場合と同様とする。

(b) 計算方法

① 甲状腺に対する線量

重大事故の場合と同様の式を用いて線量を計算する。

ただし、線量については成人に対して評価する。

② 外部 γ 線による全身に対する線量

重大事故の場合と同様の式を用いて線量を計算する。

また、希ガスの β 線外部被ばくによる線量についても、1次冷却材喪失の場合と同様に計算する。

③ 全身線量の積算値

1次冷却材喪失の場合と同様に、計算地点の地表面濃度が半無限空間に一様分布すると仮定したサブマージョンモデルを用いて計算する。このとき、対象とする方位及び人口集計も1次冷却材喪失の場合と同様である。

なお、放出点は地上と仮定して計算する。

(5) 蒸気発生器伝熱管破損時の評価結果

仮想事故として蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量、評価地点（関根浜港内航行を仮定する。港内航行区域は非居住区域から130m以上離れている。評価地点は非居住区域境界のうち線量が最大となる地点である。）における最大の線量及び全身線量の積算値は次のとおりである。

成人甲状腺に対する線量	1×10^{-4} Sv 以下
外部 γ 線（希ガス）による全身に対する線量	3×10^{-5} Sv 以下
β 線外部被ばく（皮膚被ばく）による線量	2×10^{-4} Sv 以下
2000年の人口による積算値	2×10^{-4} 万人Sv 以下

これらの線量は、「原子力船運航指針及びその適用に関する判断のめやすについて」において仮想事故に対して定められた「なんらかの措置も講じなければ、その範囲内にいる公衆に、被ばく継続時間における被ばく又は吸入により、著しい放射線障害を与えるかもしれないと判断される範囲」を判断するためのめやす線量（甲状腺（成人）に対して3 Sv、全身に対して0.25 Sv 及び全身線量の積算値の参考値2万人Sv）を十分下回るものである。

20.2.3 評価結果

仮想事故として1次冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損を想定して線量の評価（評価地点は本船から130 m以上離れた非居住区域境界のうち線量が最大となる地点を行ったところ、いずれも「原子力船運航指針及びその適用に関する判断のめやすについて」において仮想事故に対して定められた「なんらかの措置も講じなければ、その範囲内にいる公衆に、被ばく継続時間における被ばく又は吸入により、著しい放射線障害を与えるかもしれないと判断される範囲」を判断するためのめやす線量（甲状腺（成人）に対して3 Sv、全身に対して0.25 Sv 及び全身線量の積算値の参考値2万人Sv）を十分下回るものである。

なお、仮想事故時には、船内一般乗客を船内の特定の居住区に隔離することにより、その被ばく線量は上記のめやす線量を十分下回ることができると評価している。

20.3 緊急事故時の乗組員の被ばく

重大事故時または仮想事故時に乗組員等の放射線従事者が受ける被ばく線量は、実効線量当量で100mSvを十分下回るよう管理することができると評価している。

Table 20.1.1.1 よう素の炉心内蓄積量

核種	核分裂収率(%)	半減期	I-131等価量への換算係数	炉心内蓄積量(Bq)	炉心内蓄積量(I-131等価)(Bq)
I-131	2.84	8.06d	1	9.08×10^{16}	9.08×10^{16}
I-132	4.21	2.28h	5.86×10^{-3}	1.35×10^{17}	7.92×10^{14}
I-133	6.77	20.8h	1.69×10^{-1}	2.17×10^{17}	3.66×10^{16}
I-134	7.61	52.6h	1.00×10^{-3}	2.43×10^{17}	2.43×10^{14}
I-135	6.41	6.61h	2.93×10^{-2}	2.05×10^{17}	6.01×10^{15}
合計	—	—	—	8.91×10^{17}	1.35×10^{17}

Table 20.1.1.2 希ガスの炉心内蓄積量

核種	核分裂 収率(%)	半減期	γ 線 実効エネルギー (MeV/dis)	β 線 実効エネルギー (MeV/dis)	炉心内蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (γ 線0.5MeV換算) (Bq)	炉心内蓄積量 (β 線強度) (MeV \cdot Bq/dis)
Kr-83m	0.53	1.83 h	0.0025	0.037	1.73×10^{16}	8.65×10^{13}	6.39×10^{14}
Kr-85m	1.31	4.48 h	0.159	0.253	4.28×10^{16}	1.36×10^{16}	1.08×10^{16}
Kr-85	0.29	10.73 y	0.0022	0.251	1.47×10^{15}	6.49×10^{12}	3.70×10^{14}
Kr-87	2.54	76.3 min	0.793	1.323	8.30×10^{16}	1.32×10^{17}	1.10×10^{17}
Kr-88	3.58	2.80 h	1.950	0.377	1.17×10^{17}	4.54×10^{17}	4.40×10^{16}
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	0.143	1.30×10^{15}	5.19×10^{13}	1.86×10^{14}
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	0.190	6.24×10^{15}	5.25×10^{14}	1.19×10^{15}
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	0.135	2.21×10^{17}	1.99×10^{16}	2.99×10^{16}
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	0.095	3.46×10^{16}	2.99×10^{16}	3.28×10^{15}
Xe-135	6.63	9.083 h	0.250	0.316	2.17×10^{17}	1.08×10^{17}	6.86×10^{16}
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	0.611	2.05×10^{17}	4.84×10^{17}	1.25×10^{17}
合計	-	-	-	-	9.47×10^{17}	1.25×10^{18}	3.93×10^{17}

Table 20.1.3 原子炉格納容器内及び原子炉室内の積算線源強度（重大事故）

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)	原子炉格納容器内 積算線源強度 (MeV)	原子炉室内 積算線源強度 (MeV)
0.4	$E \leq 0.4$	5.0×10^{20}	9.4×10^{16}
0.8	$0.4 < E \leq 1.0$	5.3×10^{20}	6.2×10^{15}
1.3	$1.0 < E \leq 1.5$	1.1×10^{20}	1.8×10^{15}
1.7	$1.5 < E \leq 1.8$	1.3×10^{20}	2.0×10^{15}
2.5	$1.8 < E$	9.1×10^{19}	1.0×10^{16}

Table 20.2.1 原子炉格納容器内及び原子炉室内の積算線源強度（仮想事故）

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)	原子炉格納容器内 積算線源強度 (MeV)	原子炉室内 積算線源強度 (MeV)
0.4	$E \leq 0.4$	2.6×10^{22}	4.7×10^{18}
0.8	$0.4 < E \leq 1.0$	2.7×10^{22}	2.9×10^{17}
1.3	$1.0 < E \leq 1.5$	5.3×10^{21}	9.1×10^{16}
1.7	$1.5 < E \leq 1.8$	6.7×10^{21}	1.0×10^{17}
2.5	$1.8 < E$	4.7×10^{21}	5.0×10^{17}

2 1 . 確率論的安全評価

21.1 概 要

MR Xの設計を進めるために、基本設計の第1次設計段階に於いて確率論的安全評価手法により内部事象による原子炉施設の安全性・信頼性評価を実施し、プラント全体としてのバランスを考慮した設計改善に利用した。評価は、基本的にはイベントツリー法によって実施した。

ここでは、設計見直し後の確率論的安全評価結果を示す。但し、実施に当たっては保守的に評価しているため、詳細設計段階に於いて評価内容の見直しが必要となる。

21.2 起回事象

21.2.1 起回事象の想定

イベントツリー解析においては第一段階として起回事象を選定する。起回事象の主な例を挙げる。なお、MR Xは一体型炉として、また制御棒駆動機構を原子炉容器内に設置する設計としているため、大破断LOCA及び制御棒飛び出しは起回事象の対象外としている。

- (1) 原子炉廻り
 - (a) 原子炉容器の損傷
 - (b) 燃料の破損：燃料落下による臨界継続或いは燃料溶融。
 - (c) 炉内構造物の損傷：燃料集合体の支持機能の喪失、等。
 - (d) 制御棒制御系の故障：引き抜きによる反応度添加、或いは挿入による炉心分布の異常。
- (2) 1次冷却設備
 - (a) 加圧器逃がし弁の損傷：開後閉失敗による冷却材流出。
 - (b) 開後閉失敗による冷却材流出、固着による原子炉容器過圧。
 - (c) 1次冷却水ポンプ故障：1次冷却機能の喪失。
 - (d) 蒸気発生器の損傷：伝熱管損傷による1次冷却材の流出。
- (3) 工学的安全施設
 - (a) 非常用崩壊熱除去設備の損傷：異常時・事故時の崩壊熱除去機能の喪失。
 - (b) 非常用格納容器水冷却設備の損傷：同上。
- (4) 体積制御設備
 - (a) 抽出系の損傷：1次冷却材の流出。
 - (b) 充填系の損傷：1次冷却材の流出、停止時の冷却材補給機能の喪失、異常時のほう酸添加機能の喪失。
- (5) 余熱除去設備
 - (a) 原子炉容器接続配管の損傷：1次冷却材の流出、停止時の崩壊熱除去機能の喪失。
 - (b) 熱交換器の損傷：停止時崩壊熱除去機能の喪失。
 - (c) 隔離弁の誤開：格納容器外の配管破損、1次冷却材の流出。

- (6) 補機冷却水設備：運転継続不可、停止時崩壊熱除去機能の喪失。
- (7) 補機冷却海水設備：同上。
- (8) 格納容器水浄化冷却設備：格納容器水の流出、事故時崩壊熱除去機能の喪失。
- (9) 試料採取設備：1次冷却材の流出。

21.2.2 起因事象の発生頻度

起因事象の発生頻度は陸上の商用発電炉の解析に使用されている値を採用する。具体的には、米国のPWRプラント（Surry - 1、Sequoyah - 1、Zion - 1、等）で実施されている苛酷事故解析で用いられている値を採用する。（Table 21.1.1 参照）

Table 21.1.1 起因事象発生頻度

起 因 事 象	発 生 頻 度	出 典
外部電源喪失	7.7×10^{-2}	Surry - 1
主給水喪失トランジェント	0.94	同 上
初期に冷却系が利用可能なトランジェント	7.3	同 上
DC電源母線の喪失	5.0×10^{-3}	同 上
蒸気発生器細管破断	1.0×10^{-2}	同 上
中破断LOCA(2~6インチ)	1.0×10^{-3}	同 上
小破断LOCA(1/2~2インチ)	1.0×10^{-3}	同 上
極小破断LOCA(1/2インチ未満)	1.3×10^{-2}	同 上
インターフェイスLOCA	1.6×10^{-6}	同 上
制御棒の異常引き抜き	1.8×10^{-3}	OCONEE
1次冷却水ポンプ2台停止	$8.76 \times 10^{-3} *$	Indian Point - 3
蒸気発生器過剰給水(ポンプ異常)	1.5×10^{-2}	Zion
隔離弁誤開	8.8×10^{-4}	同 上
主機発電機2台停止(タービントリップ)	0.22 *	IEEE1984

*ポンプに対する β ファクタ=0.05を考慮。

21.3 個別炉心損傷確率

各起因事象に対する炉心損傷頻度を評価する。評価に当たっては共通要因故障による寄与(β ファクタ)を考慮する。

21.3.1 共通原因故障

システムの信頼度を向上させる手段として、同一機能を有する機器を多重化して、冗長性を持たせる方法を採用している。この場合、一つの原因のために複数の機器が同時に故障する可能性が考えられる。このため個別の機器の信頼度をそのまま使用した場合には、信頼度を高く見積もる可能性があるため、本評価では、保守的な評価となるように共通原因による信頼性の低下度合いを考慮し、共通原因故障に対するファクタとして β ファクタを採用し評価する。

β ファクタはEPRI NP-5613の値を採用する。Table 21.3.1に代表的な機器の β ファクタ値を示す。

Table 21.3.1 β ファクタ値

機 器	β ファクタ値
炉 停 止 遮 断 器	0.19
ジ ー ゼ ル 発 電 機	0.05
電 動 弁	0.08
逃 が し 安 全 弁	0.07
逆 止 弁	0.06
余 熱 除 去 ポ ン プ	0.11
補 助 給 水 ポ ン プ	0.03

21.3.2 機器の損傷頻度

信頼性評価に当たっては、機器等の損傷頻度は下記の値を使用した。

機器・設備等	損傷頻度
弁	3×10^{-3}
原子炉スクラム	6×10^{-5}
但し、自動スクラム失敗後の手動スクラム	1.7×10^{-1}
ほう酸注入	4.5×10^{-3}
S I 信号発信	3.5×10^{-5}
通常操作による原子炉冷却	3×10^{-4}

21.3.3 非常用崩壊熱除去設備の信頼性

個別事象に対する炉心損傷頻度を評価するに当たって、先ず、MRX特有の設備である非常用崩壊熱除去設備の信頼性評価を実施する。

(1) 非常用崩壊熱除去機能

本原子炉は通常時の崩壊熱除去設備である「補助給水設備」及び「余熱除去設備」の他にプラント異常時の崩壊熱除去設備として「非常用崩壊熱除去設備」を有し「非常用崩壊熱除去設備」は「非常用格納容器水冷却設備」と相俟って炉心で発生した崩壊熱を除去する機能を有する。炉心で発生した崩壊熱は「非常用崩壊熱除去設備」により格納容器水に伝えられ、更に格納容器水の熱は「非常用格納容器水冷却設備」により大気中に放出される。

(2) 設備の構成

「非常用崩壊熱除去設備」は3系統で構成され、各系統は100%の能力を有する。通常時止め弁により原子炉容器と遮断されている。機能要求時にはこの止め弁が開けられることにより所定の機能を発揮する。弁の作動は直流電源の供給により行われる。

「非常用格納容器水冷却設備」は4系統のヒートパイプ設備で構成され、常に作動状態にある。所定の冷却能力は3系統で達成される。

(3) 信頼性評価

非常用崩壊熱除去に対する信頼性評価はGO-FLOW手法にて実施し、「非常用崩壊熱除去設備」と「非常用格納容器水冷却設備」を合わせた信頼性としては、 1.2×10^{-5} の非信頼度の結果を得た。

21.3.4 個別事象における炉心損傷発生頻度

各個別事象における炉心損傷頻度を評価した結果、炉心損傷頻度が 10^{-9} 以上となった事象をTable 21.3.2に示す。

Table 21.3.2 起因事象と炉心損傷発生頻度

起 因 事 象	炉心損傷発生頻度
蒸気発生器 伝熱管破損	7.2×10^{-9}
体積制御系 格納容器内配管破断	1.7×10^{-9}
主機発電機2台停止(タービントリップ)	1.01×10^{-8}
トランジェント	3.35×10^{-9}
主蒸気系 共通配管ヘッダ破断	1.5×10^{-9}
余熱除去設備 隔離弁誤開	1.1×10^{-8}

21.3.5 事象の説明

(1) 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器の伝熱管が破損した後原子炉スクラムには成功するが、主蒸気管に設置された弁による破損蒸気発生器の隔離に失敗し、1次冷却材が格納容器外に流出する事象。

(2) 体積制御系格納容器内配管破断

原子炉容器と体積制御系の止め弁の間の配管が破断しLOCA発生状態で、止め弁による配管隔離に失敗し、格納容器水が格納容器外に流出して非常用崩壊熱除去設備による炉心冷却が出来なくなる事象である。2次系による冷却は考慮していない。

(3) 主機発電機2台停止

主機発電機が2台とも停止しその後自動スクラム、手動スクラム及びほう酸注入による原子炉停止に失敗する事象である。原子炉停止設備の補修は考慮していない。

(4) トランジェント

トランジェント時に加圧器安全弁が作動し、再閉止に失敗。その後原子炉停止に失敗する事象である。前記同様原子炉停止設備の補修は考慮していない。

(5) 主蒸気系共通配管ヘッダ破損

格納容器外で、両蒸気発生器からの主蒸気管が合流した部分の配管破断で2次系による冷却が出来なく、非常用崩壊熱除去系のみによって原子炉を冷却する事象である。

(6) 余熱除去系隔離弁誤開

高温・高圧運転中に余熱除去系統の隔離弁が誤って開となり、低圧設計部分に過圧力が加わり損傷し、1次冷却材が流出する。その後再隔離失敗し、炉心が露出する事象である。

21.4 プラント炉心損傷頻度

内部事象に対するMRXプラント全体の炉心損傷頻度は前項の事象による頻度を合計しても 3.5×10^{-8} 程度であり、十分に信頼性のあるプラントと考えられる。本信頼性は、我が国における品質保証による信頼性を考慮、或いは各設備が不作動後の復旧等の詳細を検討していけば、更に炉心損傷頻度は小さくなるものと考えられる。

あとがき

改良船用炉の研究開発は昭和58年度から設計が開始されて以来、概念設計を経て、平成8年度に工学設計を完了した。

MRXの設計の特徴は以下の通りである。

- (1) 一次系機器を原子炉容器に内装する一体型PWRの採用により原子炉システムの小型化、軽量化及び系統の簡素化を達成している。また一次系循環配管が不用となることにより、大口徑配管破断事故（大LOCA）を排除することが可能になり、安全性の向上と工学的安全系の簡素化を実現している。
- (2) 原子炉容器内装型制御棒駆動機構採用により制御棒飛び出し事故の排除及び原子炉システムの小型化を達成している。
- (3) 格納容器内に水を充填した水張格納容器方式を採用することにより、LOCA時の受動的炉心冠水を達成させるとともに格納容器内充填水を放射線遮へい体に活用することにより、2次遮へい体を削除し大幅な軽量化の実現を図っている。
- (4) 受動的炉心冠水の確保とともに、事故時の崩壊熱除去を自然循環で行う受動的安全系を採用することにより工学的安全系の簡素化及び安全性向上を図った。
- (5) 系統の簡素化、受動的工学的安全系、高度自動化等の採用により、運転性の向上を図っている。

MRXの工学設計においては、受動的安全設備を有する一体型炉として建造の見通しを得るためにプラント全体にわたり設計の詳細化を行うとともに、各種基準への対応、製作性、安全性評価等を中心に実施し、採用した新技術については今後の研究開発、実証試験等が必要なものの、当原子炉の建造の実現性を見通しを得た。

工学設計の実施においては、蒸気発生器の互換性、循環ポンプの配置等いくつかの検討課題が生じたが、大部分は機器の設計に係るものであり、将来詳細設計の段階で解決できるものなので、基本仕様の変更はせず設計を進めた。今後実用化においては、要素技術開発試験の成果の反映とともに上記課題を念頭においた設計の最適化が必要である。

本設計研究の実施に当たっては、多くの方々に参加をいただくとともに御指導、御協力をいただきました。本報告書をとりまとめるに当たり深甚の謝意を表します。

参考文献

1章関連

- [1] 井上啓次郎：開発記録 原子力船「むつ」、昭和61年3月
- [2] 日本原子力研究所 原子力船研究開発室：「改良船用炉試設計報告書、昭和60年度」、JNS-R-report 0009、昭和61年7月
- [3] 日本原子力研究所 原子力船研究開発室：改良船用炉MRXの概念設計、JAERI-M 91-004 平成3年1月

5章関連

- [1] K.Tsuchihashi, et al.: Revised SRAC Code System, JAERI 1302(1986)
- [2] T.Mori and M.Nakagawa: MVP/GMVP: General Purpose Monte Carlo Codes for Neutron and Photon Transport Calculations Based on Continuous Energy and Multigroup Methods, JAERI-Data/Code 94-007(1994)
- [3] A.Yamaji, et al.: Core Design and Safety System of Advanced Marine Reactor MRX, ICONE-3, Kyoto, pp.1029-1034 (1995)

12章関連

- [1] ICRU Report 10C : " Radioactivity " Recommendations of the International Commission on Radiological Units and Measurements (1962), National Bureau of Standards Handbook 86 (1963)