

別添資料－ 2

残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却
の成立性について

<目次>

1. 残留熱代替除去系の構成	1
1.1 設置目的	1
1.2 設備構成の概略	2
1.3 系統設計仕様	4
1.3.1 機械設備	4
1.3.2 計測制御設備	5
1.3.3 電源設備	24
2. 残留熱代替除去系の成立性確認	28
2.1 有効性評価シナリオの成立性	28
2.1.1 残留熱代替除去系の運用について	28
2.1.2 残留熱代替除去系の有効性について	28
2.2 残留熱代替除去系の操作性	29
2.2.1 残留熱代替除去系運転のために必要な系統・機器とアクセス性	29
2.2.2 操作の概要について	36
2.3 系統運転時の監視項目	43
2.3.1 水素ガス及び酸素ガス発生時の対応について	43
3. 本系統の運用にあたって考慮すべき項目	49
3.1 放射線による影響について	49
3.2 系統の健全性について	50

別紙

1. 格納容器水素濃度・酸素濃度の測定原理と適用性について
2. 循環流量の確保について
3. 長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)での適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について
4. 系統のバウンダリに対する影響評価について
5. 系統が高線量となった場合の影響について

参考

1. 重大事故等時の長期安定冷却手段について

1. 残留熱代替除去系の構成

1.1 設置目的

残留熱代替除去系は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第50条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）のうち、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備であり、格納容器ベントを実施する場合においても、ベント時間を遅延させることが可能な設備である。

重大事故等時においては、サプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系が使用できない状況も想定されるが、格納容器フィルタベント系を使用する場合は、外部水源による原子炉注水及び格納容器スプレイを継続し、ベントラインの水没を防止するため、サプレッション・プール通常水位+約 1.3m 到達により、格納容器スプレイを停止し、格納容器ベント操作を実施することにより、フィード・アンド・ブリード冷却を継続することとなる。

上記に対し、残留熱代替除去系を使用する場合、残留熱代替除去系の原子炉格納容器除熱機能により、格納容器圧力の上昇を抑制でき、かつ、サプレッション・チェンバを水源とすることにより、水位上昇を抑制できることから、原子炉格納容器の過圧破損を防止することができ、また、有効性評価の範囲においてはベント回避が可能となる。残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を継続中において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度が上昇し、原子炉格納容器内の酸素ガス濃度がドライ条件において 4.4vol%及びウェット条件において 1.5vol%に到達した場合には、原子炉格納容器内の水素燃焼を防止する観点から格納容器ベントを実施するが、残留熱代替除去系を使用しない場合と比較し、大幅にベント時間を遅延させることができる。

1.2 設備構成の概略

残留熱代替除去系の系統概要は以下のとおりである。

- ・本系統は、サブプレッション・チェンバを水源とし、残留熱代替除去ポンプによる原子炉及び原子炉格納容器の循環冷却を行うことができる系統である。
- ・系統水は、サブプレッション・チェンバから、残留熱除去系の配管を通り、残留熱代替除去ポンプに供給される。残留熱代替除去ポンプにより昇圧された系統水は、残留熱除去系熱交換器及び残留熱除去系配管を通り、原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイに使用される。また、原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器の破損を判断した場合は、格納容器スプレイ及び格納容器スプレイによる格納下部の熔融炉心の冷却を行うことも可能とする。
- ・原子炉圧力容器及び原子炉格納容器内に注水された系統水は、原子炉本体や原子炉格納容器内配管の破断口等から、ベント管を経てサブプレッション・チェンバに流出することにより、循環冷却ラインを形成する。
- ・なお、重大事故等時における想定として、非常用炉心冷却系等の設計基準事故対処設備に属する動的機器は、機能を喪失していることが前提条件となっていることから、本系統は、全交流動力電源が喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電が可能な設計とする。
- ・前述のとおり、本系統はサブプレッション・チェンバを水源として、原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイとして使用する系統であるが、重大事故等時におけるサブプレッション・チェンバのプール水の温度は100℃を超える状況が想定され、高温水を用いて原子炉圧力容器又は原子炉格納容器へ注水を行った場合、原子炉格納容器に対して更なる過圧の要因となりえる。

このため、残留熱代替除去系の使用においては、原子炉補機代替冷却系からの冷却水の供給により、残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保する。

残留熱代替除去系の機能を確保する際に使用する系統からの核分裂生成物の放出を防止するため、残留熱代替除去系による循環ラインは閉ループにて構成する。

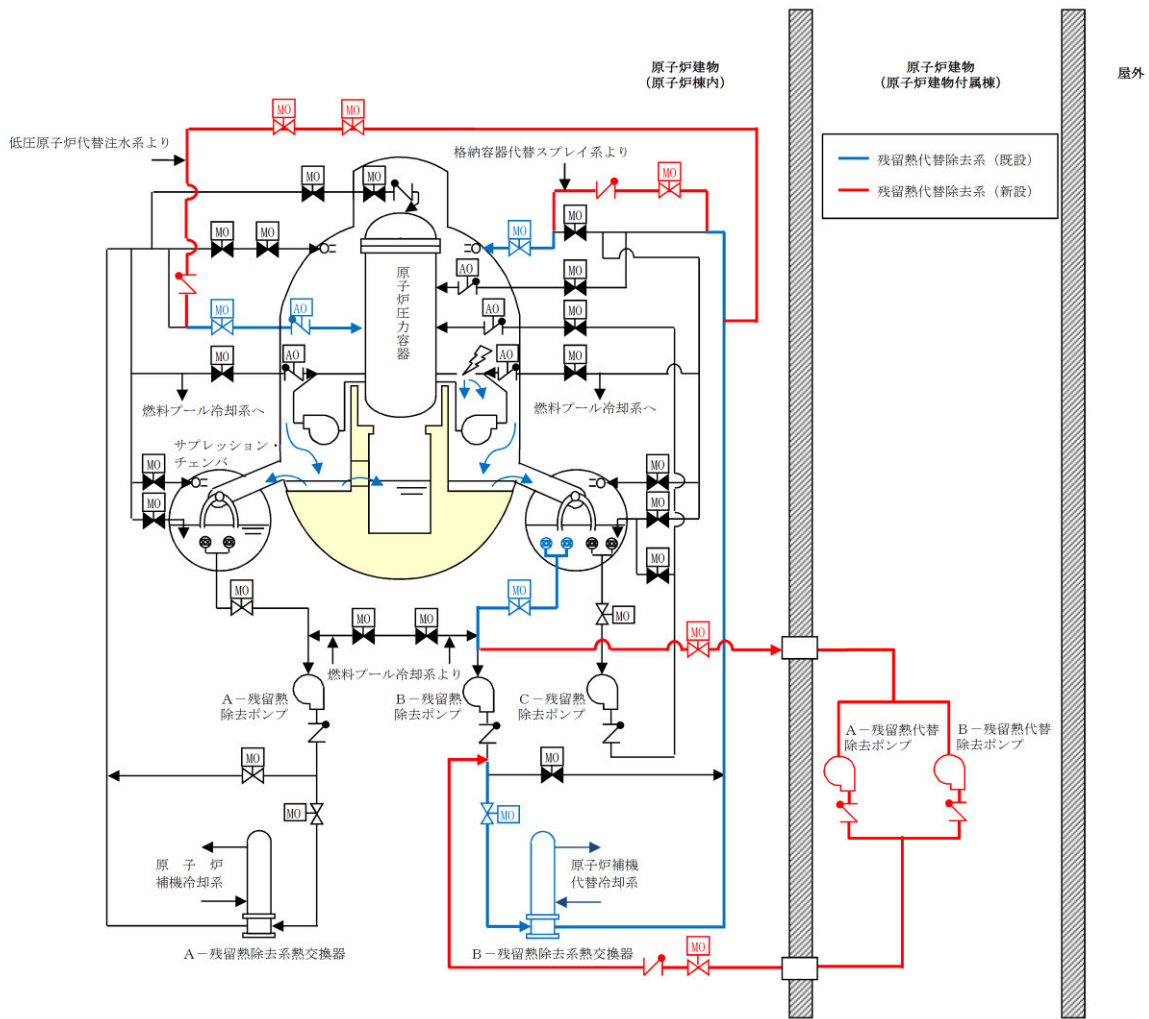


図 1.2-1 残留熱代替除去系の設備概要※

※上図は原子炉冷却材喪失事故（LOCA）を想定しているため原子炉压力容器へ注水した水は破断口から溢れ出しサブプレッション・チェンバに流入する。LOCA以外の場合は逃がし安全弁の排気管を通してサブプレッション・チェンバに流入することになる。

1.3 系統設計仕様

1.3.1 機械設備

残留熱代替除去系について、格納容器過圧・過温破損を防止するとともに、格納容器ベントを実施することなく、原子炉格納容器からの除熱を行うことができるよう設計する。

<設計条件>

当該系統起動後、原子炉格納容器限界温度・圧力（200℃・853kPa）を超えないようサブプレッション・チェンバを水源とし、原子炉への注水及び格納容器スプレーができること。

<主要仕様>

主要仕様は、以下に示すとおりである。

残留熱代替除去系

系統流量 : 150m³/h

(原子炉注水流量:30m³/h, 格納容器スプレー流量:120m³/h)

水源 : サプレッション・チェンバ

除熱手段 : 原子炉補機代替冷却系

1.3.2 計測制御設備

残留熱代替除去系について、使用時の状態を監視するため、流量計、温度計、水位計及び圧力計を設置する（図 1.3.2-1 参照）。これらの監視パラメータは、中央制御室及び緊急時対策所で監視可能な設計としている。

①設計方針

残留熱代替除去系により有効に除熱できていることを確認するため、原子炉格納容器の熱バランスを把握できる監視設備を設置する。残留熱代替除去系運転時の原子炉格納容器の熱バランスは、原子炉格納容器内部の温度と、残留熱代替除去系統により除熱される量を確認することで把握が可能である。よって、サプレッション・プール水温度及び水位、原子炉格納容器内の温度及び圧力並びに除熱量を確認するための残留熱代替除去系の系統流量（原子炉圧力容器への注水量及び原子炉格納容器へのスプレイ流量）、残留熱除去系出口温度を監視できる設計とする。

また、原子炉格納容器へのスプレイによる格納容器下部への注水を確認するための残留熱代替除去系の系統流量（原子炉格納容器への注水流量）を監視できる設計とする。

以上より、下記で示す㉑～㉒の計器を設置する。

- ・ 系統流量：㉑残留熱代替除去系原子炉注水流量
 ㉒残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
- ・ 残留熱除去系熱交換器入口温度：㉓サプレッション・プール水温度（S A）
- ・ 残留熱除去系熱交換器出口温度：㉔残留熱除去系熱交換器出口温度
- ・ 原子炉格納容器内の温度：㉕ドライウエル温度（S A）
- ・ 原子炉格納容器内の圧力：㉖ドライウエル圧力（S A）
 ㉗サプレッション・チェンバ圧力（S A）
- ・ 残留熱代替除去系の水源：㉘サプレッション・プール水位（S A）

また、残留熱代替除去ポンプの運転状態を監視するため、下記で示す㉙の計器を設置する。

- ・ 残留熱代替除去ポンプの運転状態：㉙残留熱代替除去ポンプ出口圧力

なお、上記に加え、残留熱除去系熱交換器二次側の温度、流量等を原子炉補機代替冷却系側で確認することにより、システム全体の熱バランスを把握することが可能である。

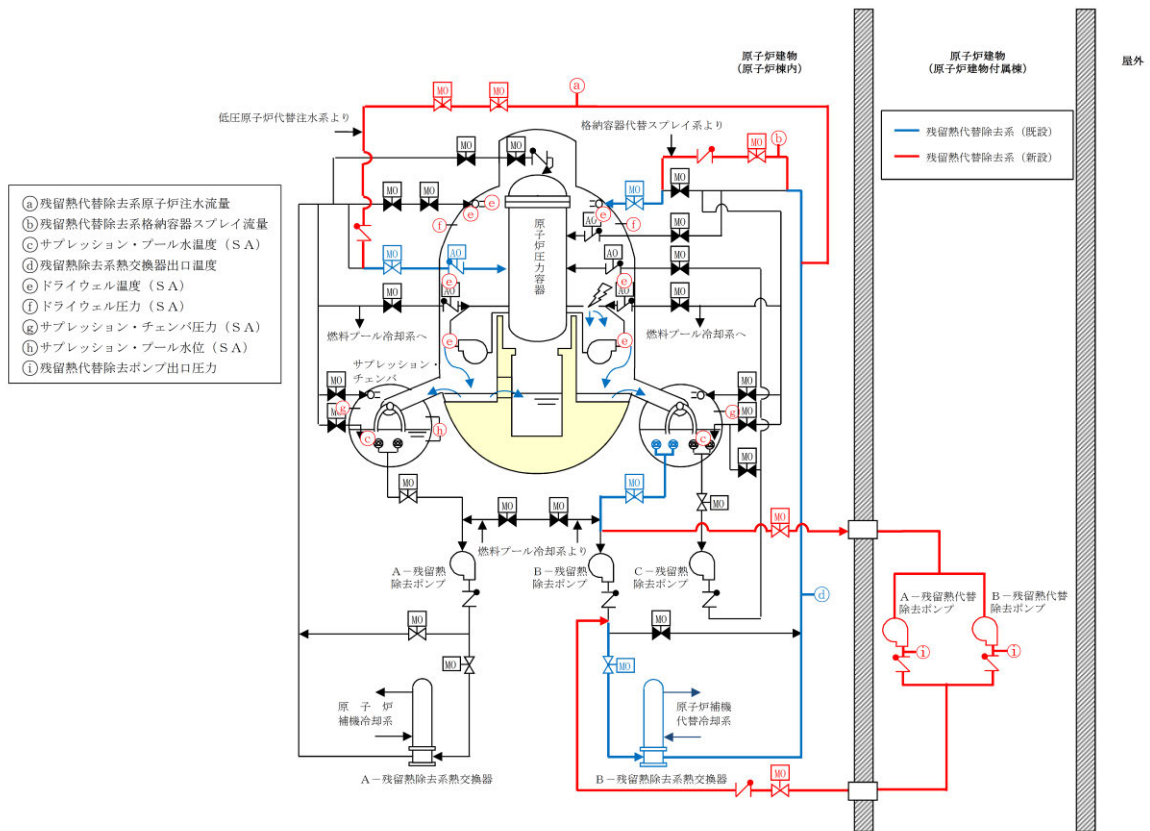


図 1.3.2-1 残留熱代替除去系使用時の概略図

②計測設備の仕様について

a. 機器仕様

計測設備の主要仕様を表 1.3.2-1 に示す。

表 1.3.2-1 残留熱代替除去系運転に必要な計測設備の主要仕様

監視計器	計測範囲	計測範囲の根拠	個数	監視場所
㉔ 残留熱代替除去系原子炉注水量 ^{※1}	0～50m ³ /h	残留熱代替除去系原子炉注水の最大注水量 (30 m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
㉕ 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ^{※1}	0～150m ³ /h	残留熱代替除去系格納容器スプレイの最大注水量 (120m ³ /h) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
㉖ サプレッション・プール水温度 (SA) ^{※1}	0～200℃	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) におけるサプレッション・プールの飽和温度 (約 178℃) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)
㉗ 残留熱除去系熱交換器出口温度	0～200℃	残留熱代替除去系の運転時における, 残留熱除去系熱交換器出口温度の最高使用温度 (185℃) を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
㉘ ドライウェル温度 (SA) ^{※1}	0～300℃	原子炉格納容器の限界温度 (200℃) を監視可能。	7	中央制御室 (緊急時対策所)
㉙ ドライウェル圧力 (SA) ^{※1}	0～1000kPa (abs)	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)
㉚ サプレッション・チェンバ圧力 (SA) ^{※1}	0～1000kPa (abs)	原子炉格納容器の限界圧力 (2Pd : 853kPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)
㉛ サプレッション・プール水位 (SA) ^{※1}	-0.80～5.50m ^{※2}	ウェットウェルベント操作可否判断を把握できる範囲を監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
㉜ 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 ^{※1}	0～3MPa [gage]	重大事故等時における, 残留熱代替除去ポンプの最高使用圧力 (2.5MPa [gage]) を監視可能。	2	中央制御室 (緊急時対策所)

※1 : 新規設置する監視計器

※2 : 基準点はサプレッション・プール通常水位 (EL5610)

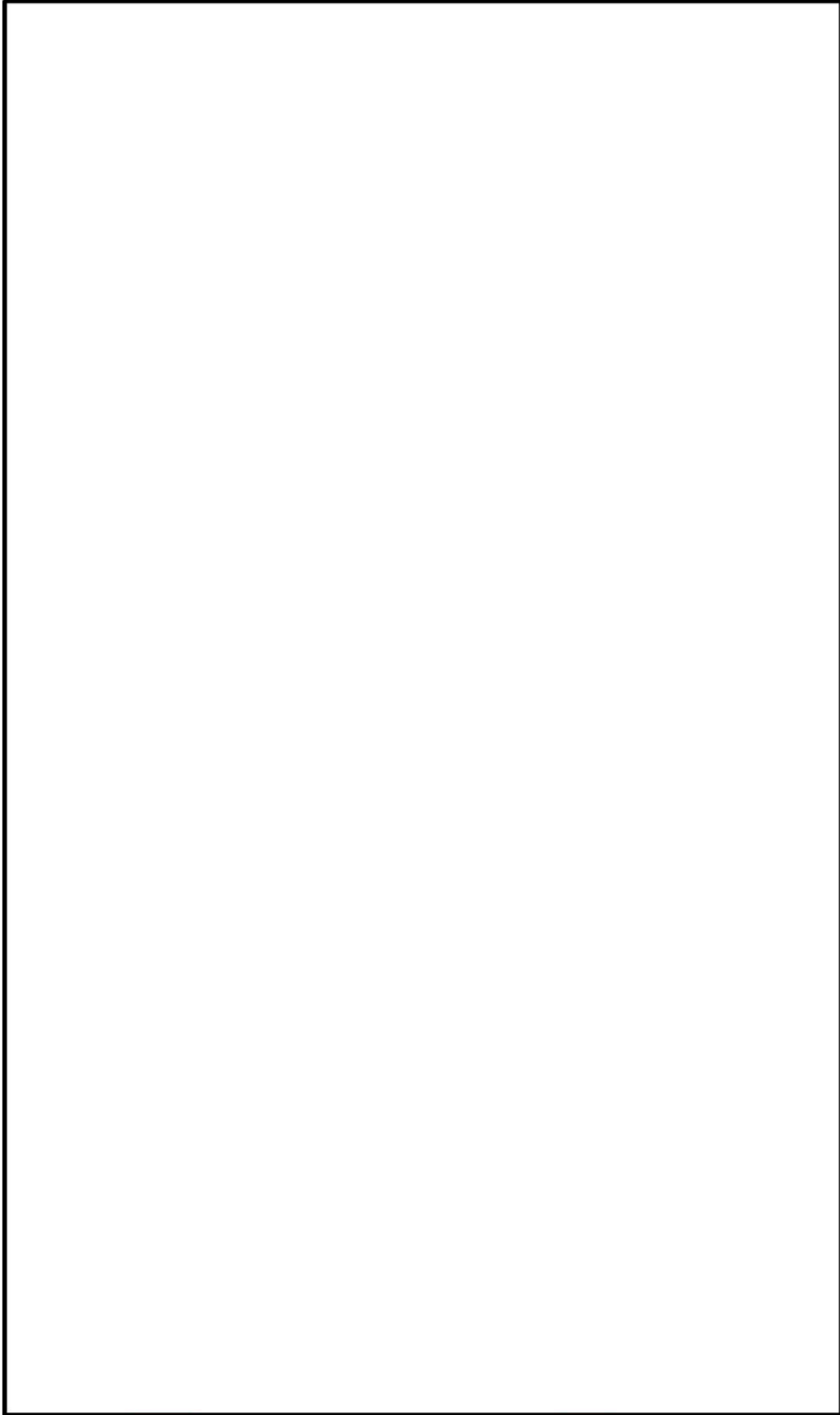


図 1.3.2-2 機器配置図 (原子炉建物地下 2 階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

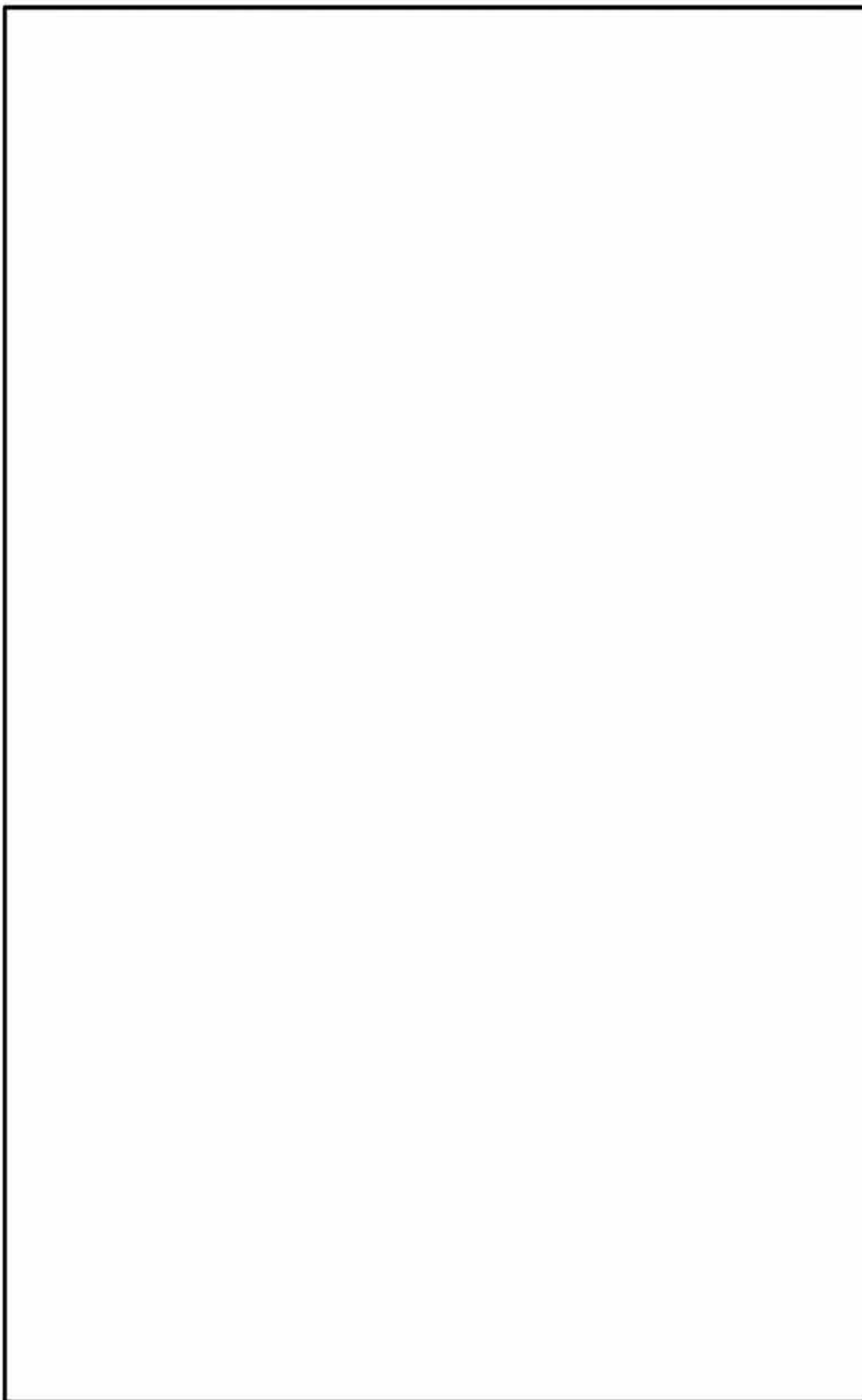


図 1.3.2-3 機器配置図 (原子炉建物地下 1 階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

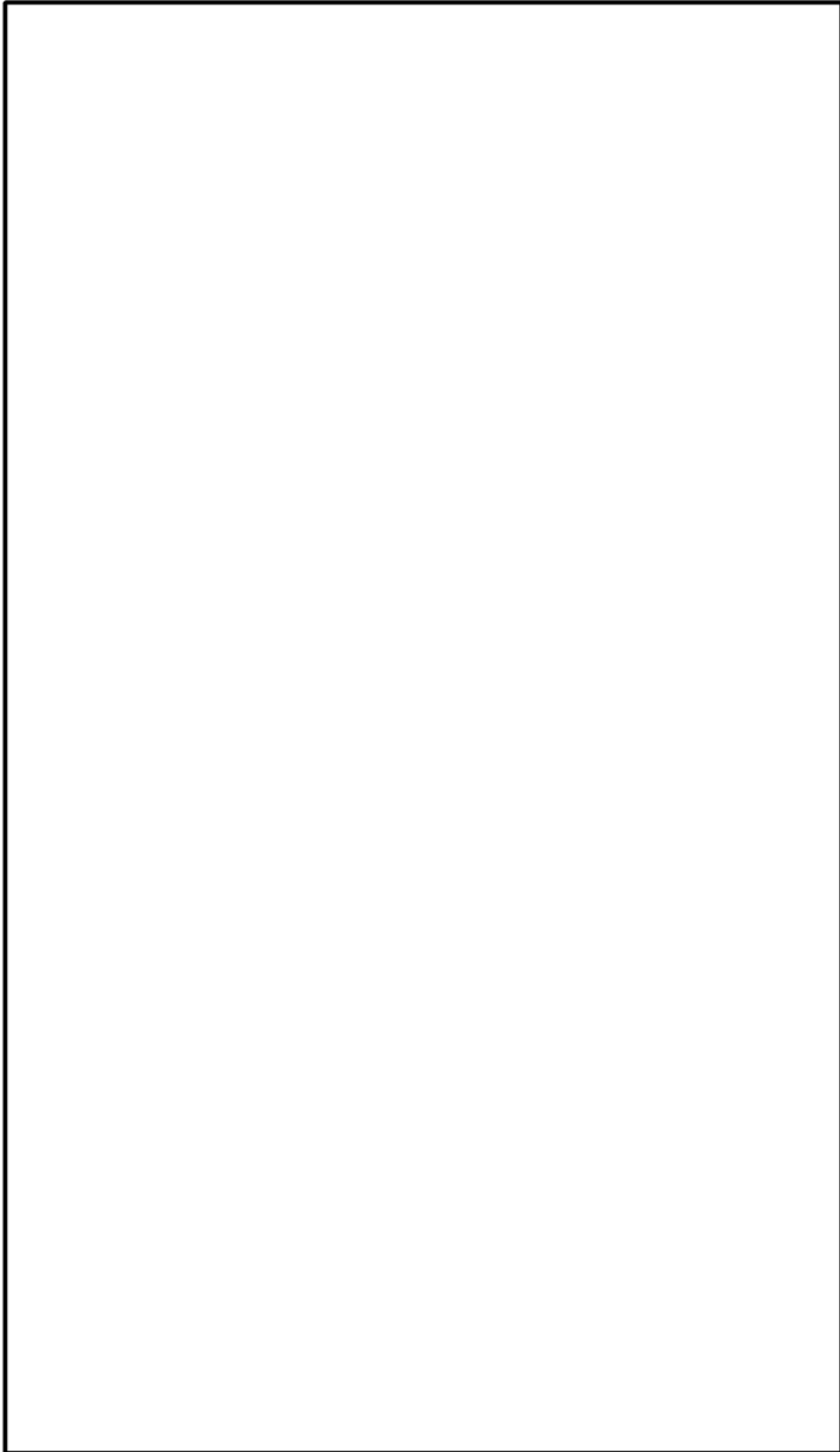


図 1.3.2-4 機器配置図 (原子炉建物 1 階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

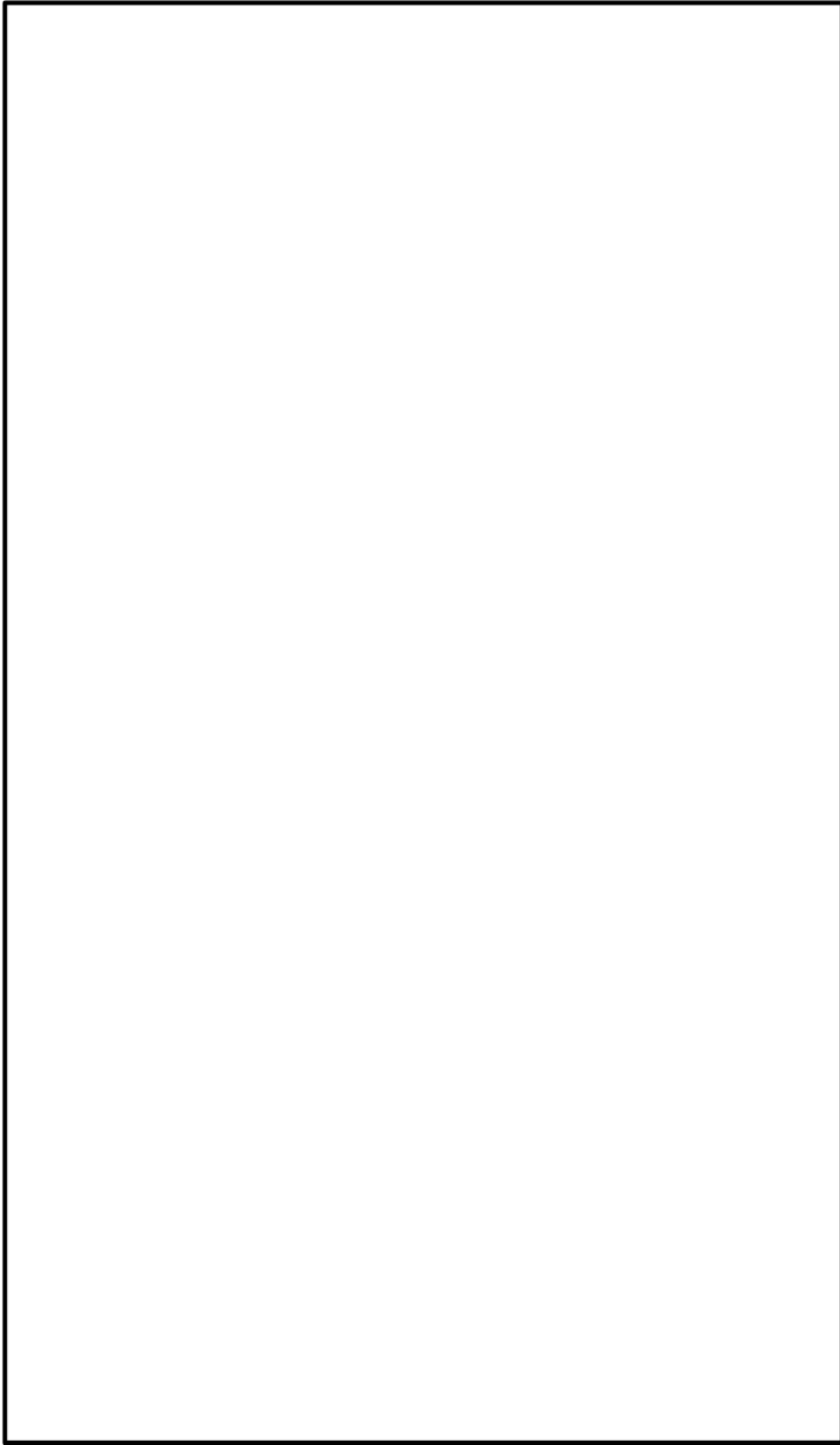


図 1.3.2-5 機器配置図 (原子炉建物 2 階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

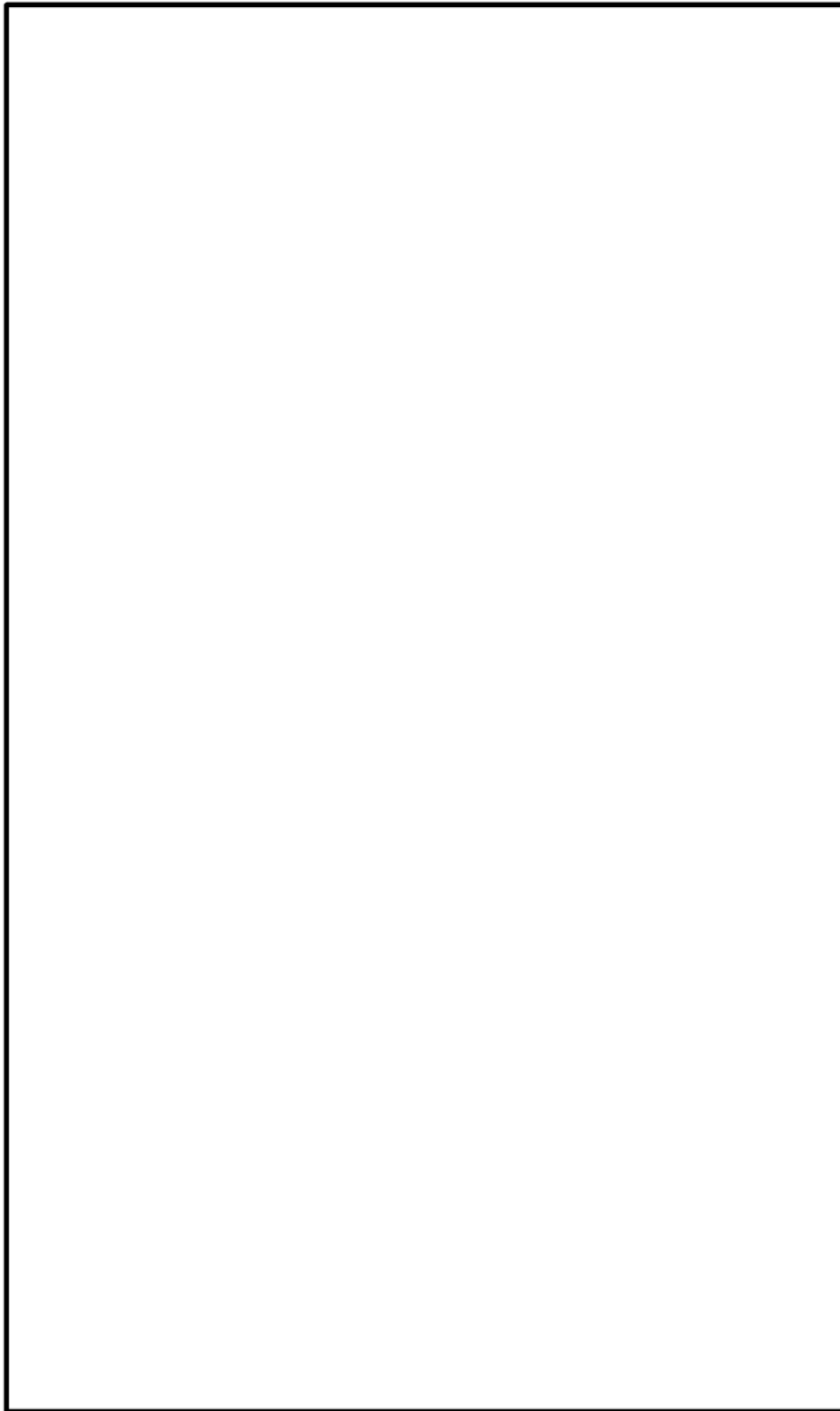


図 1.3.2-6 機器配置図 (原子炉建物中 2 階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

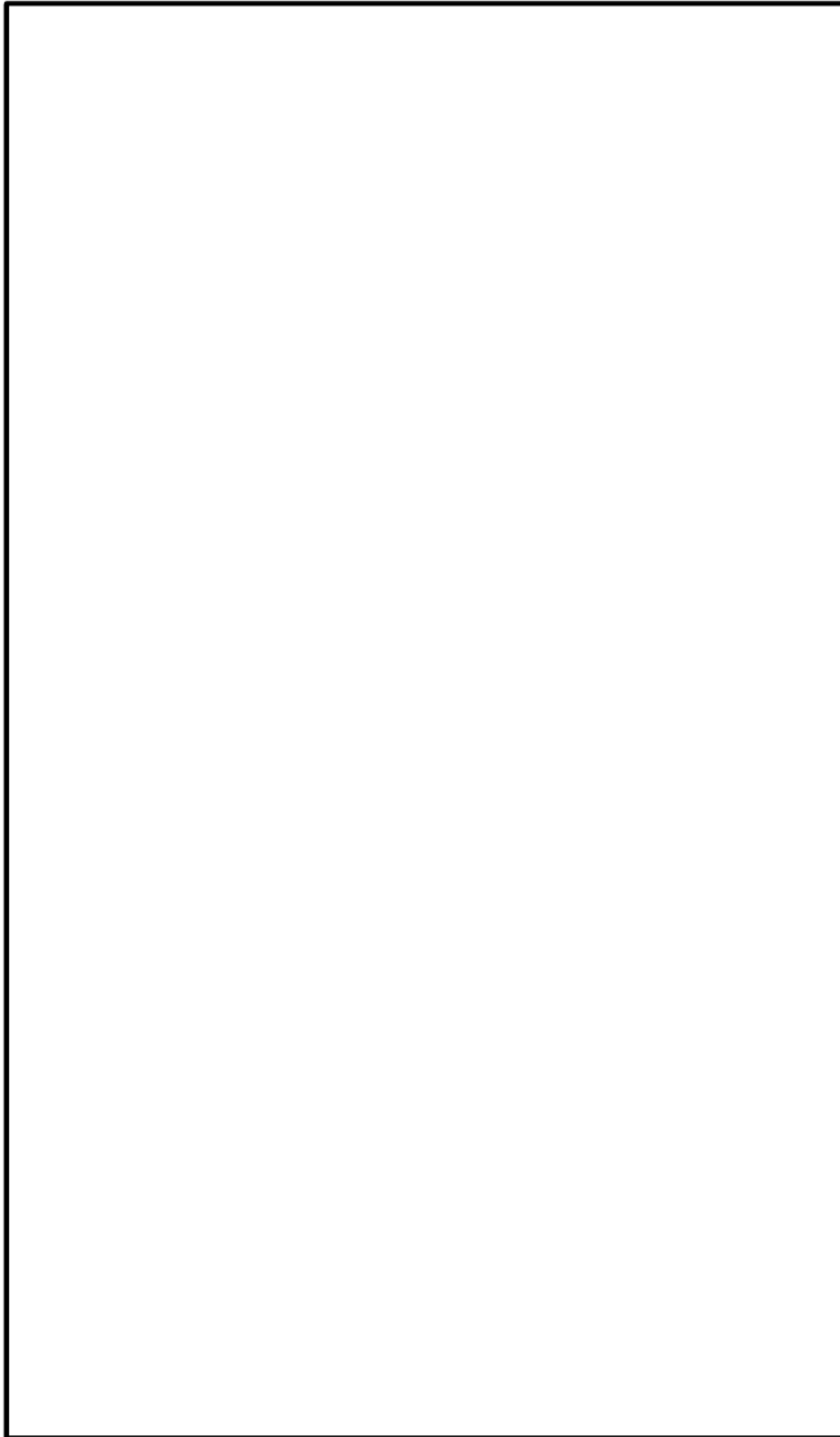


図 1.3.2-7 機器配置図 (原子炉建物3階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器内における，サブプレッション・プール水温度（S A）の位置を図 1.3.2-8 に示す。

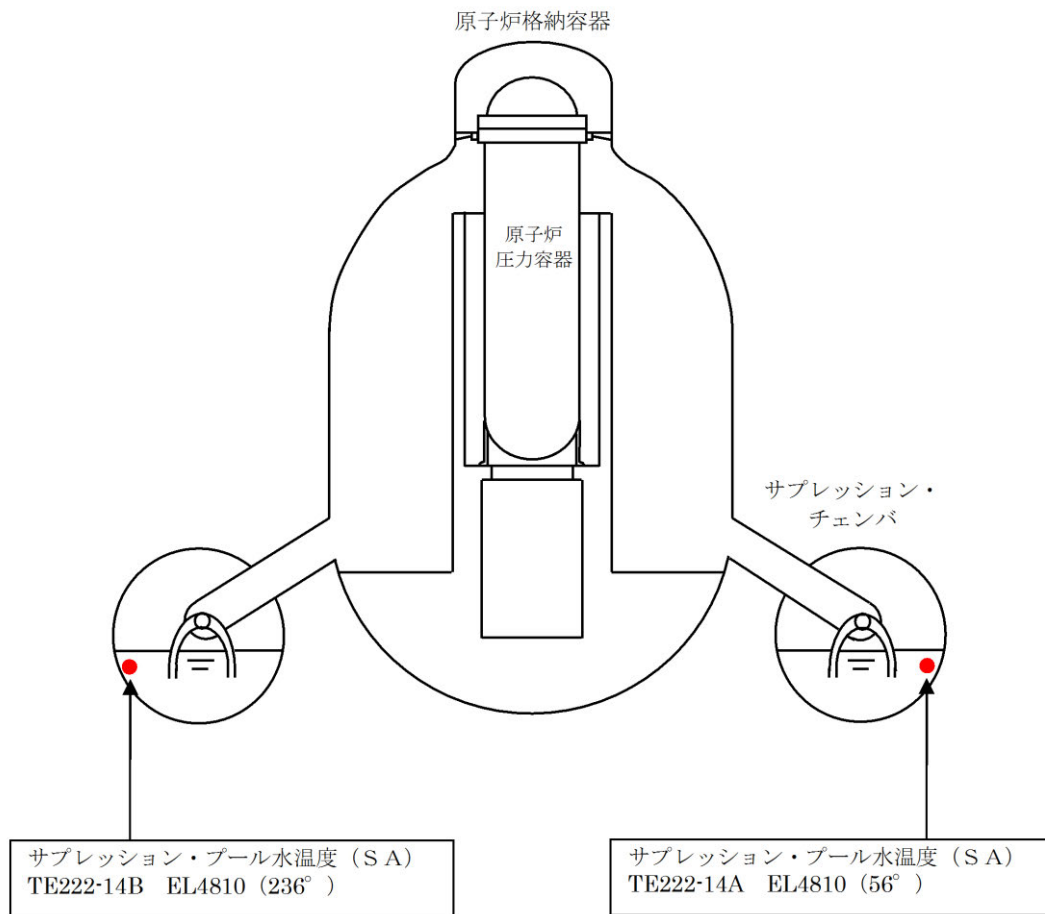


図 1.3.2-8 サプレッション・プール水温度（S A）の位置

c. システム構成

④残留熱代替除去系原子炉注水流量

残留熱代替除去系原子炉注水流量は、重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱代替除去系原子炉注水流量の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を演算装置にて流量信号へ変換する処理を行った後、残留熱代替除去系原子炉注水流量を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-9「残留熱代替除去系原子炉注水流量の概略構成図」参照。)

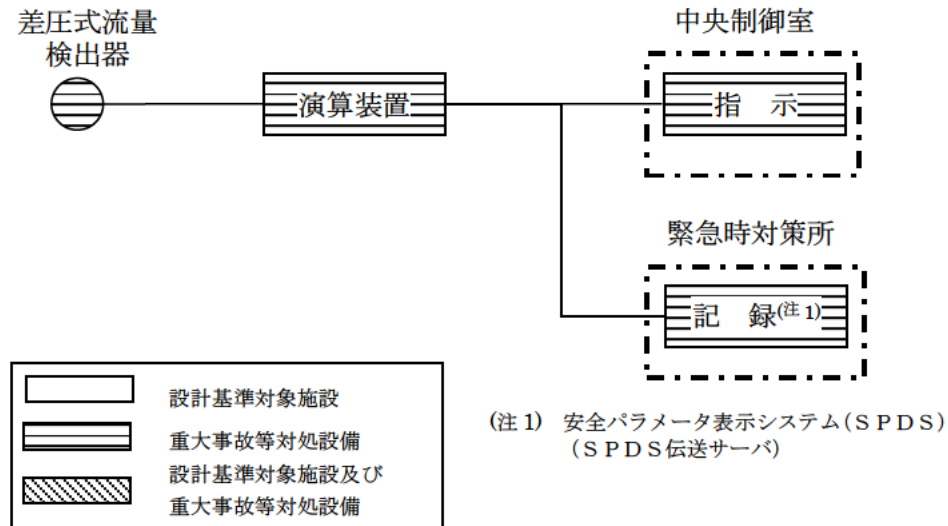


図 1.3.2-9 残留熱代替除去系原子炉注水流量の概略構成図

⑤ 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量

残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量は、重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の検出信号は、差圧式流量検出器からの電流信号を演算装置にて流量信号へ変換する処理を行った後、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-10「残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の概略構成図」参照。)

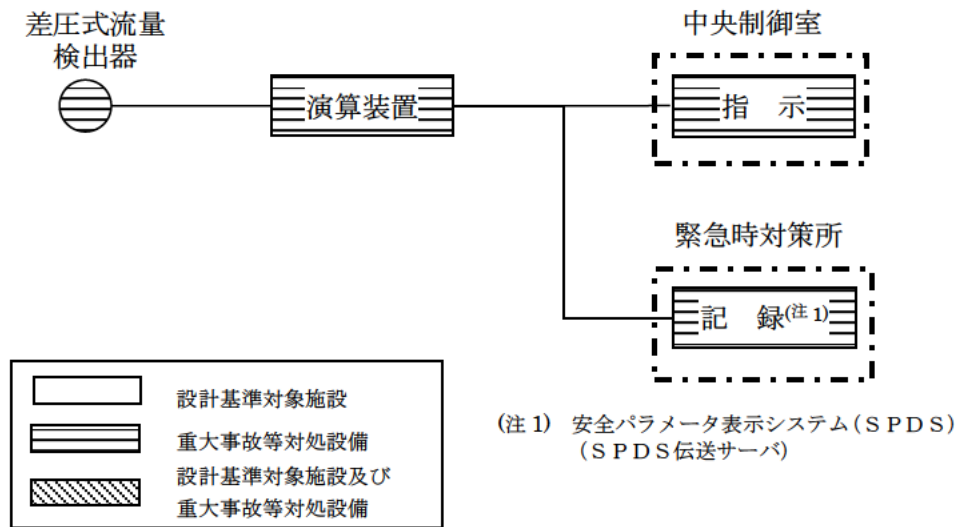


図 1.3.2-10 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の概略構成図

◎サプレッション・プール水温度（SA）

サプレッション・プール水温度（SA）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サプレッション・プール水温度（SA）の検出信号は、测温抵抗体の抵抗値を演算装置にて温度信号に変換する処理を行った後、サプレッション・プール水温度（SA）を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図 1.3.2-11「サプレッション・プール水温度（SA）の概略構成図」参照。）

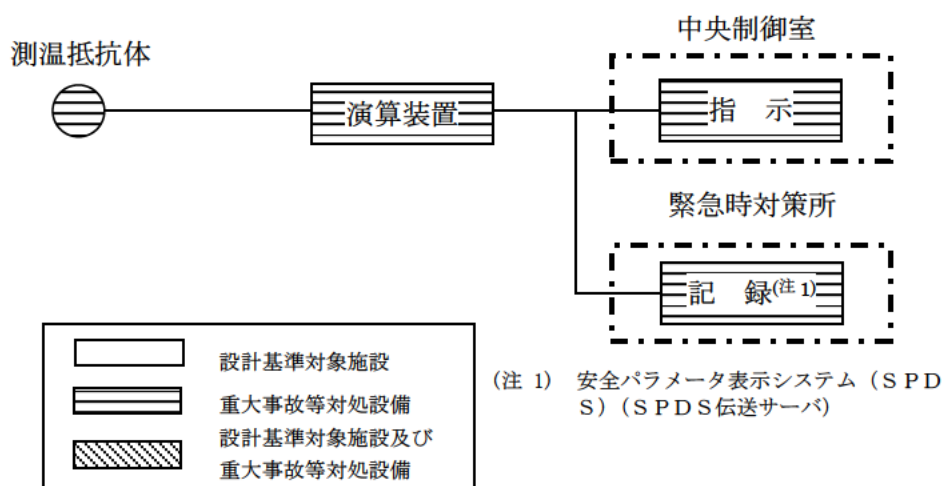


図 1.3.2-11 サプレッション・プール水温度（SA）の概略構成図

④残留熱除去系熱交換器出口温度

残留熱除去系熱交換器出口温度は，設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており，残留熱除去系熱交換器出口温度の検出信号は，熱電対からの起電力を，演算装置にて温度信号に変換する処理を行った後，残留熱除去系熱交換器出口温度を中央制御室に指示し，緊急時対策所にて記録する。（図 1.3.2-12「残留熱除去系熱交換器出口温度の概略構成図」参照。）

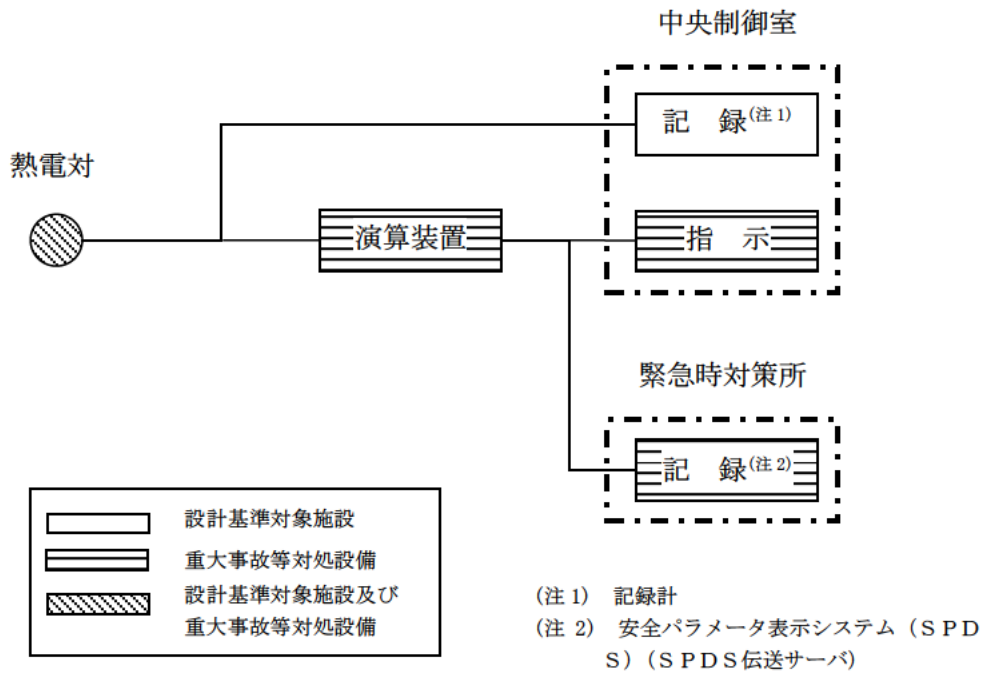


図 1.3.2-12 残留熱除去系熱交換器出口温度の概略構成図

◎ドライウエル温度（SA）

ドライウエル温度（SA）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、ドライウエル温度（SA）の検出信号は、熱電対からの起電力を、演算装置にて温度信号に変換する処理を行った後、ドライウエル温度（SA）を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図 1.3.2-13「ドライウエル温度（SA）の概略構成図」参照。）

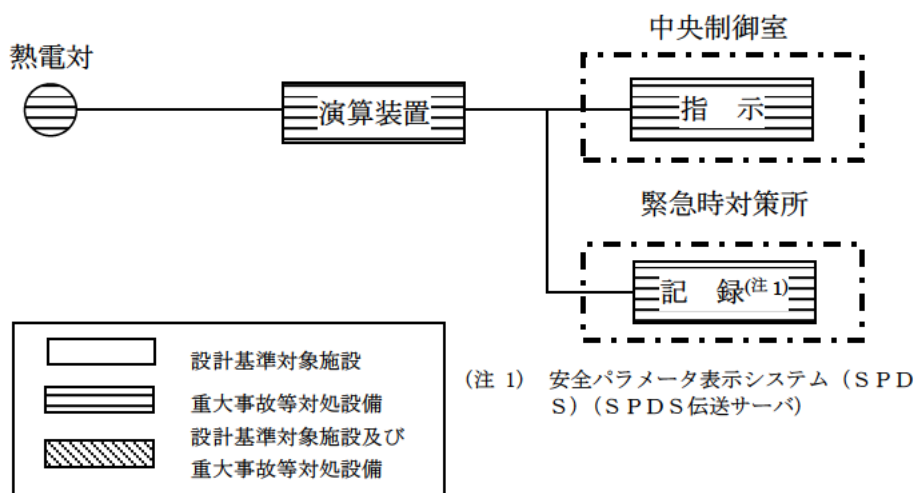


図 1.3.2-13 ドライウエル温度（SA）の概略構成図

④ドライウエル圧力（SA）

ドライウエル圧力（SA）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、ドライウエル圧力（SA）の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、ドライウエル圧力（SA）を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図 1.3.2-14「ドライウエル圧力（SA）の概略構成図」参照。）

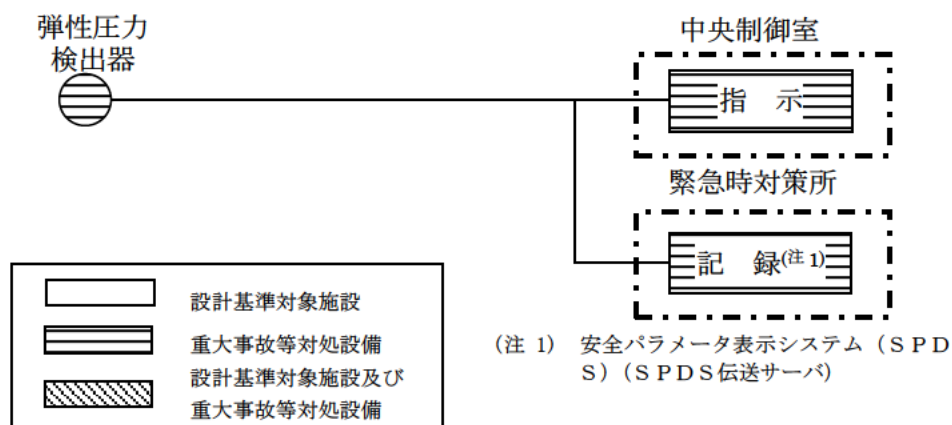


図 1.3.2-14 ドライウエル圧力（SA）の概略構成図

㊟ サプレッション・チェンバ圧力 (SA)

サプレッション・チェンバ圧力 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、サプレッション・チェンバ圧力 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-15「サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の概略構成図」参照。)

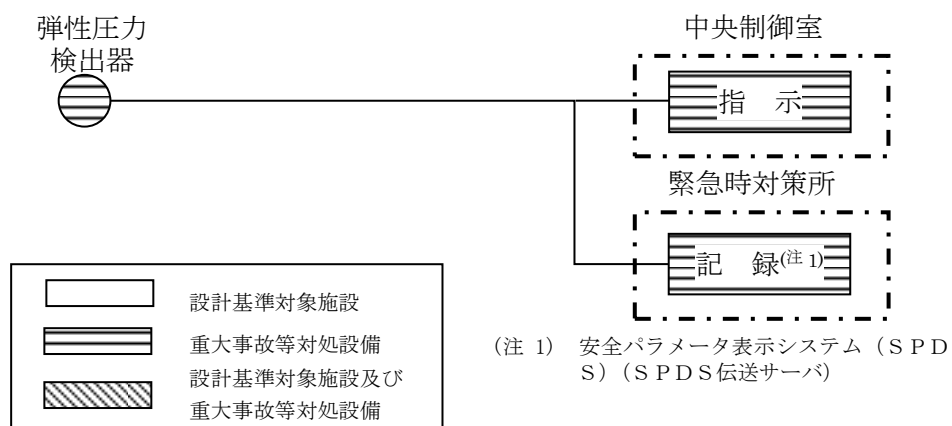


図 1.3.2-15 サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の概略構成図

④ サプレッション・プール水位 (SA)

サプレッション・プール水位 (SA) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、サプレッション・プール水位 (SA) の検出信号は、差圧式水位検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて水位信号へ変換する処理を行った後、サプレッション・プール水位 (SA) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 1.3.2-16「サプレッション・プール水位 (SA) の概略構成図」参照。)

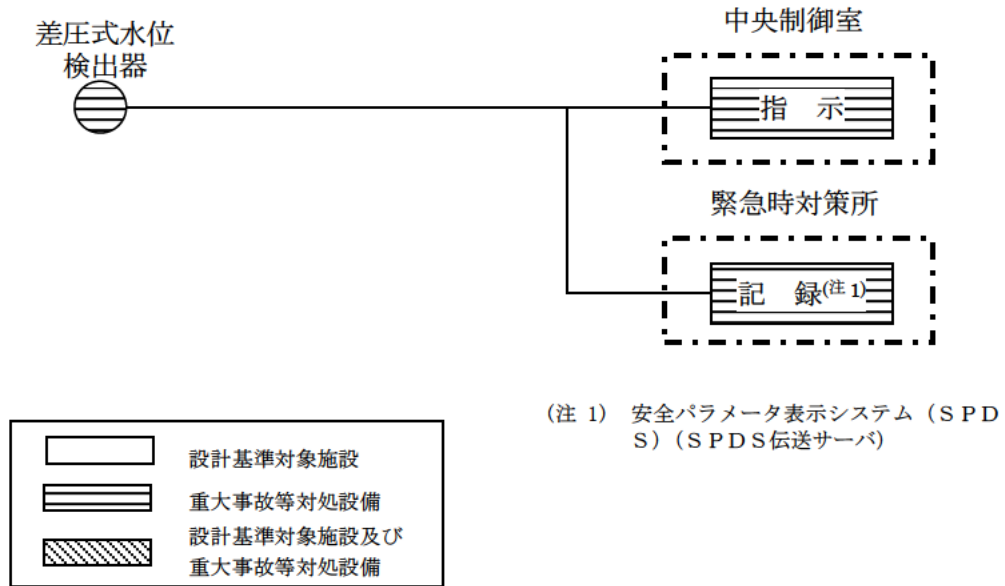


図 1.3.2-16 サプレッション・プール水位 (SA) の概略構成図

① 残留熱代替除去ポンプ出口圧力

残留熱代替除去ポンプ出口圧力は、重大事故等対処設備の機能を有しており、残留熱代替除去ポンプ出口圧力の検出信号は、弾性圧力検出器からの電流信号を中央制御室の指示部にて圧力信号へ変換する処理を行った後、残留熱代替除去ポンプ出口圧力を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図 1.3.2-17 「残留熱代替除去ポンプ出口圧力の概略構成図」参照。）

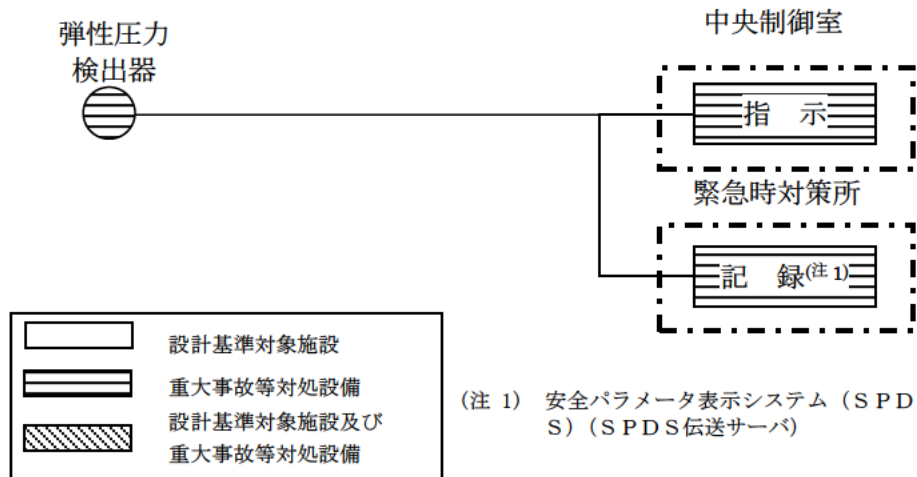


図 1.3.2-17 残留熱代替除去ポンプ出口圧力の概略構成図

1.3.3 電源設備

① 概要

残留熱代替除去系の使用時に必要な電動機，計測制御設備，電動駆動弁を作動させるため，常設代替交流電源設備から代替所内電気設備を経由して必要な電力を供給する設計としており，非常用所内電気設備が使用不能の場合においても，必要な電力を供給できる設計としている。

② 電源供給負荷

残留熱代替除去系の使用時に必要な負荷は図 1.3.3-1 及び表 1.3.3-1 に示すとおりである。

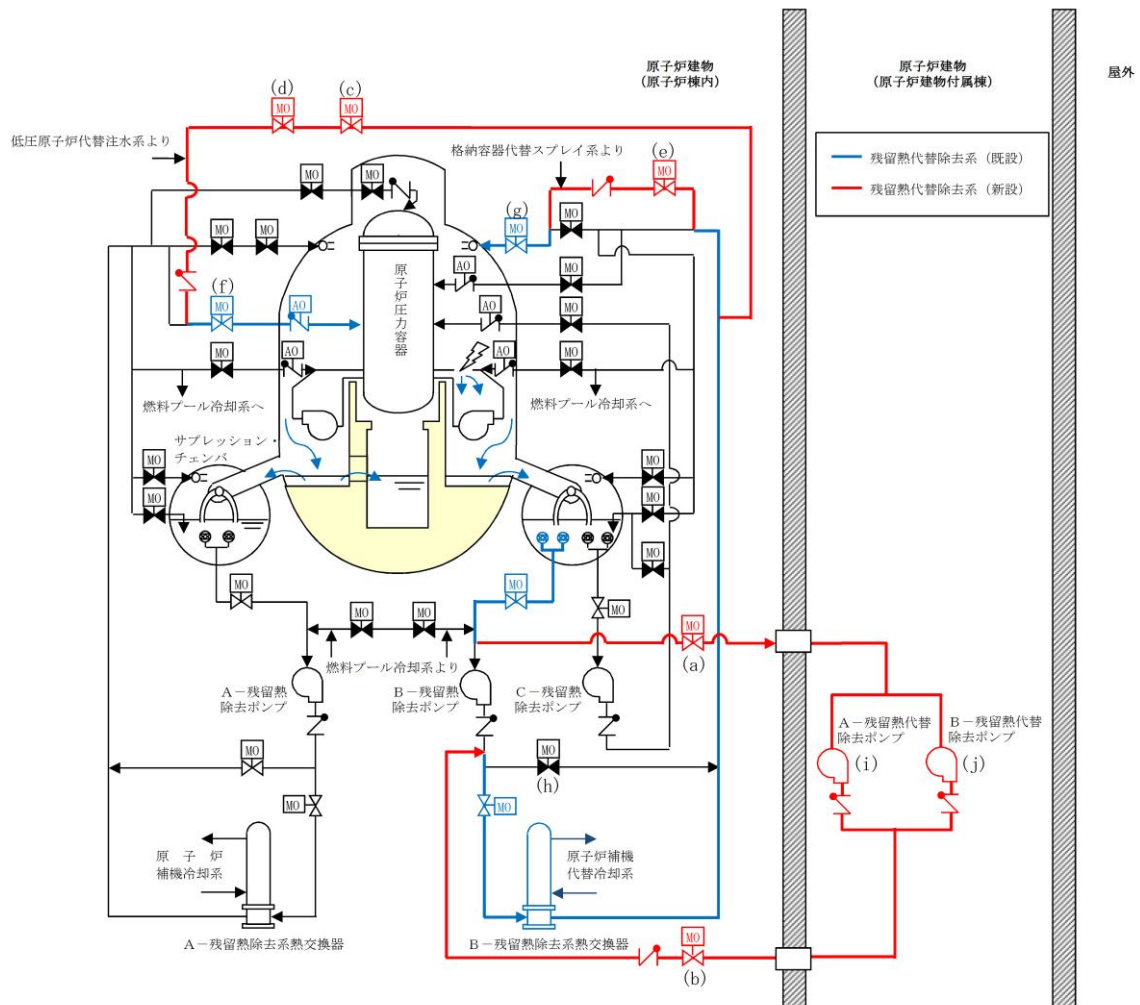


図 1.3.3-1 残留熱代替除去系概略図

表 1.3.3-1 残留熱代替除去系の電源供給負荷

図番	負荷	通常時の 電源供給元	代替所内電気設備 使用時の電源供給元
(a)	RHR RHARライン入口止 め弁 ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
(b)	RHARライン流量調節弁 ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
(c)	RHR A-F L S R連絡ライ ン止め弁 ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
(d)	RHR A-F L S R連絡ライ ン流量調節弁 ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
(e)	RHR PCVスプレー連絡ラ イン流量調節弁 ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
(f)	A-RHR注水弁	C2-C/C	SA2-C/C ^{※1}
(g)	B-RHRドライウェル第2ス プレー弁	D2-C/C	SA2-C/C ^{※1}
(h)	B-RHR熱交バイパス弁	D2-C/C	SA2-C/C ^{※1}
(i)	A-残留熱代替除去ポンプ ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
(j)	B-残留熱代替除去ポンプ ^{※3}	SA2-C/C ^{※1}	SA2-C/C ^{※1}
—	計測制御設備 ^{※2}	SA1-C/C ^{※1}	SA1-C/C ^{※1}

※1：SA-L/Cより受電する。

※2：以下のパラメータを監視する。

- ・残留熱代替除去系原子炉注水流量
- ・残留熱代替除去系格納容器スプレー流量
- ・サブプレッション・プール水温度（SA）
- ・残留熱除去系熱交換器出口温度
- ・ドライウェル温度（SA）
- ・ドライウェル圧力（SA）
- ・サブプレッション・チェンバ圧力（SA）
- ・サブプレッション・プール水位（SA）
- ・残留熱代替除去ポンプ出口圧力

※3：残留熱代替除去系設置に伴い設置する設備

③単線結線図

残留熱代替除去系の単線結線図は図 1. 3. 3-2 に示す通りである。

全交流動力電源喪失時における残留熱代替除去系の電源供給元は、次のとおりとする。

- a. 常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）から代替所内電気設備（緊急用 M/C, SA-L/C, SA1-C/C, SA2-C/C）を經由して、残留熱代替除去系の運転に必要な設備に電源供給を行う。（図 1. 3. 3-2）

なお、通常時に非常用所内電気設備の負荷である設備については、代替所内電気設備からの電源供給に切替えて電源供給を行う。

2. 残留熱代替除去系の成立性確認

2.1 有効性評価シナリオの成立性

2.1.1 残留熱代替除去系の運用について

残留熱代替除去系は、1.2に示すとおりサプレッション・チェンバを水源とした原子炉注水及び原子炉格納容器の除熱が可能な系統であり、サプレッション・チェンバの水位上昇を抑制できる。

残留熱代替除去系の運転に当たり、原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却海水系を含む）又は原子炉補機代替冷却系による冷却水供給を必要とするが、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器の除熱が必要となるまでに残留熱代替除去系への冷却水供給を確保することが可能であることから、原子炉格納容器の除熱に当たっては残留熱代替除去系を優先して使用する運用としている。

2.1.2 残留熱代替除去系の有効性について

残留熱代替除去系の有効性については、「島根原子力発電所2号炉重大事故等対策の有効性評価」の「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」における、「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオにて事象を通じて限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避することが可能となることを確認している。また、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」における、「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+原子炉注水失敗+DCH発生」シナリオにおいても事象を通じて限界圧力に到達することなく、格納容器ベントを回避することができることを確認している。

なお、高圧・低圧注水機能喪失に対しては、重大事故等対処設備である高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を行うことで、原子炉減圧を実施することなく、炉心損傷は回避可能である。また、格納容器フィルタベント系によるベント実施により格納容器の健全性は維持され、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。高圧原子炉代替注水系の有効性については、「島根原子力発電所2号炉重大事故等対策の有効性評価」の「2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗」にて確認している。

2.2 残留熱代替除去系の操作性

2.2.1 残留熱代替除去系運転のために必要な系統・機器とアクセス性

残留熱代替除去系運転時あるいは運転後において、以下の操作並びに作業が確実に実施できることが必要である。

- (1) 残留熱代替除去系運転継続に必要な操作、監視ができること
- (2) 格納容器ベント操作ができること

(1) 残留熱代替除去系運転継続に必要な操作、監視

残留熱代替除去系運転開始前の系統構成は、中央制御室からの電動駆動弁の遠隔操作のため、操作への放射線による大きな影響はない。

また、運転開始時の残留熱代替除去ポンプの起動は中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため、操作への放射線による大きな影響はない。

残留熱代替除去系運転を開始した後は、残留熱代替除去ポンプの運転状態を残留熱代替除去ポンプ出口圧力により監視する。また、系統流量の監視は、原子炉注水流量を残留熱代替除去系原子炉注水流量で、格納容器スプレイ流量を残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量にて監視する。

残留熱代替除去系運転による系統水冷却状況を、残留熱除去熱交換器出口温度及びサプレッション・プール水温度（SA）により確認する。

残留熱代替除去系運転の効果を、原子炉水位・ドライウエル圧力（SA）、ドライウエル温度（SA）、サプレッション・チェンバ圧力（SA）、サプレッション・プール水位（SA）により確認する。

これらのパラメータは中央制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計としているため、残留熱代替除去系運転により配管廻りの放射線量が上昇した場合においても監視が可能である。

また、残留熱代替除去系運転時には原子炉注水流量及び格納容器スプレイ流量を調整する場合は、流量調整弁の操作により行うが中央制御室からの遠隔で操作が可能な設計としているため、放射線量が上昇した場合においても操作が可能である。（表 2.2.1-1 及び図 2.2.1-1 参照）

その他の作業としては、原子炉補機代替冷却系の運転状態確認及び大型送水ポンプ車への給油作業がある。これらは屋外作業であり格納容器ベント操作前であるため高線量になることはなく、温度・湿度等についても問題になることはなく作業環境は維持されている。

表 2.2.1-1 残留熱代替除去系における操作対象弁・監視対象機器

対象弁・監視機器	実施時期	操作概要	場所	図番
RHR R HARライン入口止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(a)
R HARライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(b)
RHR A-F L S R連絡ライン止め弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(c)
RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(d)
RHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁	運転開始時	弁開	中央制御室	(e)
A-RHR注水弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(f)
B-RHRドライウェル第2スプレイ弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(g)
B-RHR熱交バイパス弁	運転開始前	弁開	中央制御室	(h)
計測制御設備 ^{※1}	運転時		中央制御室 緊急時対策所	—

※1：以下のパラメータを監視する。

- ・残留熱代替除去系原子炉注水流量
- ・残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
- ・残留熱除去系熱交換器出口温度
- ・サプレッション・プール水温度 (S A)
- ・残留熱代替除去ポンプ出口圧力
- ・原子炉水位
- ・ドライウェル圧力 (S A)
- ・ドライウェル温度 (S A)
- ・サプレッション・チェンバ圧力 (S A)
- ・サプレッション・プール水位 (S A)

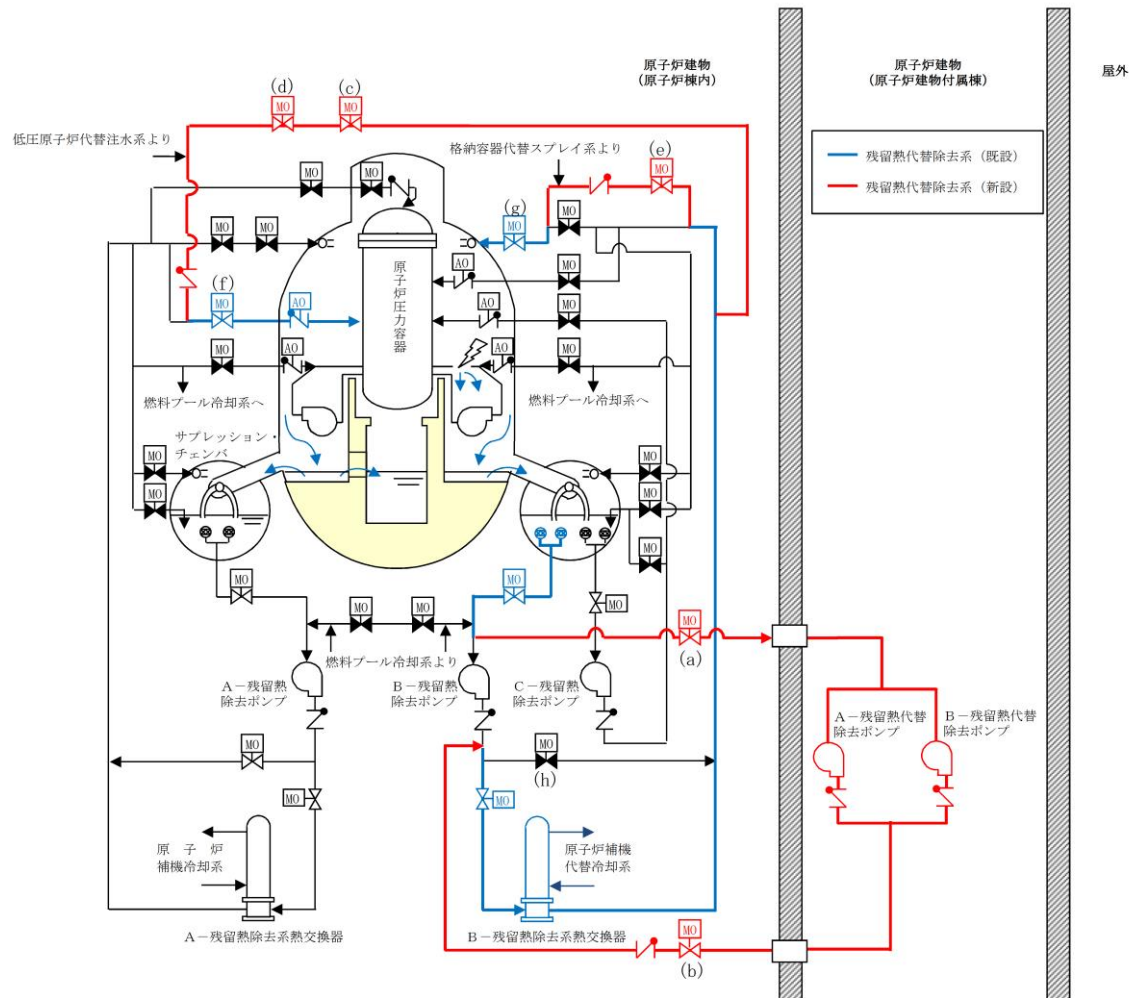


図 2.2.1-1 残留熱代替除去系概要図

(2) 格納容器ベント操作

格納容器ベント操作について、操作対象弁は図 2. 2. 1-2 のとおりであり、これらの操作対象弁と残留熱代替除去系配管の主たる流路の位置関係を表 2. 2. 1-2 及び図 2. 2. 1-3～図 2. 2. 1-5 に示す。これらの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、残留熱代替除去系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建物付属棟において遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建物付属棟であっても、残留熱代替除去系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて放射線防護対策を施す。

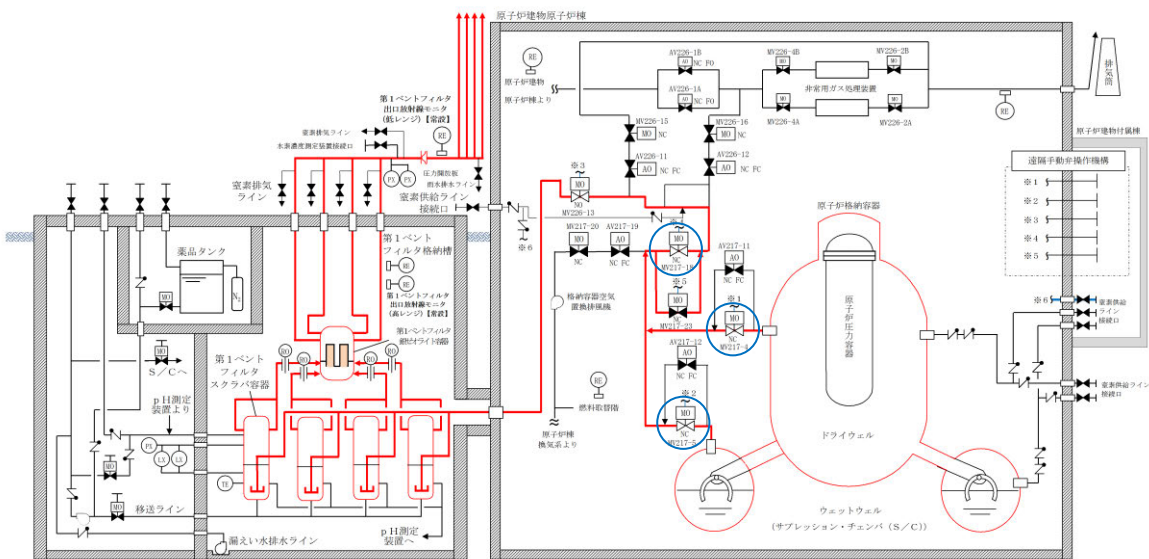


図 2. 2. 1-2 格納容器フィルタベント系系統概要図

表 2. 2. 1-2 ベント操作に必要な操作弁と配置

MV217-5 (第1弁 S/C)	弁①(第 2. 2. 1-3 図)
MV217-4 (第1弁 D/W)	弁②(第 2. 2. 1-4 図)
MV217-18 (第2弁)	弁③(第 2. 2. 1-4 図)



図 2.2.1-3 機器配置図

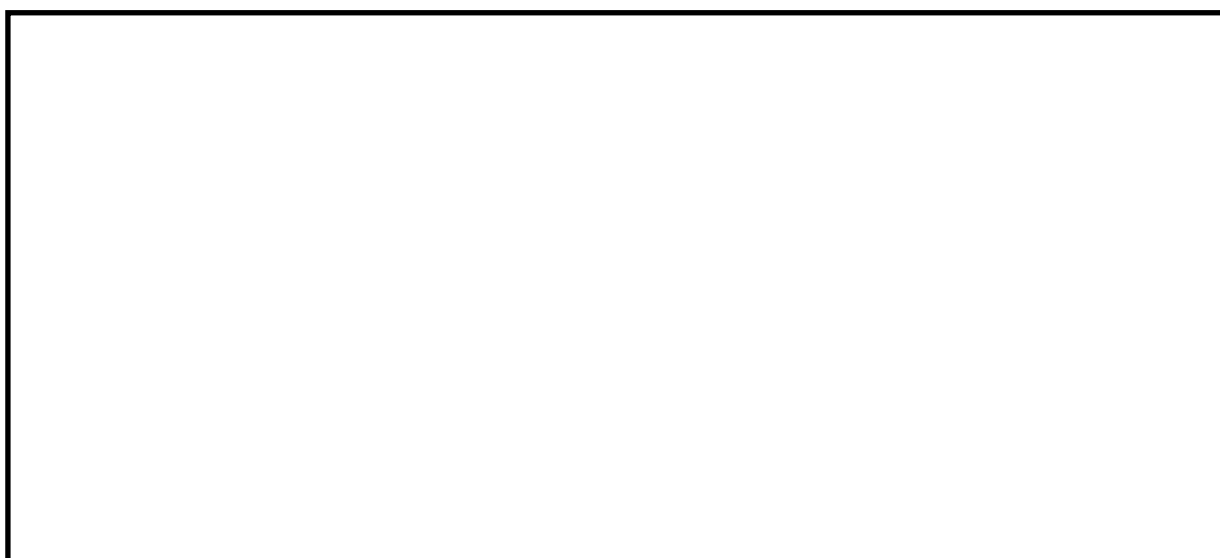


図 2.2.1-4 機器配置図

(3) 残留熱除去系の復旧作業

残留熱代替除去系は、残留熱除去系による冷却機能を喪失した場合に使用する系統であり、残留熱除去系が復旧するまで運転継続することを目的としている。よって、残留熱代替除去系運転による放射線量上昇の影響があっても、残留熱除去系復旧作業ができることを示す。

残留熱代替除去系では、サプレッション・チェンバからの吸込み及び原子炉格納容器内へのスプレイとして、残留熱除去系のB系を使用することを想定（原子炉への注水はA系を想定）している。このため、残留熱除去系の復旧に際しては、残留熱代替除去系運転の影響を受ける可能性が最も低いA系を復旧することを想定する。

A－残留熱除去ポンプ類の復旧のためには、機能喪失要因にもよるが原子炉建物地下2階のA－残留熱除去ポンプ室又は原子炉建物地下1階のA－残留熱除去ポンプ室の上部ハッチまでアクセスすることができる必要がある。

図 2.2.1-5 に示すとおり、残留熱代替除去系により高線量となる配管は、A－残留熱除去ポンプ室及び上部ハッチ付近から十分離れていることから、アクセスは可能である。

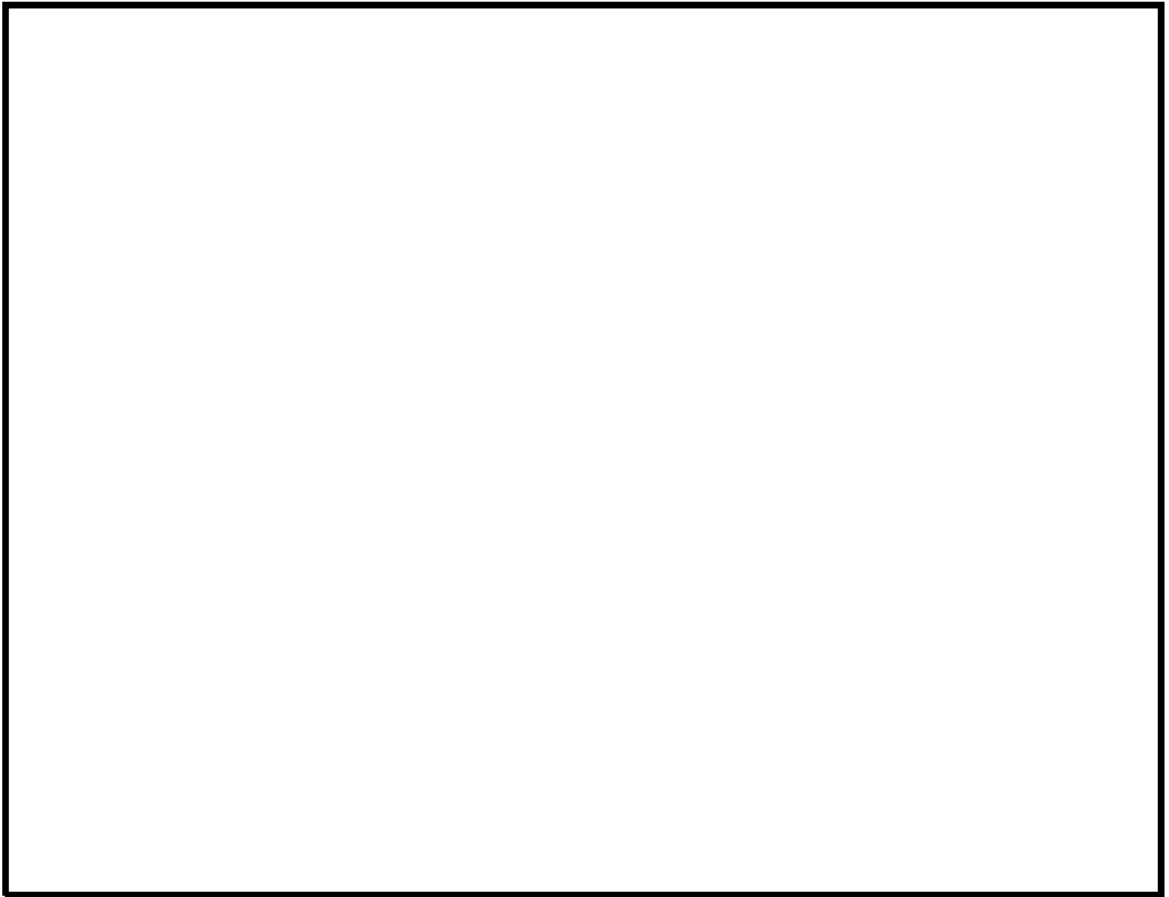


図 2.2.1-5 機器配置図（原子炉建物地下 2 階）（1 / 2）

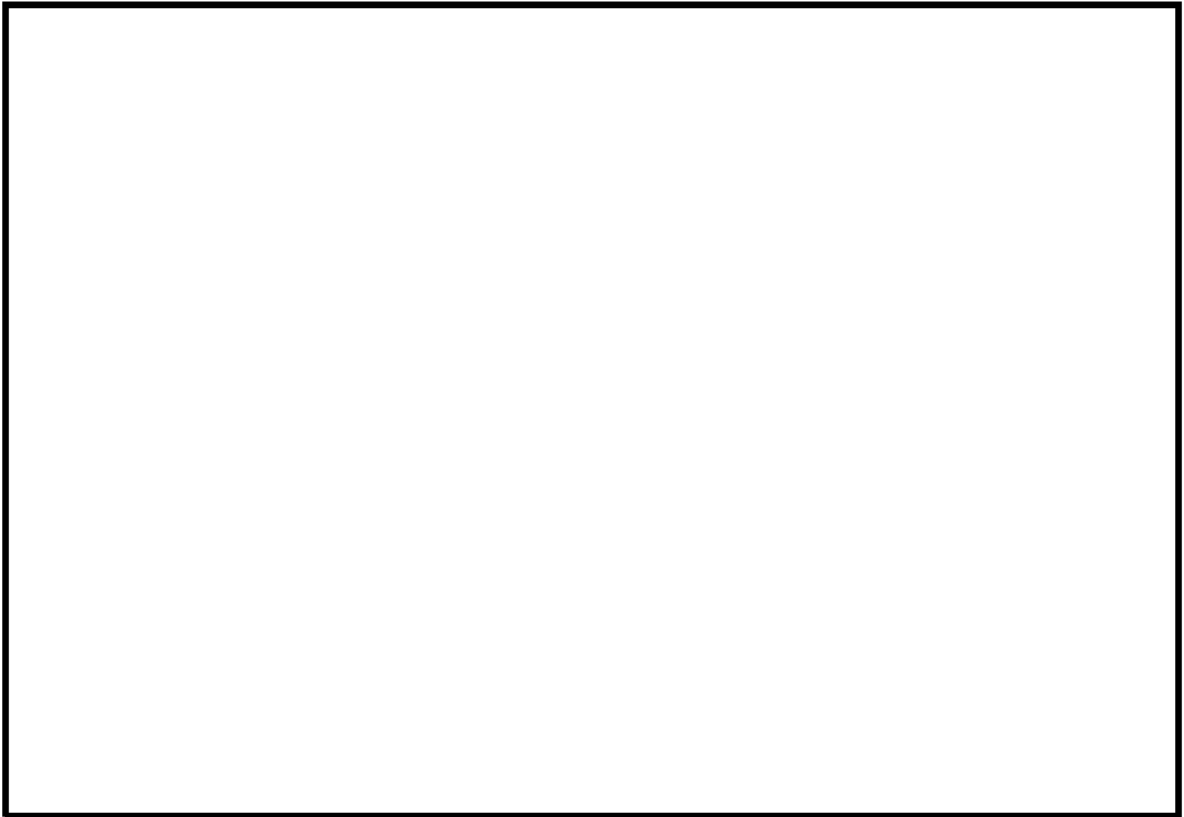


図 2.2.1-5 機器配置図（原子炉建物地下 1 階）（2 / 2）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.2.2 操作の概要について

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（残留熱代替除去系を使用する場合）及び「高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の手順の概要を図 2.2.2-1～3 に、必要な要員と作業項目を図 2.2.2-4～6 に示す。

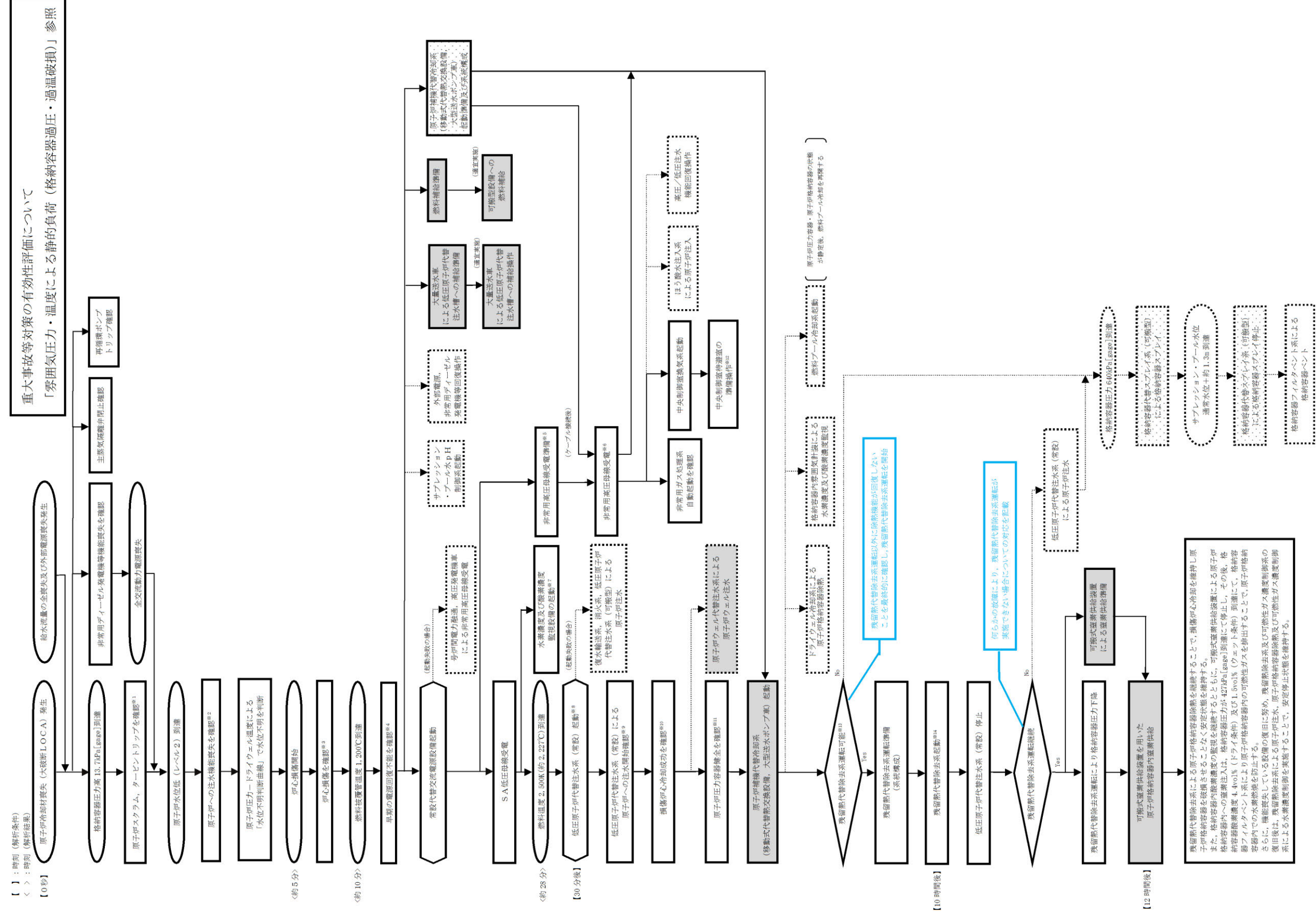


図 2.2.2-1 残留熱代替除去系運転の手順概要（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の場合）「全体図」

重大事故等対策の有効性評価について
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」参照

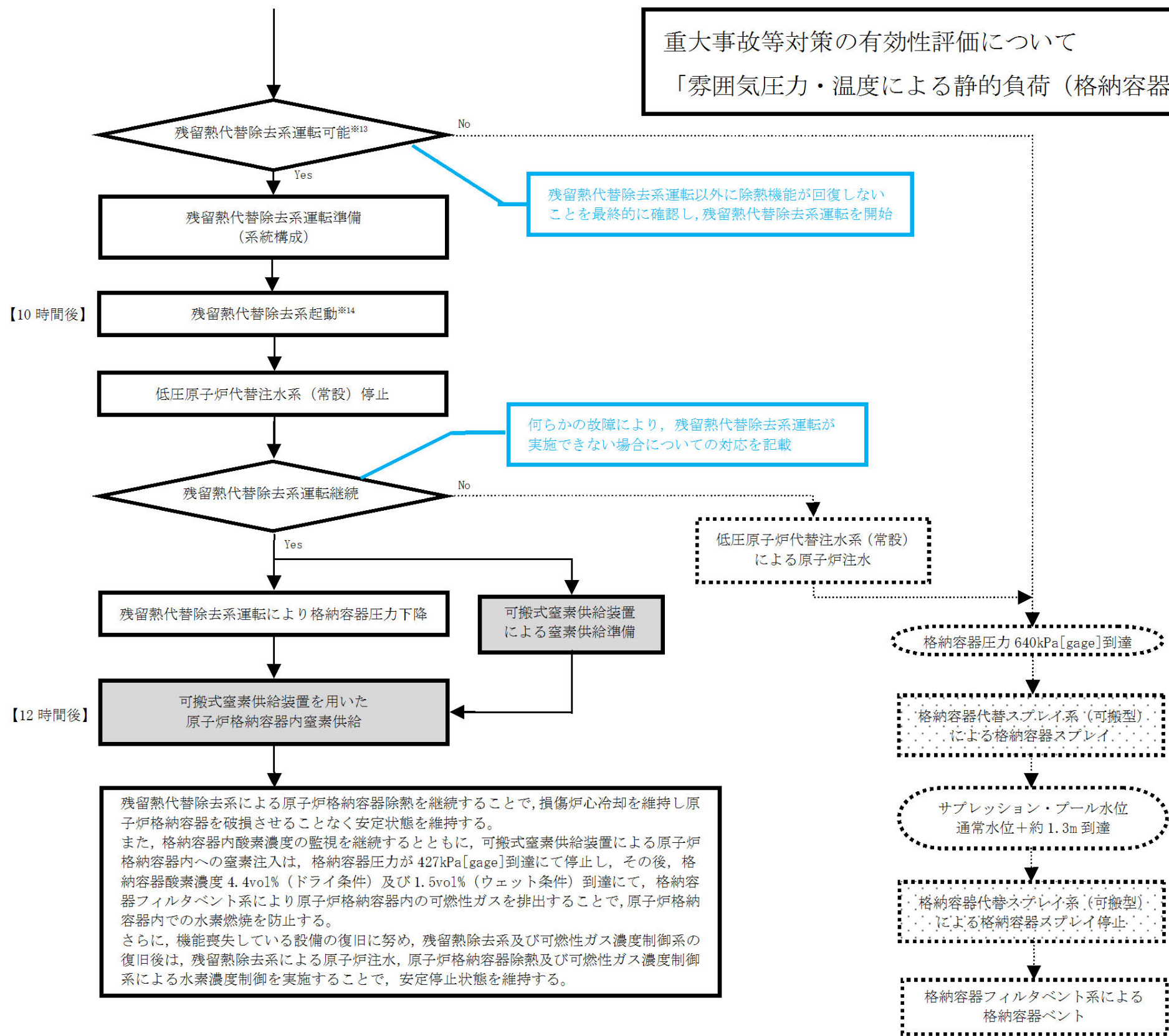


図 2.2.2-2 残留熱代替除去系運転の手順概要（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の場合）「抜粋図」

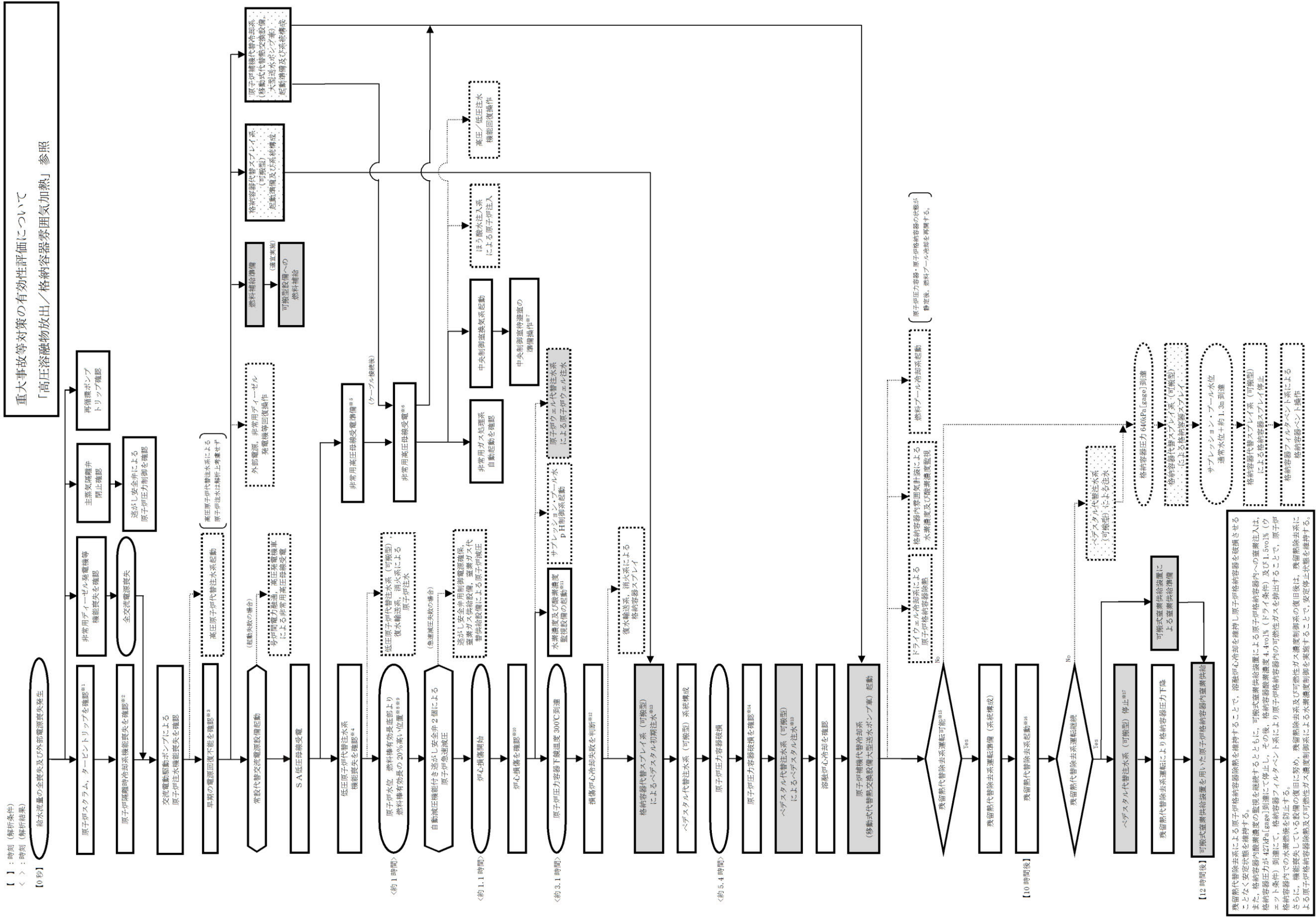
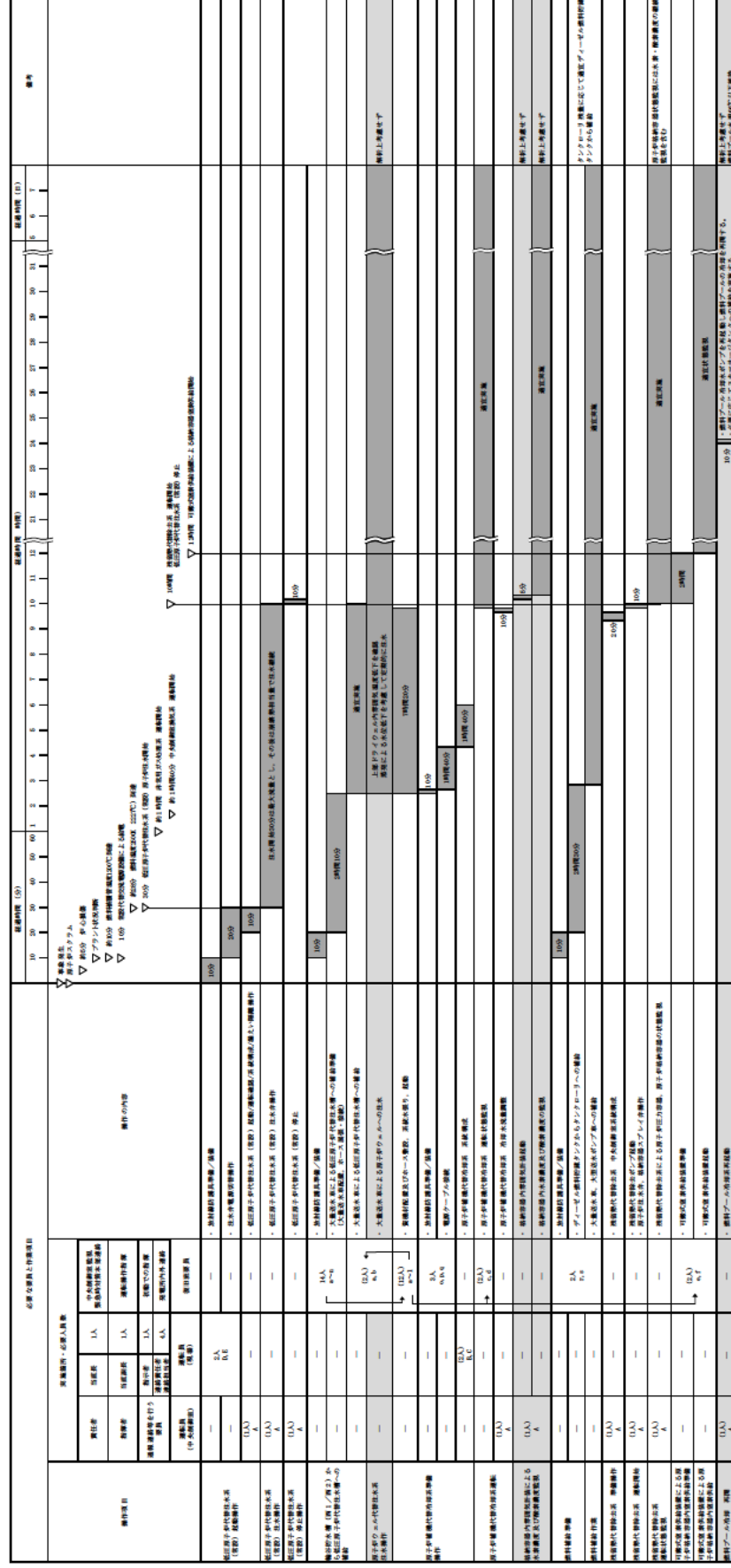


図 2.2-2-3 残留熱代替除去系運転の手順概要（「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の場合）

重大事故等対策の有効性評価について「素囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」参照



以上が、残留熱代替除去系運転による格納容器ベント回避のシナリオ
 以下は、残留熱代替除去系運転失敗による格納容器ベントに至るシナリオ
 (10時間後に残留熱代替除去系運転に失敗し、事象発生32時間後に格納容器ベントに至ることを想定)

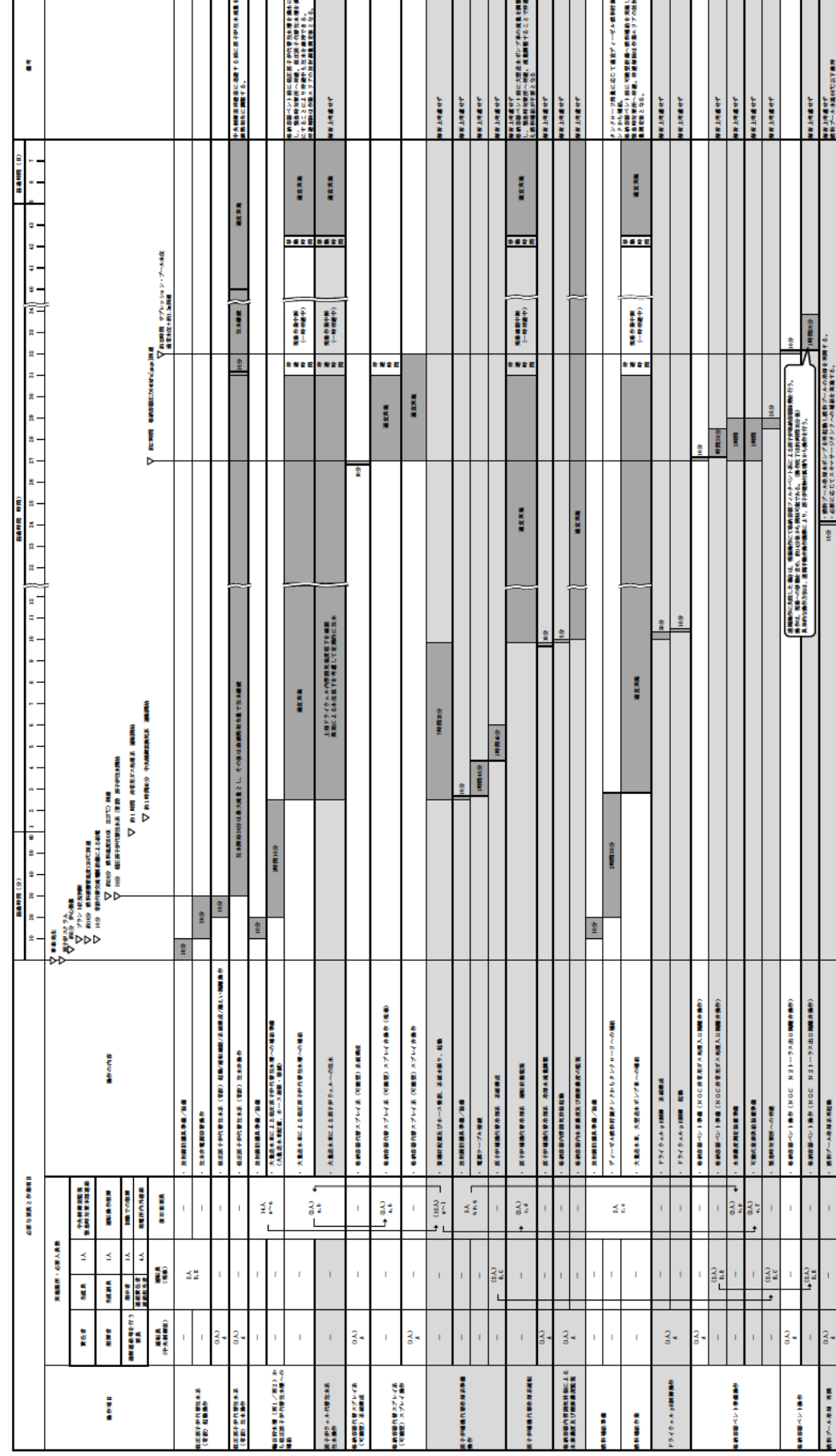
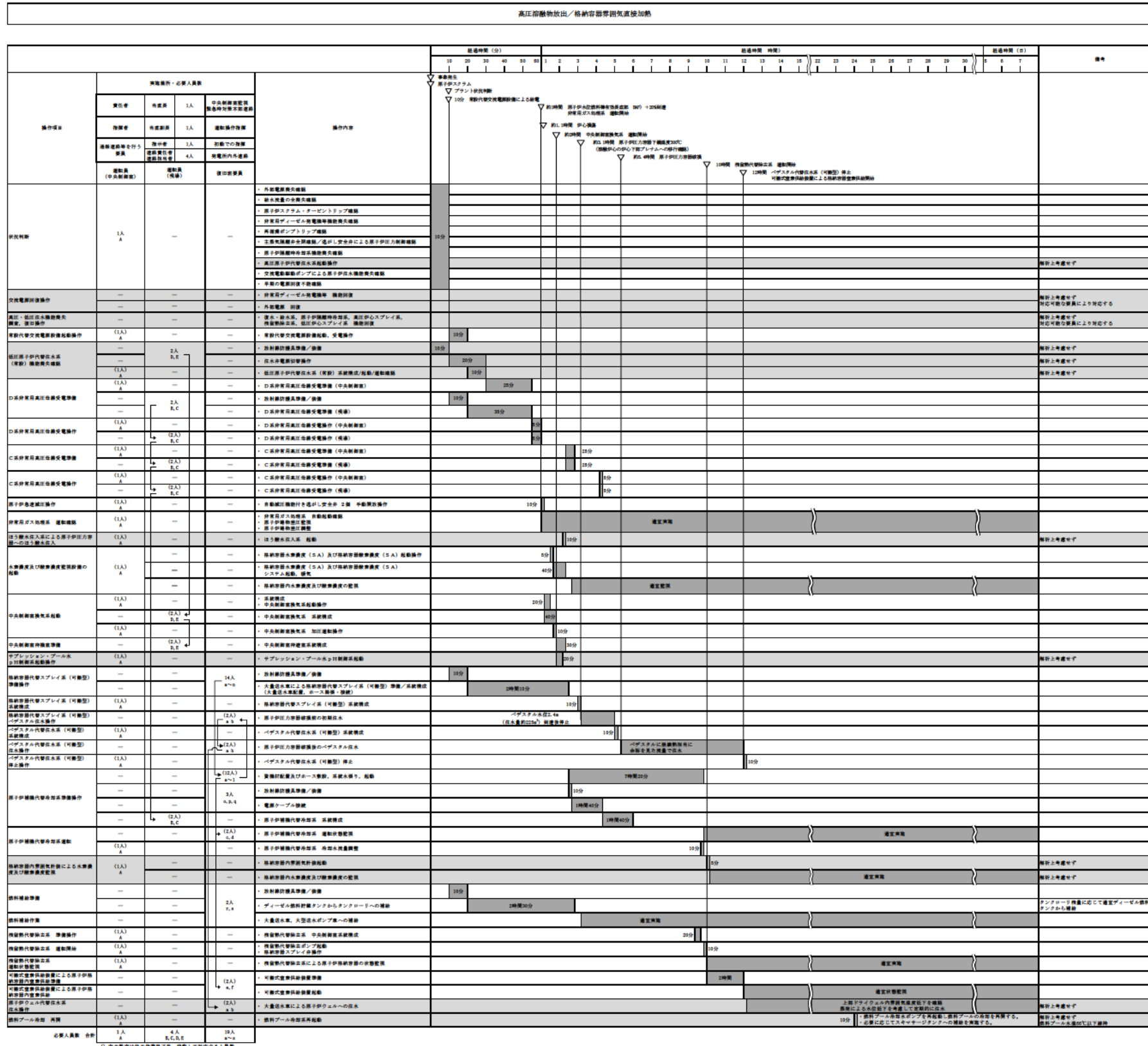


図 2.2.2-5 残留熱代替除去系運転の作業と所要時間（0分～7日後）
 「素囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の場合」

重大事故等対策の有効性評価について
「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」参照



2.3 系統運転時の監視項目

2.3.1 水素ガス及び酸素ガス発生時の対応について

(1) 想定水素ガス及び酸素ガス発生量

a. 監視が必要となる状況と監視計器に求められる性能

有効性評価の事故シーケンス選定のプロセスにおいて、重大事故等対処設備に期待しても炉心損傷を回避できず、有効性評価の対象とすべき評価事故シーケンスとしては、現状、「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」のみを選定している。

よって、この「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」への対応の中で想定される水素濃度及び酸素濃度を監視できる能力を備えることが、重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視に最低限要求される性能となる。

b. 重大事故等時の原子炉格納容器内の環境と水素濃度及び酸素濃度

「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」事故時における各パラメータの推移は、雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用する場合）の有効性評価において示すとおりである。これに加え、必要な水素濃度及び酸素濃度の監視能力を決定する上で必要な情報であるドライウエル及びサブレーション・チェンバの気体の組成の推移を図2.3.1-1及び図2.3.1-2に示す。

c. 重大事故等時の水素濃度及び酸素濃度の監視計器に求められる性能

①計測目的について

一般に気相中の体積割合で5 vol%以上の酸素ガスと共に水素ガスが存在する場合、水素濃度4 vol%で燃焼、13 vol%で爆轟が発生すると言われている。この観点から、少なくとも水素濃度は4 vol%、酸素濃度は5 vol%までの測定が可能であることが必要である。

②測定が必要となる時間

図2.3.1-1及び図2.3.1-2のとおり、解析上は事象発生から12時間後に原子炉格納容器への窒素供給を実施することで、事象発生から約168時間後まで酸素濃度が可燃限界である5 vol%を超えることは無く、原子炉格納容器内での水素燃焼は生じない。

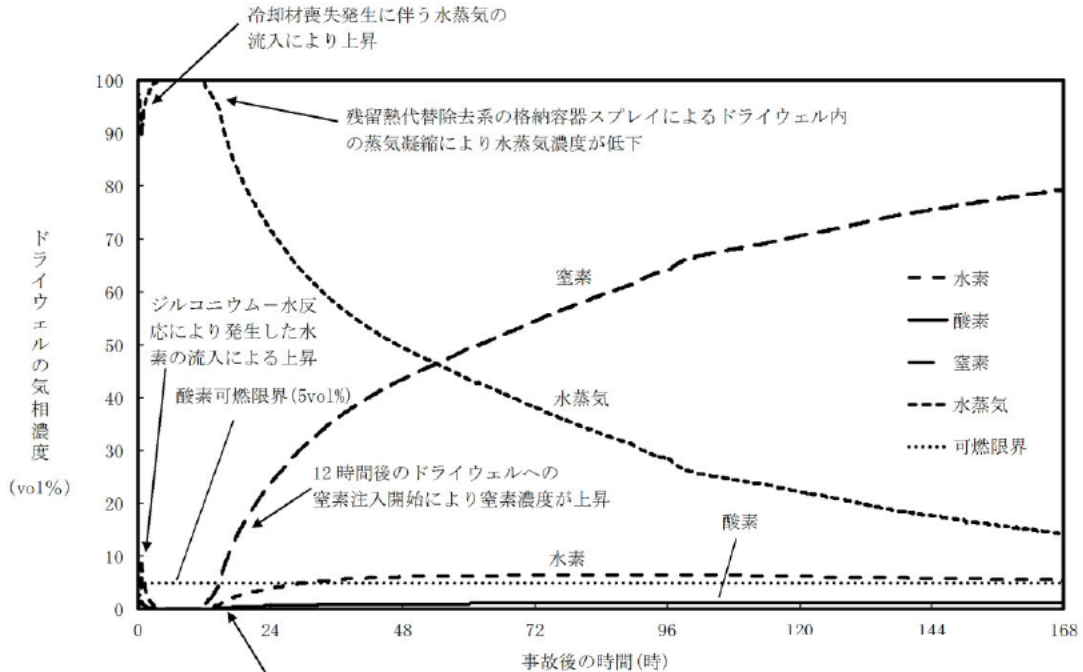
しかしながら、徐々にではあるが、水の放射線分解により水素濃度及び酸素濃度は上昇し続けることから、格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）起動後（事象発生から約2時間）、水素濃度及び酸素濃度を継続して監視可能としている。

なお、「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」事故時において、G値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いたG値（沸騰状態：G(H₂)=0.4, G(O₂)=0.2, 非沸騰状態：G(H₂)=0.25, G(O₂)=0.125)とした場合についても、原子炉格納容器内の酸素濃度が4.4vol%（ドライ条件）に到達するのは、事象発生から約85時間後である。また、窒素封入の切替え操作（原子炉格納容器内の酸素濃度4vol%到達時）は、事象発生から約49時間後である（図2.3.1-3及び図2.3.1-4参照）。これより、格納容器内酸素濃度（SA）を起動する事象発生から約2時間までに原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界（5vol%）に到達することはない。

さらに、過圧破損の回避を目的とした格納容器ベントを実施することにより、発生する蒸気とともに原子炉格納容器内の非凝縮性ガスのほとんどは格納容器ベントを通じて排出されることとなることから、酸素濃度の監視は必要とはならない。

③耐環境条件

「冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」事故時における各パラメータの推移を踏まえても測定可能であることが必要である。



残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウェル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウェルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

図 2.3.1-1 ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）
格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）

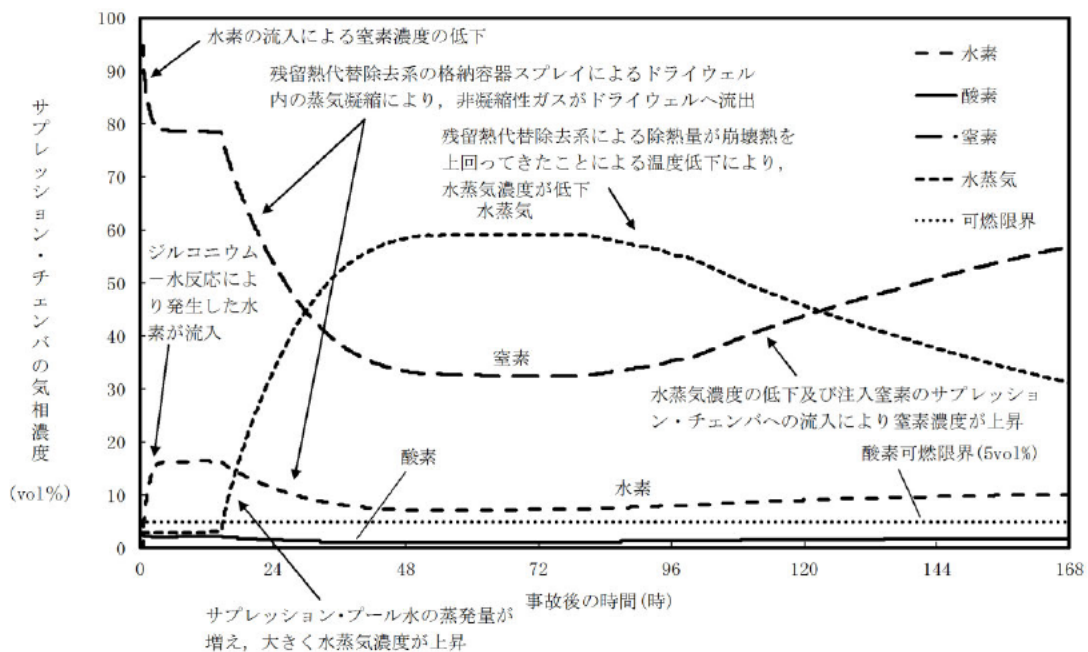
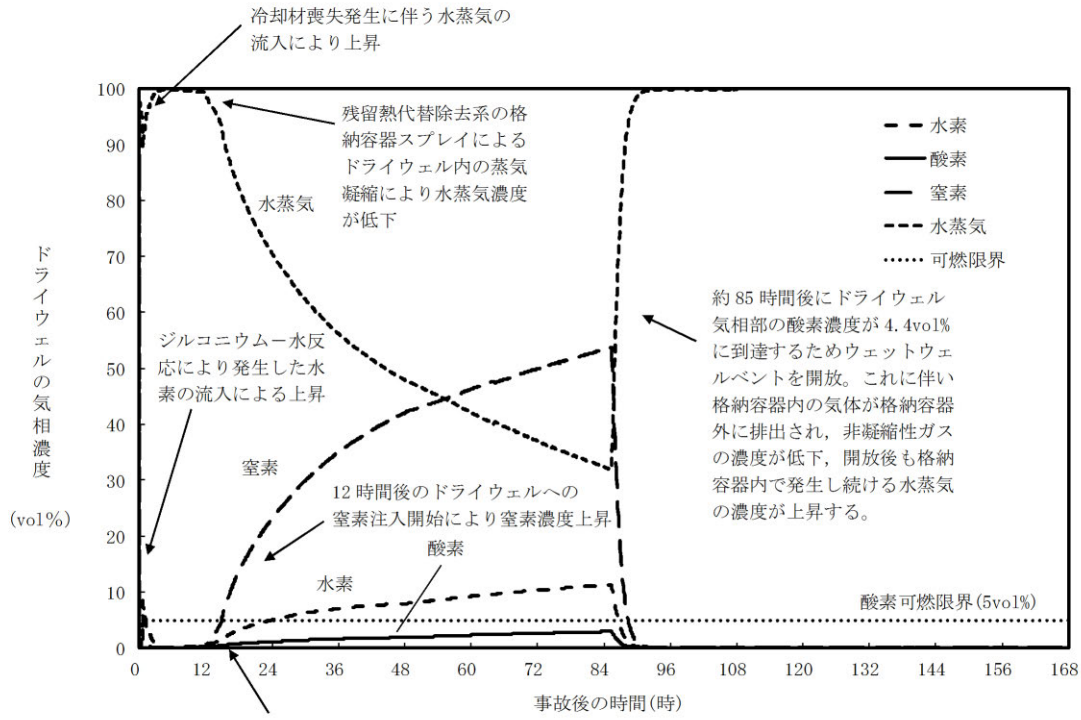


図 2.3.1-2 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）
格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）



残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウェル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウェルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

図 2.3.1-3 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

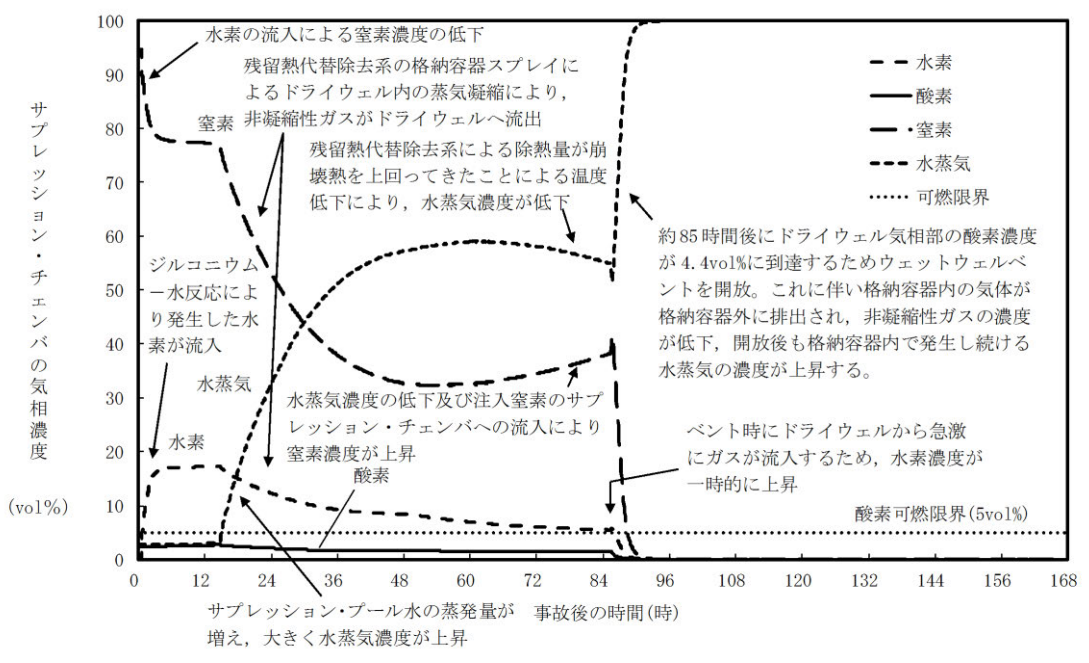


図 2.3.1-4 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

(2) 水素濃度及び酸素濃度の監視方法

水素濃度は4 vol%, 酸素濃度は5 vol%までの測定が可能であることが必要であることから、「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」(残留熱代替除去系を使用する場合)における原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視は、以下の設備により実施する。

表 2.3.1-1 計装設備の主要仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
格納容器水素濃度 (SA)	熱伝導式 水素検出器	0~100vol%	1	原子炉建物中2階
格納容器酸素濃度 (SA)	磁気力式 酸素検出器	0~25vol%	1	原子炉建物中2階
格納容器水素濃度 (B系)	熱伝導式 水素検出器	0~5%/ 0~100%	1	原子炉建物3階
格納容器酸素濃度 (B系)	熱磁気風式 酸素検出器	0~5%/ 0~25%	1	原子炉建物3階

(3) 水素ガス及び酸素ガスの処理方法

有効性評価では、機能喪失を仮定した設備の復旧には期待せず、重大事故等時の環境下におけるG値に基づき、7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達しないことを確認している。

しかしながら、ここでは7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に達した場合と事象発生後8日目以降の水素ガス及び酸素ガスの扱いについて以下に示す。

a. 7日間以内に水素ガスと酸素ガスの両方の濃度が可燃限界に到達した場合

機能喪失を仮定した設備の復旧には期待しないという前提においては、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを処理する方法は格納容器ベントによって原子炉格納容器外へ放出する手段となる。よって、酸素濃度が5 vol%に至るまでに格納容器ベントを実施する。なお、格納容器ベントの実施により蒸気と共に非凝縮性ガスは排出され、その後の原子炉格納容器内の気体組成は水蒸気がほぼすべてを占めることとなる。

残留熱代替除去系等が復旧し、原子炉格納容器圧力制御が可能になった場合にあっても、仮に酸素濃度が5 vol%に到達するおそれがある場合、格納容器ベントを通じて非凝縮性ガスを原子炉格納容器外へ排出することとなる。このとき格納容器スプレイによって、原子炉格納容器内圧力が低い状態での排出となるが、炉心崩壊熱による蒸気発生は長時間継続するため、その蒸気とともに非凝縮性ガスは同時に排出され、原子炉格納容器内に残る水素

ガス及び酸素ガスは無視し得る程度となり、可燃限界に至ることはない（「重大事故等対策の有効性評価，3.4 水素燃焼，添付資料 3.4.1 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響」参照）。

b. 事象発生後 8 日目以降の水素ガス及び酸素ガスの処理方法

この場合、機能喪失を仮定した設備の復旧又は外部からの支援等に期待することができ、多様な手段を確保することができる。

まず、可燃性ガス濃度制御系の復旧を試みることで、水の放射線分解により発生する酸素ガスを処理する。また、a. と同様に格納容器ベントによる排出も可能であり、水素ガス及び酸素ガスの処理については多様な手段を有する。

(4) 原子炉補機代替冷却系復旧以前における原子炉格納容器内の酸素濃度の測定

原子炉格納容器内の酸素濃度を把握する目的としては、事故後の原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の把握である。

有効性評価においては、約 10 時間以前に原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃限界（5 vol%）に至らないことを確認しているが、約 10 時間以前において原子炉格納容器内の酸素濃度を把握する方法として、格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）で測定する。格納容器水素濃度（S A）及び格納容器酸素濃度（S A）は、原子炉補機代替冷却系等による冷却水を必要とせず、常設代替交流電源設備による給電後の事故初期（重大事故等発生から約 2 時間後）から、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の計測が可能である。

3. 本システムの運用にあたって考慮すべき項目

3.1 放射線による影響について

①耐放射線に関する設計考慮について

残留熱代替除去系は、重大事故等時に炉心損傷した場合の放射線影響を考慮して設計を行う。具体的には、放射線による劣化影響が懸念される有機材（シール材等）が使用されている機器について、残留熱代替除去系を運転する環境における放射線影響を考慮して設計する。

残留熱代替除去系を運転する際の放射線量については、簡易解析評価の結果、運転時間90日とした場合に、代表的な配管表面部において積算放射線量は約 kGyであることが目安としてある。よって、残留熱代替除去系の運転操作に必要な機器で、放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機、ケーブル、シール材等）については、運転環境下における当該部位の放射線量を考慮して機能確保可能な設計とする。

②水の放射線分解による水素影響について

炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、残留熱代替除去系運転中は配管内に流れがあり、また、冷却水が滞留する箇所がないことから、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。

残留熱代替除去系の運転を停止した後は、可燃性ガスの爆発防止等の対策として、系統水を入れかえるためにフラッシングを実施することとしており、水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には残留熱除去ポンプのB-RHRポンプトラス水入口弁を閉じ、残留熱代替除去系に大量送水車から外部水源を供給することにより、系統のフラッシングを実施する。

3.2 系統の健全性について

(1) 残留熱代替除去系運転時の系統水漏えいの可能性

残留熱代替除去系は残留熱除去系と組み合わせて重大事故等対処設備として系統を構成しているものである。

残留熱代替除去系を使用する場合に流路となる残留熱除去系の配管，弁及び熱交換器については，残留熱除去系として使用する場合と同様に流路として使用する設計であること及び残留熱除去系の設計条件を超えない範囲で使用するため，系統水が漏えいすることはない。残留熱代替除去系の流路を図3.2-1に示す。

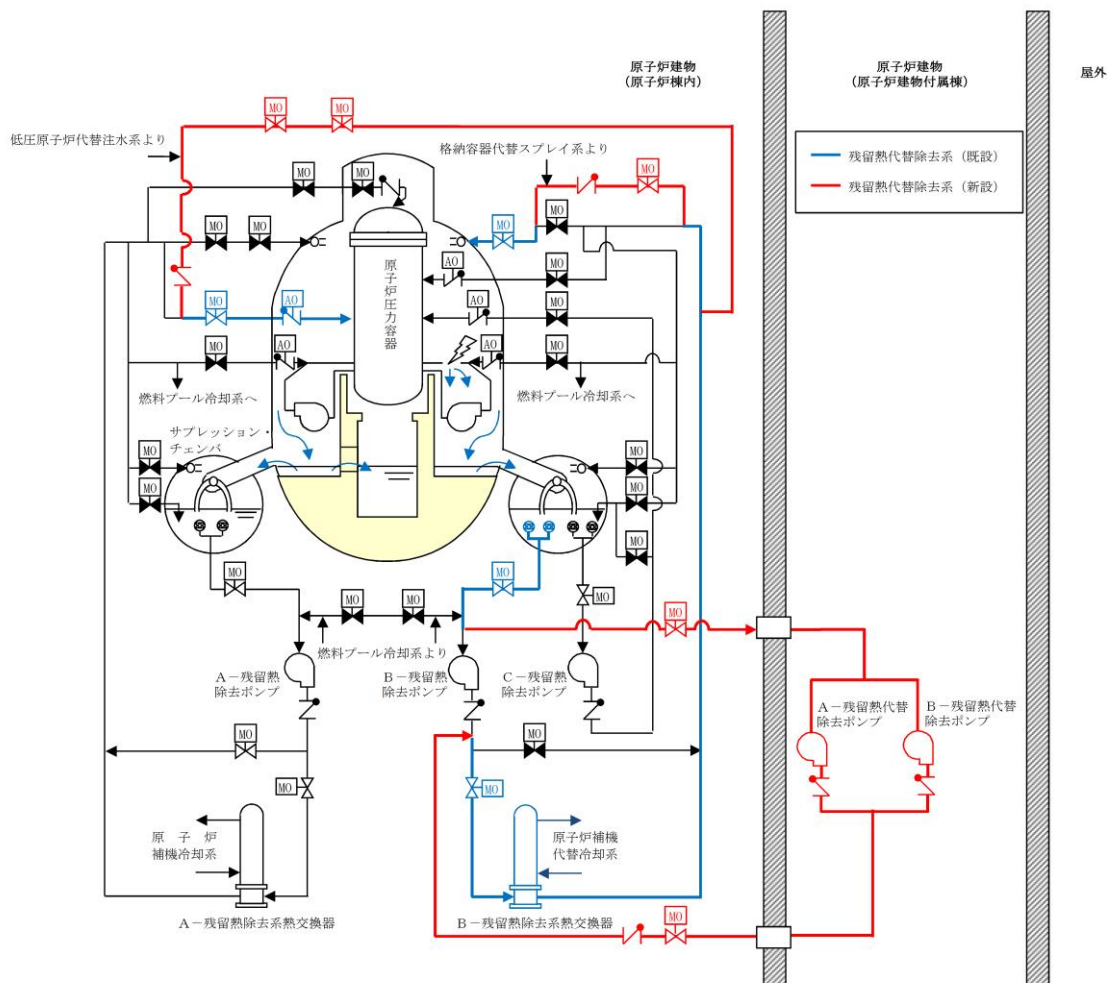


図 3.2-1 残留熱代替除去系系統概要図

格納容器水素濃度・酸素濃度の測定原理と適用性について

1. 格納容器水素濃度（S A）について

(1) システム構成

格納容器水素濃度（S A）のシステム概要を図1に示す。格納容器水素濃度（S A）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器水素濃度（S A）の検出信号は、熱伝導式水素検出器からの電流信号を演算装置にて水素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器水素濃度（S A）を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図2「格納容器水素濃度（S A）の概略構成図」参照。）

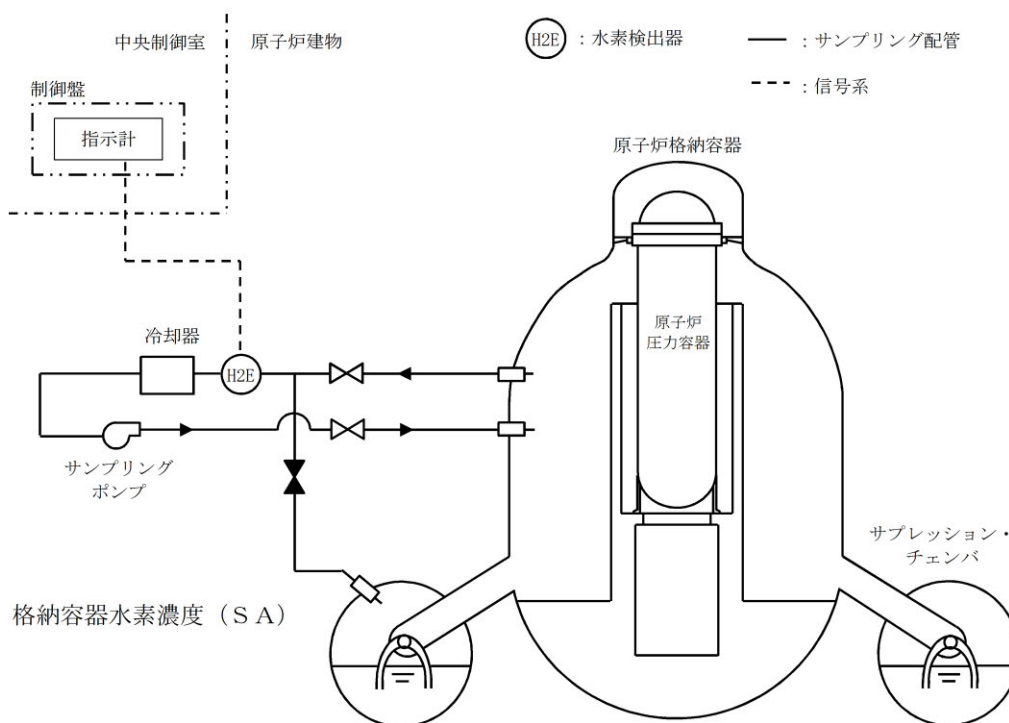


図1 格納容器水素濃度（S A）システム概要

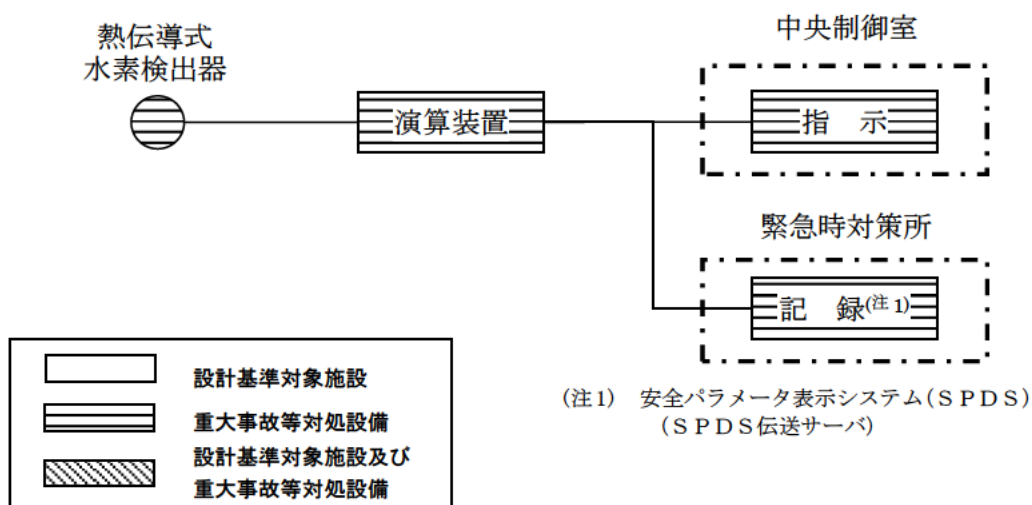


図2 格納容器水素濃度（SA）の概略構成図

(2) 測定原理

原子炉格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器水素濃度（SA）は、熱伝導式のものをを用いる。熱伝導式の水素検出器は、図3に示すとおり、検知素子と補償素子（サーミスタ）でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分のみに測定対象ガスが流れ、補償素子に測定対象ガスが流れない構造としている。

水素濃度の測定部より電圧を印加して検知素子と補償素子の両方のサーミスタを一定温度に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガスを流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。

この検知素子の抵抗が低下することによりブリッジ回路の平衡が失われ、図3のAB間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。

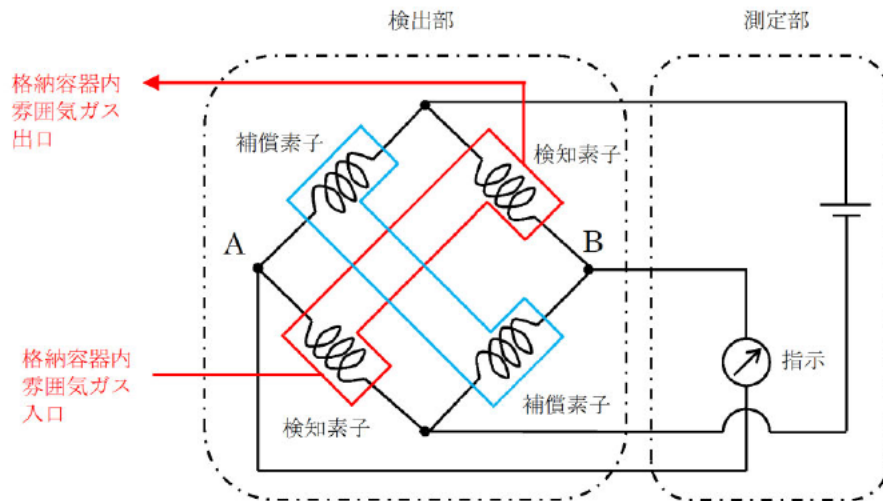


図3 格納容器水素濃度 (S A) 検出回路の概要図

(3) 設置場所

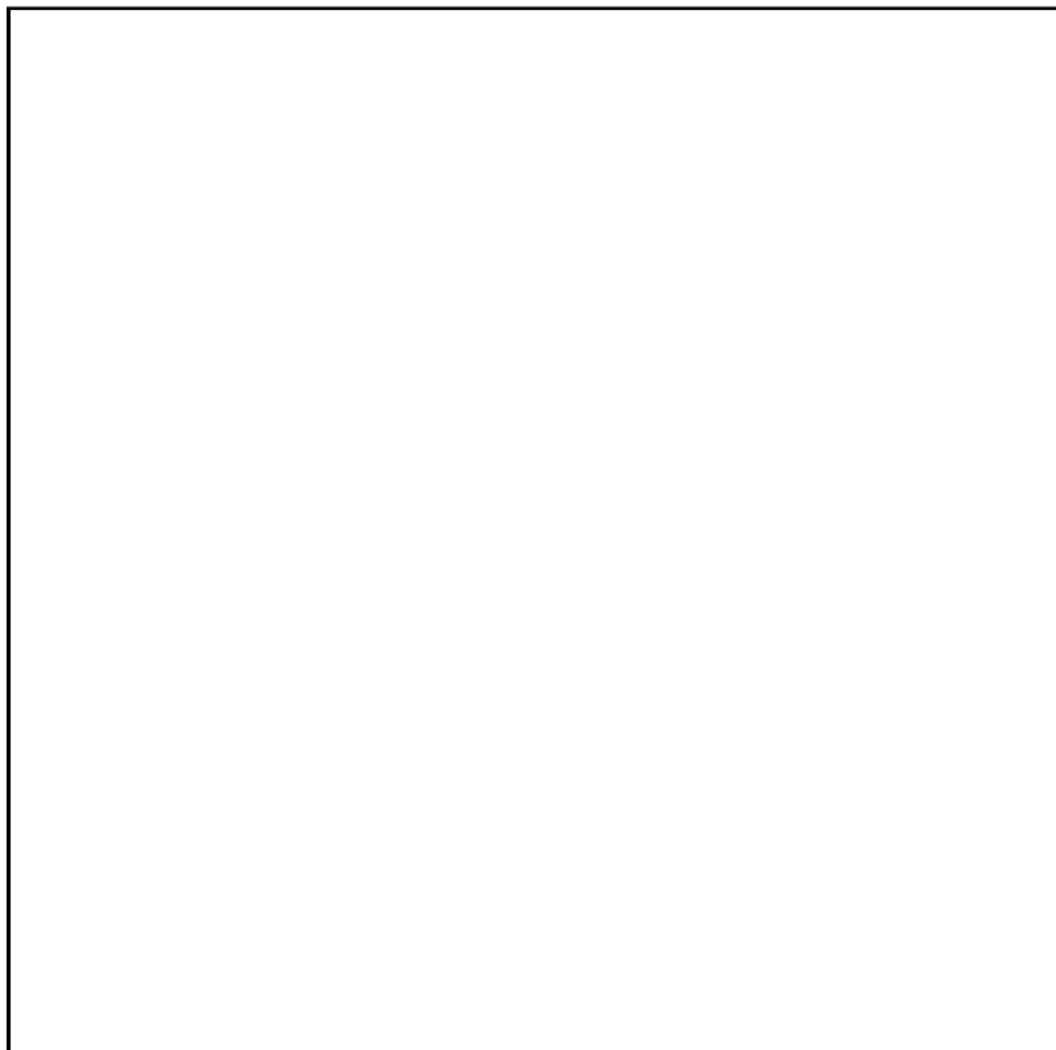


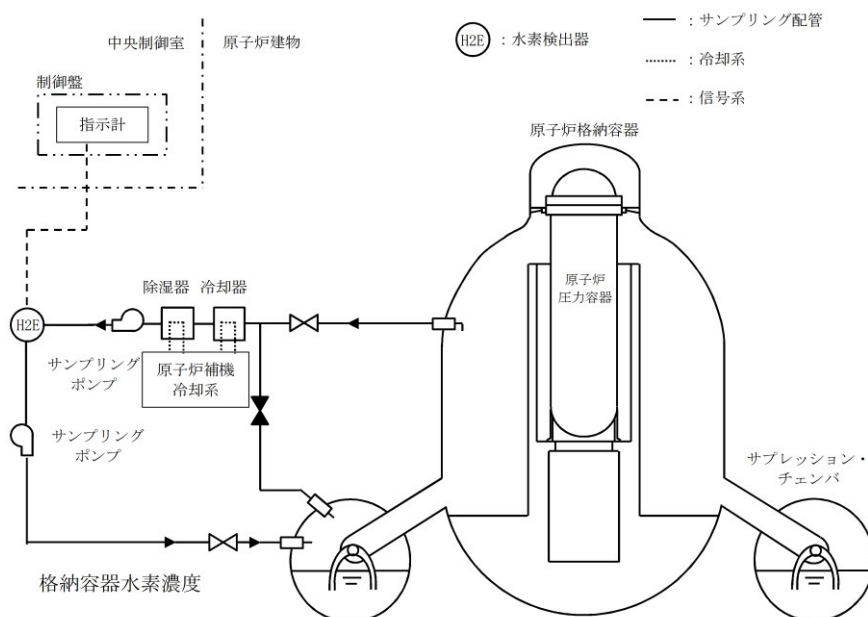
図4 機器配置図 (原子炉建物中2階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. 格納容器水素濃度（B系）について

(1) システム構成

格納容器水素濃度（B系）のシステム概要を図5に示す。格納容器水素濃度（B系）は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器水素濃度（B系）の検出信号は、熱伝導式水素検出器からの電圧信号を、前置増幅器で増幅し、中央制御室の演算装置にて水素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器水素濃度（B系）を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図6「格納容器水素濃度（B系）の概略構成図」参照。）



※2系列のうちB系を示す。

図5 格納容器水素濃度（B系）システム概要

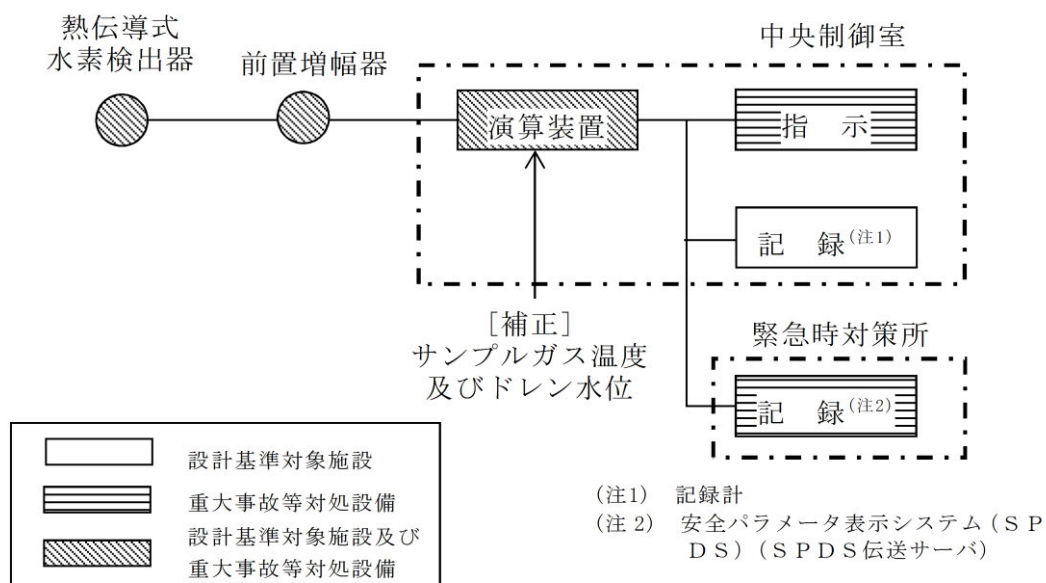


図6 格納容器水素濃度（B系）の概略構成図

(2) 測定原理

原子炉格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器水素濃度（B系）は、熱伝導式のものを用いる。熱伝導式の水素検出器は、図7に示すとおり、検知素子と補償素子（サーミスタ）、及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分に、サンプリングされたガスが流れるようになっており、補償素子には基準となる標準空気が密閉されており測定対象ガスとは接触しない構造になっている。

水素濃度計指示部より電圧を印加して検知素子と補償素子の両方のサーミスタを約150℃に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガスを流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。この検知素子の抵抗が低下するとブリッジ回路の平衡が失われ、図7のAB間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。

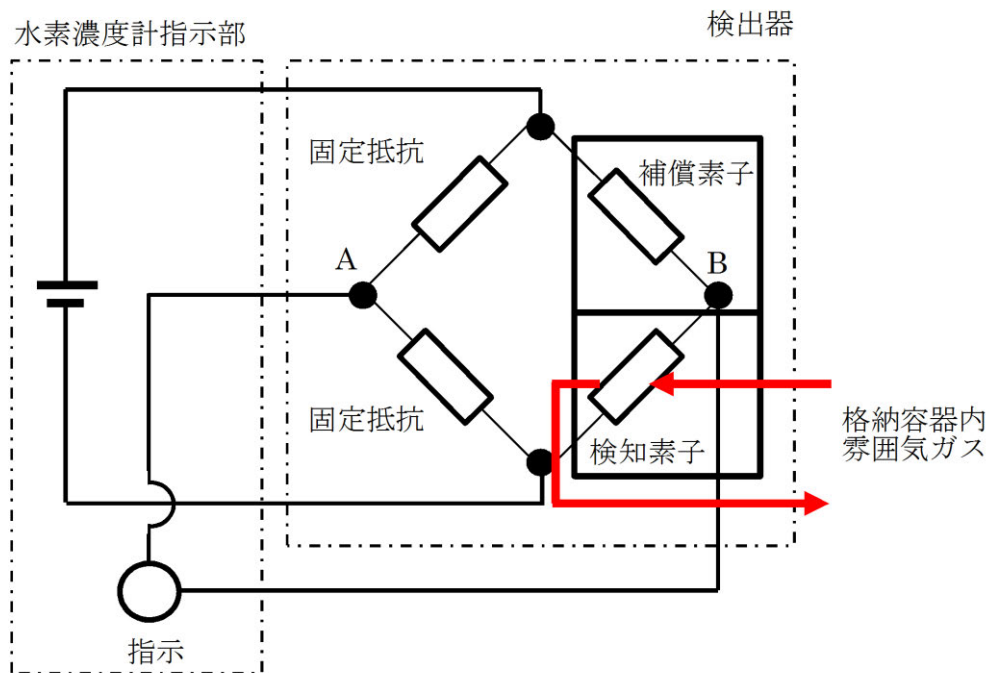


図7 格納容器水素濃度（B系）検出回路の概要図

(3) 設置場所

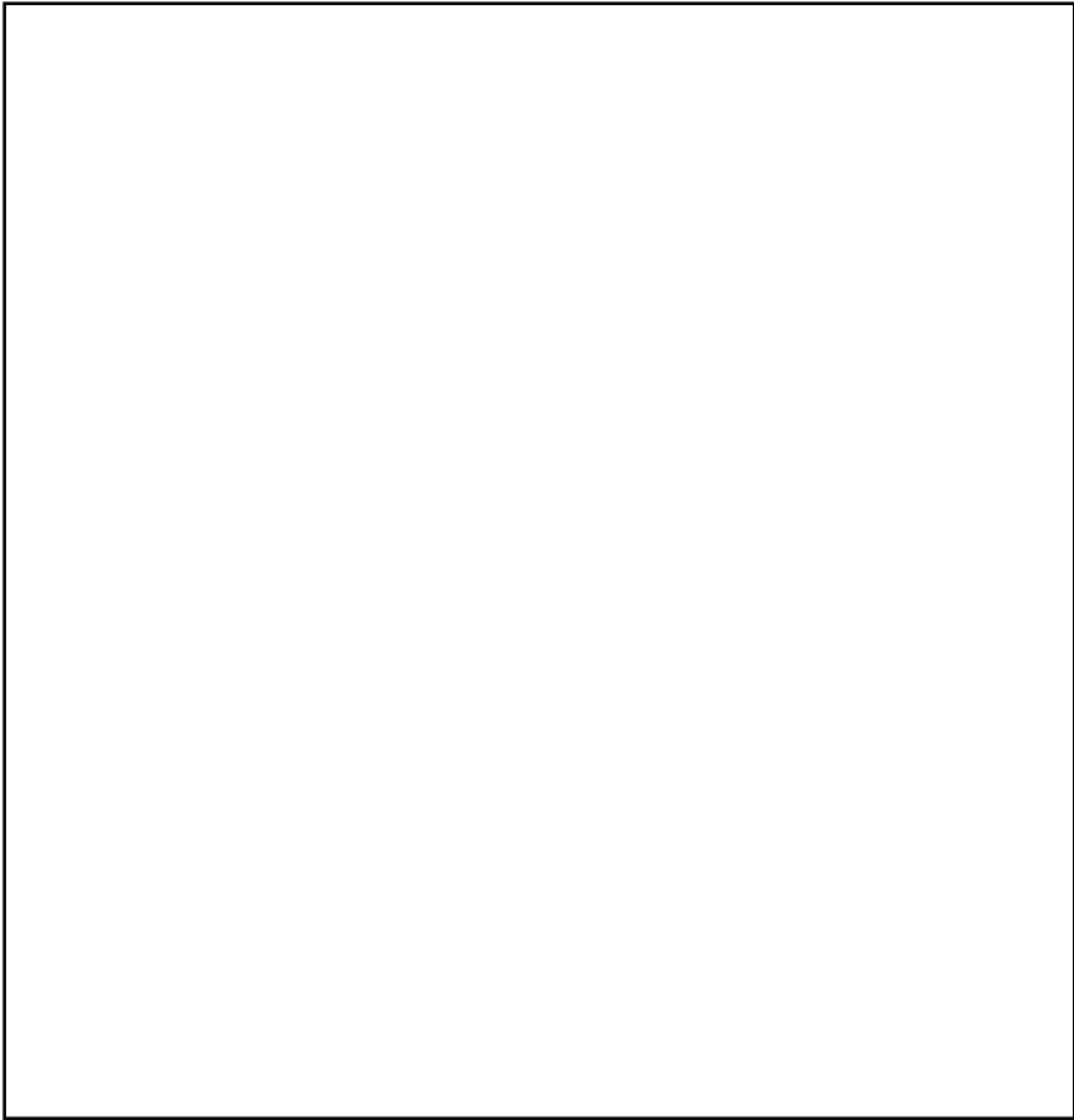


図8 機器配置図（原子炉建物3階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 格納容器酸素濃度 (S A) について

(1) システム構成

格納容器酸素濃度 (S A) のシステム概要を図 9 に示す。格納容器酸素濃度 (S A) は、重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器酸素濃度 (S A) の検出信号は、磁気力式酸素検出器からの電流信号を演算装置にて酸素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器酸素濃度 (S A) を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。(図 10「格納容器酸素濃度 (S A) の概略構成図」参照。)

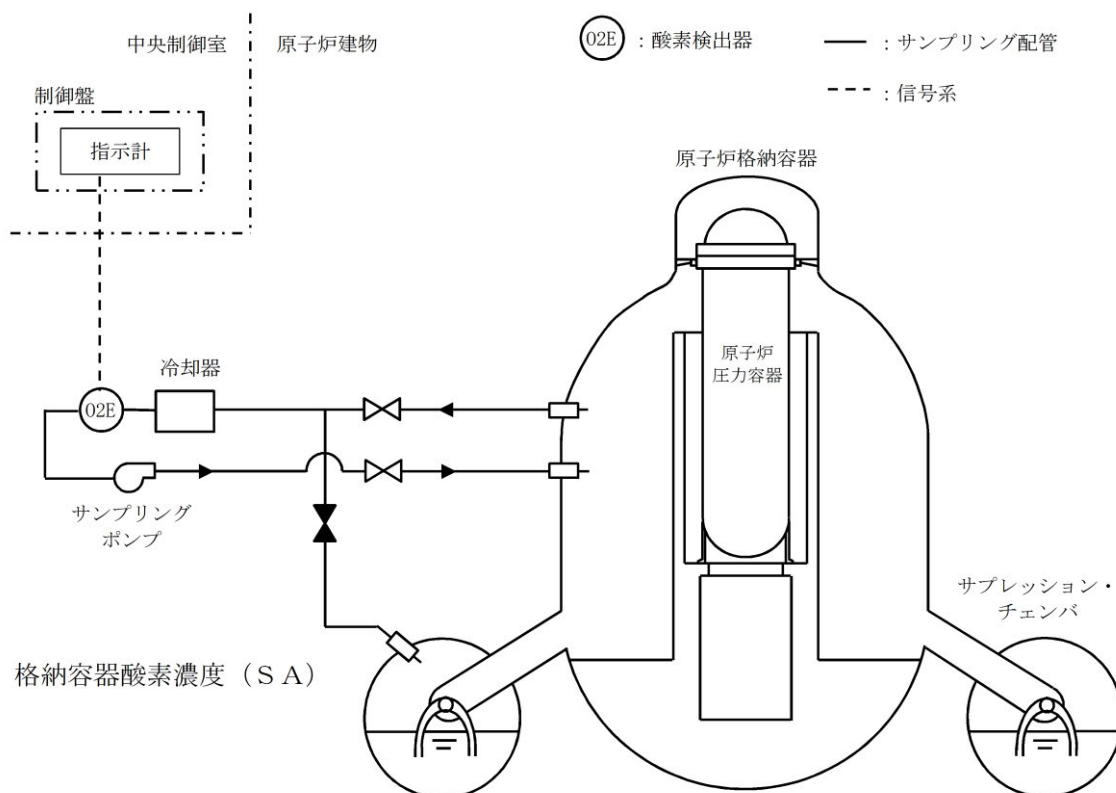


図 9 格納容器酸素濃度 (S A) システム概要

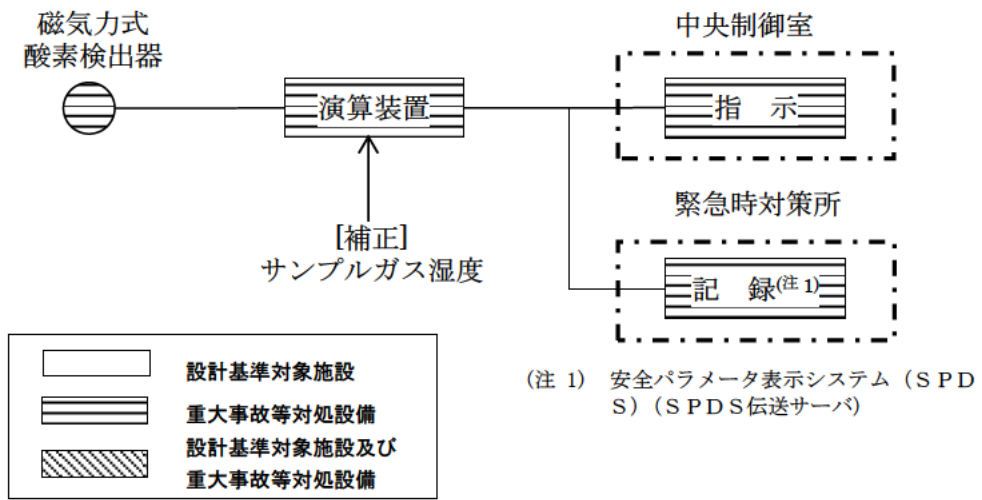


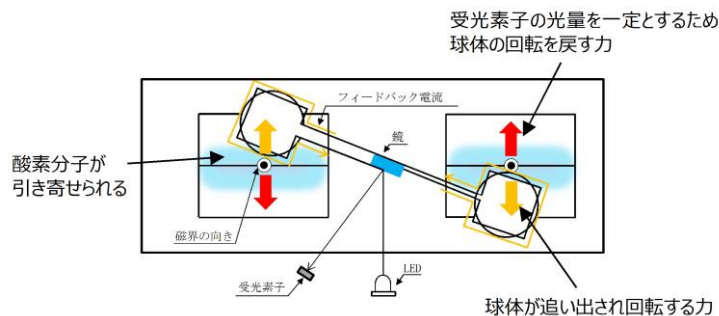
図10 格納容器酸素濃度 (SA) の概略構成図

(2) 測定原理

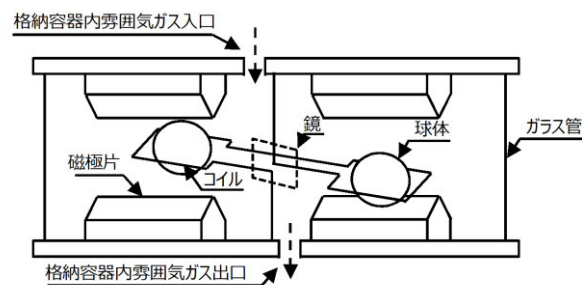
原子炉格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる格納容器酸素濃度 (S A) は、磁気力式のものをを用いる。

磁気力式の酸素検出器は、図 11「格納容器酸素濃度 (S A) の原理図」に示すとおり、吊るされた2つの球体、くさび型状の磁極片、LEDからの光を受光素子へ反射する鏡等で構成されている。また、格納容器酸素濃度 (S A) の検出回路を図 12「格納容器酸素濃度 (S A) 検出回路図」に示す。

初期状態において球体は上から見て右回りに傾いた位置で静止している。ガラス管内に強い磁化率を持つ酸素分子が流れ込むと、磁場に引き寄せられ、磁極片の先端部に酸素分子が引き寄せられる。磁極片先端部に引き寄せられた酸素分子により2つの球体が磁極片先端部から端部へ押し出され、右回りに回転する。これにより、LEDからの光を受光素子への光量が一定となるように制御しており、受光素子への光量が変化する。増幅器は受光素子への光量の変化を検知するとフィードバック電流を増加させる。球体はフィードバック電流がコイルを流れることで発生するカウンターモーメントを受けて光量が一定となる初期位置で静止する。このフィードバック電流が酸素濃度に比例する原理を用いて酸素濃度の測定を行う。(図 13「格納容器酸素濃度 (S A) の動作原理イメージ」参照)。



(平面図)



(正面図)

図 11 格納容器酸素濃度 (S A) の原理図

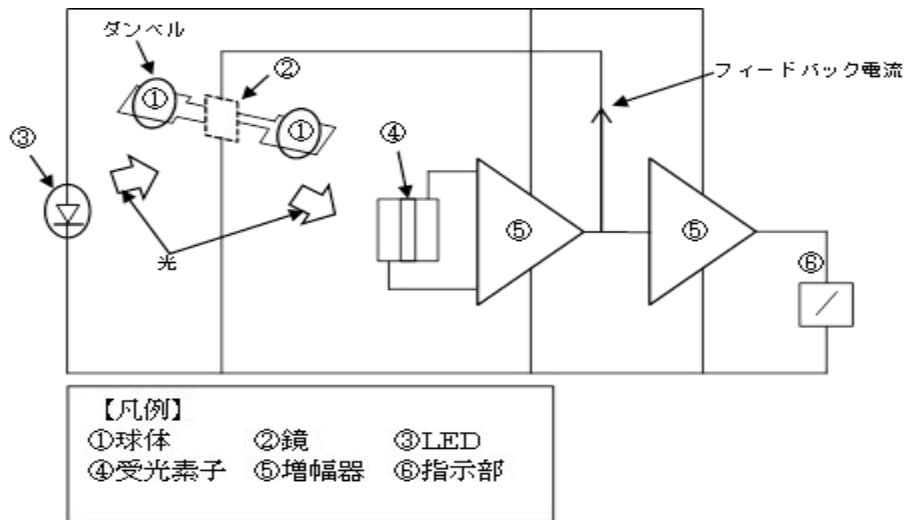


図 12 格納容器酸素濃度 (S A) の検出回路図

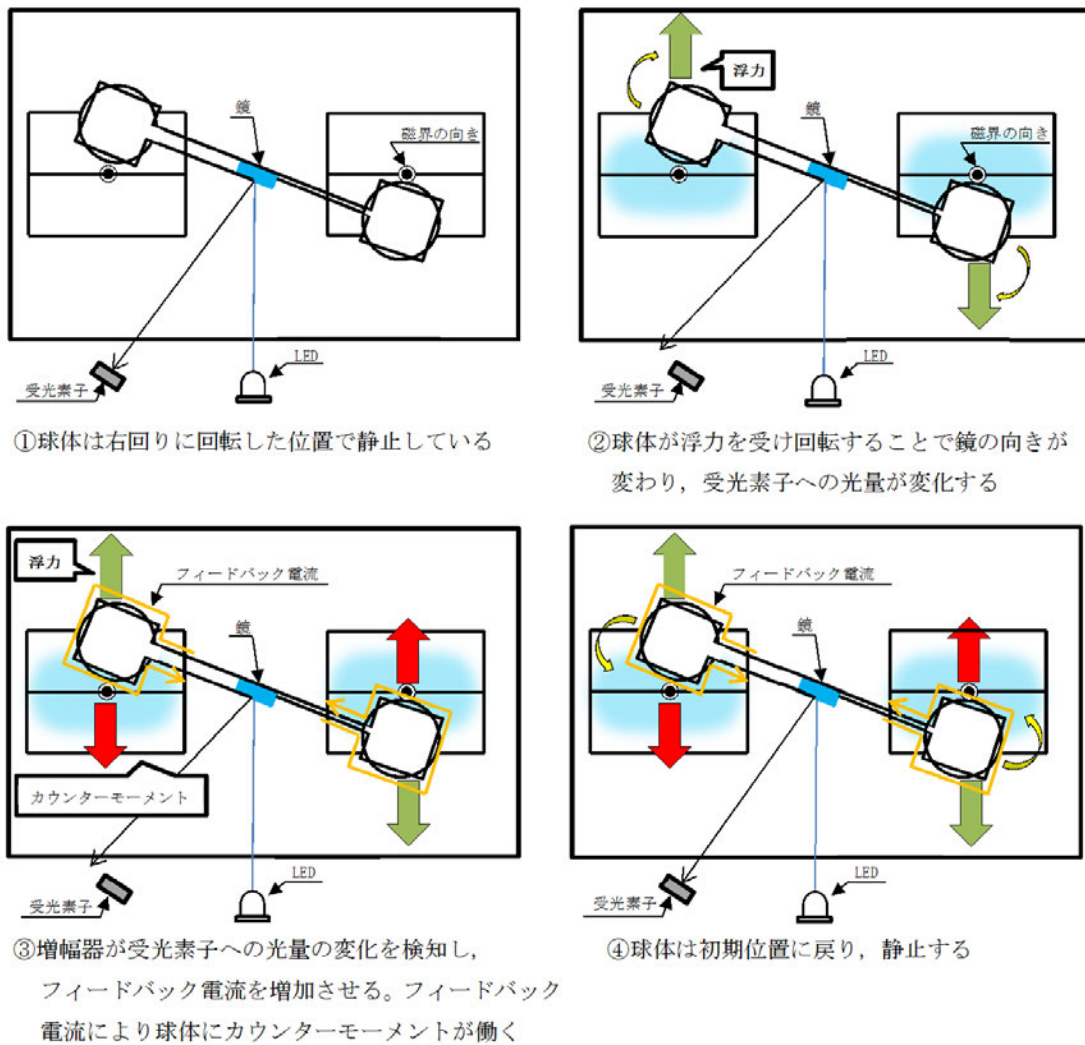


図 13 格納容器酸素濃度 (S A) の動作原理イメージ

(3) 設置場所

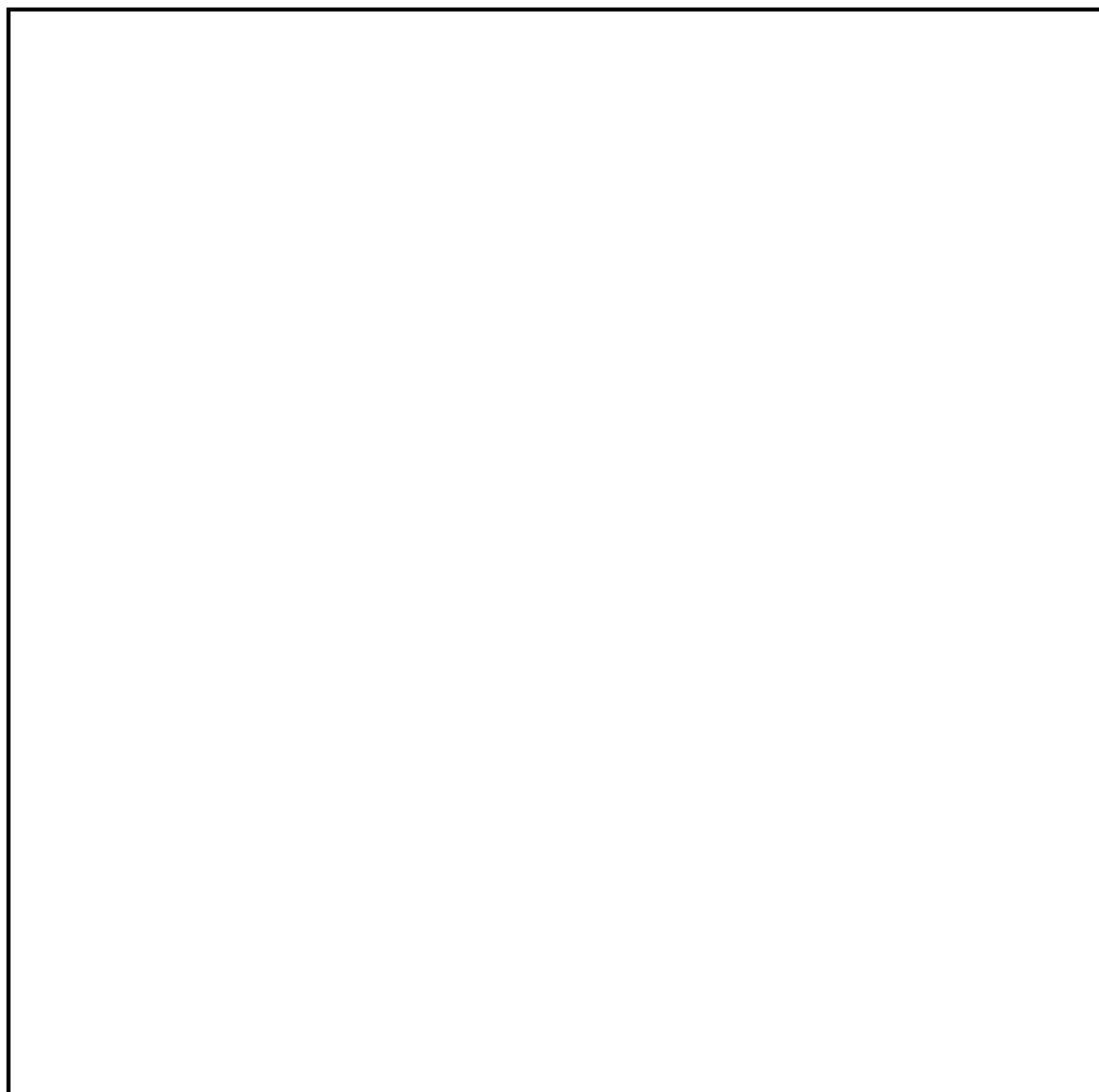


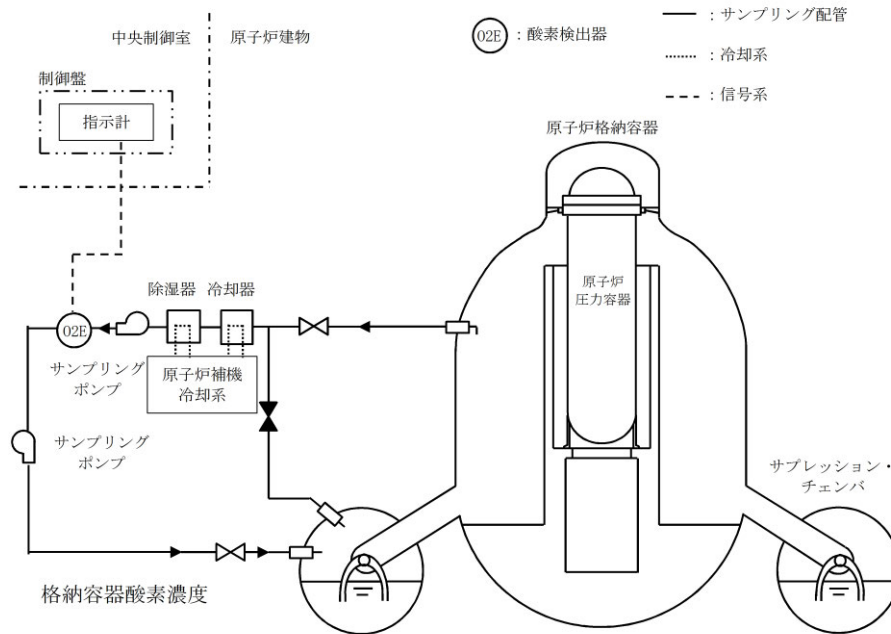
図 14 機器配置図（原子炉建物中 2 階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 格納容器酸素濃度（B系）について

(1) システム構成

格納容器酸素濃度（B系）のシステム概要を図 15 に示す。格納容器酸素濃度（B系）は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、格納容器酸素濃度（B系）の検出信号は、熱磁気風式酸素検出器からの電圧信号を、前置増幅器で増幅し、中央制御室の演算装置にて酸素濃度信号へ変換する処理を行った後、格納容器酸素濃度（B系）を中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。（図 16「格納容器酸素濃度（B系）の概略構成図」参照。）



※ 2 系列のうち B 系を示す。

図 15 格納容器酸素濃度（B系）システム概要

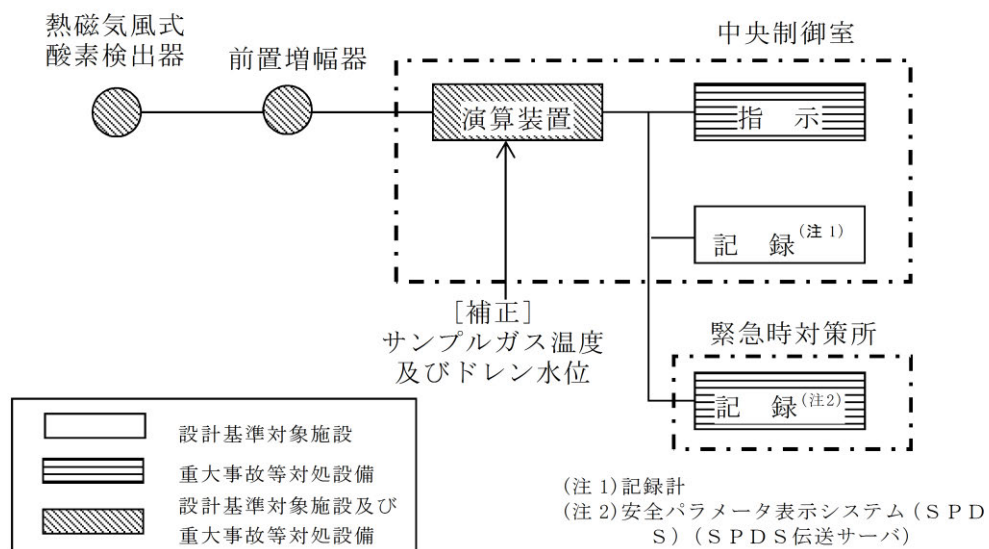


図 16 格納容器酸素濃度（B系）の概略構成図

(2) 測定原理

原子炉格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる格納容器酸素濃度（B系）は、熱磁気風式のものを用いる。熱磁気風式の酸素検出器は、図 17 に示すとおり、サーミスタ温度素子（発風側素子、受風側素子）及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されており、検出素子及び補償素子は一定温度で保温されている。

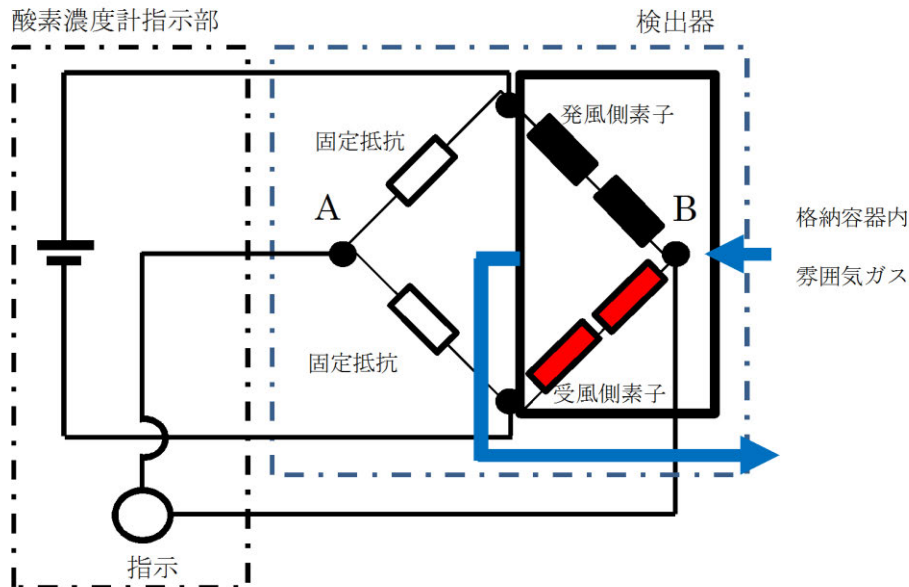
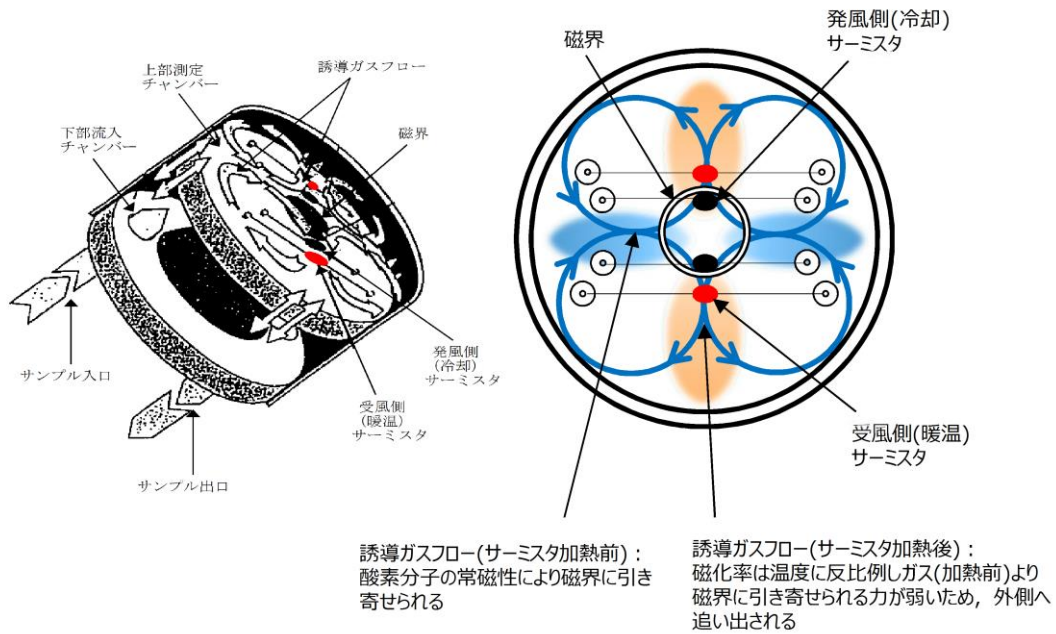


図 17 格納容器酸素濃度（B系）検出回路の概要図

格納容器酸素濃度（B系）の原理図を図 18 に示す。酸素濃度計は2層構造のチャンバーで構成されており、サンプル入口より下部流入チャンバー内にサンプルガスが流入する。サンプルガスの大部分は下部流入チャンバーを通過しサンプル出口へ流出するが、少量のサンプルガスは上部測定チャンバー内に流入する。酸素は極めて強い常磁性体であることから、上部測定チャンバーに流入したサンプルガスは磁界中心部に引き寄せられ、加熱された発風側素子により温度が上昇する。磁化率は温度に反比例することから、後から流入してくる低温のサンプルガスにより、高温となったサンプルガスは磁界中心部から追い出されることとなる。発風側素子は低温のサンプルガスに熱を奪われることで冷やされることとなり、磁界外の受風側素子は発風側素子が奪われた熱を受け取り、暖められることとなる。



(立体図)

(平面図)

図 18 格納容器酸素濃度 (B系) の原理図

チャンバー内に酸素を含む原子炉格納容器内雰囲気ガスを流すと、磁気風により発風側素子の温度が下がることで、発風側素子の抵抗は小さくなる。一方、受風側素子の温度が上がることで、受風側素子の抵抗は大きくなる。発風側素子と受風側素子の抵抗値が変化することで、ブリッジ回路の平衡が変化し、図 17 の A B 間に電位差 (電流) が生じる。この電位差が酸素濃度に比例する原理を用いて、酸素濃度を測定する。

(3) 設置場所

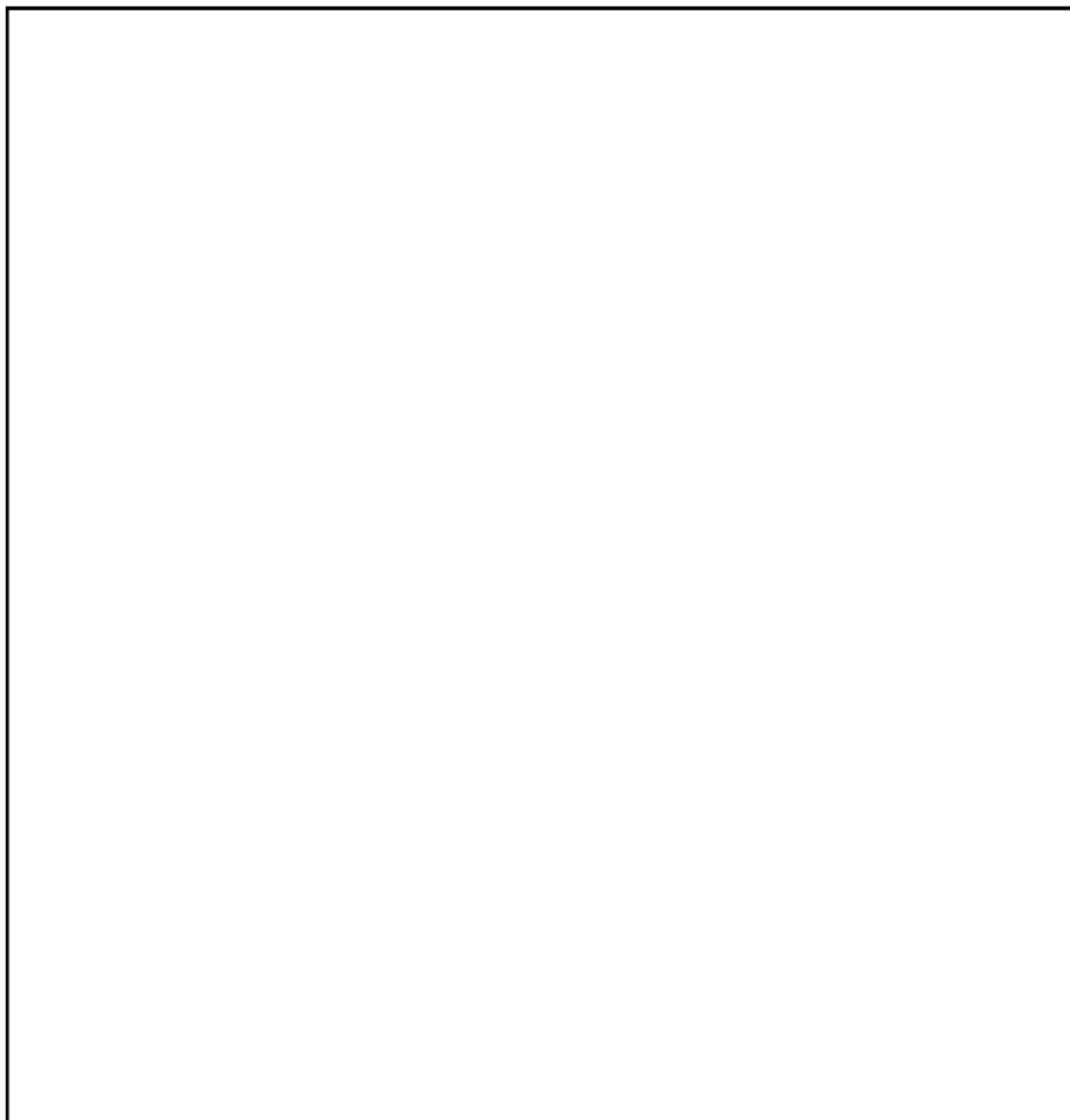


図 19 機器配置図（原子炉建物 3 階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

循環流量の確保について

残留熱代替除去系の必要容量は、「2.1 有効性評価シナリオの成立性」で有効性が確認できている循環流量 $150\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉注水： $30\text{m}^3/\text{h}$ 及び格納容器スプレイ： $120\text{m}^3/\text{h}$ ）以上とする。よって、残留熱代替除去系は循環流量 $150\text{m}^3/\text{h}$ 以上を確保する。残留熱代替除去ポンプは、補足説明資料 50-7 に示すとおり、循環流量 $150\text{m}^3/\text{h}$ 以上を確保できるものを設置する。評価にあたっては「(1) ポンプの NPSH (Net Positive Suction Head) 評価」で系統圧力損失を考慮した有効 NPSH が残留熱代替除去ポンプの必要 NPSH を満足することを確認する。また、残留熱代替除去系運転時の系統閉塞による性能低下を防止するために「(2) 系統の閉塞防止対策」で閉塞防止対策を示す。

(1) ポンプの NPSH 評価

ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効 NPSH」が、ポンプの「必要 NPSH」と同等かそれ以上であること（有効 NPSH \geq 必要 NPSH）を満足する必要がある、有効 NPSH と必要 NPSH を比較する NPSH 評価により確認を行う。

本評価では、図 1 の系統構成を想定し、格納容器内圧力、サブプレッション・プール水位と残留熱代替除去ポンプ軸レベル間の水頭差及び吸込配管圧力損失（残留熱除去系ストレナの圧力損失を含む）により求められる有効 NPSH と、残留熱代替除去ポンプの必要 NPSH を比較することで評価する。

残留熱代替除去系においては、格納容器内圧力が変動することが想定され、これに伴い有効 NPSH が変動することとなるため、ここでは、有効 NPSH を満足できる格納容器内圧力の下限を示す。評価条件を図 2、表 1 に示す。

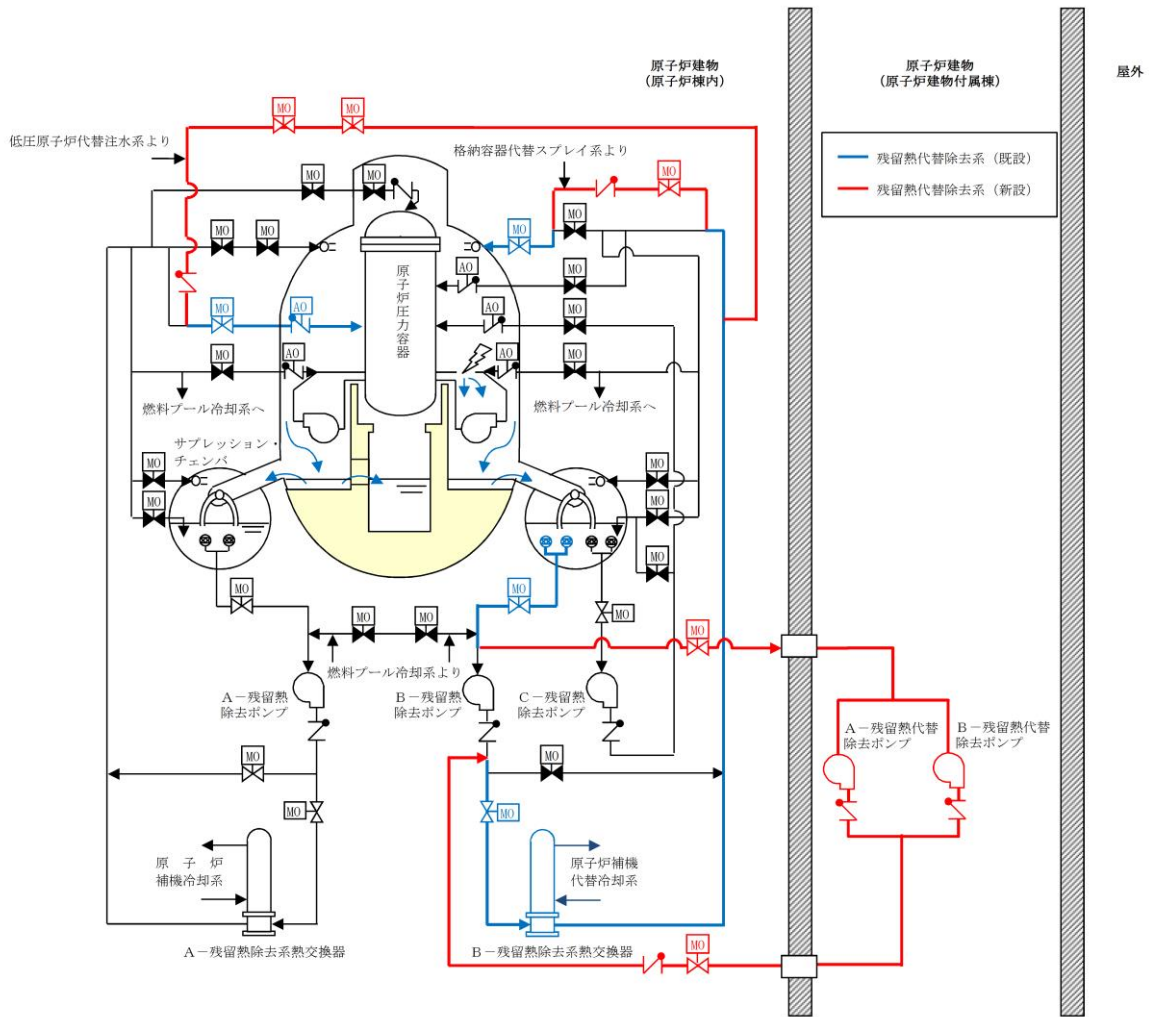


図1 残留熱代替除去系系統概要図

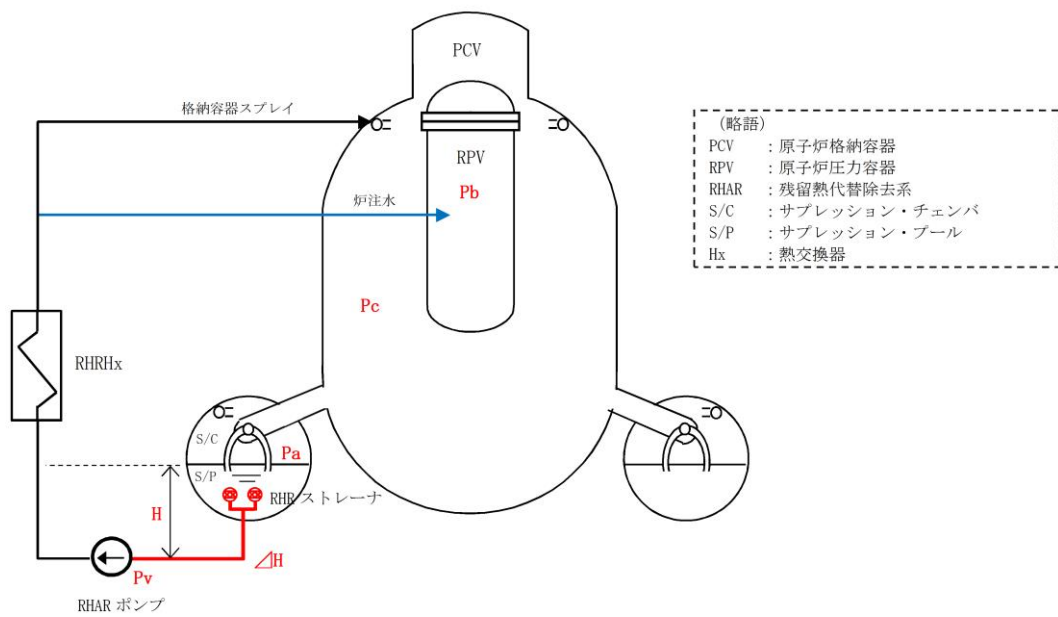


図2 NPSH 評価条件図

表1 NPSH 評価条件

項目		2号炉	設定根拠
Pa	S/C 圧力		(本評価では、NPSH 評価を成立させる S/C 圧力の下限を求めるものである)
Pv	残留熱代替除去ポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算値)		有効性評価解析値であるピーク温度 132℃の飽和蒸気圧力
H	S/P 水位と残留熱代替除去ポンプ軸レベル間の水頭差		S/P 水位レベル(LWL): <input type="text"/> とポンプ軸レベル: <input type="text"/> の差
ΔH	吸込配管圧損 (ストレーナ込)		ポンプ流量 150m ³ /h における圧損値
	残留熱代替除去ポンプの必要 NPSH		ポンプ定格流量時の必要 NPSH

表1の条件を元に、(有効 NPSH) ≥ (必要 NPSH) の式より、有効 NPSH が必要 NPSH を満足できるか確認する。

$$(有効 NPSH) = Pa - Pv + H - \Delta H \geq (必要 NPSH)$$

$$Pa \geq \text{ MPa [gage]}$$

上記の結果を踏まえ、格納容器内圧力が MPa [gage] 以上の状態であれば残留熱代替除去ポンプの必要 NPSH を満足する。重大事故等時においては、格納容器内圧力が MPa [gage] 以上であることから、残留熱代替除去系は成立する。

また、残留熱代替除去系の運転が長期的に継続可能なことの例として、「残留熱代替除去系運転を 30 日間継続した場合の評価結果例」を示す。

〈残留熱代替除去系運転を 30 日間継続した場合の評価結果例〉

「2.1 有効性評価シナリオの成立性」の格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用する場合)において、循環流量 150m³/h にて残留熱代替除去系を 30 日間運転継続した場合の格納容器圧力の推移の評価結果例を図3に示す。

図3より、事故30日後の格納容器圧力は約0.4MPa [gage]であるため、上記NPSH 評価結果の MPa [gage] 以上であり、残留熱代替除去系の運転は継続可能である。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

なお、長期的に安定状態を維持するにあたり、原子炉格納容器が隔離されている又は隔離した場合、水-放射線分解により発生する可燃性ガスの濃度制御が必要となる。この濃度制御は、事故後 12 時間後において、可搬式窒素供給装置により、格納容器内に窒素ガスを注入し酸素濃度を抑制することにより、水素が可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能となる。

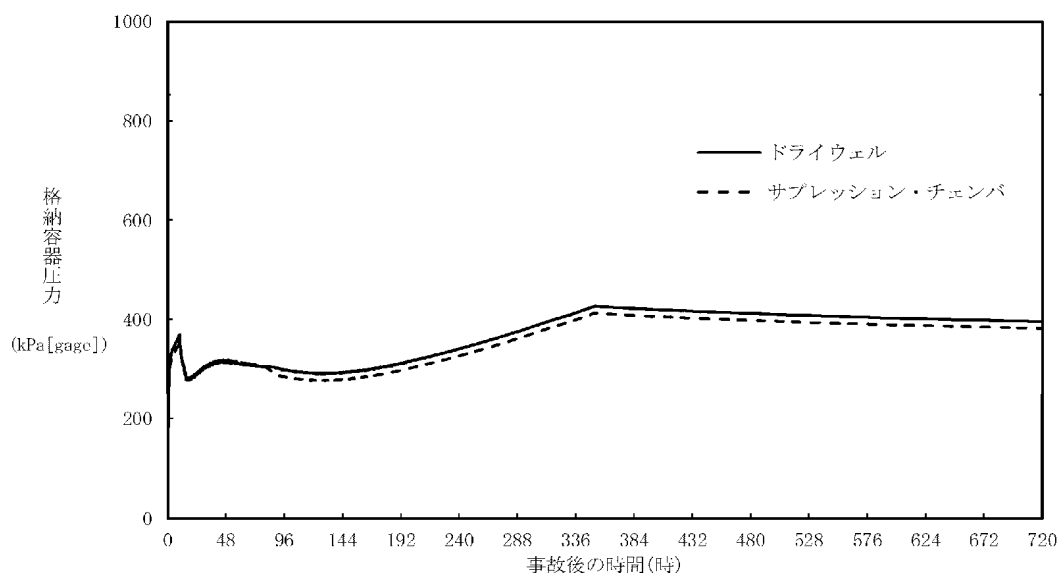


図 3 格納容器圧力の推移(循環流量 150m³/h にて残留熱代替除去系を 30 日間運転継続した場合)

(2) 系統の閉塞防止対策

a. 系統の閉塞評価について

残留熱代替除去系において系統機能喪失に繋がる閉塞事象が懸念される箇所は、流路面積が小さくなる残留熱除去系ストレーナ、格納容器スプレイノズル部が考えられる。

格納容器スプレイノズル部については、最小流路面積部に異物が詰まることを防止するために、残留熱除去系ストレーナ孔径が最小流路面積以下になるように設計している(表 2 参照)。

表 2 残留熱除去系ストレーナについて

残留熱除去系ストレーナ孔径	
格納容器スプレイノズル最小流路サイズ	

よって、残留熱代替除去系の閉塞防止に関する説明は、「b. 残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策について」に記載する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b. 残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策について

残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策として、多孔プレートを組み合わせた大型ストレーナを採用するとともに、格納容器内の保温材のうち事故時に破損が想定される繊維質保温材は撤去することとしているため、繊維質保温材の薄膜効果^{※1}による異物の捕捉が生じることはない。

また、重大事故等時に格納容器内において発生する可能性のある異物としては保温材(パーライト等)、塗装片、スラッジが想定されるが、LOCA時のブローダウン過程等のサブプレッション・プール水の流動により粉碎され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維質保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。

なお、本システムの成立性評価として「(1) ポンプのNPSH評価」でNPSH評価を実施しているが、この評価はストレーナを設置した際の工事計画書において評価した手法と同様の手法を用いて評価したものである。評価においては、繊維質の付着を考慮したストレーナの圧損評価を実施しており、残留熱代替除去ポンプ定格流量時の必要NPSHを満足していることから、本システムの成立性に問題がないことを確認している(表1参照)。

また、残留熱代替除去系を使用開始する時点ではサブプレッション・チェンバ内の流況は十分に静定している状態であり、ストレーナメッシュの通過を阻害する程度の粒径を有する異物はサブプレッション・チェンバ底部に沈着している状態であると考えられる^{※2}。

重大事故等時には、損傷炉心を含むデブリが生じるが、仮に原子炉圧力容器外に落下した場合でも、原子炉圧力容器下部のペDESTALに蓄積することからサブプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。

万が一、ペDESTALからオーバーフローし、ベント管を通じてサブプレッション・チェンバに流入する場合であっても、金属を含むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく^{※3}、ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。

このため、苛酷事故環境下においても残留熱除去系ストレーナが閉塞する可能性を考慮する必要はないと考えている。

さらに、仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても、ポンプの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ^{※4}、加えて、長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に、次項にて示すストレーナの逆洗操作が可能な設計としている。

※1：薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について

「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは、ストレーナの表面のメッシュ(約1～2mm)を通過するような細かな粒子状のデブリ(スラッジ等)が、繊維質デブリにより形成した膜により捕捉され圧損を上昇させ

るという効果をいう。(図4参照)

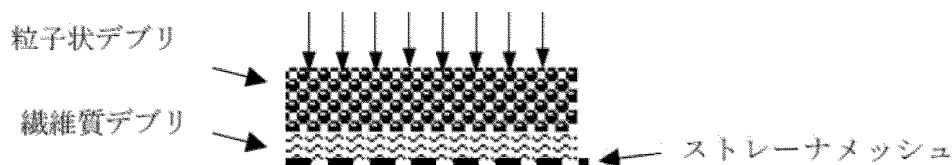


図4 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、NEDO-32686 に対する NRC の安全評価レポートの Appendix E で実験データに基づく考察として、「1/8 inch 以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのものが不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」と記載されている。また、R.G. 1.82 においても「1/8 inch. (約 3.1 mm) を十分下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではないと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227 においても、この効果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11inch (2.79mm) において、均一なベッドは形成されなかったという見解が示されている。故に、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄ければ、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定した圧損評価は不要であると考えられる。

また、GSI-191 において議論されているサンプスクリーン表面における化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して、上述のとおり繊維質保温材は使用されておらず、ストレーナ表面におけるデブリベット形成の可能性がないことから、化学的相互作用による圧損上昇の影響はないと考えられ、残留熱代替除去系による長期的な冷却の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

表3 NUREG/CR-6224 において参照されるスラッジ粒径の例

Table B-4 BWROG-Provided Size Distribution of the Suppression Pool Sludge		
Size Range μm	Average Size μm	% by weight
0-5	2.5	81%
5-10	7.5	14%
10-75	42.5	5%

※2：残留熱代替除去系の使用開始は事故後約 10 時間後であり、LOCA 後のブローダウン等の事故発生直後のサブプレッション・チェンバ内の攪拌は十分に静定しており、大部分の粒子状異物は底部に沈着している状態であると考えられる。また、粒子径が 100 μm 程度である場合に浮遊す

るために必要な流体速度は、理想的な球形状において 0.1m/s 程度必要であり(原子力安全基盤機構(H21.3), PWR プラントの L O C A 時長期炉心冷却性に係る検討), 仮にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物がプール内に存在していた場合においても, ストレーナ表面流速は約 0.008m/s (150m³/h の時)程度であり, 底部に沈降したデブリがストレーナの吸い込みによって生じる流況によって再浮遊するとは考えられない。

- ※3 : RPV 破損後の溶融炉心の落下先は格納容器下部 (ペDESTAL部) であり, 残留熱代替除去系の水源となるサプレッション・チェンバへ直接落下することはない。RPV へ注水された冷却水は下部ペDESTALへ落下し, ベント管を通じてサプレッション・チェンバへ流入することとなる(図5参照)。粒子化した溶融炉心等が下部ペDESTAL内に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって下部ペDESTALから巻き上げられ, 更にベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく, 溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。

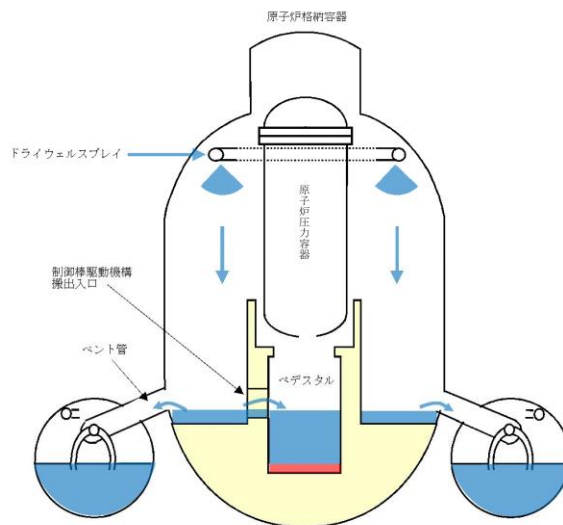


図5 原子炉圧力容器破損後の残留熱代替除去系による冷却水の流れ

- ※4 : GSI-191 における検討において, サンプスクリーンを想定した試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落ちるとの結果が示されている(図6参照)。

当該試験は PWR サンプスクリーン形状を想定しているものであるが, BWR のストレーナ形状は円筒形であり(図7参照), ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ, 注水流量の低下を検知した後, ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し, 速やかに冷却を再開することが可能である。

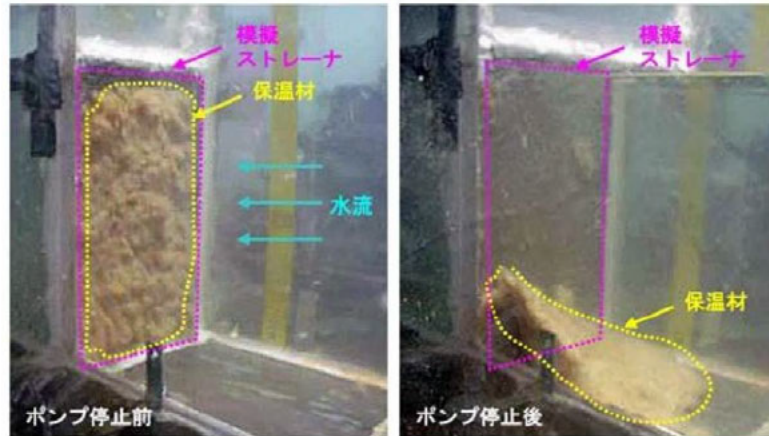


図6 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験
 (April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)

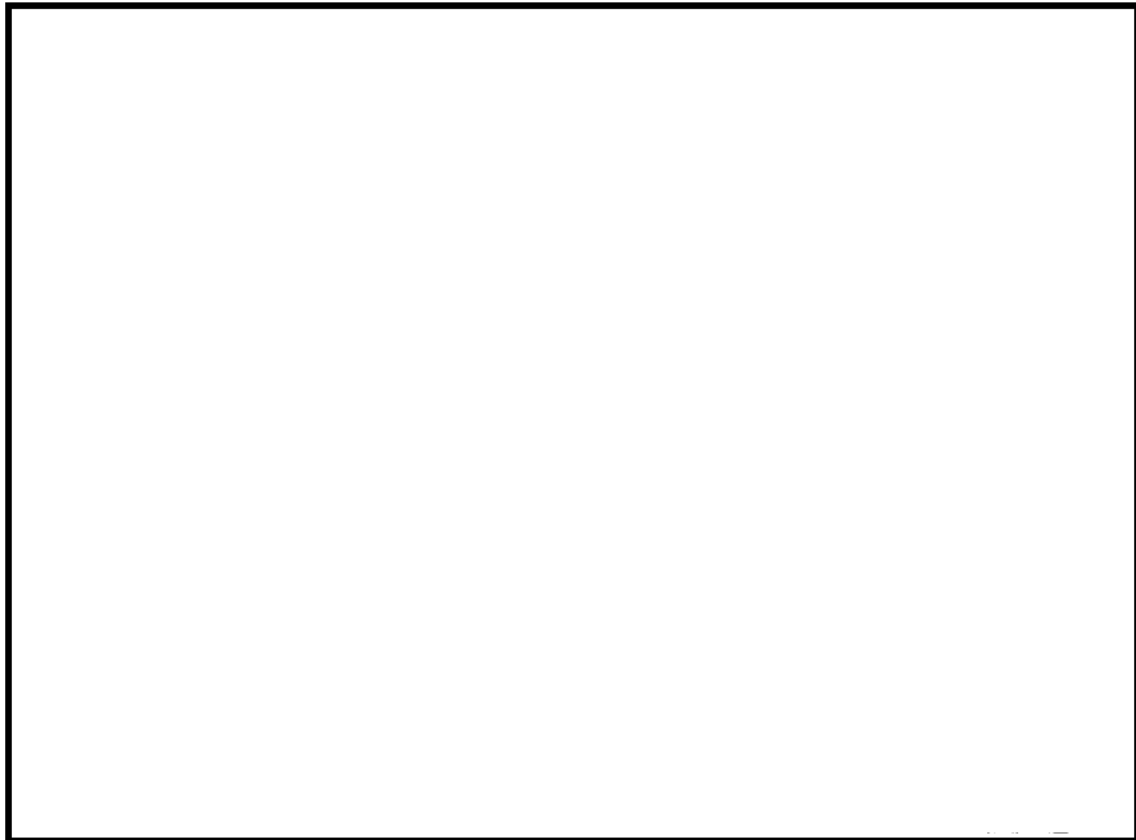


図7 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

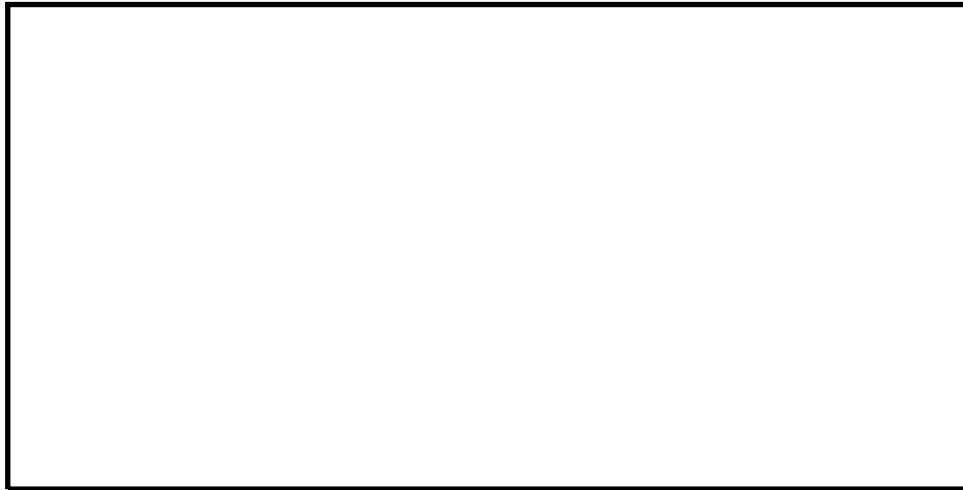


図8 島根2号炉残留熱除去系ストレーナ(据付状態)

c. 閉塞時の逆洗操作について

前述b. の閉塞防止対策に加えて、残留熱代替除去系運転中に、仮に何らかの異物により残留熱除去系ストレーナが閉塞したことを想定し、残留熱除去系ストレーナを逆洗操作できる系統構成にしている。系統構成の例を図9に示しているが、外部接続口から構成される逆洗ラインの系統構成操作を行い、大量送水車を起動することで逆洗操作が可能な設計にしている。

したがって、残留熱代替除去系運転継続中に流量監視し、流量傾向が異常に低下した場合は残留熱代替除去ポンプを停止し、逆洗操作を実施する。

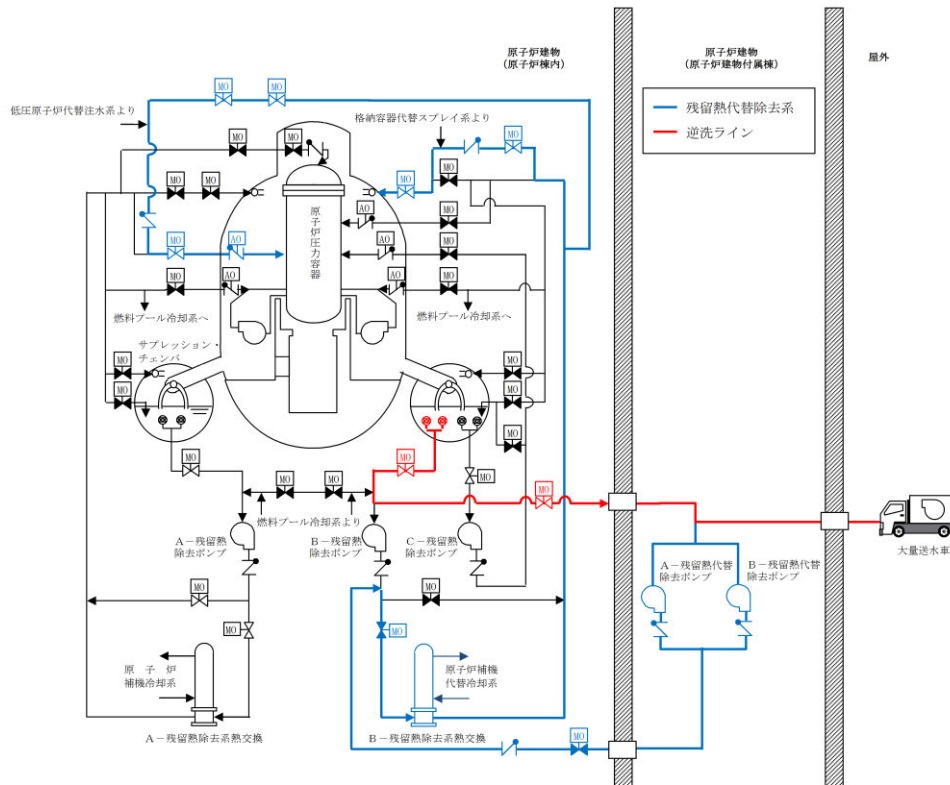


図9 残留熱除去系ストレーナ逆洗操作の系統構成について

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)での適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故等時における格納容器の耐震評価にあたって、対象となる事故シーケンスは、格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンスである、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)残留熱代替除去系を使用する場合」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)残留熱代替除去系を使用しない場合」が対象となる。

「別紙－ 2 循環流量の確保」で示したとおり、残留熱代替除去系の運転は長期的に継続可能と考えられるが、この場合、格納容器の温度・圧力が比較的高い状態で長期的に維持されることから、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保が必要である。

よって、格納容器の耐震評価に際しては、

- ①事故後の運転状態 V(L)^{※1}(10^{-2} ～ 2×10^{-1} 年)における適切な地震力との組合せ評価
 - ②事故後の運転状態 V(LL)^{※2}(2×10^{-1} 年以降)における適切な地震力との組合せ評価
- を行うこととなる。

※ 1 : 運転状態 V(L) : 重大事故等の状態のうち長期的(過渡状態を除く一連の期間)に荷重が作用している状態

※ 2 : 運転状態 V(LL) : 重大事故等の状態のうち V(L) よりさらに長期的に荷重が作用している状態

系統のバウンダリに対する影響評価について

1. はじめに

残留熱代替除去系を使用する場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について、放射線影響や化学影響によって材料が劣化し、漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について、下記のとおり評価を行った。

2. シール材の影響評価

(1) 評価対象

残留熱代替除去系を使用する場合に、サブプレッション・チェンバからの流体が流れる経路として、配管、弁及びポンプがあるため、これらの機器においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」、「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」を対象に評価を行った。

(2) 放射線による影響

残留熱代替除去系は、重大事故時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため、系統内を高放射能の流体が流れることとなり、放射線による劣化が懸念される。

上記(1)に示す部材のうち、配管フランジガスケット及び弁グランドシールには、膨張黒鉛又はステンレス等の金属材料が用いられている。これらは無機材料であり、高放射線下においても劣化の影響はないか、又は極めて小さい。このため、これらについては放射線による影響はないか、又は耐放射線性能が確認されたシール材を用いることにより、シール性能が維持されるものとする。

また、残留熱代替除去ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材についても同様に、耐放射線性に優れた材料を選定する。

(3) 化学種による影響

炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケット及び金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はない。このため、セシウムによる化学影響はないものとする。

一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットには影響がないため、漏えい等が生じることはないものとする。

のと考える。

また、残留熱代替除去ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材についても同様に、化学種に対する耐性に優れた材料を選定する。

3. まとめ

以上より、残留熱代替除去系の流路においてバウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」を対象に評価を行った結果、無機材料である膨張黒鉛及び金属ガスケットには影響がないと評価できる。

また、残留熱代替除去系に使用する「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」についても耐性に優れた材料を選定する。

これにより、流路からの漏えいの発生を防止する。

以上

系統が高線量となった場合の影響について

残留熱代替除去系の運転に伴い、系統が高線量となることが想定されるが、高線量となった場合には、放射線による「操作性・アクセス性」の影響、及び「機器」に対する放射線劣化影響が考えられる。

「操作性・アクセス性」に関する影響としては以下の影響が考えられる。

- ・残留熱代替除去系の系統構成，起動操作，運転継続に必要な操作・監視への影響
- ・残留熱代替除去系が機能喪失した場合に必要な操作への影響
- ・残留熱代替除去系運転時に必要な復旧作業（残留熱除去系の復旧作業）への影響

「機器」に対する放射線劣化影響としては以下の影響が考えられる。

- ・残留熱代替除去系において使用する機器のうち，放射線劣化影響が懸念される機器（シール材，電動機，計器，ケーブル）への影響

上記の影響について，確認結果を表1に示す。

表1 高線量となった場合の操作性・アクセス性，機器への影響

確認項目		放射線影響	
操作性・アクセス性	残留熱代替除去系の系統構成，起動操作，運転継続に必要な操作・監視	系統構成	運転開始前の系統構成は，中央制御室からの電動駆動弁の遠隔操作の他，原子炉補機代替冷却系の操作が必要であるが，弁操作は運転開始前の実施であり，原子炉補機代替冷却系操作は屋外作業であり，格納容器ベント操作前であるため，アクセス及び操作への放射線による影響はない。(25, 26 頁参照)
		残留熱代替除去ポンプの起動	運転開始時の残留熱代替除去ポンプの起動は中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため，操作への放射線による大きな影響はない。(25, 26 頁参照)
		パラメータ監視	運転を開始した後の運転パラメータの監視は，中央制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計としているため，放射線による大きな影響はない。(25, 26 頁参照)
		流量調整	残留熱代替除去系運転時の原子炉注水及び格納容器スプレイの流量を調整する場合は，流量調整弁の操作により行うが，中央制御室から遠隔で操作が可能な設計としているため，放射線による大きな影響はない。(25, 26 頁参照)
		その他操作	その他の作業として，原子炉補機代替冷却系の運転状態確認及び大型送水ポンプ車への給油作業があるが，これらは屋外作業であり格納容器ベント操作前であるため，放射線による大きな影響はない。(25, 26 頁参照)

確認項目		放射線影響
操作性・アクセス性	残留熱代替除去系が機能喪失した場合に必要な操作 格納容器 ベント	格納容器ベントの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため、残留熱代替除去系運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお、何らかの理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小さい原子炉建物附属棟において遠隔手動操作で開閉する方法を備えている。なお、これらの操作位置は原子炉建物附属棟であっても、残留熱代替除去系運転により高線量となる配管との位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応じて遮蔽体設置等の放射線防護対策を施す。(28, 29 頁参照)
	残留熱代替除去系運転時に必要な復旧作業(残留熱除去系の復旧作業)	残留熱代替除去系運転時の放射線影響を受ける可能性が最も低いA-残留熱除去ポンプ類の復旧のためには、機能喪失要因にもよるが原子炉建物地下2階のA-残留熱除去ポンプ室又は原子炉建物地下1階のA-残留熱除去ポンプ室の上部ハッチまでアクセスすることができる必要がある。なお、現場操作時は放射線量を測定し適切な防護装備を装備した上でアクセスすることとしている。(30, 31 頁参照)
機器	シール材(配管, 弁, ポンプ, 熱交換器)	放射線による劣化影響が懸念される左記の機器については、運転環境下における当該部位の放射線量を考慮して残留熱代替除去系の系統機能確保可能な設計とする。(45 頁参照)
	電動機(弁, ポンプ)	
	ケーブル	
	計器	

〔参考 9〕重大事故等時の長期安定冷却手段について

重大事故等時の原子炉格納容器除熱としては、原子炉格納容器を最高使用温度以下に除熱することを基本としている。炉心損傷に至る重大事故等時、残留熱代替除去系により格納容器内温度は緩やかに低下し約177時間後には、サプレッション・チェンバ水温度が最高使用温度の104℃を下回る（「重大事故等対策の有効性評価について「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」（別紙1）安定状態の維持について」参照）。

しかし、残留熱除去系熱交換器が使用できない場合は、残留熱代替除去系が使用できないため格納容器フィルタベント系により格納容器の除熱を行う。格納容器フィルタベント系による除熱では、格納容器圧力の低下は早いものの、格納容器温度の低下は残留熱代替除去系より遅く、サプレッション・チェンバ水温度が最高使用温度の104℃を下回るのは約587時間後となる（「重大事故等対策の有効性評価について「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」（別紙1）安定状態の維持について」参照）。

そのため、格納容器内温度低減対策として残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段を検討した。検討にあたっては事故発生約30日後の崩壊熱が除熱可能であることを目標とした。重大事故等時において、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施している場合、残留熱除去系の補修による原子炉格納容器の除熱機能を復旧する。また、残留熱除去系の機能回復が長期間実施できない場合、可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた除熱手段である「1. 可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱」を構築する。既設設備である残留熱除去系の使用を優先するが、復旧が困難な場合はこの可搬型格納容器除熱系による除熱を実施する。本書では、それらの実現可能性と実施した場合の効果について確認している。

なお、これらに加え原子炉格納容器を直接除熱することはできないが原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に原子炉格納容器を除熱する「原子炉補機代替冷却系を用いた原子炉浄化系（以下、CUWという）による原子炉除熱」を構築する。CUW系による原子炉除熱については〔参考 9－補足 1〕に示す。

参考 1 表 重大事故等時における格納容器除熱

除熱手段	備考
残留熱代替除去系による除熱	
格納容器フィルタベント系による除熱	
残留熱除去系の補修による除熱復旧	
可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱	本資料 1. で成立性を示す
原子炉補機代替冷却系を用いた CUW による原子炉除熱	補足 1 で成立性を示す

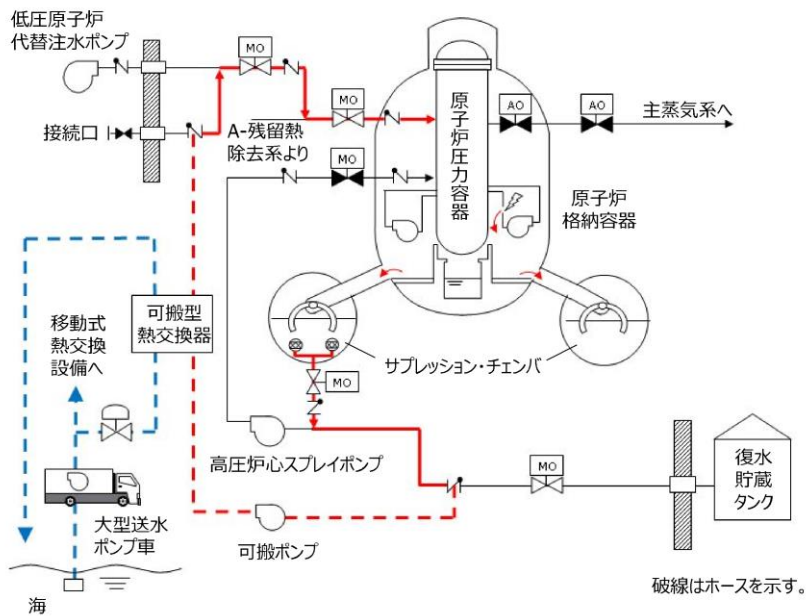
本表は事故時における除熱手段の配備状況を示すものであり、除熱手段の優先順位を示すものではない

1. 可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱

<実現可能性>

重大事故等時において、格納容器ベントによる格納容器除熱を実施している場合、残留熱除去系の補修によるサプレッション・プール水冷却モードの復旧を実施する。また、残留熱除去系の復旧が困難な場合に可搬設備等により構成される可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱を構築する。可搬型格納容器除熱系は、高圧炉心スプレイ系（以下、HPCSという）配管から耐熱ホース・可搬ポンプを用いて可搬熱交換器にサプレッション・チェンバのプール水を供給し、そこで除熱した水を低圧原子炉代替注水系の原子炉注水ラインで原子炉圧力容器に注水するライン構成であり、可搬設備を運搬・設置する等の作業があるが、長納期品については事前に準備しておくことにより、1ヵ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。

可搬型格納容器除熱系について、可搬ポンプの吸込み箇所は、HPCSポンプの吸込配管にある「HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁」とし、耐熱ホースで接続する構成とする。可搬ポンプの吐出については、耐熱ホースを用いて原子炉建物大物搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とし、可搬熱交換器の出口側については低圧原子炉代替注水系の原子炉注水配管にある「FLSR可搬式設備 A-注水ライン逆止弁」と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、可搬ポンプによりサプレッション・チェンバのプール水を可搬熱交換器に送水し、そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお、可搬熱交換器の二次系については、大型送水ポンプ車により海水を通水できる構成とする。



参考1 図 可搬型格納容器除熱系の系統概略図

参考 2 表 可搬型格納容器除熱系構築に必要な作業

作業	所用時間
HPCS ポンプ吸込みラインの逆止弁と低圧原子炉代替注水系注水ラインの逆止弁の上蓋取り外し，耐熱ホース取付	これらの作業は，1 ヶ月程度で準備可能と考えている。
可搬ポンプ準備	
可搬熱交換器準備	
通水試験等	

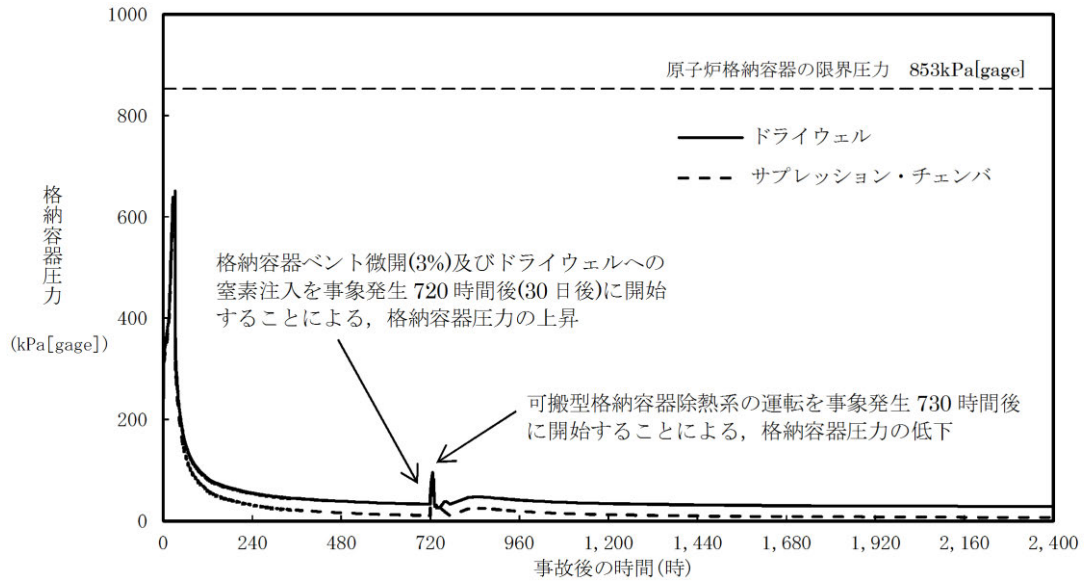
<効果>

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において事象発生後約 1 ヶ月まで格納容器フィルタベント系による除熱を行った後，可搬型格納容器除熱系による除熱とした場合の格納容器パラメータ推移を評価した。ここで可搬型格納容器除熱系の流量は，事故発生 30 日後の崩壊熱を上回る $\square \text{ m}^3/\text{h}$ とし，格納容器フィルタベント系は微開（流路面積 3 % 開）とするとともに可搬式窒素供給装置より窒素ガスを $100 \text{ m}^3/\text{h}$ 注入する。

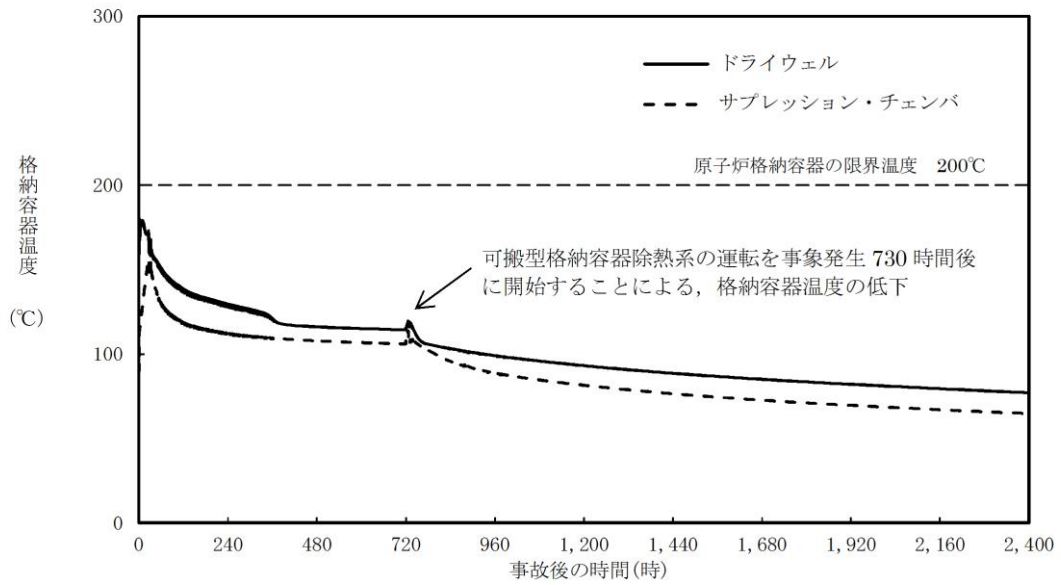
参考 2 ～ 4 図に格納容器圧力，格納容器気相部温度，サブプレッション・チェンバ水温の推移を示す。参考 3 図及び参考 4 図に示すとおり，格納容器気相部温度，サブプレッション・チェンバ水温を低減させることができる。

なお，本評価のように，格納容器フィルタベント系により格納容器圧力が低下している状態では，格納容器ベント実施時に原子炉格納容器内の非凝縮性ガスが排出され，原子炉格納容器内は崩壊熱により発生する蒸気で満たされる状態となる。こうした状況において除熱系（可搬型格納容器除熱系）の運転を開始する場合，サブプレッション・チェンバ水温が 100°C を下回ると，飽和蒸気圧に従い格納容器圧力は負圧となる可能性がある。よって，可搬型格納容器除熱系の運転を開始する際には，格納容器フィルタベント系は微開とした上で，可搬式窒素供給装置より窒素ガスを注入し，格納容器圧力が負圧とならないよう制御する運用とする。

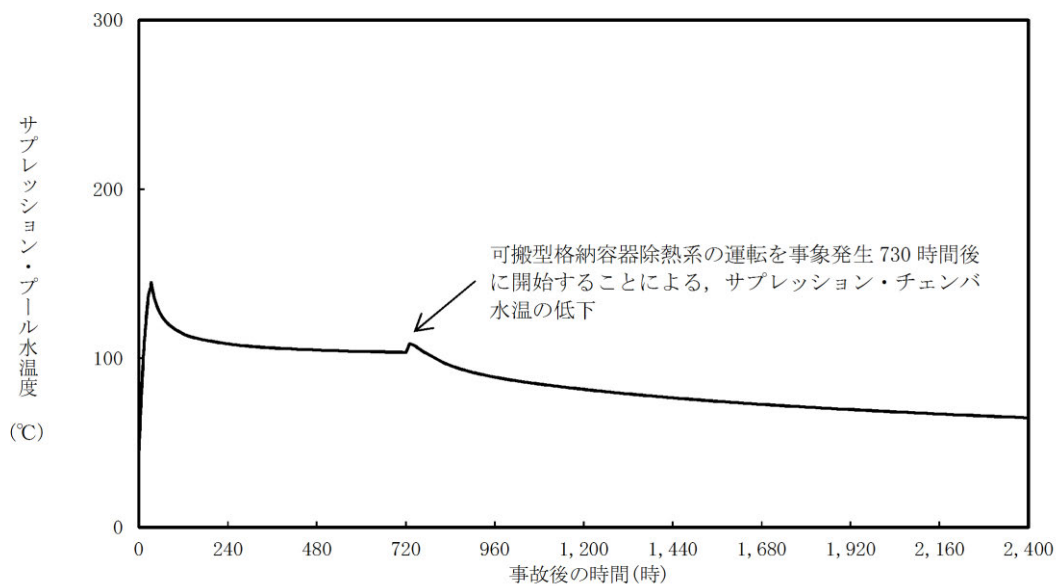
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



参考 2 図 格納容器圧力の推移



参考 3 図 格納容器気相部温度の推移



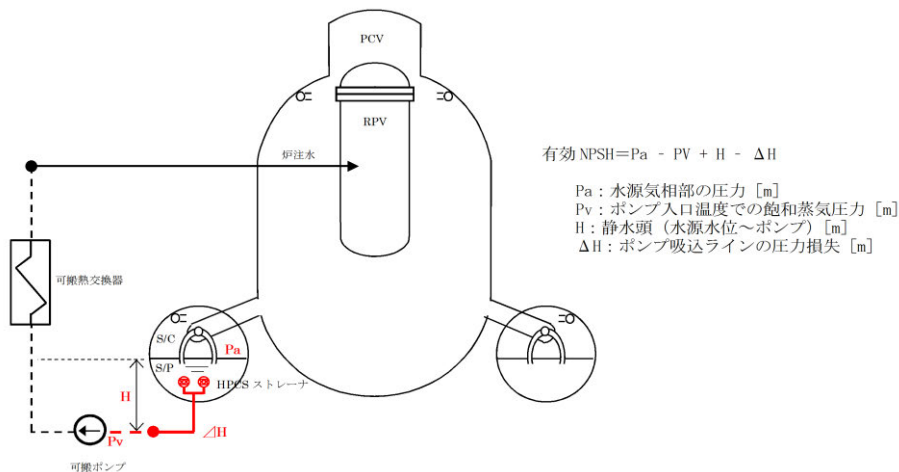
参考4図 サプレッション・チェンバ水温の推移

<系統成立性評価>

可搬型格納容器除熱系は、事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱できる設計とし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①可搬ポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建物地下2階に設置する可搬ポンプの必要NPSHが系統圧力損失を考慮して有効NPSHを満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価し、その流量で可搬熱交換器による除熱可能な除熱量を「③除熱量評価」で示し、本系統が事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。

① ポンプのNPSH評価

ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること（有効NPSH \geq 必要NPSH）を満足する必要がある。有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では参考5図の系統構成を想定し、格納容器内圧力（S/C）、サプレッション・チェンバのプール水位と可搬ポンプ吸込口レベル間の水頭差、吸込配管（HPCS常設配管及び耐熱ホース）圧力損失により求められる有効NPSHと、可搬ポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSHの評価式は以下の通りであり、評価結果は参考3表に示す通り、ポンプのNPSH評価は成立する。



参考5図 可搬型格納容器除熱系のNPSH評価

参考3表 NPSH評価結果

項目		2号炉	設定根拠
Pa	サプレッション・チェンバ圧力 (水頭圧換算値)	11.6m	安全解析における事故発生30日後のS/C圧力の水頭圧換算
Pv	可搬ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 (水頭圧換算値)	12.0m	安全解析における事故発生30日後のS/P水温105°Cでの飽和蒸気圧
H	S/P水位と可搬ポンプ軸レベル間の水頭差	3.9m	安全解析における事故発生30日後のS/P水位 (EL. 5778) とし、可搬ポンプ吸込口レベルは原子炉建物地下2階床上0.5mを想定しEL. 1800とする。
ΔH	吸込配管圧損 (HPCS配管)	□	HPCSストレーナ～耐圧ホース取付箇所までの配管の圧損 (□m ³ /h)
	吸込配管圧損 (耐圧ホース)		可搬ポンプ吸込み側の耐熱ホースの圧損 (□m ³ /h)
	HPCSストレーナ圧損		HPCSストレーナの圧損
合計			
有効NPSH			Pa-Pv+H- ΔH
必要NPSH			可搬ポンプの必要NPSH
成立性評価		○	有効NPSH ≥ 必要NPSH

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

② 流量評価

可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の系統流量は、後述する評価により m³/h以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。流量確認方法としては、可搬ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と参考1図の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点がポンプの動作点となるため、ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は参考6図に示す通り、 m³/h以上確保可能であることを確認した。参考として、系統流量 m³/h時の圧力損失を参考4表に示す。



参考6図 可搬型格納容器除熱系の流量評価結果

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

参考4表 圧力損失内訳

除熱手段（評価ルート）		2号炉
流量		
配管・弁類圧力損失	常設ライン	
	耐圧ホース	
	可搬熱交換器	
静水頭	水源	EL. 5778 (安全解析における事故発生30日後のS/P水位)
	注入先	
圧力差	水源	1.4m
	注入先	2.9m
		1.5m
システム抵抗（圧力損失）		

③ 除熱量評価

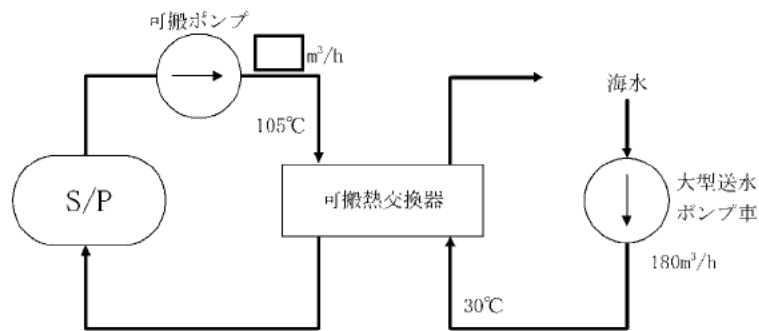
上述②の評価結果の通り、可搬型格納容器除熱系の流量は m³/h以上が確保可能であることから、その時の系統の除熱量を評価した。

評価条件は参考5表に示す通りであり、可搬熱交換器の性能及び大型送水ポンプ車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱できることを確認した。

参考5表 可搬熱交換器の除熱量評価条件

可搬熱交換器	淡水系	1次側入口温度	105℃
		1次側流量	<input type="text" value=""/> m ³ /h
	海水系	海水温度	30℃
		海水流量	180m ³ /h

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



参考7図 可搬型格納容器除熱系の除熱量評価図

以上の「①ポンプのNPSH評価」、「②流量評価」、「③除熱量評価」の結果から、可搬型格納容器除熱系は事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。

<具体的な手順の概要>

(1) 可搬型格納容器除熱系の概要

可搬ポンプ、可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の概要を以下に示す。

HPCSポンプ室（EL.1300）のHPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁の上蓋を取り外し、上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け、その仮蓋に耐熱ホースを接続する。

HPCSポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁に取り付けた耐熱ホースを、HPCSポンプ室に設置した可搬ポンプの吸込側フランジに連結し、可搬ポンプ吐出側フランジに取り付けた耐熱ホースを原子炉建物1階大物搬入口（EL.15300）に設置した可搬熱交換器の入口側フランジに連結する。また、原子炉建物1階

（EL.15300）のFLSR可搬式設備A-注水ライン逆止弁の上蓋を取り外し、上蓋フランジに耐熱ホースが接続できる仮蓋を取り付け、その仮蓋に耐熱ホースを接続し、可搬熱交換器出口側フランジに連結する。このように系統を構成することで、サプレッション・チェンバのプール水を可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いて原子炉圧力容器に注水することが可能となる。可搬型格納容器除熱系を構成する耐熱ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。

なお、可搬型格納容器除熱系の使用にあたっては、サプレッション・チェンバのプール水からの汚染水を通水する前に復水輸送ポンプで非汚染水による水張りを実施し、可搬部位の健全性確認を行う。参考8図に系統水張りの概要図を示す。

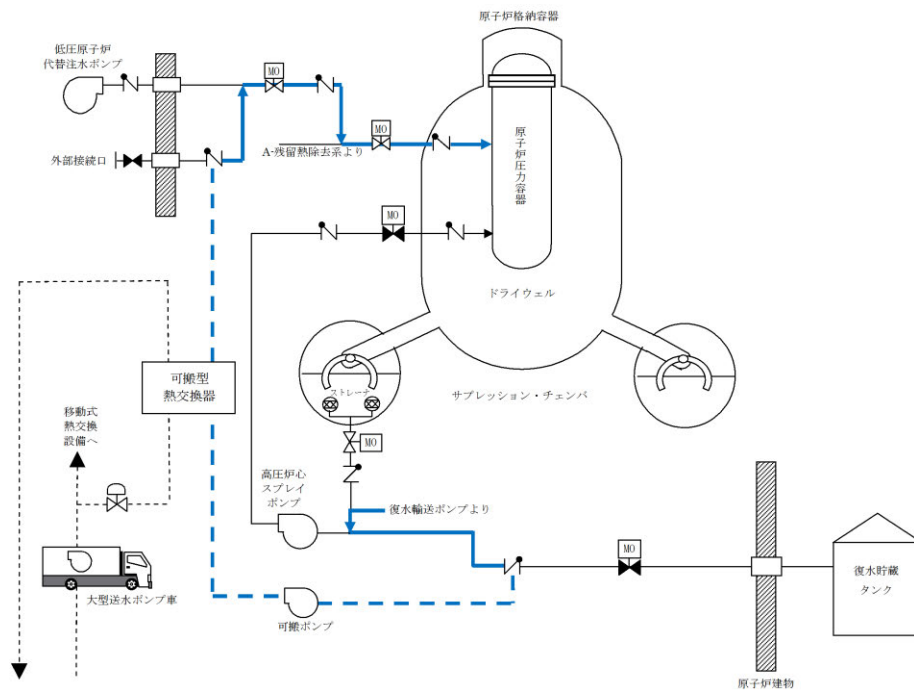
また、可搬熱交換器の二次系については、屋外に大型送水ポンプ車とホースを配備して連結し、大型送水ポンプ車を起動することで海水を通水する。

系統水張りによる健全性確認が完了した後、HPCSポンプトラス水入口弁を開操作し、低圧原子炉代替注水系から原子炉圧力容器へ注水し循環することにより除熱する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

可搬ポンプ、可搬熱交換器を用いた可搬型格納容器除熱系の除熱可能量は、事故発生30日後の崩壊熱「約3.9MW」を上回る系統設計とする。

系統を構成する機器の配置イメージを以下に示す。また、系統を構成する機器の仕様等は参考6表の通りである。



参考8図 復水輸送系を用いた系統水張り概要図



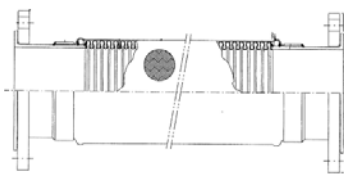
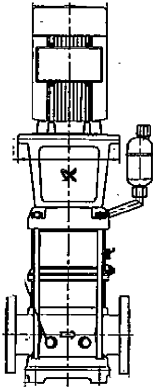
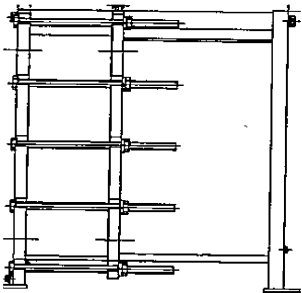

参考9図 原子炉建物下2階 機器配置図



参考10図 原子炉建物1階 機器配置図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

参考6表 可搬型格納容器除熱系の機器仕様

構成機器	仕様等		備考
可搬機器			
耐熱ホース（フレキシブルメタルホース） ※弁接続部の仮蓋含む	口径 150A 圧力 1.6MPa 温度 450℃ 口径 100A 圧力 1.7MPa 温度 450℃		150A：H P C S ポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁～可搬ポンプまで 100A：可搬ポンプ～F L S R 可搬式設備A－注水ライン逆止弁
可搬ポンプ	容量 約60m ³ /h 全揚程 約86m		
可搬熱交換器	除熱量 3.9MW以上		
大型送水ポンプ車	容量 1,800m ³ /h 吐出圧力 1.4MPa		
既設機器			
復水輸送ポンプ	容量 85m ³ /h 全揚程 70m	—	復水輸送系

※機器図は一般例を示すものである。

※詳細設計に伴い機器仕様の変更が必要な場合は、仕様を変更する。

(2) 作業に伴う被ばく線量

炉心損傷で発生した汚染水はサプレッション・プール水中にあるが、原子炉隔離時冷却系については、サプレッション・チェンバ側のポンプ入口弁が通常時開となっているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁にはサプレッション・プール水が流入していることが考えられる。ただし、原子炉隔離時冷却系については、運転している場合には炉心損傷を防止でき、運転が停止した後に炉心損傷に至ることが考えられる。このため、炉心損傷によってサプレッション・プール水が汚染する段階では、原子炉隔離時冷却系の系統内は流動がない状態であり、汚染したサプレッション・プール水が作業エリアに敷設されている配管系まで流入しないことも考えられる。

また、F L S R 可搬式設備 A-注水ライン逆止弁は低圧原子炉代替注水槽を水源とする低圧原子炉代替注水系で満たされているため直接汚染水に接することはない。

H P C S ポンプ室内 (EL. 1300) における H P C S ポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約12.8mSv/h となる。〔参考9-補足2〕

H P C S ポンプ復水貯蔵タンク水入口逆止弁への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度 (5 人1 班で作業) と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。

原子炉建物1階 (EL. 15300) における F L S R 可搬式設備 A-注水ライン逆止弁付近の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により約3.7mSv/hとなる。〔参考9-補足2〕

F L S R 可搬式設備 A-注水ライン逆止弁への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度 (5 人1 班で作業) と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。

原子炉建物大物搬入口における可搬熱交換器配備箇所の雰囲気線量は、格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により約5.2mSv/h となる。〔参考9-補足2〕

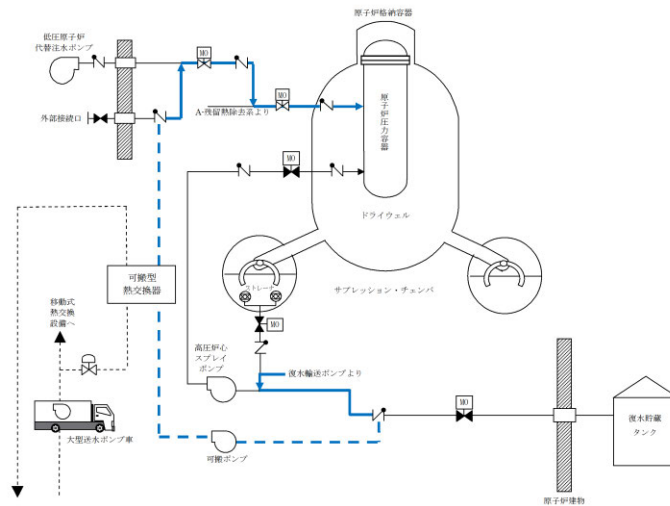
可搬熱交換器への耐熱ホース接続作業については、準備作業、後片付けを含めて作業時間は約10 時間程度 (5 人1 班で作業) と想定しており、遮蔽等の対策を行い、作業員の交代要員を確保し、交代体制を整えることで実施可能である。

(3) フランジ部からの漏えい発生時の対応

系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は、直ちに可搬ポンプを停止し復水輸送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。

フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後、増し締め等の補修作業を実施する。

非汚染水によるフラッシングの系統イメージを以下に示す。



参考11図 復水補給水系からの洗淨水ラインを使用したフラッシング

- I. 可搬型格納容器除熱系の循環運転で使用した弁を全て全閉とする
- II. 高圧炉心スプレー系の洗淨水弁，F L S R注水隔離弁，A-RHR注水弁を開操作し，復水輸送系の水が耐熱ホース，可搬ポンプ及び可搬熱交換器を経由し，原子炉圧力容器へ流入することで，系統をフラッシングする
- III. サブプレッション・チェンバのプール水位に影響しない範囲で，空間線量が下がるまでフラッシングを実施する
- IV. フラッシングにより漏えいフランジ近辺の空間線量が十分低下した場合，漏えいフランジ部にアクセスする
- V. 漏えいフランジの増し締めを行い，系統を復旧する

〔参考9－補足1〕長期安定性の維持のためにFPCとCUW補助熱交換器使用の可能性について

長期安定性の維持のためにFPC熱交換器又はCUW補助熱交換器による格納容器除熱が可能であるかの検討を行った。ただし、FPC熱交換器については、これを用いて格納容器除熱を実施するラインを構成することで燃料プールの冷却が行えなくなるため、格納容器除熱としては使用しないこととする。なお、FPC熱交換器を用いてサプレッション・チェンバのプール水を除熱するためには、FPCポンプを使用する必要があるが、FPCポンプは原子炉建物中2階に設置されており、水源であるサプレッション・チェンバとのレベル差が大きく、ポンプNPSH評価が成立しないため、使用は困難と考えている。一方で、CUW補助熱交換器による格納容器除熱手段については系統成立性が確認できたため使用可能と判断した。詳細の成立性評価について以下に示す。なお、CUW非再生熱交換器は原子炉補機冷却系の常用負荷に接続されているため、より実現可能性の高い格納容器除熱系として非常用負荷に接続されているCUW補助熱交換器を用いた系統を検討する。

(1)原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱
〈実現可能性〉

CUW系は通常運転中に原子炉冷却材の浄化を行う系統であり、重大事故等時に原子炉水位の低下（レベル3）により隔離状態になる。

また、通常は原子炉補機冷却系を冷却水として用いているが、本除熱手段では原子炉補機代替冷却系を用いることで冷却水を確保する。

耐熱ホース等はCUW系では使用する必要がなく、弁操作による系統構成のみで運転可能である。

CUW系は原子炉圧力容器が水源であり、CUW補助ポンプは原子炉圧力が低圧時にも冷却材の循環を行うことが可能であるが、大LOCA事象のように原子炉水位を十分に確保できない場合は運転することができない。

CUW系による原子炉除熱の条件を満たした上で、原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による除熱可能量は事故発生30日後の崩壊熱「約3.9MW」を上回る。

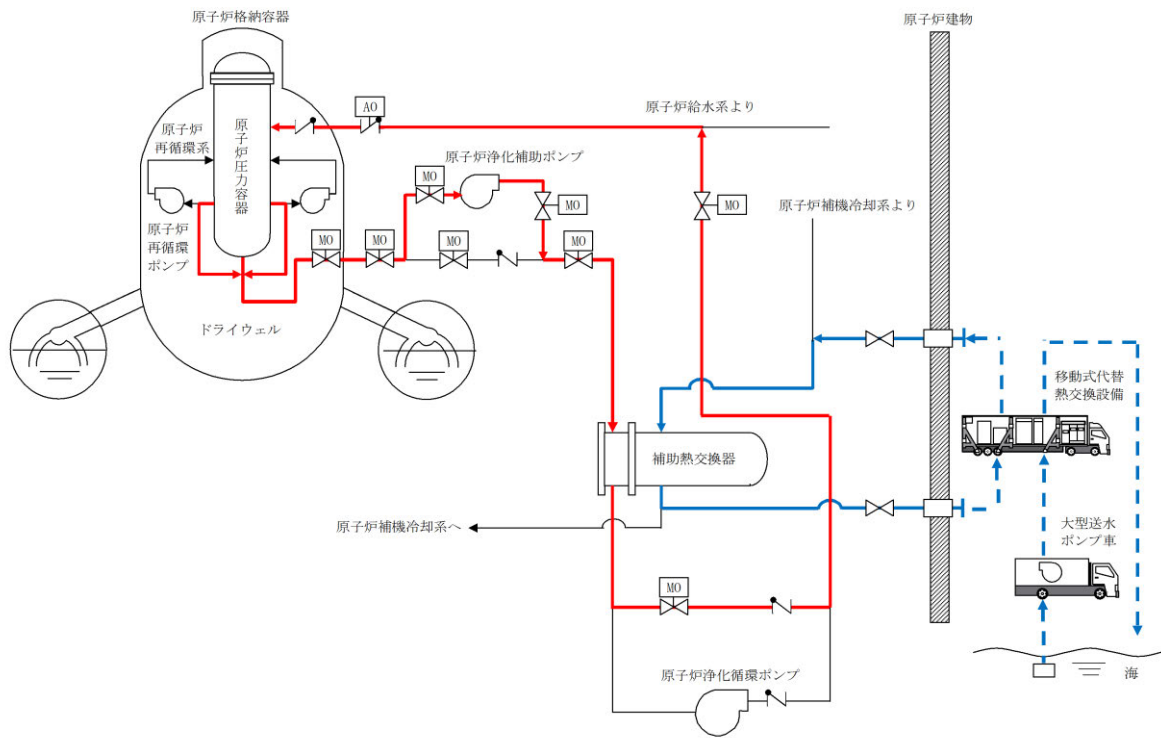


図1 原子炉補機代替冷却系を用いたC UW系による原子炉除熱 系統概要図

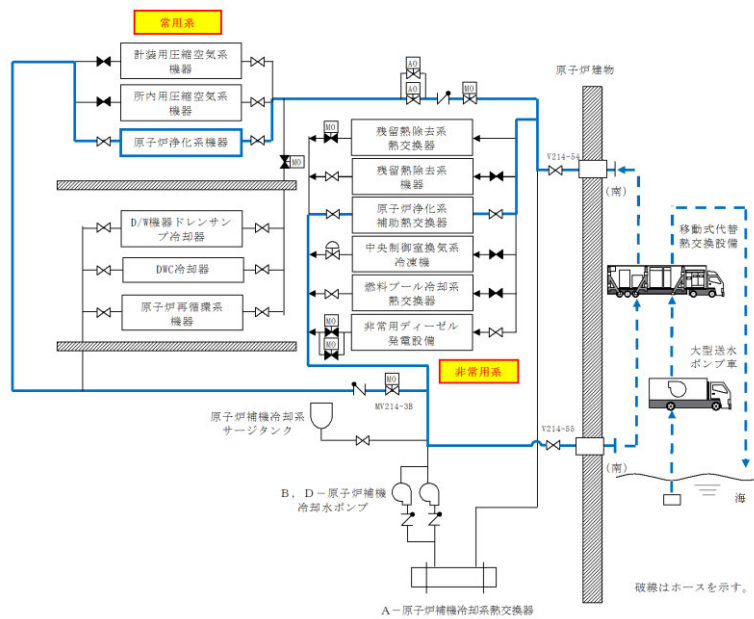


図2 原子炉補機代替冷却系（C UW除熱ライン） 系統概要図

<効果>

除熱量は事故発生30日後の崩壊熱「約3.9MW」を上回ることから「1. 可搬型格納容器除熱系による格納容器除熱」の参考2～4図にて示した同等の除熱効果が得られる。

<系統成立性評価>

原子炉補機代替冷却系を用いたC U W系による原子炉除熱は、事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱できることとし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「①C U W補助ポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建物地下1階に設置されているC U W補助ポンプの必要NPSHが系統圧力損失を考慮して有効NPSHを満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価する。このとき、C U W補助ポンプについては基本的に通常運転時と使用条件が変わらないため定格流量は確保可能であり、改めて評価する必要はない。一方で、従来流路として考慮していなかった常用系ラインを通水することとなる原子炉補機代替冷却水ポンプについては流量評価を行い、その流量で原子炉補機代替冷却系による除熱可能な除熱量を「③除熱量評価」で示し、本系統が事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。

①C U W補助ポンプのNPSH評価

ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧力や吸込配管圧力損失等により求められる「有効NPSH」が、ポンプの「必要NPSH」と同等かそれ以上であること（有効NPSH \geq 必要NPSH）を満足する必要がある。有効NPSHと必要NPSHを比較するNPSH評価によりポンプの成立性を確認する。本評価では図3の系統構成を想定し、原子炉圧力、原子炉水位とC U W補助ポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管圧力損失により求められる有効NPSHと、C U W補助ポンプの必要NPSHを比較することで評価する。有効NPSHの評価式は以下の通りであり、評価結果は表1に示す通り、ポンプのNPSH評価は成立する。

有効 NPSH = Pa - Pv + H - ΔH

- Pa : 水源気相部の圧力[m]
- Pv : ポンプ入口温度での飽和蒸気圧力[m]
- H : 静水頭 (水源水位～ポンプ) [m]
- ΔH : ポンプ吸込ラインの圧力損失[m]

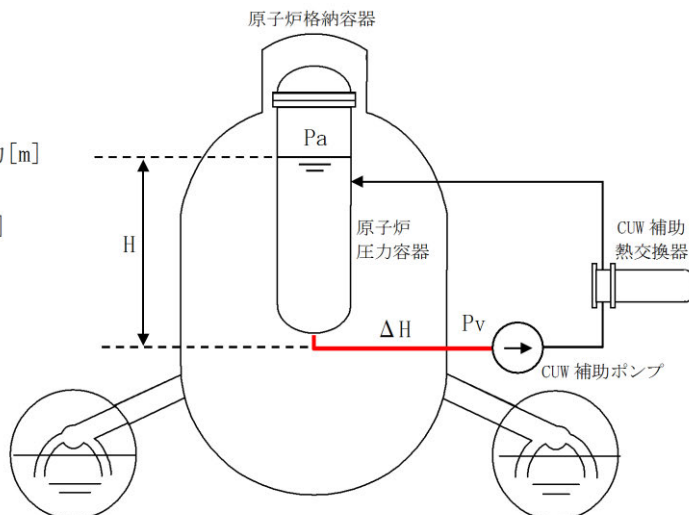


図3 CUW系による原子炉除熱のNPSH評価

表1 NPSH評価結果

項目		2号炉	設定根拠
Pa	原子炉圧力	13.2m	安全解析における事故発生30日後の原子炉圧力(0.028MPa)の水頭圧換算値
Pv	CUWポンプ入口温度での飽和蒸気圧力(水頭圧換算)	12.0m	安全解析における事故発生30日後の原子炉冷却材温度(105℃)の飽和蒸気圧
H	原子炉水位とCUWポンプ軸レベル間の水頭差		原子炉水位は「原子炉水位低(レベル3)(EL.29840)」とし、ポンプ軸レベルはEL. とする。
ΔH	吸込配管圧損(CUW配管)		定格流量228m ³ /h時のポンプ吸込配管圧損
	有効NPSH		Pa - Pv + H - ΔH
	必要NPSH		CUW補助ポンプの必要NPSH
	成立性評価	○	有効NPSH > 必要NPSH

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

② 流量評価

原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱の、原子炉補機代替冷却系の系統流量は、後述する評価により m³/h以上確保可能であることを確認している。本章では、その評価結果について示す。

流量確認方法としては、原子炉補機代替冷却水ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と図2の系統構成を想定した場合の「システム抵抗曲線」との交点がポンプの動作点となるため、ポンプの動作点の流量を確認する。その結果は図4に示す通り、ポンプ動作点が m³/h以上であることから、本系統流量は m³/h以上確保可能であることを確認した。

参考として、系統流量 m³/h時の圧力損失を表2に示す。

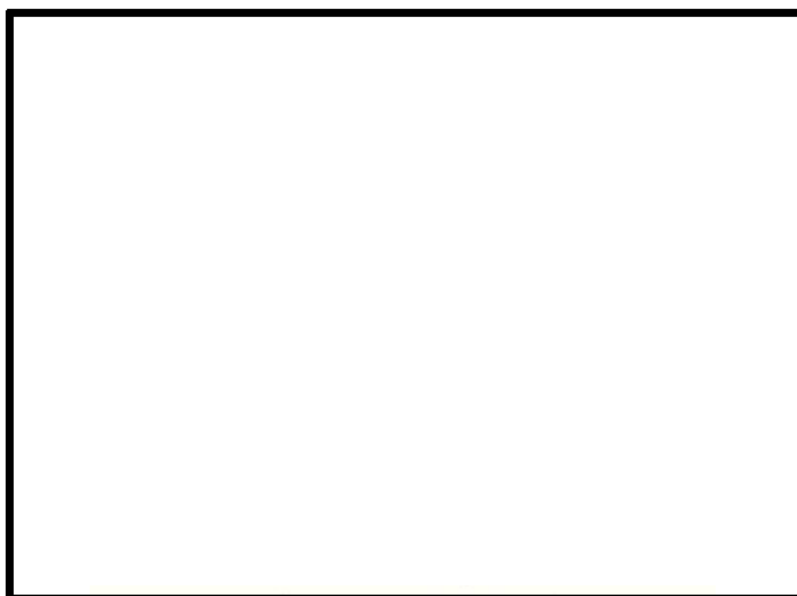


図4 CUW系による原子炉除熱 原子炉補機代替冷却系 系統流量評価結果

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表2 圧力損失内訳

除熱手段（評価ルート）		2号炉
流量		
配管・弁類圧力損失	常設ライン	
	淡水ホース	
	代替熱交換器	
静水頭	水源	—
	注入先	—
		0（閉ループ）
圧力差	水源	—
	注入先	—
		0（閉ループ）
システム抵抗（圧力損失）		

③ 除熱量評価

上述②の評価結果の通り、CUWによる原子炉除熱の、原子炉補機代替冷却系系統流量は m³/hが確保可能であることから、系統の除熱量を評価した。

評価条件は表3に示す通りであり、CUW補助熱交換器及び移動式代替熱交換設備の性能、大型送水ポンプ車による海水側の条件を踏まえて本系統の除熱量を評価したところ、事故発生30日後の崩壊熱相当（約3.9MW）を除熱できることを確認した。

表3 移動式熱交換設備の除熱量評価条件

移動式代替熱交換設備	淡水系	淡水側入口温度	<input type="text"/> °C
		淡水側流量	<input type="text"/> m ³ /h
	海水系	海水温度	30°C
		海水流量	780m ³ /h

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

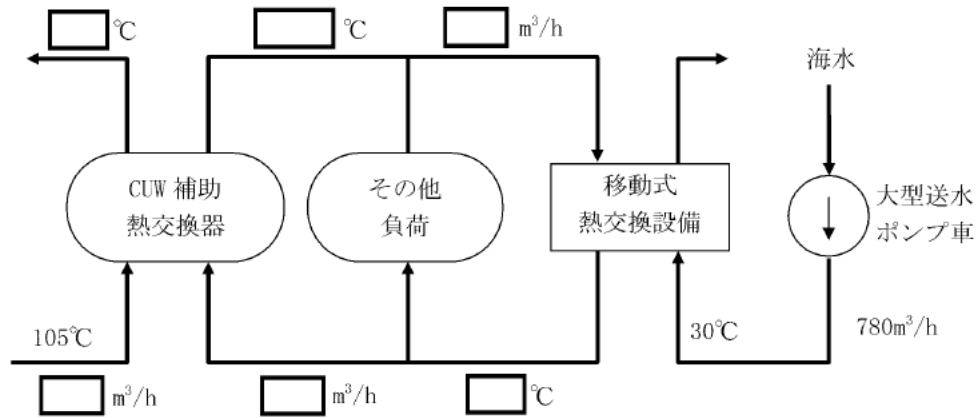


図5 CUV系による原子炉除熱の除熱量評価図

以上の「①ポンプのNPSH評価」, 「②流量評価」, 「③除熱量評価」の結果から, 原子炉補機代替冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱は事故発生30日後の崩壊熱相当(約3.9MW)を除熱するための系統流量が確保可能なシステムであることを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

〔参考9－補足2〕作業エリアの線量評価について

各作業エリアにおける線量評価は「格納容器からの漏えいに起因する室内の線量率」と「線源配管からの直接線による線量率」の寄与を合わせて評価するものとする。

1. 評価の方法

(1) 格納容器からの漏えいに起因する線量率

原子炉棟内の線量率は、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温）」において、格納容器ベントを実施した場合の事故発生30日後の原子炉建物内の放射エネルギーを考慮し、サブマージョンモデルにより計算する。格納容器から漏えいした放射性物質は原子炉棟内に一様に分散しているものとし、原子炉棟内から環境中への漏えいはないものとして計算した。表1に各作業エリア空間容積を示す。

$$H_{\gamma} = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu R}\} \cdot 3600$$

ここで、

H_{γ} : 外部被ばくによる実効線量率 (Sv/h)

6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{\text{dis}\cdot\text{m}^3\cdot\text{Sv}}{\text{MeV}\cdot\text{Bq}\cdot\text{s}}\right) \times 1$

※1 Gy から Sv への換算係数は 1 を使用。

Q_{γ} : 原子炉建物内の存在量 (Bq : ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

V : 原子炉建物内の空間容積 (101,300m³)

E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

μ : 空気に対する γ 線のエネルギー吸収係数 ($3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$)

R : 評価対象エリアの空間と等価な半球の半径 (m)

V_F : 評価対象エリアの空間容積 (m³)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_F}{2\pi}}$$

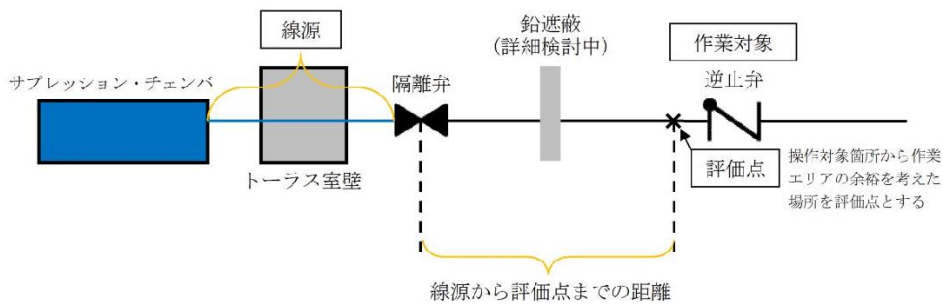
表1 各作業エリア空間容積

作業エリア	作業エリアの空間容積 V_F (m ³)
HPCSポンプ室	600
大物搬入口	3800
原子炉建物1階(F L S R可搬式設備 操作対象弁付近)	1400

(2) 線源配管からの直接線による線量率

図1に示すとおり、炉心損傷により発生する汚染水は、格納容器貫通部とサブプレッションプール側一次隔離弁までの配管に存在することになるため、当該配管は線源となる。線源配管からの直接線による線量率は、必要な遮蔽対策を実施することによって、約10mSv/h以下に低減させる。線量率はQADコードを用いて図1中の評価モデルの体系により評価を実施した。表2に線源配管からの直接線の寄与を10mSv/h以下とするために必要な鉛遮蔽の厚さを示す。

<作業対象、評価点、線源配管の配置概要図>



<評価モデル図>

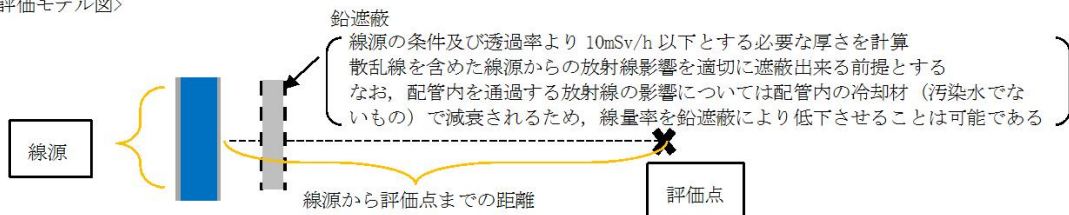


図1 線量評価概念図

表2 線量率評価条件及び必要な鉛遮蔽体厚さ

作業エリア	線源 (S/P～隔離弁までの配管長さ)	線源から評価点までの距離	線源配管からの直接線による線量率を10mSv/h以下にするために必要な鉛遮蔽厚さ
HPCSポンプ室	約3.3m	約2.9m	約8cm

2. 評価結果

「1. 評価方法」に基づき、各作業エリアにおける線量率を評価した。表3に各作業エリアにおける線量率を示す。

表3 各作業エリアにおける線量率

作業エリア	格納容器からの漏えいに起因する線量率	線源配管からの直接線による線量率	合計線量率
HPCSポンプ室	約2.8mSv/h	約10mSv/h	約12.8mSv/h
大物搬入口	約5.2mSv/h	－※1	約5.2mSv/h
原子炉建物1階(F L S R可搬式設備操作対象弁付近)	約3.7mSv/h	－※1	約3.7mSv/h

※1：線源配管が存在しないため、考慮不要

〔参考9－補足3〕窒素ガス制御系 系統概要図

可搬型格納容器除熱系をインサービスする場合は、格納容器ベントを微開とし、窒素ガス制御系の窒素ガス供給装置あるいは可搬式の窒素供給装置により窒素ガスを注入し格納容器除熱による格納容器圧力低下を抑制する。図1に窒素ガス制御系の窒素ガス供給装置により窒素ガスを格納容器に注入する系統の例を示す。

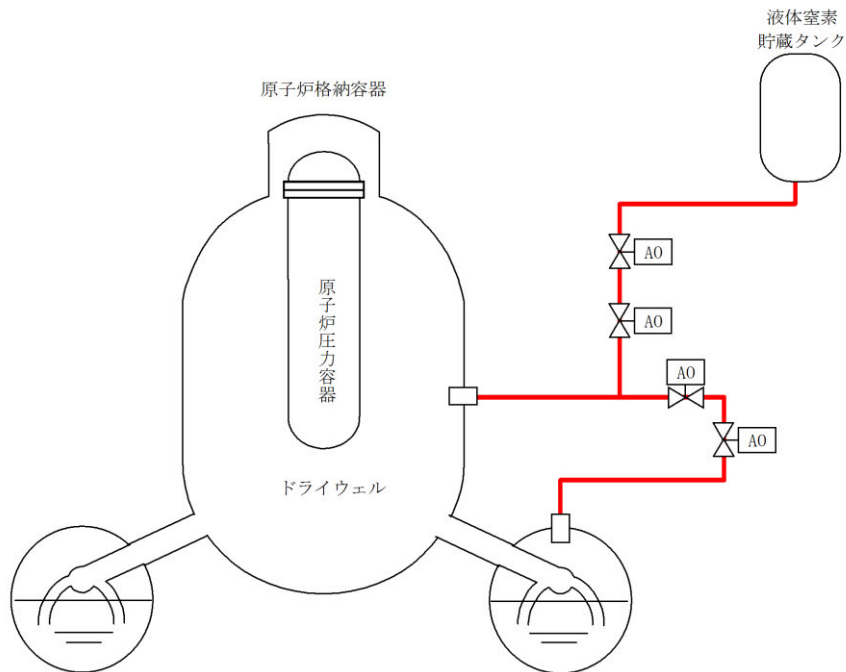


図1 窒素ガス制御系 系統概要図

別添資料－ 3

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を
防止するための設備について

〈目 次〉

1. 基本方針
 - 1.1 要求事項の整理
 - 1.2 適合のための設計方針

2. 水素爆発による原子炉建物等の損傷を防止するための設備
 - 2.1 概要
 - 2.2 水素濃度制御設備（P A R）について
 - 2.2.1 P A Rの設計方針について
 - 添付1 浜岡原子力発電所4/5号機で発生したOG系トラブルについて
 - 添付2 P A Rの最高使用温度について
 - 添付3 P A R製作誤差による処理能力への影響
 - 添付4 P A Rの検査・点検について
 - 添付5 水素処理容量に関する説明について
 - 添付6 P A R周辺機器に対する悪影響防止について
 - 2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析
 - 添付7 原子炉建物原子炉棟内における成層化について
 - 添付8 運用面を考慮した場合の原子炉建物原子炉棟の水素挙動及び対策について
 - 添付9 局所エリアにおける水素爆発防止対策について
 - 2.2.3 P A Rの性能試験について
 - 添付10 国内容器試験について
 - 添付11 P A R動作監視装置について
 - 添付12 K A L I 試験, S N L 試験の試験データ適用性について
 - 2.3 原子炉建物水素濃度監視設備について
 - 2.3.1 原子炉建物水素濃度監視設備の設計方針について
 - 添付13 原子炉建物水素濃度の適用性について

- 2.4 原子炉ウェル代替注水系（自主対策設備）について
- 2.4.1 原子炉ウェル代替注水系の設計方針について
- 2.4.2 原子炉ウェル代替注水系の効果について
- 2.4.3 原子炉ウェル代替注水による格納容器への影響について
- 2.4.4 原子炉ウェル代替注水系の監視方法について

2.5 参照文献

- 参考資料1 格納容器の漏えい箇所の選定について
- 参考資料2 原子炉建物原子炉棟4階大物搬入口及びトールラス室上部ハッチについて
- 参考資料3 PARによる再結合反応の律速段階について
- 参考資料4 GOTHICコードについて
- 参考資料5 重大事故等時に発生が想定されるガス等による被毒について
- 参考資料6 PAR設置箇所の考え方について
- 参考資料7 粒子状物質の触媒性能への影響について

〈概要〉

1. において、設置許可基準規則、技術基準規則の要求事項を明確化するとともに、それら要求に対する島根原子力発電所 2 号炉における適合性を示す。

2. において、水素爆発による原子炉建物等の損傷を防止するための設備に関する基準適合性について説明する。

1. 基本方針

1.1 要求事項の整理

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備に関する設置許可基準規則第 53 条の要求事項並びに当該要求事項に該当する技術基準規則第 68 条の要求事項を表 1.1-1 に示す。

表 1.1-1 設置許可基準規則第 53 条, 技術基準規則第 68 条要求事項

設置許可基準規則 第 53 条	技術基準規則 第 68 条	備考
発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備を設けなければならない。	発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備を施設しなければならない。	—

設置許可基準規則：実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則

技術基準規則：実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則

1.2 適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建物等の水素爆発による損傷を防止するために、水素濃度制御設備及び水素濃度監視設備を設置する設計とする。

水素濃度制御設備としては、原子炉建物原子炉棟 4 階に静的触媒式水素処理装置（以下、「PAR」という。）を設置し、重大事故等時に原子炉格納容器（以下、「格納容器」という。）から原子炉建物原子炉棟内に水素ガスが漏えいした場合において、原子炉建物原子炉棟内の水素濃度上昇を抑制し、水素爆発を防止する設計とする。また、PARは運転員による起動操作を行うことなく、水素ガスと酸素ガスを触媒反応によって再結合できる装置を適用し、起動操作に電源が不要な設計とする。なお、PARの動作確認を行うためにPARの入口側及び出口側に温度計を設置する設計とする。また、静的触媒式水素処理装置入口温度及び静的触媒式水素処理装置出口温度は、中央制御室にて監視可能であり、常設代替直流

電源設備又は可搬型直流電源設備から給電が可能な設計とする。

水素濃度監視設備としては、原子炉建物原子炉棟内に水素濃度計を設置し、想定される事故時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で監視できる設計とする。なお、当該水素濃度については、中央制御室にて監視可能であり、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備から給電可能な設計とする。

これらの設備に加え、水素爆発による当該原子炉建物等の損傷を防止するための自主対策設備として、ドライウェル主フランジの過温破損を防止し、原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制するために原子炉ウェル代替注水系を設置する。原子炉ウェル代替注水系は、重大事故等時に原子炉建物外から代替淡水源（輪谷貯水槽）の水、若しくは海水を大量送水車により原子炉ウェルに注水することでドライウェル主フランジを冷却できる設計とする。

2. 水素爆発による原子炉建物等の損傷を防止するための設備

2.1 概要

東京電力（株）福島第一原子力発電所事故において発生した水素爆発は、第一に電源喪失に伴う注水・除熱機能の喪失によって炉心損傷が起こりジルコニウム-水反応による大量の水素発生に至ってしまったこと、第二に除熱機能の喪失によって格納容器破損が起こり大量の水素ガスが原子炉建屋に漏えいしてしまったこと、第三に原子炉建屋に漏えいした水素ガスに対する対応手段がなかったことによって起こったものである。そのため、水素爆発防止のためには、これら3つの課題に対してそれぞれ対策を施す必要がある。

第一の課題である大量の水素発生の防止については、炉心損傷を防止することが対策となる。島根原子力発電所2号炉は、設計基準事故対処設備に加えて、重大事故等が発生した状況において炉心の著しい損傷を防止するために、高圧注水機能の強化、原子炉減圧機能の強化、低圧注水機能の強化、格納容器冷却機能の強化等を行い、炉心損傷による大量の水素発生を防止する設計とする。

第二の課題である大量の水素ガスの原子炉建屋への漏えいの防止については、上述の炉心損傷防止対策を踏まえてもなお、重大事故等時に備え、格納容器の破損を防止することが対策となる。島根原子力発電所2号炉は、格納容器過温破損防止設備として格納容器代替スプレイ系、改良E P D M製シール材、原子炉ウェル代替注水系、格納容器過圧破損防止設備として格納容器フィルタベント系並びに残留熱代替除去系を設置する設計とする。これらの対策により、原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制し、あるいは原子炉建物原子炉棟を経由せず大気に水素ガスを排出する。

第三の課題である原子炉建屋に漏えいした水素ガスに対する対応手段の確保については、格納容器過温・過圧破損防止対策を踏まえてもなお、格納容器には設計上漏えい率を考慮していることから、重大事故時に格納容器内で発生した水素ガスが原子炉建物原子炉棟内に漏えいした場合に備え、原子炉建物原子炉棟内において水素ガスを処理することが対策となる。島根原子力発電所2号炉は、水素

濃度制御設備としてP A Rを原子炉建物原子炉棟4階に設置する。この対策により、漏えいした水素ガスと空気中の酸素を再結合させ、水素爆発リスクを低減する。

なお、格納容器からの異常な漏えいが発生し、大量の水素ガスが原子炉建物原子炉棟に漏えいしてしまった場合にも、P A Rは効力を発揮し、水素濃度が可燃限界に至るまでの時間を遅らせ、設備の復旧や対応手段の検討に必要な時間の確保に寄与できる。その間、例えば、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを行うことで、原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制し、P A Rの効果とあいまって水素濃度を低減させることが可能である。

以上、第一から第三の課題それぞれに対する対策を施すことにより、福島第一原子力発電所事故において発生した原子炉建屋の水素爆発を防止する。これらの対策の関係を図2.1-1に整理する。

本章では、島根原子力発電所2号炉の原子炉建物水素爆発防止対策のうち、設置許可基準規則第53条（水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備）に該当する設備の基準適合性を説明する。

最初に第三の課題に対する対策であるP A Rに関する説明を「2.2 水素濃度制御設備（P A R）について」で示す。

また、原子炉建物原子炉棟の水素濃度を監視するために、原子炉建物原子炉棟に設置する水素濃度監視設備に関する説明を「2.3 原子炉建物水素濃度監視設備について」で示す。

さらに、第二の課題に対する自主対策設備である原子炉ウェル代替注水系に関する説明を「2.4 原子炉ウェル代替注水系（自主対策設備）について」で示す。原子炉ウェル代替注水系は、重大事故等時にドライウェル主フランジの過温破損を防止し、原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制するために設置するものである。これはドライウェル主フランジのシール材の高温劣化を防ぐ目的であるが、一方でドライウェル主フランジシール材を耐環境性に優れた改良E P D M製シール材に変更する対策も施しており、閉じ込め機能を強化している。したがって、原子炉ウェル代替注水系は更なる水素漏えい抑制対策という位置づけであるが、シール材の熱劣化要因を低減することが可能であり、水素漏えい抑制対策として効果的である。

【第一の課題に対する対策】

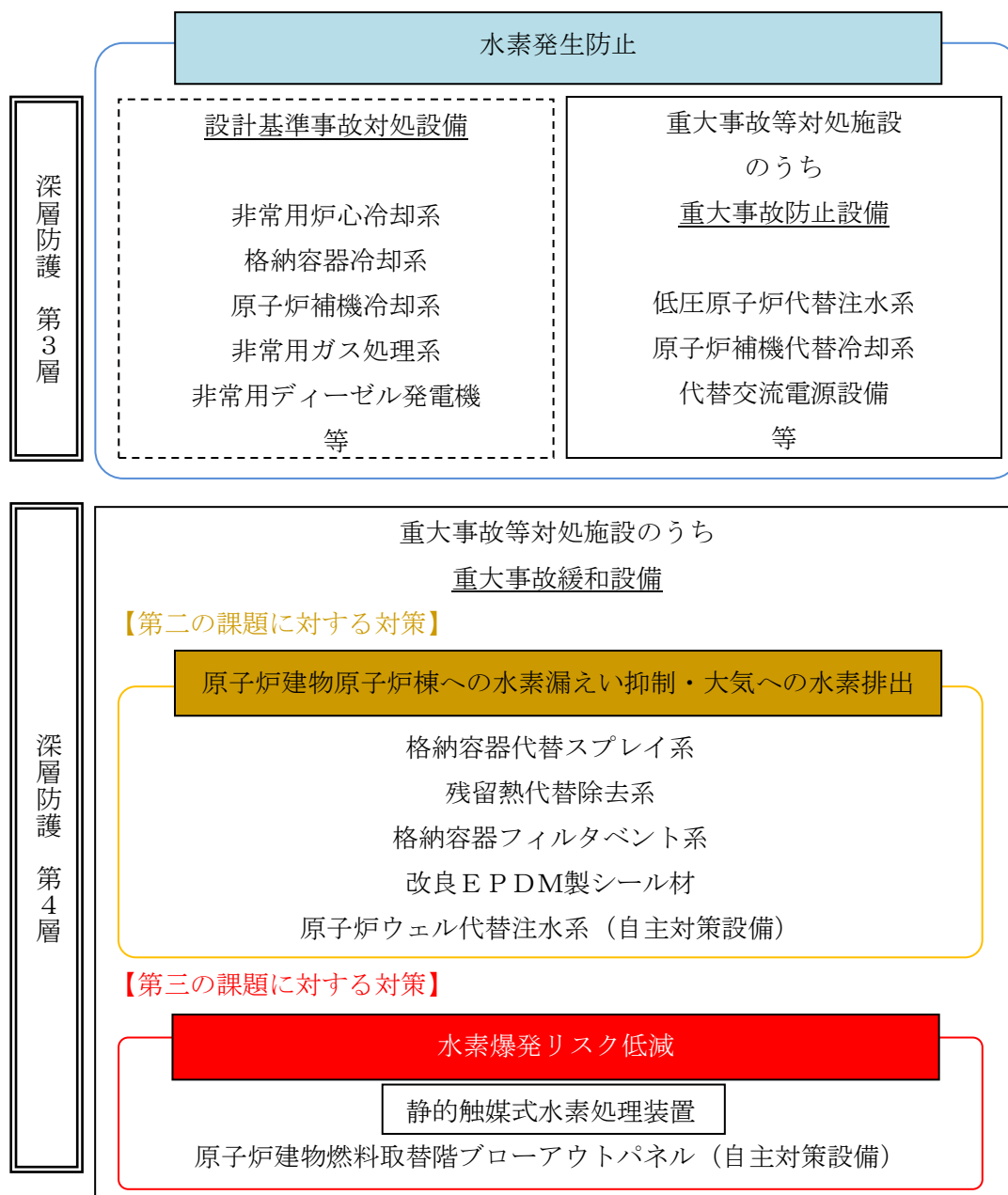


図 2.1-1 水素対策の観点で整理した深層防護第3層・第4層設備

2.2 水素濃度制御設備 (PAR) について

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内に水素ガスが蓄積した状況では、格納容器のフランジ部等を通じて水素ガスが原子炉建物原子炉棟内に漏えいする可能性がある。原子炉建物原子炉棟内に漏えいした水素ガスは、比重の関係等で原子炉建物原子炉棟4階まで上昇し、原子炉建物原子炉棟4階に滞留することが予想される。福島第一原子力発電所事故においても、格納容器から漏えいした水素ガスが原子炉建屋内に蓄積し、原子炉建屋オペレーティングフロアを中心として大規模な水素爆発を起こしている。この事故知見を踏まえて、島根原子力発電

所2号炉の原子炉建物水素爆発防止対策として、原子炉建物原子炉棟4階に、水素濃度上昇を抑制することができるPARを水素濃度制御設備として設置する。

(1) PARについて

PARはPassive Autocatalytic Recombinerの略であり、触媒反応を用いて可燃性ガス（水素ガス、酸素ガス）を再結合させて、雰囲気を可燃限界未満に維持する設備である。PARは触媒反応により受動的に水素処理する設備であり、電源及び起動操作は必要とせず、水素ガス、酸素ガスがあれば自動的に反応を開始する設備である。

PARは、構造図を図2.2-1で示しているとおりハウジングと触媒カートリッジで構成されており、PWRやBWRのシビアアクシデント時に発生する水素対策として世界的に広く採用されている設備である。島根原子力発電所2号炉については、国内BWRプラント適用に向けた被毒物質影響の知見が得られている独国のNIS社製PARを採用している。NIS社製PARの納入実績は表2.2-1のとおりである。

なお、NIS社が製造するPARは、国際的な性能試験、さまざまな国の性能試験をパスしており、欧米をはじめ世界的に性能が確認されている。

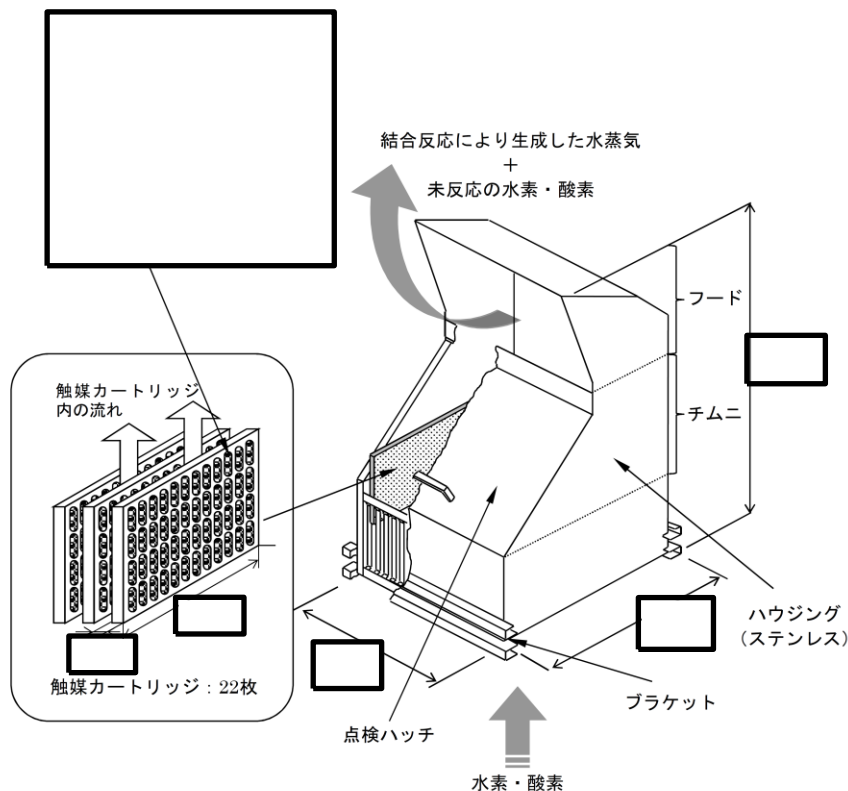


図2.2-1 PARの構造図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図 2.2-2 PAR 写真

表 2.2-1 N I S PAR の納入実績

No.	国 名	発電所名	炉型	備考
1	USA	Indian Point	PWR	
2	USA	Surry	PWR	
3	Germany	Gundremmingen	BWR	
4	Germany	Philippsburg	PWR	
5	Germany	Biblis	PWR	
6	Hungary	Paks	PWR	
7	USA	Vogtle	PWR	
8	Slovenia	KRSKO	PWR	
9	日本	柏崎刈羽	BWR	
10	日本	島根	BWR	
11	Brazil	Angra	PWR	
12	Czech Republic	Temelin	PWR	
13	日本	志賀	BWR	
14	日本	女川	BWR	
15	Spain	Asco	PWR	
16	Ukraine	Zaporizhia	V V E R	ロシア型加圧水型原子炉

(2) PARハウジング

PARのハウジングは図 2.2-1 に構造を示しているが、箱型のステンレス鋼板によるフレーム構造を採用しており、以下の機能を持っている。

- ・触媒カートリッジを内部に設置すること。
- ・ガスを誘導すること。

PARハウジングは、触媒カートリッジを水素処理に適切な間隔に保持し、水素処理に適切なガス流れとなるよう設計されている。

ハウジング前面の点検ハッチは、触媒カートリッジの点検及び性能試験時に取外し、取付けを容易にするものであり、通常運転時は、点検ハッチをハウジング本体に固定して使用する。

ハウジングに固定されているブラケットは、PAR本体を設置する構造物、又は支持架台に固定するために用いられる。

ハウジング上部に設置されるフードは、PARの上部に位置する構築物に、水素処理を行ったPAR出口ガスの排熱が直接当たらないようにするために、ガス流れ方向を変える役割をもつ。

(3) 触媒

N I S社製PARの触媒はパラジウムであり、基盤となる材料は酸化アルミニウム（アルミナ）である。概要図を図 2.2-1 に示しているが、基盤となる材料をパラジウムの溶液に浸透させてシェル状の触媒を形作っており、直径約 mm の球状の形をしている。また、疎水コートにより高湿度な雰囲気から触媒を保護し、水素ガス、酸素ガスが触媒に接触し易くする構造になっている。

また、球状に触媒が存在するためカートリッジ内部に隙間空間ができ、さらに触媒が多孔質なため、水素ガスと酸素ガスが触れる表面積が大きいことが特徴である。さらに、よう素等の触媒性能阻害物質は分子量が大きいことから拡散が遅く、カートリッジ内部の隙間空間や多孔質の粒子内部に到達し難いため、触媒全表面が触媒性能阻害物質で覆われ難い構造になっている。触媒粒の量は、PARの水素処理容量に合わせて調整され、触媒カートリッジに充填される。

(4) 触媒カートリッジ

触媒カートリッジは、図 2.2-1 で示す形状をしており、カートリッジ内部に触媒を充填しており、原子炉建物原子炉棟 4 階の空気と触媒を接触させるために多数の長穴が開けられている。また、カートリッジが内側の触媒を保護することで触媒の全表面が触媒性能阻害物質で覆われ難い構造になっている。この触媒カートリッジには、PAR の水素処理容量に合わせた触媒量が充填される。完成した触媒カートリッジを必要数、適切な間隔で PARハウジング内に取り付けることで PAR は完成品となる。触媒カートリッジが多いタイプの PAR の方が、1 台あたりの水素処理容量が多いが、その分サイズも大きくなる。島根原子力発電所 2 号炉においては、触媒カートリッジが PAR 1 台につき 22 枚設置される PAR-22 タイプ（図 2.2-2 参照）を採用している。

(5) PAR の主要仕様

島根原子力発電所 2 号炉では N I S 社製 PAR (PAR-22 タイプ) を採用しており、表 2.2-2 で主要仕様を示す。

表 2.2-2 主要仕様 (PAR-22 タイプ 1 台)

PAR	
種類	触媒反応式
水素処理容量 (添付 5 に詳細記載)	約 0.50kg/h/個 (水素濃度 4 vol%, 大気圧, 温度 100°C)
最高使用温度 (添付 2 に詳細記載)	300°C
ハウジング	
材料	ハウジング
	ブラケット
寸法	高さ
	幅
	奥行
質量	
触媒カートリッジ	
材料	外装パーツ
	リベット等小物部品
寸法	幅
	高さ
	厚さ
質量	触媒カートリッジ全質量
	触媒の充填質量
カートリッジ枚数	22 枚
触媒の材料	
基盤材	酸化アルミニウム
触媒	パラジウム
表面積	
形 状	球状
直 径	
充填密度	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.2.1 P A R の設計方針について

2.2.1.1 設計方針

P A R は、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器から原子炉建物原子炉棟に水素ガスが漏えいした際に、原子炉建物原子炉棟の水素濃度の上昇を抑制し、水素爆発を防止するための設備である。水素ガスの量は事故シナリオに依存するが、重大事故等対策の有効性評価のシナリオのうち、格納容器過圧・過温破損シナリオにおいて原子炉建物原子炉棟へ漏えいする水素ガスの量を考慮した場合においても、原子炉建物原子炉棟4階の水素濃度を可燃限界未満に抑制できることをP A R の設計における必要条件としている。これは、炉心損傷に伴う水素発生が想定される事故シナリオの中で、格納容器圧力・温度が高い値で推移し、かつその状態が格納容器ベントを実施する約32時間後まで継続することから、格納容器から原子炉建物原子炉棟への水素ガスの漏えい量が多くなるためである。

この必要条件を満たした上で、当社は、さらに厳しい条件下での水素漏えいを想定して、P A R の設置個数・場所の設定を図2.2.1.1-1に示すとおり定める。

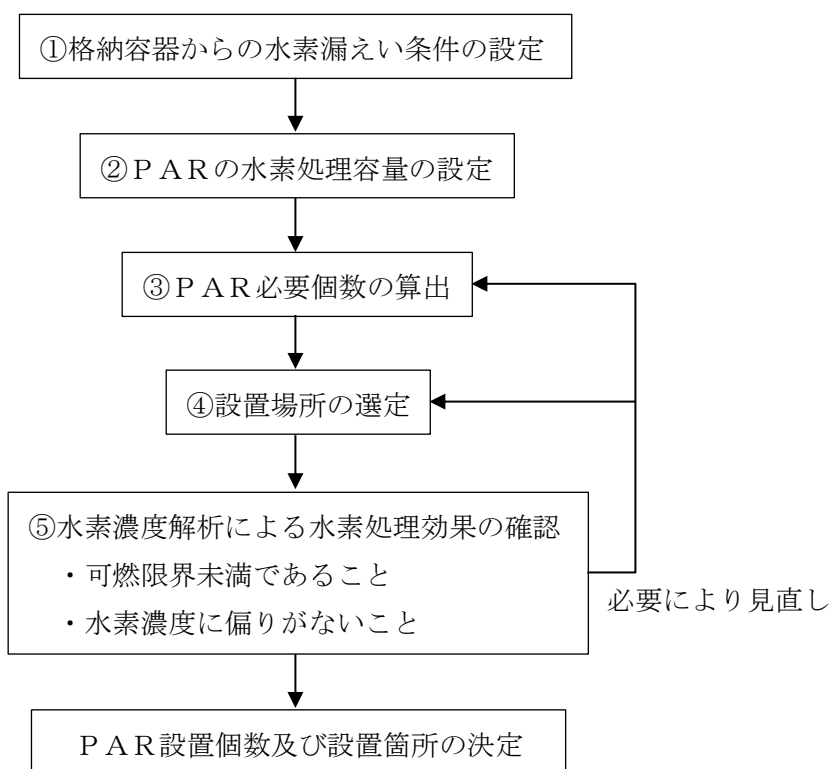


図 2.2.1.1-1 P A R の設計フロー

(1) 水素漏えい条件

水素漏えい条件は表 2.2.1.1-1 に示すとおり、有効性評価結果を踏まえた条件より十分保守的に設定している。

表 2.2.1.1-1 P A R 設計条件における水素漏えい条件

項 目	P A R 設計条件	【参考】有効性評価を踏まえた条件	
		格納容器ベントケース	R H A R ケース
水素発生量	A F C *100%相当 (約 1,000kg)	A F C *20%相当 (約 200kg)	A F C *20%相当 (約 200kg)
格納容器漏えい率	10%/日 (一定)	約 1.3%/日 (最大)	約 0.87%/日 (最大)
水素漏えい終了時間	— (格納容器ベント無し)	約 96 時間後	— (格納容器ベント無し)

※ A F C : 燃料有効部被覆管

① 格納容器漏えい率について

重大事故等時に格納容器圧力が設計圧力を超える場合の格納容器漏えい率は以下の A E C (Atomic Energy Commission) の式から設定する。重大事故等時は、格納容器圧力が最高使用圧力の 2 倍 (以下、「2Pd」という。) を超えないよう運用するため、2Pd における格納容器漏えい率が最大漏えい率となり、事故時条件として 200℃, 2Pd, A F C 100%相当の水素発生量を想定した場合におけるガス組成 (水素 : 17%, 窒素 : 16%, 水蒸気 : 67%) を踏まえると A E C の式から約 1.3%/日となるが、さらに過酷な条件として 10%/日を仮定し、P A R を設計する。

(A E C の式)

$$L = L_0 \cdot \sqrt{\frac{(P_t - P_a) \cdot R_t \cdot T_t}{(P_b - P_a) \cdot R_b \cdot T_b}}$$

- L : 格納容器漏えい率
- L₀ : 設計漏えい率
- P_t : 格納容器内圧力
- P_a : 格納容器外圧力
- P_b : 格納容器設計圧力
- R_t : 事故時の気体定数
- R_b : 空気の気体定数
- T_t : 格納容器内温度
- T_b : 格納容器設計温度

② 水素発生量について

有効性評価結果を踏まえた条件（大L O C Aシナリオ）では、事象発生30分後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始し、直ちに炉心は冷却されるため、発生水素量はA F C 20%相当となるが、さらに過酷な条件として、A F C全量（A F C 100%相当（全炉心内のジルコニウム量の約40%相当））が水素発生的主要原因であるジルコニウム-水反応すると仮定し、P A Rを設計する。

なお、これらの条件を用いて設定したP A R設計条件は、重大事故等対策の有効性評価シナリオのうち、格納容器内での水素燃焼による影響に着目した水素燃焼シナリオと比較しても保守的な設定であることを確認している。

水素燃焼シナリオの評価においては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に記載されている「全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応」した場合（水素発生量約1,900kg）とM A A Pコードによる評価結果（水素発生量約200kg）を比較し、格納容器内の酸素濃度や圧力挙動を踏まえ、水素燃焼の観点から厳しい評価結果となるM A A Pコードによる評価結果を用いている。

いずれのケースも格納容器は健全である（200℃、2Pdを超えない）ことから、格納容器漏えい率は、設計漏えい率を基に、格納容器圧力が2Pdに到達したと仮定して評価した約1.3%/日を下回る。

以上から、水素燃焼シナリオにおける格納容器内の水素発生量は、P A R設計条件である約1,000kg（A F C 100%相当の水素発生量であり、全炉心内のジルコニウム量の約40%が水と反応した場合の発生量に相当）を上回る約1,900kgとなる場合もあるが、格納容器漏えい率はP A R設計条件の方が7倍以上（約1.3%/日に対して10%/日）大きくなる。このため、最終的に原子炉建物原子炉棟内に漏えいする単位時間あたりの水素量は、P A R設計条件の方が多くなる。したがって、P A R設計条件は水素燃焼シナリオと比較しても十分保守的であると判断できる。

2.2.1.2 設計仕様

P A R の設計方針に基づき設定した P A R の設計仕様を表 2.2.1.2-1 に示す。

表 2.2.1.2-1 P A R 設計仕様

項 目	仕 様
水素処理容量	約 0.50kg/h/個
P A R 設置個数	18 個
設置箇所	原子炉建物原子炉棟 4 階

(1) 水素処理容量について

P A R の水素処理容量は、以下の基本性能評価式によって表される。

(P A R の基本性能評価式)

$$DR = A \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right)^{1.307} \cdot \frac{P}{T} \cdot 3,600 \cdot SF \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.1-1)}$$

- DR : 再結合効率 (kg/h/個)
- A : 定数
- C_{H_2} : P A R 入口水素濃度 (vol%)
- P : 圧力 (10⁵Pa)
- T : 温度 (K)
- SF : スケールファクタ

(式 2.2.1-1) は、メーカーによる開発試験を通じて、温度、圧力、水素濃度等の雰囲気条件をパラメータとした水素処理容量の相関式であり、水素処理容量は単位時間当たり P A R 内部を通過し、酸素と結合し水蒸気になる水素の重量を示している。

スケールファクタは、触媒カートリッジの寸法及び間隔を開発当時と同じとすることを前提とし、開発試験時に使用された触媒カートリッジ枚数 (88 枚) に対して、実機で使用する P A R の触媒カートリッジ枚数の比として設定されている。島根原子力発電所 2 号炉で使用する P A R の触媒カートリッジ枚数は 22 枚であり、スケールファクタは「22/88」となる。スケールファクタの妥当性については「2.2.3 P A R の性能試験について」で示す。

これらに以下の条件を想定し、P A R の水素処理容量を算出する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

・水素濃度 C_{H_2}

水素ガスの可燃限界濃度 4 vol%未滿に低減するため、4 vol%とする。

・圧力 P

重大事故等時の原子炉建物原子炉棟の圧力は格納容器からのガスの漏えいにより大気圧より僅かに高くなると考えられるが、保守的に大気圧 (101, 325 Pa) とする。

・温度 T

保守的に 100°C (373. 15 K) とする。

以上により、PAR 1 個あたりの水素処理容量は、約 0. 50kg/h/個 (水素濃度 4 vol%, 大気圧, 温度 100°C) となる。

(2) PAR 設置個数

PAR の実機設計においては、PAR の設置環境を踏まえ、(式 2. 2. 1-1) に反応阻害物質ファクタ (F_i) を乗じた (式 2. 2. 1-2) を用いる。

反応阻害物質ファクタとは、重大事故等時に格納容器内に存在するガス状よう素による PAR の性能低下を考慮したものであり、島根原子力発電所 2 号炉の実機設計における水素処理容量は、PAR の水素処理容量 (0. 50kg/h/個) に保守的に 0. 5 を乗じ、0. 25kg/h/個とする。

なお、ガス状よう素による PAR の性能低下については 2. 2. 3(5) に詳述する。

(実機設計における性能評価式)

$$DR = A \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right)^{1.307} \cdot \frac{P}{T} \cdot 3,600 \cdot SF \cdot F_i \quad \dots \dots \dots \text{(式 2. 2. 1-2)}$$

DR : 水素処理容量 (kg/h/個)

A : 定数

C_{H_2} : PAR 入口水素濃度 (vol%)

P : 圧力 (10^5 Pa)

T : 温度 (K)

SF : スケールファクタ (-)

F_i : 反応阻害物質ファクタ (-)

これに表 2. 2. 1. 1-1 で設定した水素漏えい条件を踏まえ、必要個数を以下のとおり算出する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

$$\begin{aligned}
 \text{必要個数} &= \text{水素発生量} \times \text{格納容器漏えい率} / 24 (\text{h/日}) / \text{設計水素処理容量} \\
 &= 1,000 (\text{kg}) \times 10 (\%/日) / 24 (\text{h/日}) / 0.25 (\text{kg/h/個}) \\
 &= 16.7 \text{ 個}
 \end{aligned}$$

P A Rの必要個数は 17 個以上となり、余裕を考慮して設置個数を 18 個と仮設定する。

また、P A Rの設計方針として原子炉建物原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満になるようにP A Rを設置することから、上記で設定したP A R設置個数に対して評価を行った。

① 評価方法

原子炉建物原子炉棟内に漏えいした水素は、比重の関係により原子炉建物原子炉棟 4 階まで上昇し、原子炉建物原子炉棟 4 階に滞留することが予想されるため、原子炉建物原子炉棟 4 階に対して評価を実施する。なお、評価に用いるモデルは、図 2.2.1.2-1 のとおりである。評価対象の空間内は、均一に混合するものとして質量及びエネルギーバランスにより、水素濃度及び温度の時間変化を評価する。

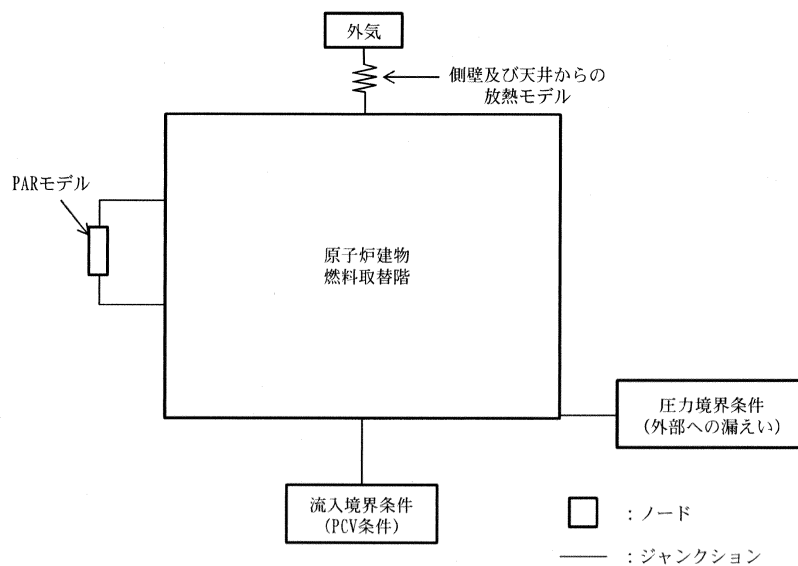


図 2.2.1.2-1 評価モデル

② 評価条件

- ・機能が要求される状態

重大事故等時で炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器破損を防止するための重大事故等対処設備により、炉心損傷後であっても格納容器の健全性を維持するための措置を講じている。したがって、格納容器の健全性が維持されることにより、原子炉建物原子炉棟への気体の漏えい率は、格納容器設計漏えい率 (0.5%/日) に維持されることになる。しかしなが

ら、本設備の機能が要求される状態としては、重大事故等時で不測の事態を考慮し、格納容器設計漏えい率を大きく上回る格納容器漏えい率(10%/日)の状態の水素が原子炉建物原子炉棟へ漏えいする事象を想定する。

・水素低減性能に関する評価条件

P A Rについては、以下の条件で評価する。

- ・水素処理容量：0.5kg/h/個
- ・個数：18

本評価に使用するその他の条件を表 2.2.1.2-2 に示す。

表 2.2.1.2-2 評価条件

分類	項目	単位	条件
格納容器条件	格納容器容積 想定格納容器漏えい率	m ³ %/日	12,600 10
格納容器内雰囲気条件	圧力 温度 水素濃度 酸素濃度 窒素濃度 水蒸気濃度	kPa [gage] °C vol% vol% vol% vol%	853.179 (2Pd) 200 17 0 16 67
建物条件	空間容積 (原子炉建物原子炉棟 4 階) 初期温度 初期圧力 (大気圧) 初期酸素濃度 初期窒素濃度 初期水蒸気濃度	m ³ °C kPa [gage] vol% vol% vol%	41,300 40 0 19.47 73.24 7.29
放熱条件	外気温 放熱面積 熱通過率	°C m ² W/m ² /K	40 7,000 5.03
P A R 条件	起動水素濃度 起動酸素濃度 反応阻害物質ファクタ	vol% vol% —	1.5 2.5 0.5

③ 評価結果

原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度の時間変化を図 2.2.1.2-2 に、原子炉建物原子炉棟 4 階の雰囲気温度の時間変化を図 2.2.1.2-3 に、原子炉建物原子炉棟 4 階からのガス流出量の時間変化を図 2.2.1.2-4 に示す。

原子炉建物原子炉棟 4 階の雰囲気温度は、格納容器からのガスの漏えいにより上昇するが、外気への放熱とのバランスにより、一時的に約 43°C の一定値に近づく。原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度は、格納容器から漏えいする水素により上昇するが、約 12 時間後に 1.5vol% に到達すると、P A R による水素の再結合処理が開始し、水素の再結合による発熱で雰囲気温度がさらに上昇する。原子炉建物原子炉棟 4 階からのガス流出量は、雰囲気温度の上昇率に応じて膨張した気体分だけ増加するが、雰囲気温度が一定値に近づくにつれて、格納容器からのガスの漏えい量である約 0.06kg/s に近づく結

果となる。雰囲気温度は、格納容器からの漏えいエネルギー、水素の再結合による発熱及び外気への放熱量のバランスにより、一定値に近づく傾向がみられる（168時間後において、約57°C）。一方、雰囲気の水素濃度は、格納容器からの水素の漏えい量、水素の再結合処理量及び原子炉建物原子炉棟4階からの水素の流出量のバランスにより、最大値2.8vol%となった後、減少に転じる結果となっている。

以上より、PAR18個の設置により、本評価条件において、原子炉建物原子炉棟4階の水素濃度を可燃限界である4vol%未満に低減でき、原子炉建物原子炉棟の水素爆発を防止することができる。

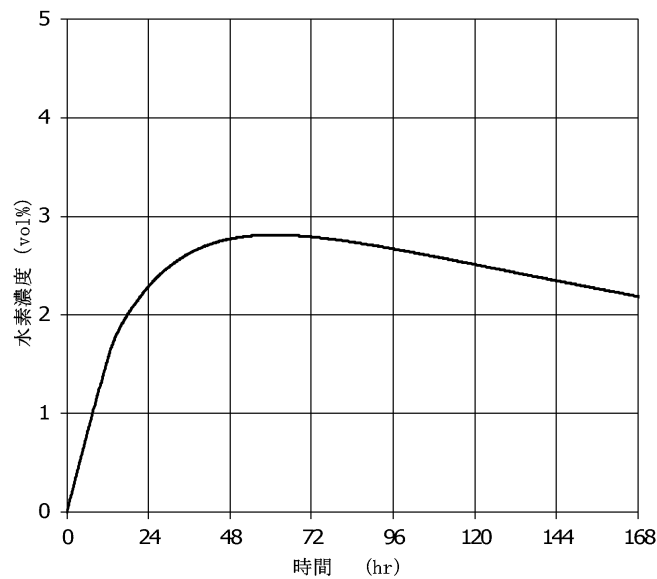


図 2. 2. 1. 2-2 原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度の時間変化

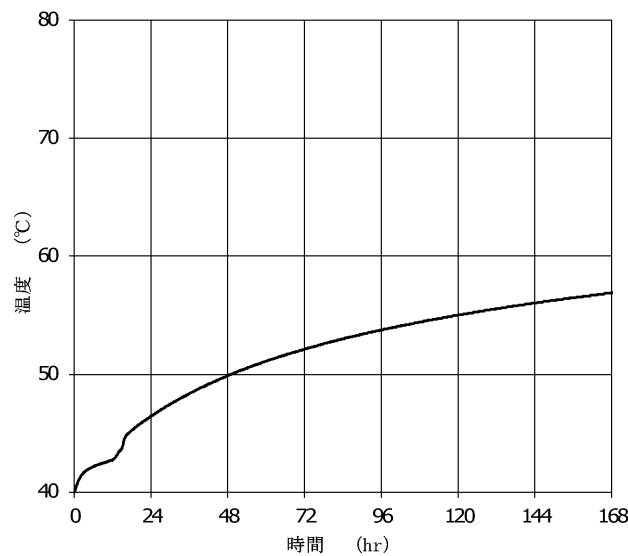


図 2. 2. 1. 2-3 原子炉建物原子炉棟 4 階の雰囲気温度の時間変化

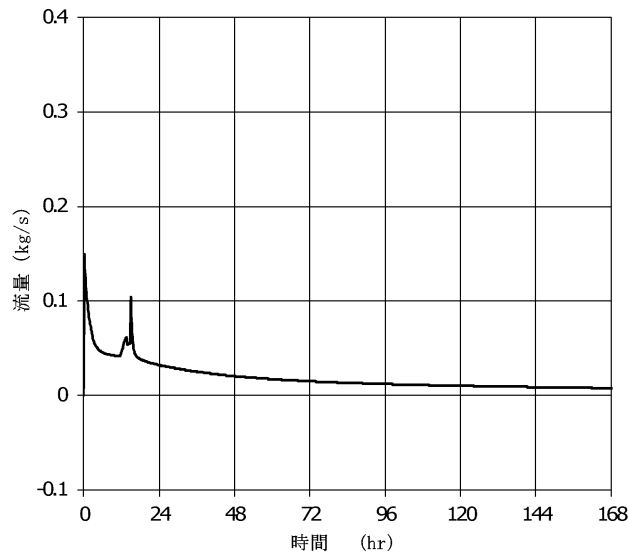


図 2.2.1.2-4 原子炉建物原子炉棟 4 階からのガス流出量の時間変化

(3) PAR 設置箇所

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器内に水素が蓄積した状態では、格納容器のフランジ部等を通じて水素が原子炉建物原子炉棟内に漏えいする可能性がある。原子炉建物原子炉棟内に漏えいした水素は、比重の関係で原子炉建物原子炉棟 4 階まで上昇し、原子炉建物原子炉棟 4 階に滞留することが予想される。

PAR は、水素が最も蓄積されると想定される原子炉建物原子炉棟 4 階に設置する。PAR 設置箇所の考え方の詳細は参考資料 6 に示す。

設置箇所の平面図を図 2.2.1.2-5、断面図を図 2.2.1.2-6 に示す。

なお、PAR の動作状況を監視することができるよう PAR に温度計を設置する（添付 11）。

【考慮事項】

- ・耐震性確保のため、支持構造物に十分な強度をもって固定できる箇所に設置する。
- ・十分に性能を発揮できるよう、PAR の給排気に十分な空間が確保できる箇所に設置する。
- ・結合反応時に発生する熱の影響により、PAR の周囲に安全機能を損なう設備がないことを確認する。
- ・定期検査等において、通行や点検作業の支障とならない箇所に設置する。

(4) 設置箇所・個数の決定

設置個数は(3)設置箇所の方針に基づき、2.2.2の原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析により、PARの設置位置を模擬し、原子炉建物原子炉棟の水素濃度が可燃限界未満となること、水素濃度に偏りが無いことを確認し18個とする。

図2.2.1.1-1に示す「③PAR必要個数の算出及び④設置場所の選定」は、「2.2.1.2(2) PAR設置個数」に示すとおり、原子炉建物原子炉棟4階が可燃限界未満になるPAR必要個数を決定し、「2.2.1.2(3) PAR設置箇所」に示すとおり、PARによる気流の攪拌効果及び施工性を踏まえて配置を決定する。しかしながら、この時点では原子炉建物原子炉棟4階を1点のモデルとした簡易評価結果による設置個数及び配置の決定であるため、仮決定の位置付けとなる。この仮決定結果をインプット条件とし、流動解析により「空間水素濃度に偏りはないか」及び「空間水素濃度は可燃限界未満を維持できるか」を確認し、「③PAR必要個数の算出及び④設置場所の選定」の仮決定結果が妥当であるかを示し、最終決定する設計フローとする。設置位置の妥当性については、「2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析」でPARの設置位置をモデル化した解析に示す。

これらの検討の結果、PARは、図2.2.1.2-5及び図2.2.1.2-6に示すとおりに設置する。

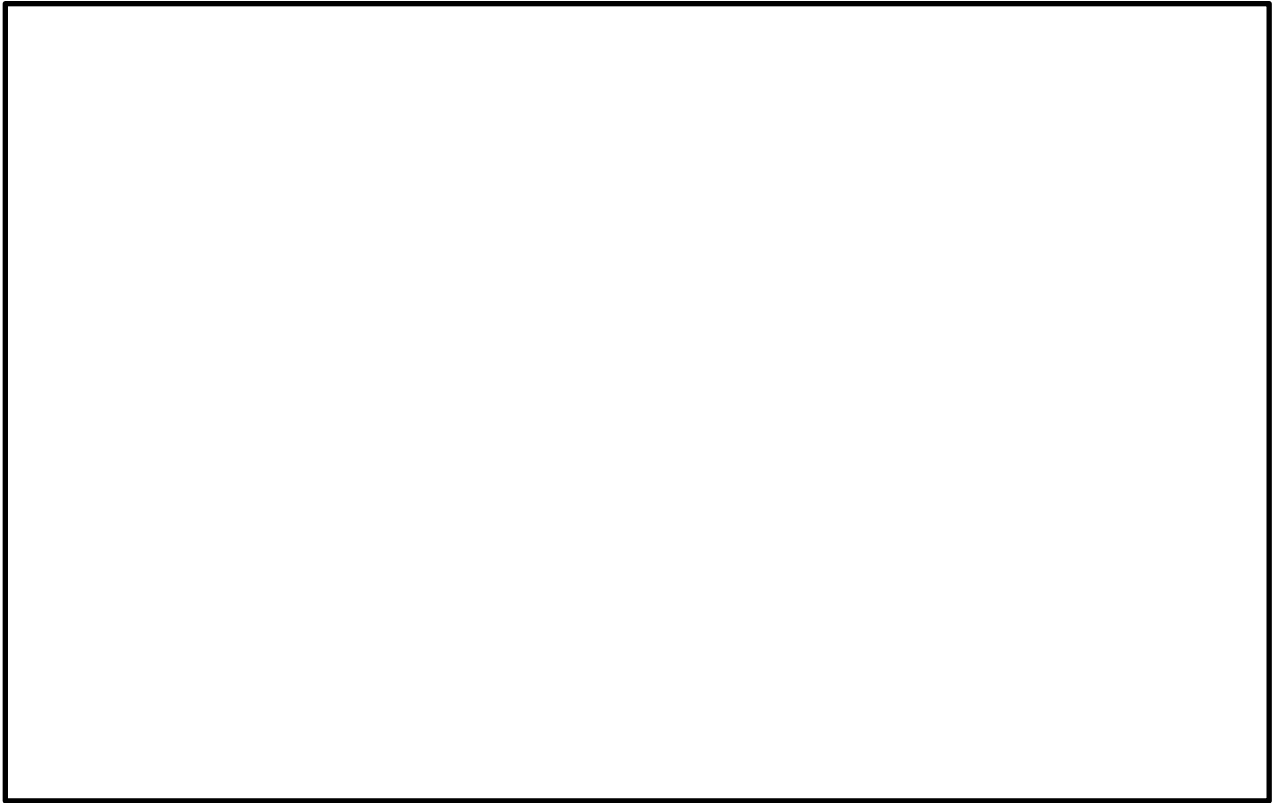


図 2.2.1.2-5 設置箇所 平面図

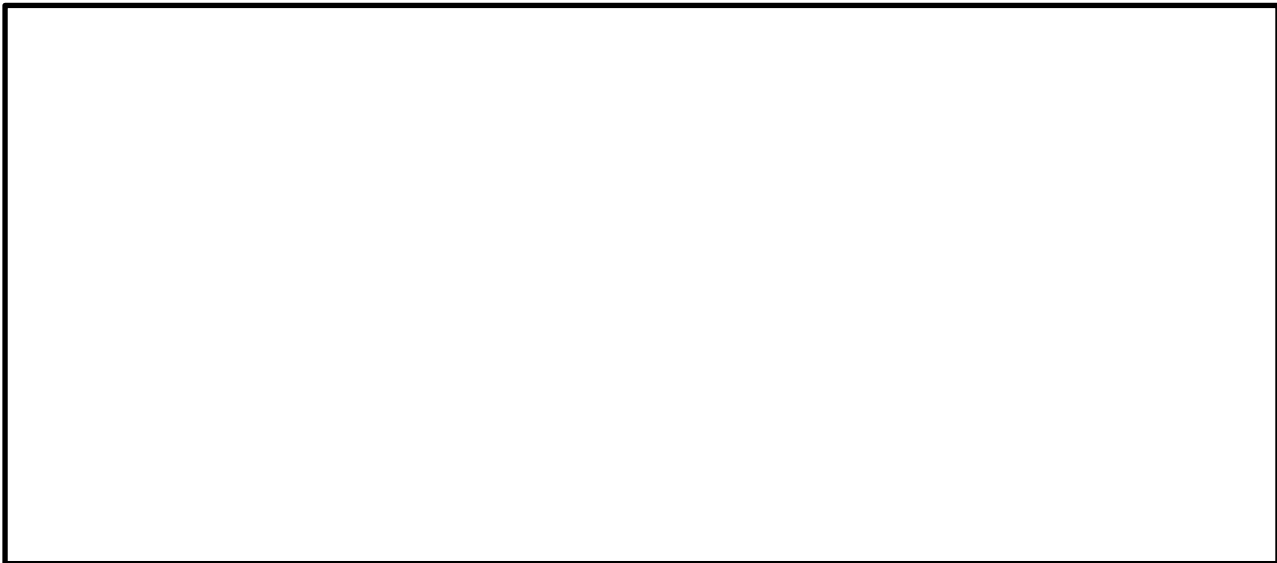


図 2.2.1.2-6 設置箇所 断面図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

浜岡原子力発電所 4 / 5 号機で発生した O G 系トラブルについて

浜岡原子力発電所 4 号機及び 5 号機で気体廃棄物処理系（以下「O G 系」という。）の水素濃度が上昇する事象が発生したが、推定原因として、製造段階での触媒担体（アルミナ）のベーマイト化及びシロキサンが存在が挙げられており、2 つの要因が重畳した結果、O G 系の排ガス再結合器触媒の性能低下に至ったものと報告されている。これに対し、P A R の触媒は、製造段階でアルミナのベーマイト化が大きく進行する可能性が無いことを確認した。このことから、浜岡原子力発電所 4 号機、5 号機 O G 系排ガス再結合器で発生したような、触媒の水素処理性能が大きく低下するような事象が発生することは無いと考えられる。

以下に、浜岡原子力発電所で起きた事象概要、推定原因、P A R 触媒への対応の必要性について示す。

1. 浜岡原子力発電所 O G 系水素濃度上昇事象の概要

(1) 浜岡原子力発電所 5 号機の事象（平成 20 年 11 月 5 日発生）

調整運転開始後に O G 系で系統内の水素濃度が上昇する事象が確認され、同系統内の希ガスホールドアップ塔 A 塔にて温度上昇が確認されたため、原子炉を手動停止した。本事象の原因調査と対策検討を実施し、調整運転を再開し、出力を一定保持していたところ、O G 系で水素濃度の上昇を示す警報（設定値 2 vol%）が点灯し、その後も水素濃度が上昇傾向を示したことから、原子炉を手動停止した。

(2) 浜岡原子力発電所 4 号機の事象（平成 21 年 5 月 5 日発生）

調整運転開始後、出力を一定保持していたところ、O G 系で系統内の水素濃度の上昇を示す警報（設定値 2 vol%）が点灯し、水素濃度が可燃限界（4 vol%）を超えたため、原子炉を手動停止した。

2. 浜岡原子力発電所 O G 系水素濃度上昇事象の推定原因

水素濃度上昇の原因となる排ガス再結合器触媒の性能低下に関して、以下の二つの要因が確認された。

(1) 触媒の特性に起因する性能低下

排ガス再結合器触媒の概略製造工程を図 1^{*}に示す。平成 8 年以降、触媒の製造工程において脱塩処理のために行う温水洗浄の時間を長くしたことにより、触媒のアルミナ（酸化アルミニウム： Al_2O_3 ）基材の結晶形態に変化が生じ、ベーマイト（水和アルミニウム酸化物： $AlO(OH)$ 又は $Al_2O_3 \cdot H_2O$ ）となる割合が多くなっているという特性が認められた。また、ベーマイトが多い触媒は、プラントの運転に伴い、アルミナ表面に添着された白金の活性表面積が減少することを確認した（図 2^{*}）。

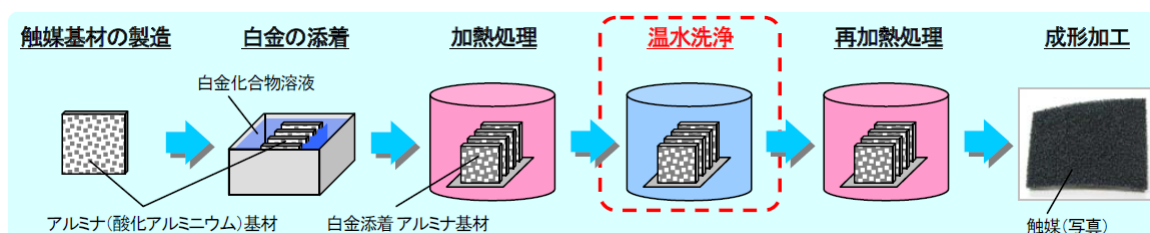


図1 触媒の製造工程（概要）

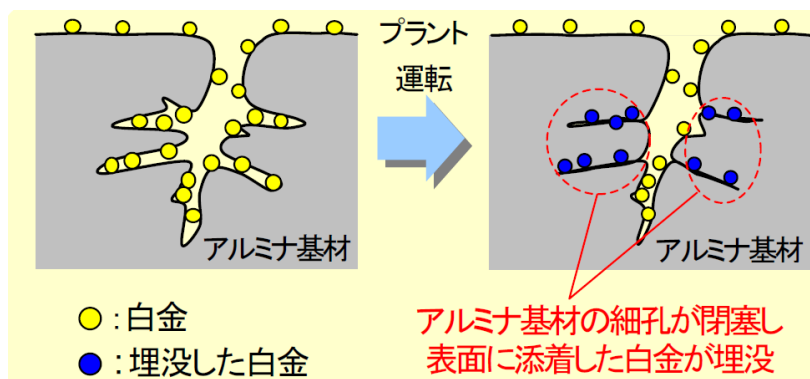


図2 ベーライトが多い触媒における白金の活性表面積の減少（イメージ図）

(2) 触媒性能阻害物質による性能低下

実機から取り出した触媒の成分を分析した結果、触媒の性能を低下させるシロキサン（有機ケイ素化合物）が触媒の表面に存在していることが認められた。シロキサンの使用状況を調査した結果、4号機においては平成18年以降に、5号機では平成19年以降に低圧タービン等で使い始めた液状パッキンに含まれており、シロキサンが液状パッキンから揮発することで排ガス再結合物に流入する可能性があることが確認された。

また、液状パッキンを用いた再結合物の模擬試験から、温水洗浄時間の長い触媒ほどシロキサンによる触媒の性能低下の影響が大きいことや、触媒の温度が上昇するとシロキサン重合物が酸化し、膜が切れ、白金の活性表面積が増加するため、触媒の性能が回復することも確認された（図3*）。

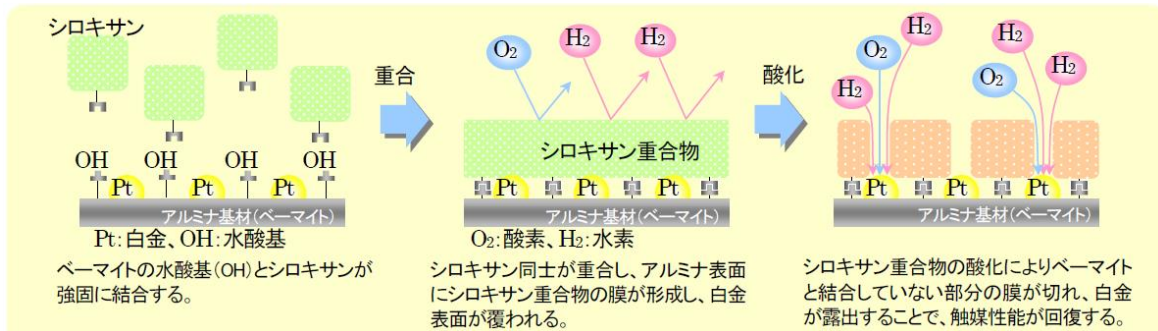


図3 シロキサンによる触媒表面の変化状況(イメージ)

※図1～3は参考文献1より引用

3. PAR触媒への対応の必要性について

浜岡原子力発電所4号機、5号機OG系排ガス再結合器の触媒の水素処理性能が大きく低下した事象は、アルミナのペーマイト化及びシロキサンの存在という2つの原因が重畳した結果発生した。このことから、2つの原因のうちどちらか1つの原因が該当しなければ、同様の事象は起きないと考えられ、以下の確認結果から、浜岡原子力発電所4号機、5号機OG系排ガス再結合器で発生したような、触媒の水素処理性能が大きく低下するような事象が発生することは無いと考えられる。

(1) 触媒の比較

浜岡原子力発電所4号機、5号機で使用されているOG系排ガス再結合器の触媒とPARの触媒の比較を表1に示す。触媒の種類は、セラミック触媒と金属触媒で異なっており、触媒貴金属も異なる。OG系排ガス再結合器で使用されている触媒は、ニッケルクロム合金を基材としてその上にアルミナを添着させた板状の担体を用いているのに対し、PARの触媒は、球状アルミナを担体として使用しており、形状も異なる。ただし、触媒の担体であるアルミナについては、両者ともにγアルミナを使用している。

表1 PARとOG系ガス再結合器触媒の比較

項目	PAR	OG系排ガス再結合器
種類	セラミック触媒	金属触媒
触媒貴金属	パラジウム	白金
担体	γアルミナ	γアルミナ(ペーマイト含む)
製造時の温水洗浄の有無	無し	有り

(2) 触媒の製造プロセスの比較

浜岡原子力発電所OG系の水素濃度上昇事象に対する原因調査において、触媒の特性に起因する性能低下として、以下の知見（アルミナのベーマイト化）が得られている。

- ・ベーマイトを多く含む触媒については、使用履歴や触媒毒であるシロキサンの影響により、触媒性能が低下しやすい
- ・ベーマイトが多く含まれた要因は、触媒の製造プロセスにおいて、温水洗浄の時間を長くしていた

浜岡原子力発電所OG系排ガス再結合器の触媒とPARの触媒の製造プロセスの比較を表2に示す。OG系排ガス再結合器の触媒は、製造プロセスにおいて、応力腐食割れ対策として脱塩素処理のため温水洗浄 [] を施しており、この温水洗浄の時間を長くしたために、ベーマイトに変化する量が増えたと推定されている。通常の触媒では、応力腐食割れ対策を考慮する必要がないことから温水洗浄の工程は必要なく、PARの触媒に関しても、温水洗浄の工程は無い。

このため、製造段階において、PARの触媒担体（アルミナ）のベーマイト化が大きく進行する可能性は無い。

表2 触媒の製造プロセスの比較

触媒	製造プロセス
OG系 排ガス 再結合器	<p>触媒基材の製造 → 白金の添着 (白金化合物溶液) → 加熱処理 → 温水洗浄 → 再加熱処理 → 成形加工 → 触媒(写真)</p> <p>アルミナ(酸化アルミニウム)基材 / 白金添着アルミナ基材(以下同じ)</p>
PAR	<p>γアルミナ担体 → Pdの添着 (Pd化合物溶液) → 加熱処理 → コーティング → 触媒(写真)</p> <p>γアルミナ(酸化アルミニウム)担体</p> <p>(温水洗浄なし)</p>

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) 触媒の成分分析

上記(2)に記載した理由から、P A Rの触媒について、アルミナのベーマイト化が大きく進行する可能性は無いが、過去に、N I S社製P A Rの触媒に対してX線回折(X R D)分析、熱重量分析を実施し、成分分析により触媒中のベーマイトの有無について確認を行っている。成分分析の結果、P A Rの触媒に有意なベーマイト成分は含まれておらず、アルミナのベーマイト化は進行していなかった。

(4) シロキサンの影響について

浜岡原子力発電所4号機、5号機O G系排ガス再結合器の触媒の水素処理性能が大きく低下した事象の原因の一つとして、有機シリコン系シール材に含まれるシロキサン(有機ケイ素化合物)の存在が報告されている。成分分析の結果より、P A Rの触媒については、ベーマイトが検出されなかったため、アルミナのベーマイト化及びシロキサンの存在という2つの原因が重畳せず、同様の事象が発生することは無いと考えられる。また、過去にシロキサンの触媒性能への影響についても試験を行っており、密閉空間内でP A R触媒をシロキサン試薬に曝露し、曝露後の再結合反応による温度上昇時間を確認することにより、水素処理性能への影響を確認している。試験の結果、シロキサン曝露有無による水素処理性能に有意な差はなかった。このことからP A R触媒はシロキサンによる被毒の影響を受けないことが確認されている。

P A R の最高使用温度について

1. はじめに

P A R の最高使用温度は 300℃に設定している。以下に、その考え方について示す。

2. 最高使用温度の考え方

最高使用温度は、設置許可基準規則において次のように定義されている。

設置許可基準規則第二条第 2 項第三十九号

「最高使用温度」とは、対象とする機器、支持構造物又は炉心支持構造物がその主たる機能を果たすべき運転状態において生ずる最高の温度以上の温度であって、設計上定めるものをいう。

設置許可基準規則第 53 条（原子炉建屋等の水素爆発防止対策）の基準適合のための設計方針として、原子炉建物原子炉棟 4 階に P A R を設置する。当社としては、原子炉建物原子炉棟の水素爆発を防止するために、原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度を可燃限界未満に抑えることを設計方針としており、水素濃度を 4 vol%以下に抑制することが、P A R の主たる機能である。

よって、P A R は、水素濃度によって温度が異なることが判っているため、主たる機能を果たすべき運転状態の最大水素濃度 4 vol%における温度を最高使用温度と定義する。

3. 最高使用温度 300℃の設定理由

P A R の設置位置は原子炉建物原子炉棟 4 階で水素再結合反応により発熱するため、雰囲気水素濃度の上昇により温度も上昇する。P A R の設置目的は原子炉建物原子炉棟の水素爆発防止であるため、水素ガスの可燃限界濃度である 4 vol%時における P A R の温度 300℃を最高使用温度とする。

最高使用温度 300℃の設定については、Sandia National Laboratory で行われた試験（S N L 試験）及び、OECD/NEA の THAI Project で行われた試験（T H A I 試験）を参照している。

3.1 SNL試験

(1) 試験概要

NIS社製PAR(PAR-22)を用いたSNL試験の試験装置概要を図1, 試験に用いたPARを図2に示す。

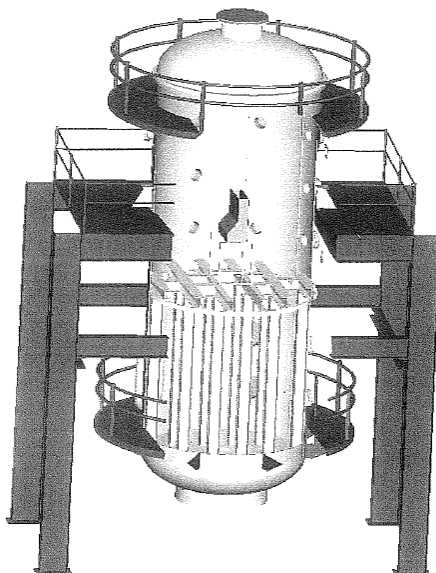


図1 SNL試験 試験装置概要



図2 SNL試験 試験用PAR概要

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 試験結果と最高使用温度 300℃の妥当性

試験結果を図3に示す。本試験は試験装置の水素濃度とPAR出入口の温度差 ΔT の関係を示している。この結果を参照すると、水素濃度4 vol%のときのPAR出入口の温度差は174℃となる。ここで周囲温度を重大事故時の原子炉建物原子炉棟4階の環境を踏まえ、保守的に100℃とすれば排ガスの温度は274℃となり、最高使用温度の300℃を下回る結果となる。



図3 SNLで行われた試験結果（PAR温度と水素濃度の関係）

3.2 THAI試験

(1) 試験概要

THAI試験はOECD/NEAのTHAI Projectにて、各メーカーのPARの性能の確認のため実施された試験である。試験装置及び試験体の概要を図4に示す。



図4 試験装置及び試験体の概要

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

- (2) 試験結果と最高使用温度 300℃の妥当性
試験体の温度測定点を図5に示す。



図5 試験体の温度計測点

図5に示すとおり，THAI試験ではPAR各部の温度を測定しており，PARの最高使用温度を設定するうえでは，PAR内部を通過するガス温度のうち，触媒の反応熱が加味される触媒通過後の排気温度を考慮する。

試験では，注入口から水素を供給して試験装置内の水素濃度を上昇させた後，水素供給を停止して試験装置内の水素濃度を低下させ，PAR各部の温度の時間変化を確認している。図6はPAR入口水素濃度と各部温度の時間変化を示したもので，図7は各部の温度履歴をPAR入口水素濃度に対して図示したものである。

試験開始から115～130分の水素濃度が一定の時は，発熱量は変わらず温度は変化しない。水素濃度上昇時は反応熱が増加するが，各部の熱容量等の影響により温度上昇は遅れる。また，水素濃度低下時は反応熱が低下するが，各部の放熱速度等の影響により温度低下は遅れる傾向にある。

図6及び図7より，ガス温度の中でも高い温度で推移している測定点 でも，水素濃度4 vol%の温度は水素濃度低下時においても300℃を下回っていることが分かる。

したがって，島根原子力発電所2号炉に設置するPARの最高使用温度を300℃とすることは妥当と考えられる。

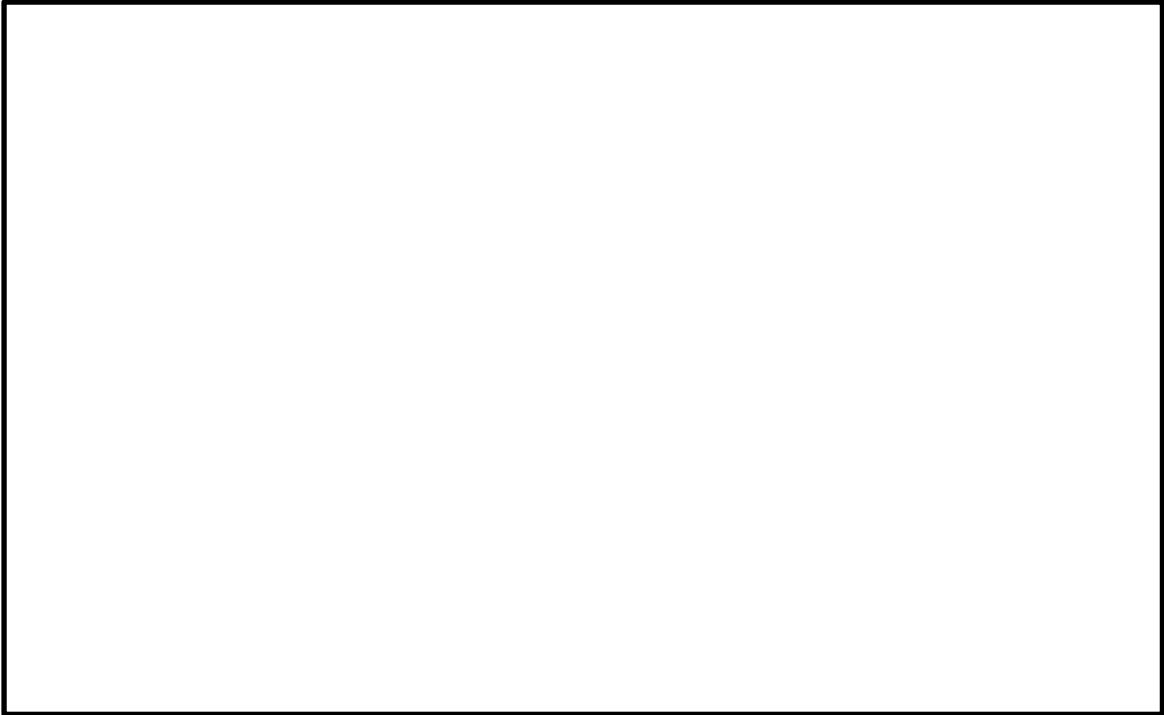


図6 PAR温度及び入口水素濃度の時間変化

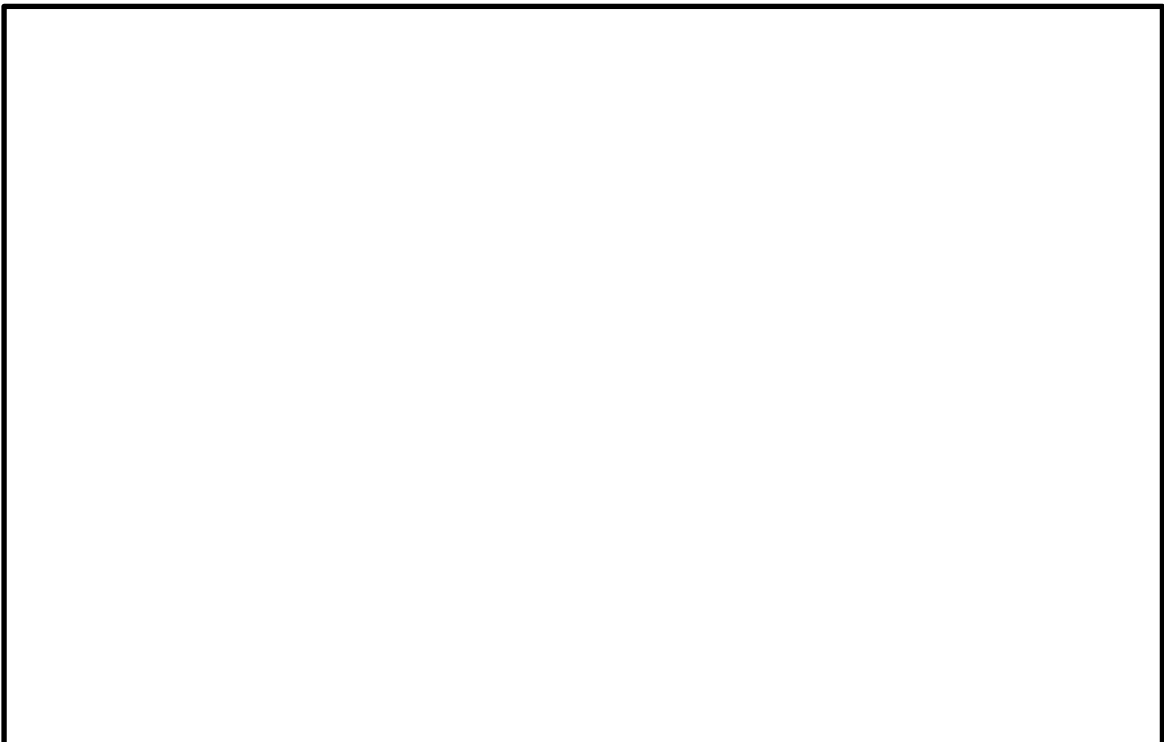


図7 PAR温度及び入口水素濃度の関係

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

P A R 製作誤差による処理能力への影響

P A R は水素ガスと酸素ガスが触媒効果により再結合して水素処理する装置であるため、水素処理性能は、内部を通過する水素量（流量）と触媒自体の性能及びガス流れと触媒の接触面積によって決まってくる。P A R の水素処理性能は、開発段階から様々な試験によって確認されており、現在の P A R の製造メーカーでは開発時から以下に示す製造上の確認項目を原則として変更していない。したがって、表 1 に示す仕様や製造方法が共通である開発段階からの様々な試験結果が利用可能であり、様々な試験結果を踏まえて決定された性能評価式に基づく水素処理性能は確保できると考える。

表 1 P A R 製造上の確認項目

性能因子	確認項目	確認方法
触媒性能	触媒製造時の品質管理 触媒の劣化	<ul style="list-style-type: none"> ・封入される触媒の粒径，触媒表面積の確認，材料成分の確認 ・検査装置による水素処理機能検査
触媒の接触面積	触媒カートリッジの寸法， 配置	<ul style="list-style-type: none"> ・カートリッジ寸法，配置が設計どおりであることを確認
	触媒に接触する実効的な 流路長さ	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上，触媒粒がカートリッジ満杯であることを確認 ・封入される触媒重量の確認
内部を通過するガス流量	ハウジング形状	<ul style="list-style-type: none"> ・ハウジング形状が設計どおりであることを確認

※：P A R の開発時から，触媒カートリッジの間隔は変更していない。

表 1 で示すカートリッジ寸法，配置及びハウジング形状については，設計図で指定された製作誤差範囲であることを確認することにより担保する。触媒単体及び触媒に接触する実効的な流路長さについては以下の品質管理を行うことで性能を担保する。

表 2 P A R 製造上の管理値

	対象	項目	管理値
1	触媒単体	触媒直径	
		触媒表面積	
		材料確認	
2	触媒カートリッジ	外観	
		総触媒重量（1枚）	
		触媒の反応性	

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

よって、上記に示す品質管理を行うことで、製造誤差を考慮しても、PAR設計仕様の性能に影響を与えないことを確認する。

触媒については、製造メーカーが表2で示す品質管理を行い、これを事業者が記録確認することにより性能を担保している。品質管理については、設計上必要な触媒量が適切に充填されていることを触媒単体の直径、表面積、材料成分で確認するとともに、触媒カートリッジ1枚の総触媒重量を確認することで管理を行う。

また、触媒量が適切に充填されていることが確認できても、その触媒の製作環境、保管環境により、触媒の酸化（パラジウムの酸化）による機能低下、触媒被毒による機能低下等で触媒の活性が損なわれる可能性があるため、触媒活性を確認するために触媒カートリッジを抜き取りで、触媒製造1ロット分につき1枚を、専用試験装置にかけて水素ガスと酸素ガスの再結合反応をさせたときの温度上昇を確認し、触媒活性を確認する品質管理を行う。専用試験装置は添付4の図1及び図2で示すとおりであり、触媒カートリッジに水素ガス（3.0vol%）を流し、実際に再結合反応をさせたときの温度が「20分で10℃上昇すること」又は「30分で20℃上昇すること」を判定基準として触媒活性の有無を確認できる試験であり、仮に触媒活性が著しく低下している場合は $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ の発熱反応が生じない、あるいは発熱反応が低下するため判定基準を満足できない結果となる。よって、本試験を工場製作の最終段階で実施することにより、触媒活性の健全性を確認することができる。

そして、工場出荷後に事業者として触媒活性の健全性を確認するために、PAR使用開始前に触媒活性の確認を、添付4の図1、図2に示す専用試験装置にて抜き取りで実施する。触媒カートリッジを検査装置内にセット後、水素ガス（1.3vol%）を含む試験ガスを供給し、再結合反応による温度上昇率（NIS社による推奨判定値：10℃/20分もしくは20℃/30分）を計測することで、性能低下の有無を確認する。なお、工場における性能試験については国外で実施されるため水素濃度3.0vol%にて試験を行うが、PAR使用開始前の触媒活性確認は国内で行うため、国内の一般的な水素ボンベ（水素濃度1.3vol%）を用いて試験を行う。国外の工場試験よりも水素濃度が低い条件であり、水素処理能力が低い（触媒温度上昇が低い）状態で試験を行うことになるが、判定基準は保守的に水素濃度3.0vol%時と同じ判定値を用い性能管理を行う。

また、使用開始後について、PARを設置する原子炉建物原子炉棟4階内の雰囲気は空気であり、触媒を化学変化させるような強い酸化剤や酸、塩のようなその他の化学的薬剤もなく、温度は室温であり、PARに機械的荷重をかけること

もないので、雰囲気環境は触媒にとって良好であり、雰囲気環境による触媒活性の低下は無いものと考えている。しかしながら、事業者として触媒活性の低下がないことを確認するために、定期的に添付4の図1，図2に示す専用試験装置により抜き取りで触媒活性の健全性を確認する運用とする。測定方法はPAR使用開始前の試験と同様に、触媒カートリッジを検査装置内にセット後、水素ガス（1.3vol%）を含む試験ガスを供給し、再結合反応による温度上昇率（NIS社による推奨判定値：10℃/20分もしくは20℃/30分）を計測することで、性能低下の有無を確認する。

※触媒性能確認時の抜き取り枚数に対する考え方について

触媒カートリッジは、触媒粒の製造とカートリッジへの充填という工程にて製造されており、工場における触媒性能試験は、触媒粒1ロット分につき1枚のカートリッジを抜き取り性能確認することで品質確認可能である。根拠は以下に示すとおりである。触媒粒は

工程で製造され、触媒粒が均一的に製造されることを触媒製造メーカーで保証していることから、触媒製造メーカーによる検査、証明書で品質確認された触媒粒は、同じロットで製造されたものについて大きな性能のバラつきがないと考えられる。そして、触媒カートリッジを製造する際は、同じロットで製造された触媒粒のみを用いてカートリッジに充填していくことから、同一ロットの触媒で製造された触媒カートリッジ性能は同様であると考えられる。そのため、触媒性能試験は製造時の触媒1ロット分毎につき1枚の触媒カートリッジを抜き取り確認することで十分である。

なお、PAR使用開始前の試験及び使用開始後の試験の抜き取り数については、検査要領を定める際に適切に設定する。

P A R の検査・点検について

設置段階及び供用開始以降，以下に示す項目を確認することにより P A R 性能の維持管理を行うことが可能である。

1. P A R の性能確保に必要な確認項目

P A R の水素処理性能は，内部を通過するガス流量と触媒自体の性能，及びガス流れと触媒の接触面積によって決まってくるため，これらに影響を与える各パラメータについて，検査・点検時に確認することで P A R 性能を維持管理できると考える。表 1 に P A R の性能確保に必要な確認項目と確認方法を示す。

表 1 P A R の性能確保に必要な確認項目

性能因子	確認項目	確認方法
触媒性能	触媒製造時の品質管理 触媒の劣化	<ul style="list-style-type: none"> 封入される触媒の粒径，触媒表面積の確認，材料成分の確認 検査装置による水素処理機能検査
触媒の 接触面積	触媒カートリッジの寸法， 配置	<ul style="list-style-type: none"> カートリッジ寸法，配置が設計どおりであることを確認
	触媒に接触する実効的な 流路長さ	<ul style="list-style-type: none"> 外観上，触媒粒がカートリッジ満杯であることを確認 封入される触媒重量の確認
内部を通過する ガス流量	ハウジング形状	<ul style="list-style-type: none"> ハウジング形状が設計どおりであることを確認

2. 水素処理機能検査

水素処理機能検査用の検査装置の外観を図 1，系統概略図を図 2 に示す。触媒カートリッジを検査装置内にセット後，水素ガスを含む試験ガスを流量 1,500ℓ/h で供給し，再結合反応による温度上昇率（N I S 社による推奨判定値：10℃/20 分もしくは 20℃/30 分）を計測することで，性能低下の有無を確認する。この判定値は，P A R 製造メーカーの既往の試験，経験を踏まえて，触媒に要求される活性を有すると判断できる基準として設定したものである。このように触媒活性を有することを確認し，併せてハウジング形状が設計どおりであることを確認することで，設計で定める水素処理容量が確保できることが確認可能である。

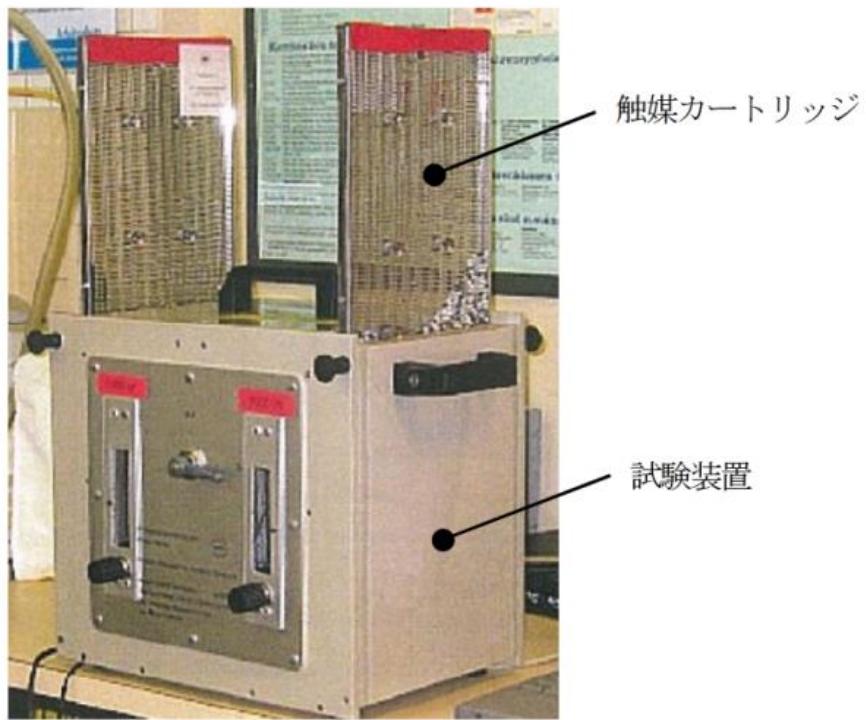


図1 検査装置外観

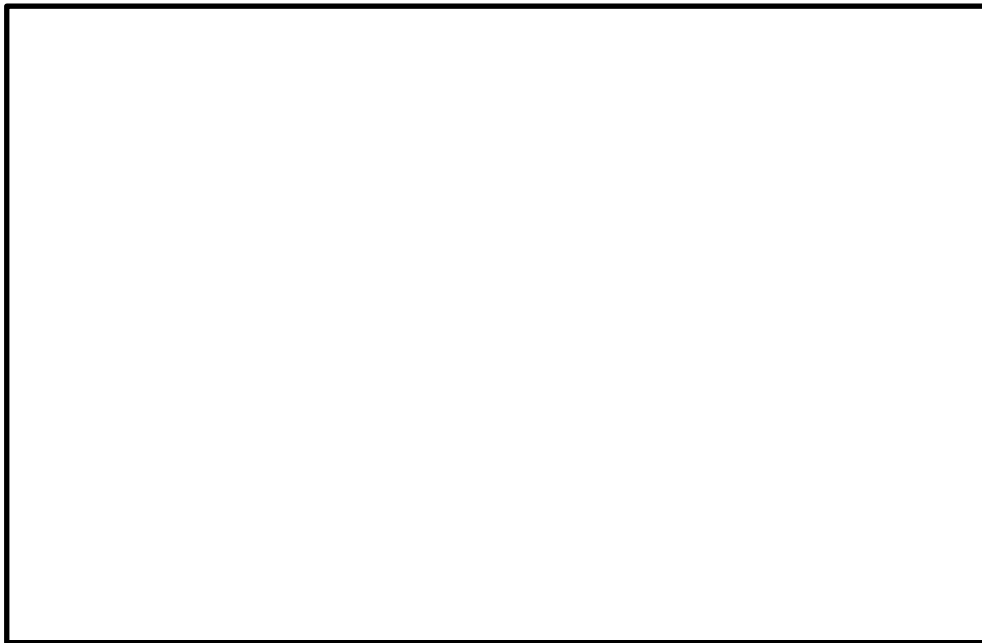


図2 検査装置系統概略図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

水素処理容量に関する説明について

主要仕様である水素処理容量約 0.50kg/h/個（水素濃度 4 vol%，温度 100℃，大気圧）は，PAR 設置環境が大気圧で温度 100℃の条件において，PAR 入口水素濃度が 4 vol%の際に，PAR により水素処理できる能力を示している。よって，その条件における PAR 入口水素濃度と出口水素濃度の差から，PAR 1 個あたり約 0.50kg/h で水素処理できる能力があることを示している。

この値は，NIS 社製 PAR の性能評価式（式 1）に水素濃度 4 vol%，大気圧，温度 100℃及びスケールファクタ 22/88 を入力した際に得られる水素処理容量である。PAR の性能評価式で示すとおり，水素処理容量は水素濃度，圧力，温度により変動するため，主要仕様として記載する容量は，表 1 に示す理由で設定した環境条件における水素処理容量を定格値として定めている。

$$DR = A \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right)^{1.307} \cdot \frac{P}{T} \cdot 3,600 \cdot SF \quad \dots \dots \dots (式 1)$$

- DR : 再結合効率 (kg/h/個)
- A : 定数
- C_{H_2} : PAR 入口水素濃度 (vol%)
- P : 圧力 (10⁵Pa)
- T : 温度 (K)
- SF : スケールファクタ

表 1 容量算出の条件設定理由

項目	設定値	設定理由
水素濃度 C_{H_2}	4 vol%	水素の可燃限界濃度 4 vol% 未満に低減するため 4 vol% とする
圧力 P	大気圧 (101, 325Pa)	重大事故時の原子炉建物原子炉棟の圧力は，原子炉格納容器からのガスの漏えいにより大気圧より僅かに高くなると考えられるが，保守的に大気圧 (101, 325Pa) とする。
温度 T	100℃ (373. 15K)	重大事故時の原子炉建物原子炉棟環境を踏まえ，保守的に 100℃ (373. 15K) とする。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

なお、式1で示すPARの性能評価式は、E P R I (Electric Power Research Institute) とE D F (Electricite de France) により、Cadrache 研究所のK A L I /H2 施設で行われたK A L I 試験で妥当性が確認されているものである。K A L I 試験の試験装置概要を図1に示しているが、PAR入口水素濃度とPAR出口水素濃度を測定しており、その水素濃度差から水素処理容量 (kg/h/個) を試験データとして得ている。これら試験データをもとに、式1で示すPARの性能評価式の妥当性が確認されている。

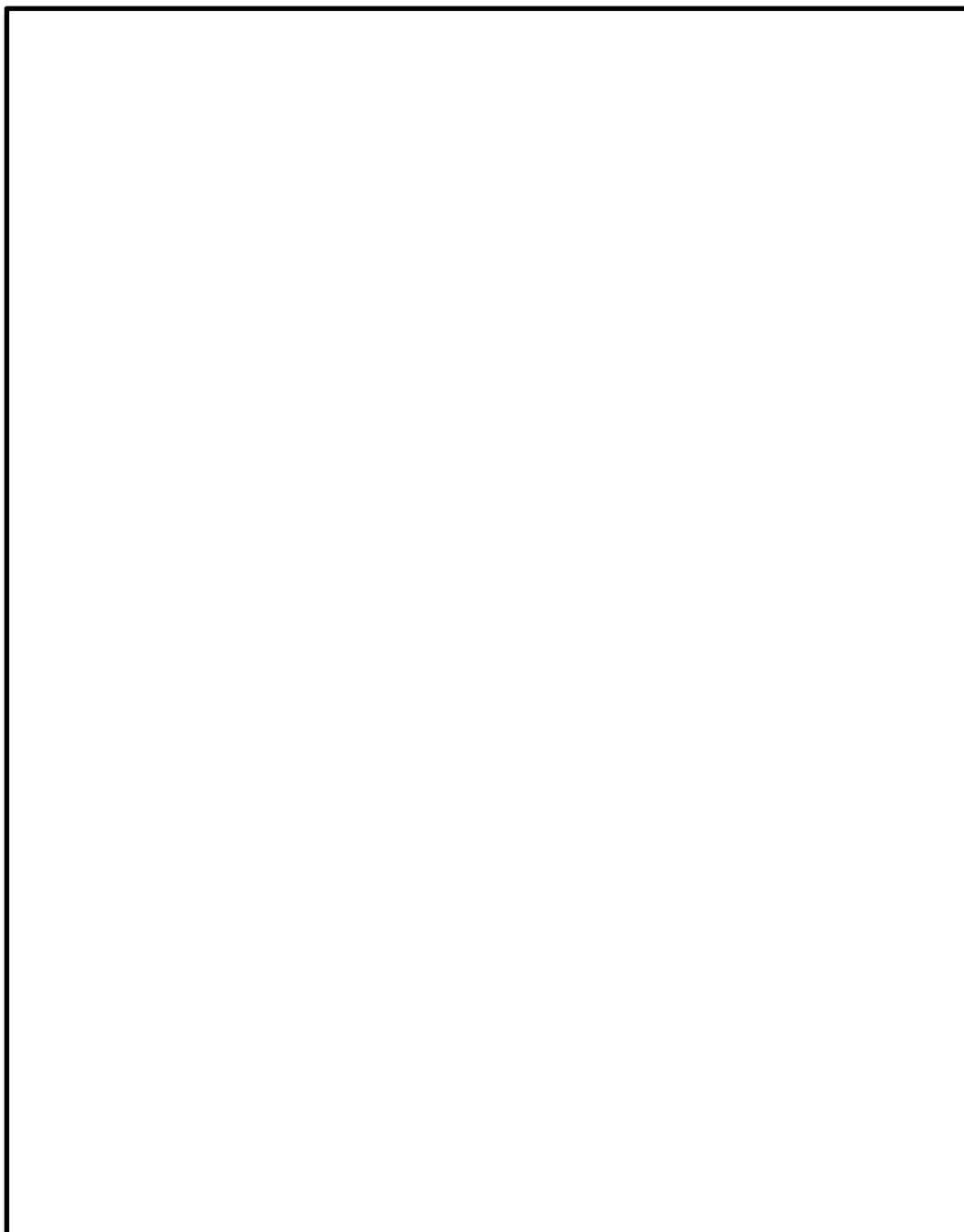


図1 K A L I 試験の計測位置

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

P A R 周辺機器に対する悪影響防止について

P A R は水素処理が始まると触媒温度が上昇するため、P A R の温度上昇が周辺機器に影響を与えないための P A R 設置方針を検討した。P A R の温度上昇が周辺機器に影響を与える評価項目としては「① P A R ハウジングからの熱輻射による熱影響評価」と「② P A R 排気ガスによる熱影響評価」があり、それらの検討結果を以下に示す。

① P A R ハウジングからの熱輻射による熱影響評価

P A R ハウジングが最高使用温度である 300°C の状況で、ハウジングからの熱輻射による温度と距離の関係を評価した結果を図 1 に示す。

温度は、原子炉建物原子炉棟 4 階の対流熱伝達率により結果が異なる。対流熱伝達率 h は、ユルゲスの式より気流速度 $v \leq 5 \text{ m/s}$ の場合には $h=5.6+4.0v$ で示される。原子炉建物原子炉棟 4 階の気流速度は、P A R が起動する P A R 設計条件（漏えい率：10%/日）のケースにおける最大流速（約 0.35 m/s ）を踏まえて、 $v=0 \sim 1.5 \text{ m/s}$ と仮定しユルゲスの式に代入すると、 $h=5.6 \sim 11.6 \text{ W/m}^2\text{K}$ となる。したがって対流熱伝達率は $5.6 \text{ W/m}^2\text{K}$ 及び $11.6 \text{ W/m}^2\text{K}$ の 2 ケースで評価を行った。

評価の結果から、いずれの対流熱伝達率においても P A R より 1 m 離すことで熱影響は 100°C 以下となる。

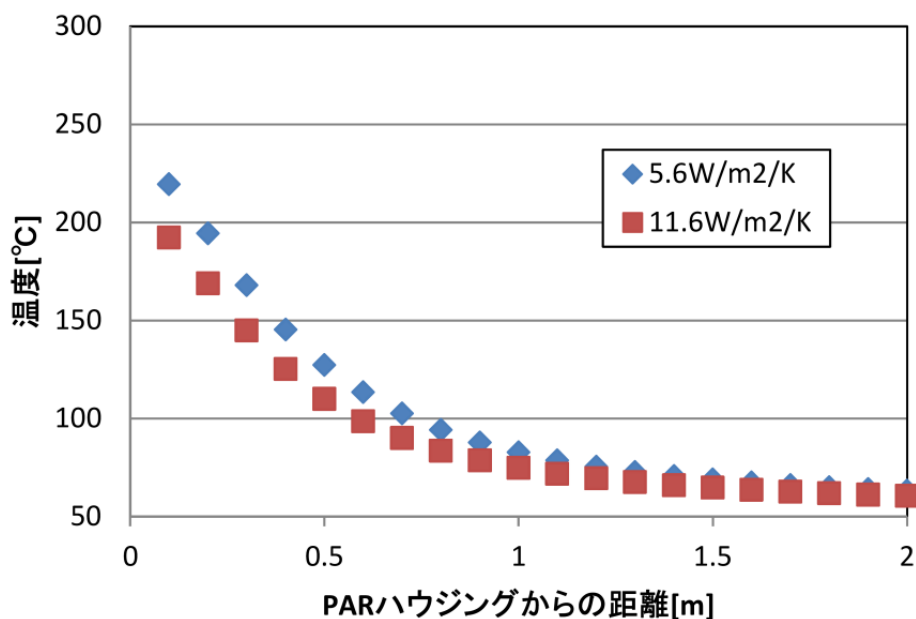


図 1 P A R 輻射熱による温度影響と距離の関係について

② P A R排気ガスによる熱影響評価

P A Rの上方の排気口からは水素処理を行った高温の出口ガスが排気されるが、P A Rハウジング上部にはフードが設置されており、出口ガスの流れ方向を変えていることから、P A R上方に位置する構築物に直接排気の影響を与えることはないため、排気口から数メートル離れば排気による熱影響は十分に小さくなると考えられる。

上記①、②の結果から、P A R配置検討にあたっては以下を考慮することとしている。

< P A R周辺機器への熱影響防止の方針 >

- ・ P A R周辺（排気口方面を除く）に、熱影響により安全機能を損なう設備がないことを熱影響評価結果を踏まえて確認する。
- ・ P A R排気口方面には、高温ガスが流れることから、付近に安全機能を損なう設備がないことを確認する。

以上の方針から、原子炉建物原子炉棟4階に設置する重大事故等対処設備についてはP A Rによる熱的な悪影響がないことを確認する方針としている。水素濃度監視設備については、原子炉建物原子炉棟4階の上部壁面に設置しており、P A R設置位置から10m以上離れているため、P A Rの温度上昇による水素濃度監視機能への影響はない。

2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析

P A Rの効果について、水素濃度解析を実施し、P A R設計条件における原子炉建物原子炉棟の水素濃度が可燃限界未満となることを確認する。

また、有効性評価結果を踏まえた条件における原子炉建物原子炉棟の水素濃度の挙動についても併せて確認する。

(1) 解析コード

汎用熱流動解析コードG O T H I C (Ver. 8.1) を使用する。

(2) 想定漏えい箇所

各解析における想定漏えい箇所を表 2.2.2-1 及び図 2.2.2-1 に示す。P A Rの設計条件では格納容器バウンダリ構成部ハッチ類シール部 6 箇所のうち口径及び許容開口量に対する裕度から漏えいポテンシャルが最も大きいと考えられるドライウェル主フランジから全量漏えいすることを想定する。有効性評価結果を踏まえた条件では当該 6 箇所から分散して水素が漏えいすることを想定する。

漏えい箇所の選定の考え方については参考 1 に示す。

表 2.2.2-1 想定漏えい箇所

フロア	想定漏えい箇所	設計条件	有効性評価結果を踏まえた条件
原子炉建物 原子炉棟 4 階	ドライウェル主フランジ (1 箇所)	○	○
原子炉建物 原子炉棟 2 階	逃がし安全弁搬出ハッチ (1 箇所)		○
原子炉建物 原子炉棟 1 階	機器搬入口 (2 箇所)		○
	所員用エアロック (1 箇所)		○
	制御棒駆動機構搬出ハッチ (1 箇所)		○
原子炉建物 原子炉棟 地下階	サプレッション・チェンバ アクセスハッチ (2 箇所)		○

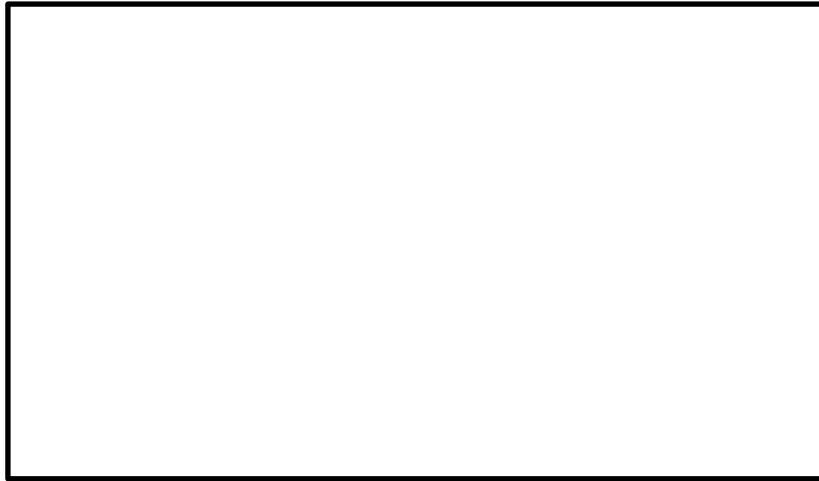


図 2.2.2-1 想定漏えい箇所

(3) 解析モデル

解析モデルを図 2.2.2-2 に示す。各フロア（地下階～4階）をそれぞれ1ボリュームとし、1階～4階については大物搬入口の領域を介して、地下階及び1階についてはトールラス室上部ハッチの領域を介して連結している。

P A Rを設置している原子炉建物原子炉棟4階においては、90個のサブボリュームに分割し、設置位置に該当する各サブボリュームにP A Rを模擬したモデルを設定している。（図 2.2.2-3, 2.2.2-4）

大物搬入口及びトールラス室上部ハッチの領域については、各フロアと同様に1ボリュームとしており、各フロア間の自然対流を模擬するためいくつかのサブボリュームに分割している。

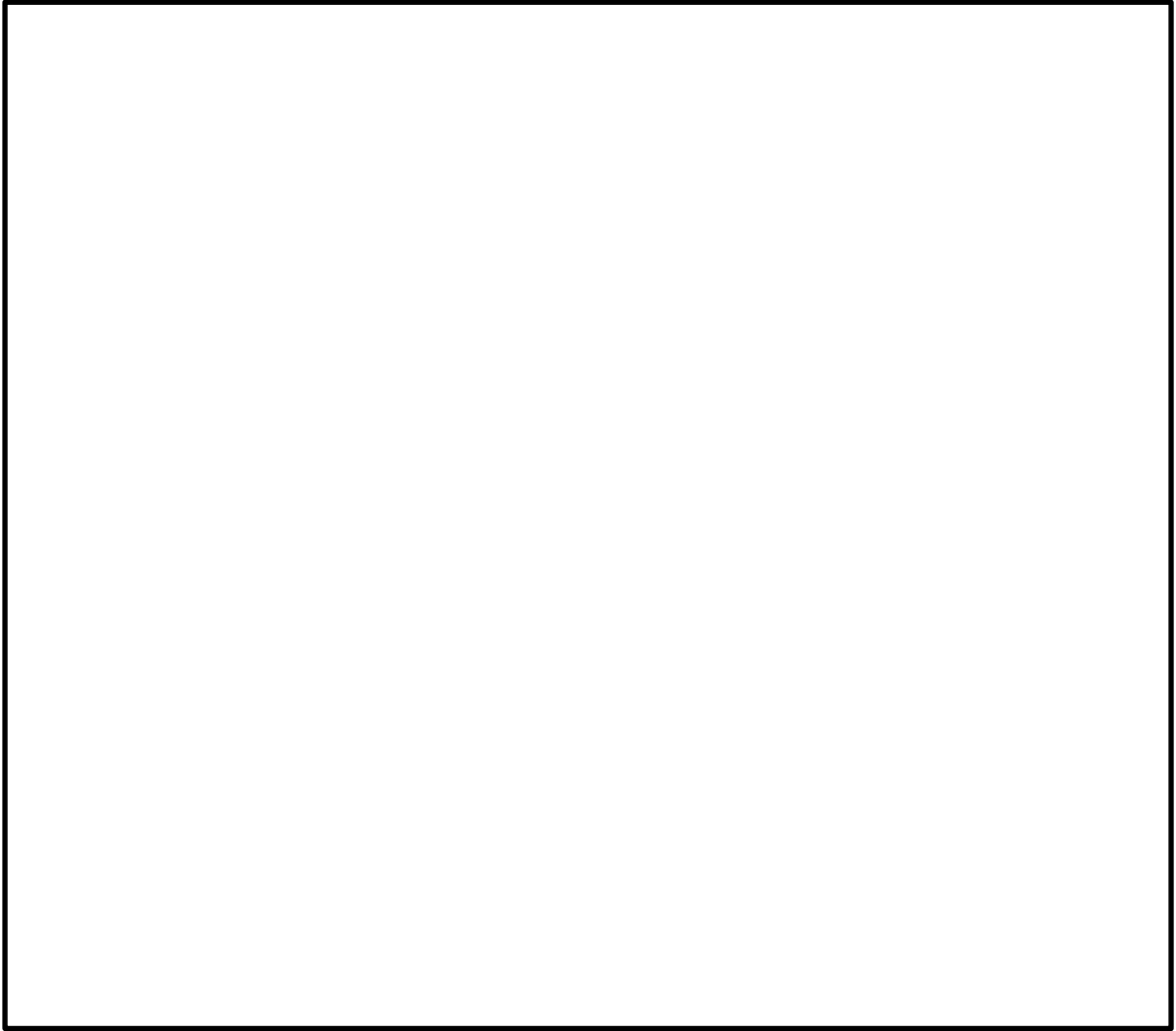


図 2.2.2-2 解析モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

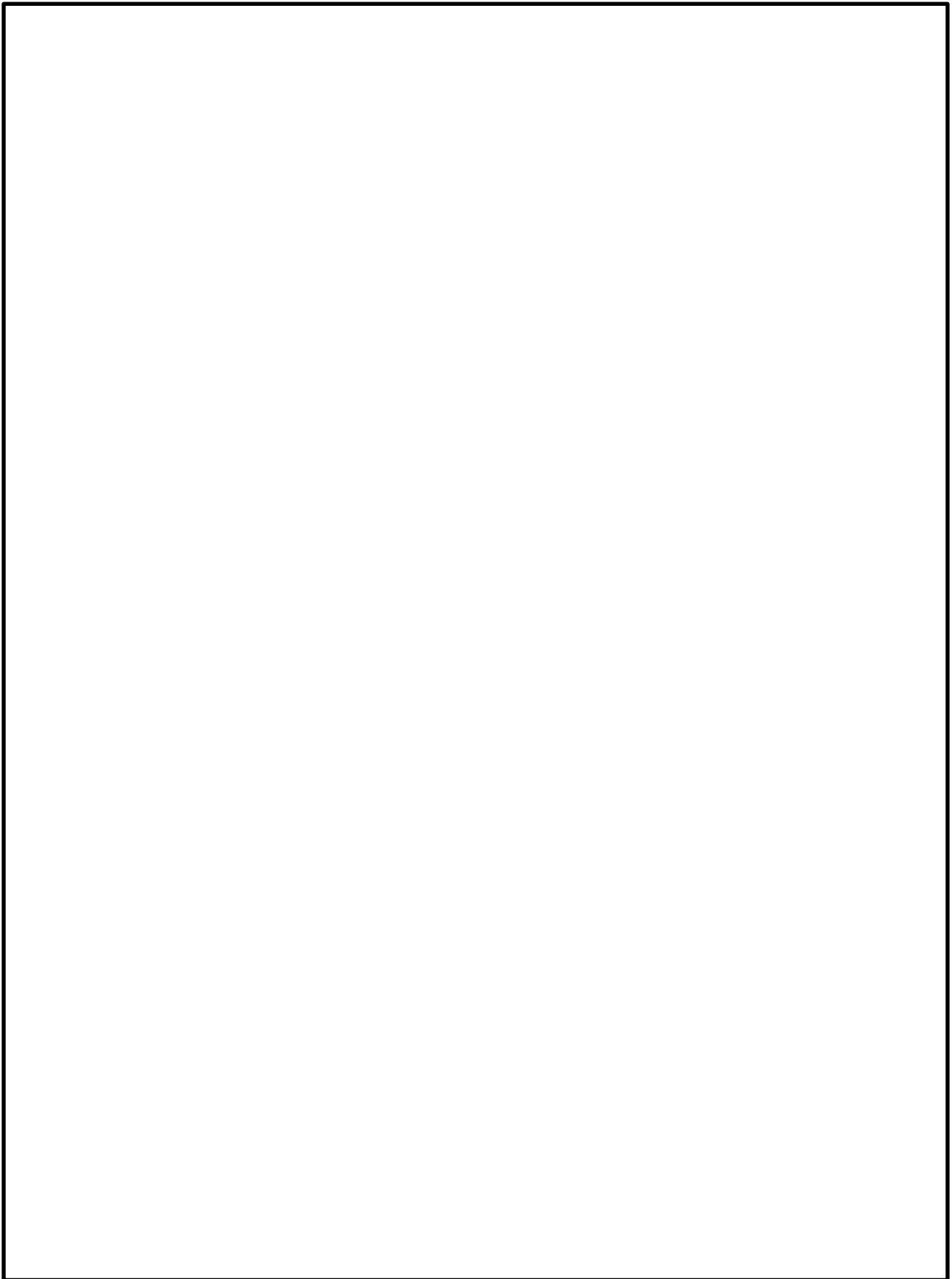


図 2.2.2-3 解析モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

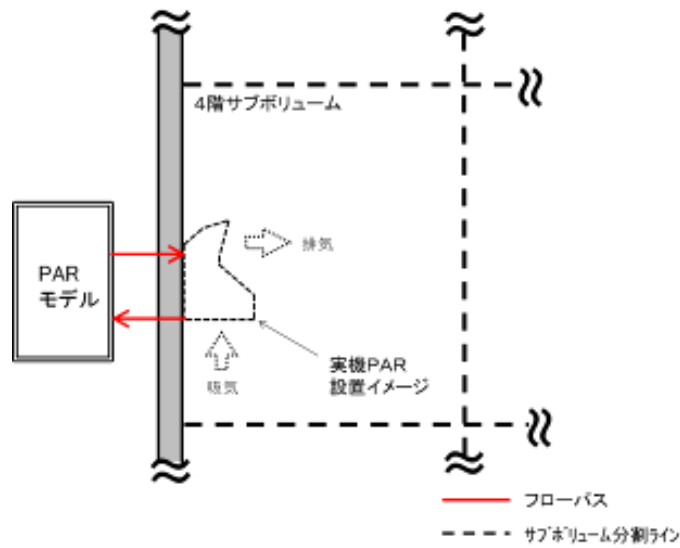


図 2.2.2-4 各サブボリュームとPARモデルの関係

(4) 水素漏えい量の分配条件

表 2.2.2-2 にフロアにおける漏えい量の分配比率を示す。

設計条件では、格納容器漏えい率 10%/日でドライウエル主フランジから全量漏えいするとしているため、全量原子炉建物原子炉棟 4 階に流入する。

有効性評価結果を踏まえた条件では、格納容器からの漏えい量を各想定漏えい箇所の周長比に応じて按分し、そのフロアで合計した値をそのフロアの流入量とする。

表 2.2.2-2 各フロアの漏えい量の比率

フロア	想定漏えい箇所	個数	口径 [mm]	周長 [mm]	漏えい量の分配比率	
					設計条件	有効性評価結果を踏まえた条件
原子炉建物 原子炉棟 4 階	ドライウエル 主フランジ	1			1	
原子炉建物 原子炉棟 2 階	逃がし安全弁 搬出ハッチ	1			0	
原子炉建物 原子炉棟 1 階	機器搬入口	2			0	
	所員用エアロック 制御棒駆動機構 搬出ハッチ	1				
原子炉建物 原子炉棟 地下階	サプレッション・ チェンバ アクセスハッチ	2			0	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(5) 格納容器漏えい条件

格納容器から原子炉建物原子炉棟への漏えい条件として、「①設計条件（ベント無し）」、「②設計条件（ベント有り）」、「③有効性評価結果を踏まえた条件（過圧・過温，残留熱代替除去系を使用しない場合）」（以下，ベントケースとする。），「④有効性評価結果を踏まえた条件（過圧・過温，残留熱代替除去系を使用する場合）」（以下，RHARケースとする。）のいずれかを用いる。

① 設計条件（ベント無し）

格納容器からの漏えい条件を表 2.2.2-3，表 2.2.2-4 に示す。格納容器ベントは想定せず，また，保守的に漏えい率は 10%/日で一定とする。

表 2.2.2-3 格納容器漏えい条件（設計条件，ベント無し）

圧力 (kPa [gage])	853 (2.0Pd)
温度 (°C)	200
漏えい率 (%/日)	10

表 2.2.2-4 ガス組成（設計条件，ベント無し）

水素濃度 (vol%)	17 ※ ¹	図番号 図 2.2.2-5
窒素濃度 (vol%)	16 ※ ¹	
水蒸気濃度 (vol%)	67 ※ ¹	

※ 1：初期条件を示す。

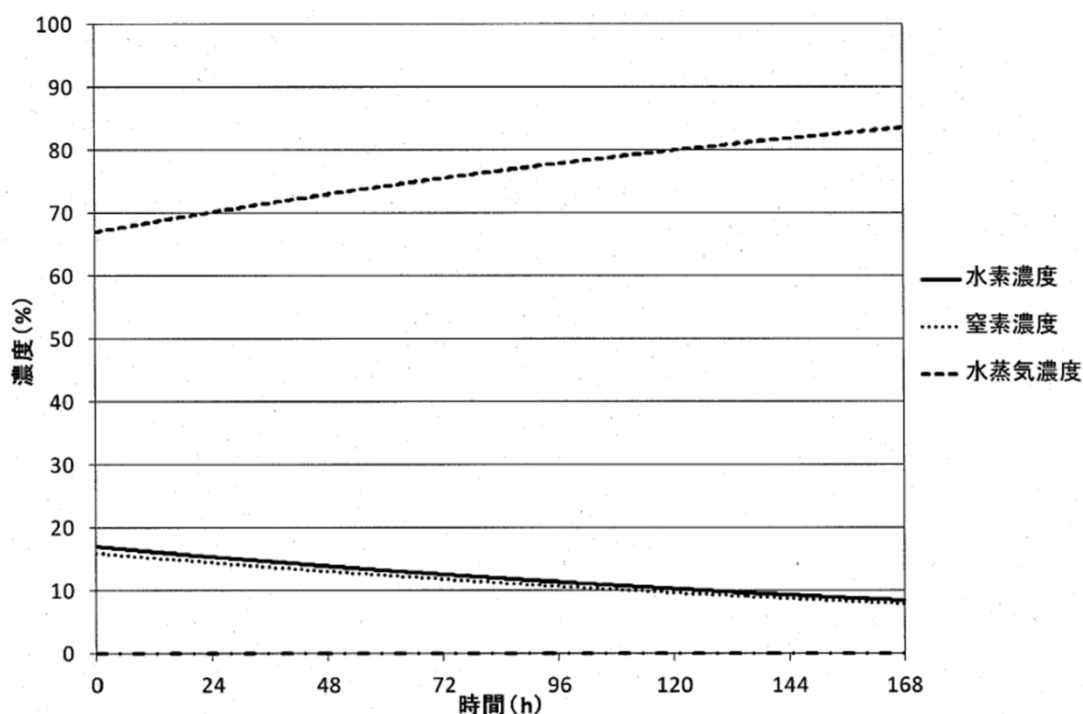


図 2.2.2-5 漏えいガス組成の時間変化（設計条件，ベント無し）

② 設計条件 (ベント有り)

格納容器からの漏えい条件を表 2.2.2-5, 表 2.2.2-6 に示す。本ケースでは、「①設計条件 (ベント無し)」と同じ条件で格納容器ベントの実施を想定する。具体的には、格納容器ベント実施タイミングを、原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度が 2.5% に到達した時刻から、格納容器ベントの想定操作時間である 3 時間が経過した時点とする。また、格納容器ベント実施後の条件については、「③ベントケース」に記載しているベント実施後の条件を設定する。

表 2.2.2-5 格納容器漏えい条件 (設計条件, ベント有り)

事故後経過時間 (hr)	0~38	38~168
圧力 (kPa [gage])	853 (2.0Pd)	85.3 (0.2Pd)
温度 (°C)	200	171
漏えい率 (%/日)	10.0	0.5

表 2.2.2-6 ガス組成 (設計条件, ベント有り)

事故後経過時間 (hr)	0~38	38~168	図番号
水素濃度 (vol%)	17 ※1	0	図 2.2.2-6
窒素濃度 (vol%)	16 ※1	0	
水蒸気濃度 (vol%)	67 ※1	100	

※1 : 初期条件を示す。

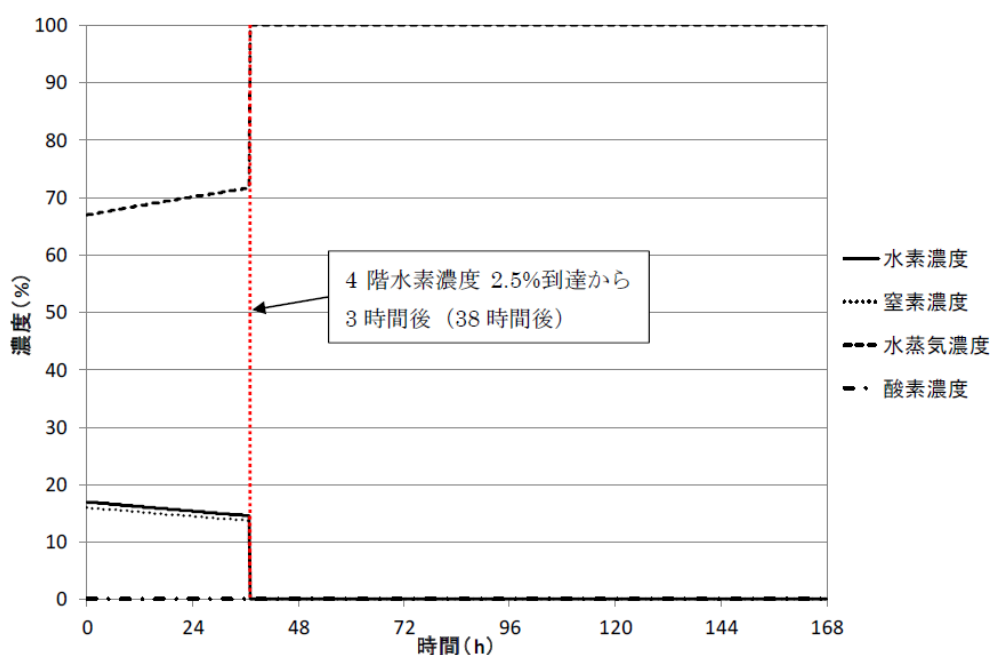


図 2.2.2-6 漏えいガス組成の時間変化 (設計条件, ベント有り)

③ ベントケース

格納容器からの漏えい条件を表 2.2.2-7 から表 2.2.2-9 に示す。漏えいするガスの圧力、温度、ガス組成（水蒸気分率、水素分率、窒素分率）は、格納容器破壊防止対策の有効性評価のMAAP解析結果である図 2.2.2-7 から図 2.2.2-10 より決定している。

圧力は、事故発生後から解析上の格納容器ベント想定時刻である 96 時間まではMAAP解析結果を包絡するよう条件を設定する。具体的には、事故発生後から 15 時間までは最高使用圧力（427kPa[gage]）、15 時間から 96 時間までは、格納容器限界圧力（853kPa[gage]）、96 時間以降は最高使用圧力×0.2（85.3kPa[gage]）を想定する。

温度は、解析上の格納容器ベント想定時刻までは、格納容器限界温度（200℃）、それ以降は格納容器最高使用温度（171℃）を想定する。

ガス組成については、事故発生後から 96 時間まではMAAP解析結果の水素ガス濃度を包絡するように条件を設定する。また、漏えい量を多く見積もる観点から、水素以外の組成を水蒸気として取り扱う。96 時間以降は、格納容器内はすべて水蒸気と仮定し、水蒸気のみ漏えいが継続するものとする。

格納容器漏えい率について、事故後 96 時間までの間は上記の圧力、温度、ガス組成を用いてAECの式より算出した値に対して保守的に切り上げた値を設定する。96 時間以降は水蒸気のみ漏えいとなるため、AECの式より算出した値とする。

表 2.2.2-7 格納容器漏えい条件（ベントケース）

事故後経過時間(hr)	0～15	15～96	96～168	図番号
圧力(kPa[gage])	427 (1.0Pd)	853 (2.0Pd)	85.3 (0.2Pd)	図 2.2.2-7
温度(℃)	200		171	図 2.2.2-8
漏えい率(%/日)	0.5	1.3	0.5	—

表 2.2.2-8 D/W 内ガス条件（ベントケース）

事故後経過時間(hr)	0～2	2～40	40～96	96～168	図番号
水素濃度(vol%)	10	4	8	0	図 2.2.2-9
窒素濃度(vol%)	0	0	0	0	
水蒸気濃度(vol%)	90	96	92	100	

表 2.2.2-9 S/C 内ガス条件（ベントケース）

事故後経過時間(hr)	0～48	48～96	96～168	図番号
水素濃度(vol%)	17	8	0	図 2.2.2-10
窒素濃度(vol%)	0	0	0	
水蒸気濃度(vol%)	83	92	100	

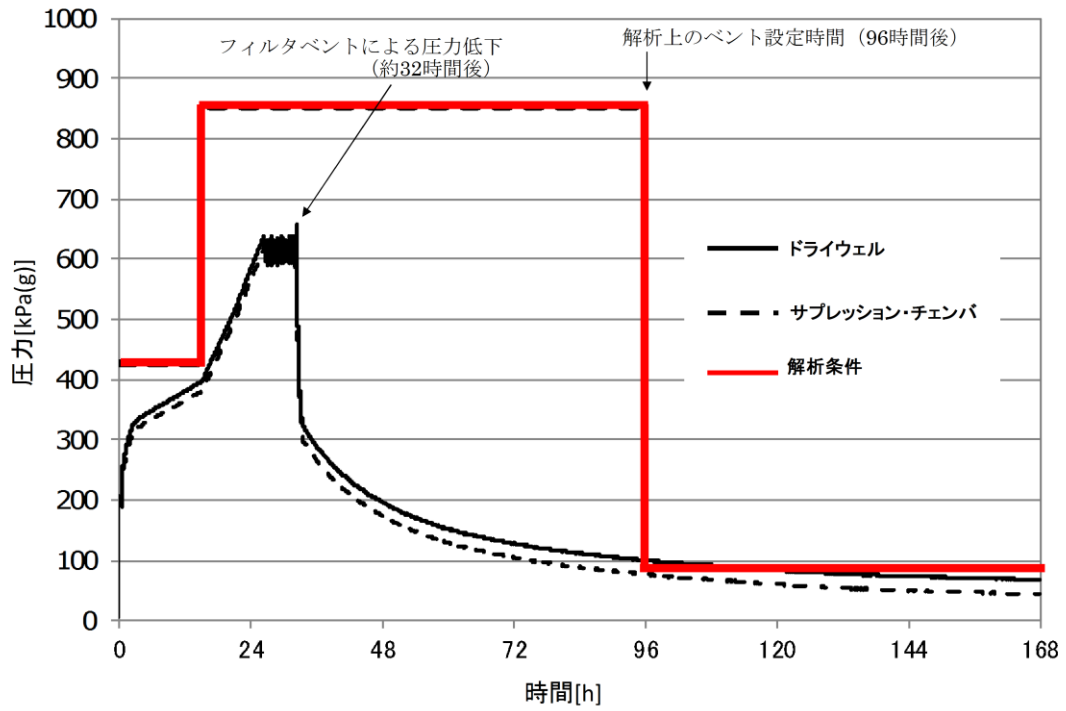


図 2.2.2-7 格納容器圧力条件 (ベントケース)

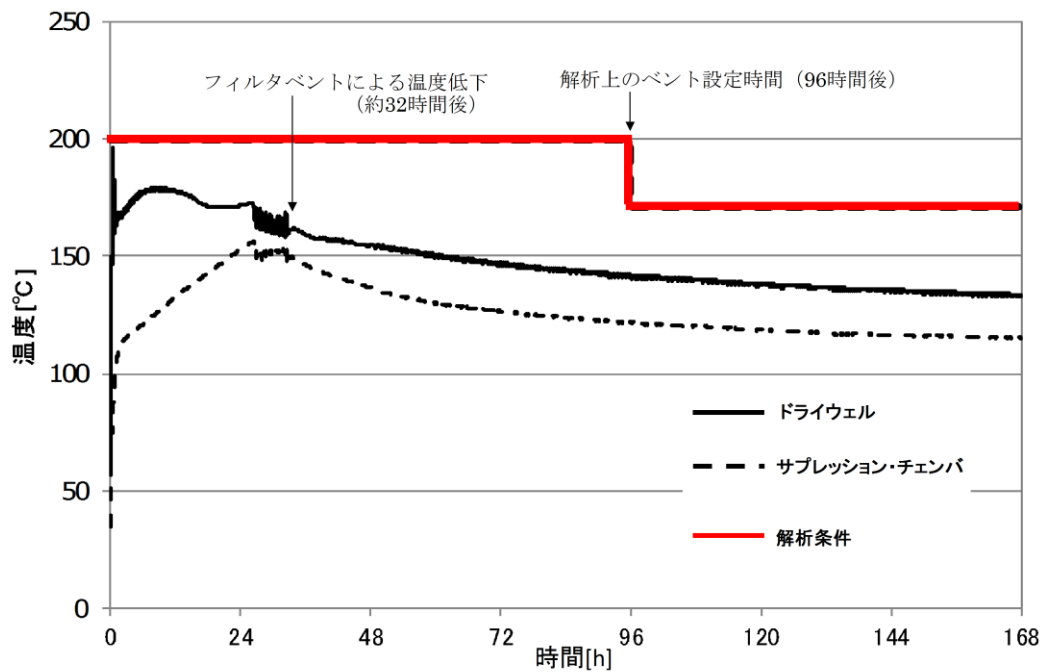


図 2.2.2-8 格納容器温度条件 (ベントケース)

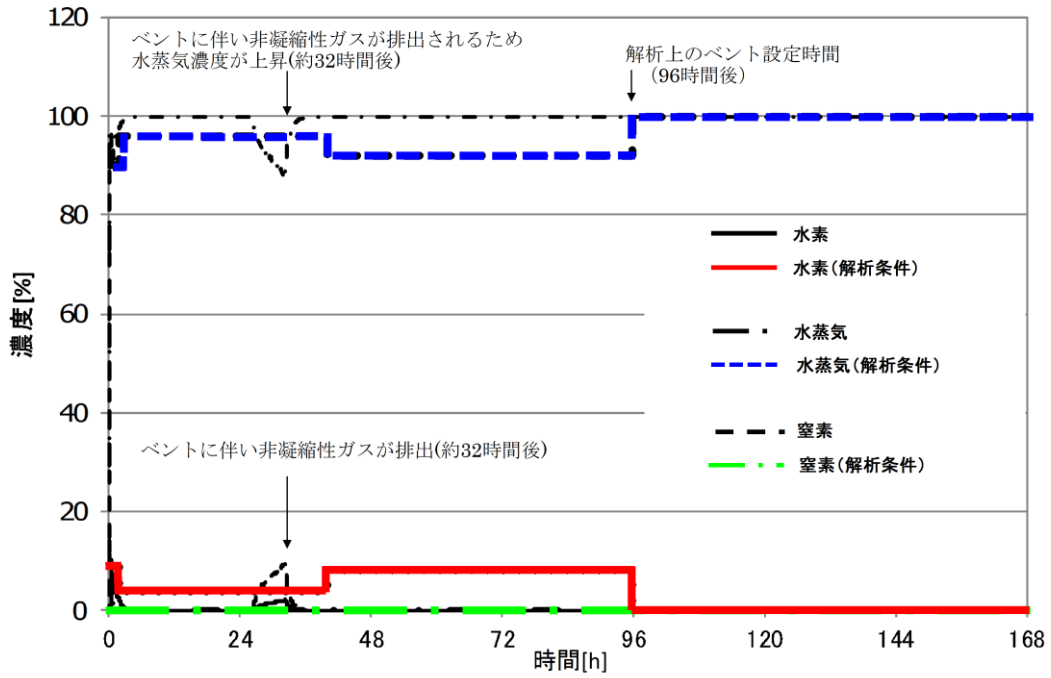


図 2. 2. 2-9 D/W 内ガス条件 (ベントケース)

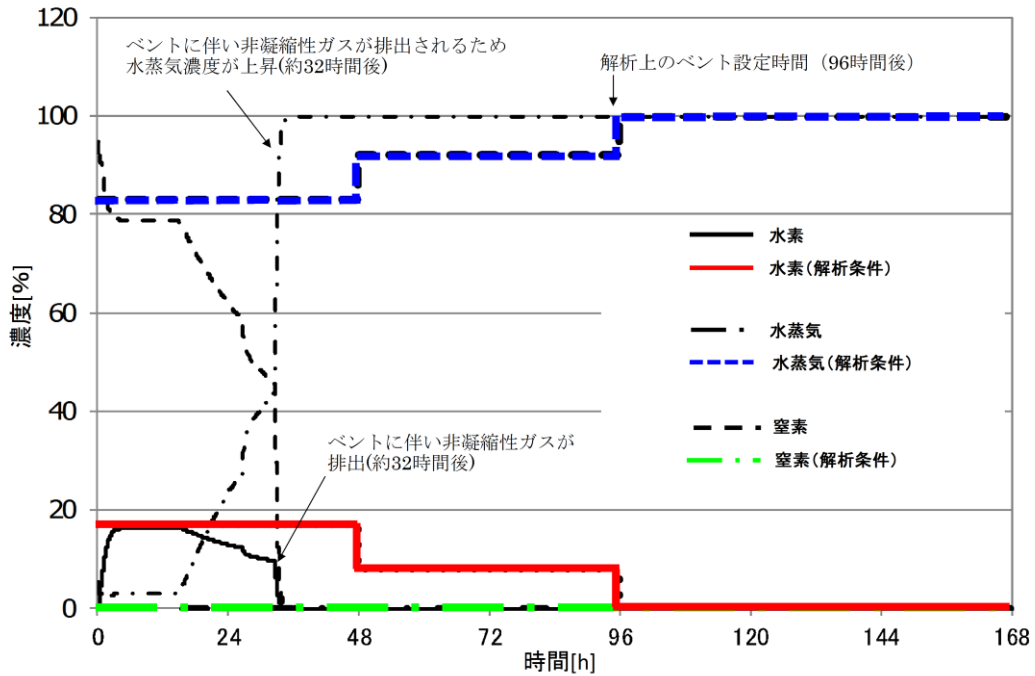


図 2. 2. 2-10 S/C 内ガス条件 (ベントケース)

④ RHAR ケース

格納容器からの漏えい条件を表 2.2.2-10 から表 2.2.2-12 に示す。漏えいするガスの圧力、温度、ガス組成（水蒸気分率、水素分率、窒素分率）は、格納容器破壊防止対策の有効性評価シナリオに対して残留熱代替除去系を使用した除熱を考慮した場合のMAAP解析結果である図 2.2.2-11 から図 2.2.2-14 より決定している。

圧力は、MAAP解析結果を包絡するよう条件を設定する。具体的には、残留熱代替除去系の格納容器スプレイによる圧力低下が想定される時刻である事故後 15 時間までは 384.3kPa[gage]、15 時間以降は 341.6kPa[gage] を想定する。

温度は、MAAP解析結果を包絡するよう条件を設定する。具体的には、事故発生後から 15 時間までは格納容器限界温度（200℃）、それ以降は残留熱代替除去系の格納容器スプレイによる温度低下を考慮し 150℃を想定する。

ガス組成については、MAAP解析結果の水素ガス濃度を包絡するように条件を設定する。また、漏えい量を多く見積もる観点から、水素以外の組成を水蒸気として取り扱う。

格納容器漏えい率については、上記の圧力、温度、ガス組成を用いてAECの式より算出した値に対して保守的に切り上げた値としている。

表 2.2.2-10 格納容器漏えい条件（RHAR ケース）

事故後経過時間(hr)	0～1	1～15	15～24	24～168	図番号
圧力(kPa[gage])	384.3 (0.9Pd)		341.6 (0.8Pd)		図 2.2.2-11
温度(℃)	200		150		図 2.2.2-12
D/W 漏えい率(%/日)	0.85	0.82	0.73		—
W/W 漏えい率(%/日)	0.87		0.78	0.76	

表 2.2.2-11 D/W 内ガス条件（RHAR ケース）

事故後経過時間(hr)	0～1	1～168	図番号
水素濃度(vol%)	15	7	図 2.2.2-13
窒素濃度(vol%)	0	0	
水蒸気濃度(vol%)	85	93	

表 2.2.2-12 S/C 内ガス条件（RHAR ケース）

事故後経過時間(hr)	0～24	24～168	図番号
水素濃度(vol%)	20	15	図 2.2.2-14
窒素濃度(vol%)	0	0	
水蒸気濃度(vol%)	80	85	

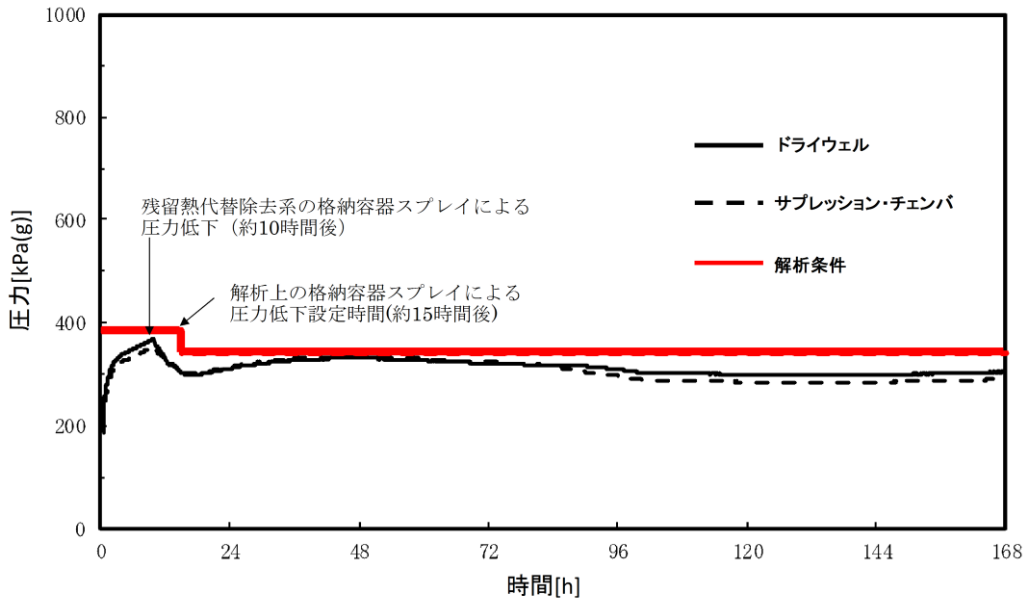


図 2.2.2-11 格納容器圧力条件 (RHAR ケース)

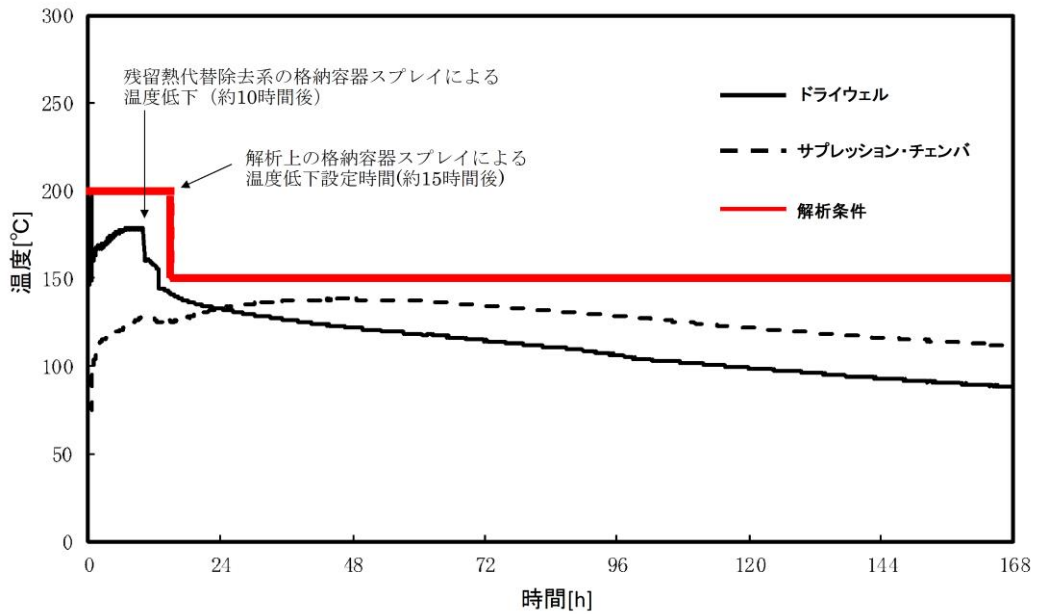


図 2.2.2-12 格納容器温度条件 (RHAR ケース)

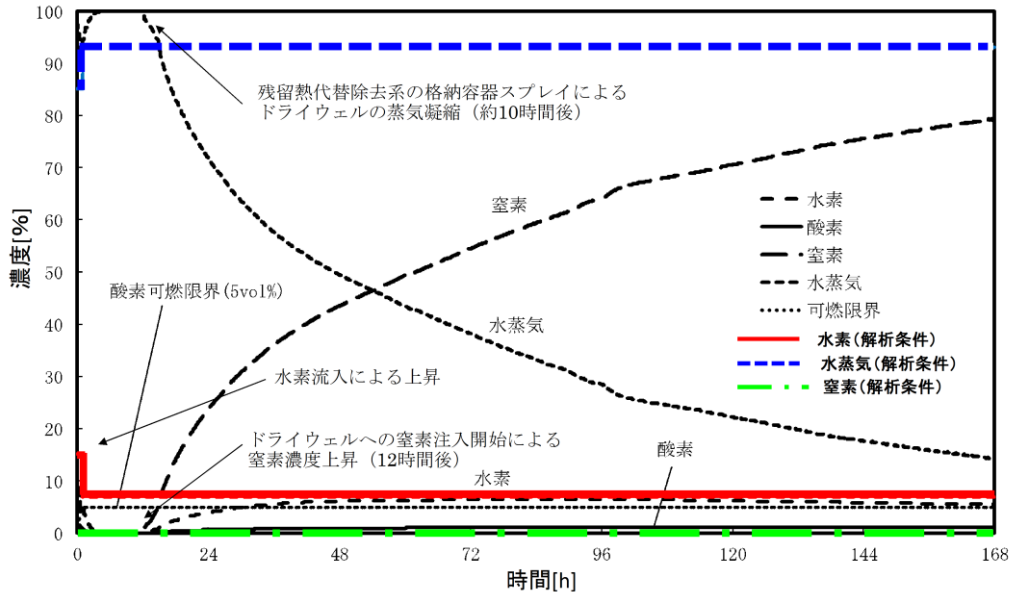


図 2.2.2-13 D/W 内ガス条件 (RHAR ケース)

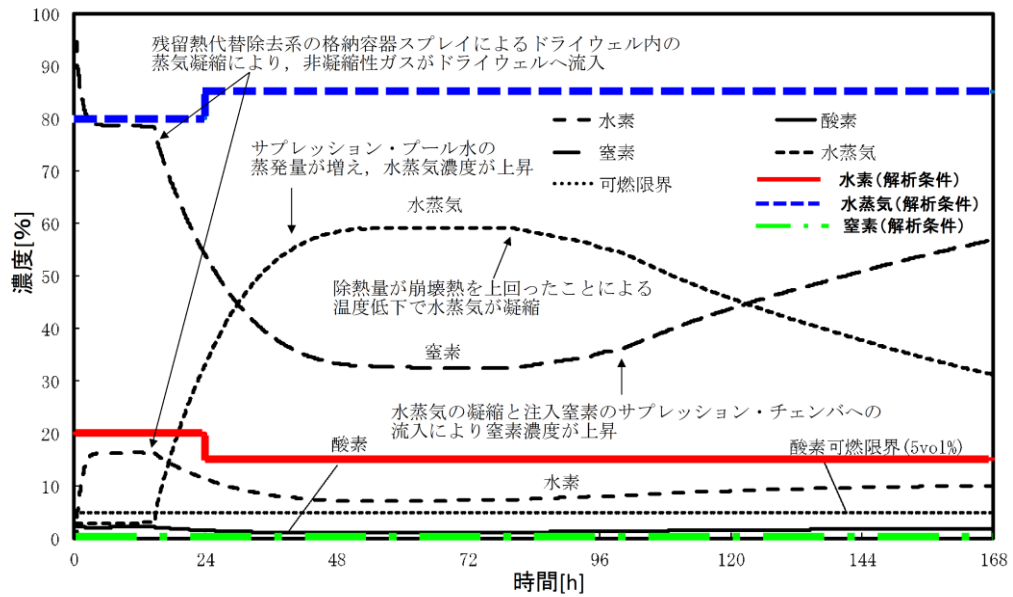


図 2.2.2-14 S/C 内ガス条件 (RHAR ケース)

(6) PAR解析条件

PARの解析条件を表 2.2.2-13 に示す。また、その他の解析条件を表 2.2.2-14 に示す。

表 2.2.2-13 PARの解析条件

No	項目	説明	入力値
1	PARの性能 (NIS製PAR-22) (1)体積流量Q	「NUCLEAR TECHNOLOGY VOL. 112」の式(1)を使用。(PAR 1個あたり) $Q = a \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100}\right)^b \cdot 3600$ Q : 体積流量 (m ³ /hr/個) a : 定数 (m ³ /s) ※PAR-22の場合: 0.67 × (22/88) = 0.1675 C _{H2} : 水素濃度 (vol%) b : 定数 (0.307)	—
	(2) PAR処理性能 ファクタ η	「NUCLEAR TECHNOLOGY VOL. 112」の式(3)に示す η の値を使用。	0.846
	(3) 反応阻止物質 ファクタ	製造上の性能のばらつき、プラント通常運転中及び事故時の劣化余裕を考慮する。	0.5 (事故初期より一定)
	(4) 低酸素ファクタ	低酸素ファクタは以下のとおりとする。ただし、1 以上の場合は全て 1、0 未満の場合は全て 0 とする。 $F_{lowO_2} = 0.7421 \left(\frac{C_{O_2}}{C_{H_2}}\right)^3 - 0.6090 \left(\frac{C_{O_2}}{C_{H_2}}\right)^2 + 0.7046 \left(\frac{C_{O_2}}{C_{H_2}}\right) - 0.026$ C _{O2} : 酸素濃度 (vol%)	—
	(5) 起動水素濃度	国内試験で起動が確認されている範囲に余裕を見た値として 1.5vol% とする。	1.5vol%
	(6) 起動酸素濃度	同上。	2.5vol%
	(7) 起動遅れ	考慮しない。	—
	(8) 再結合効率	$W_{H_2} = \eta \cdot F_{inhibit} \cdot F_{lowO_2} \cdot Q \cdot \min(N_{H_2}, 2N_{O_2}) \cdot M_{H_2}$ $= F_{inhibit} \cdot F_{lowO_2} \cdot \min(N_{H_2}, 2N_{O_2}) / N_{H_2} \cdot DR$ W _{H2} : 再結合率 (kg/hr/個) N _{H2} : 単位体積あたりの水素モル数 (mol/m ³) N _{O2} : 単位体積あたりの酸素モル数 (mol/m ³) M _{H2} : 水素分子量 (kg/mol) DR : 反応阻害物質と低酸素条件を考慮しない再結合効率 (kg/hr/個)	—
2	PAR個数	18 個 : 実際の設置個数	18 個
3	PAR設置位置	PAR 取付位置図より該当するサブボリューム内に設置する。	—

※時間遅れ（保守的な条件）を考慮した場合の反応熱による温度影響

反応開始を想定している水素濃度 1.5vol%到達以前の発熱量がある場合、この発熱量は水素の再結合が生じた結果であり、起動の時間遅れを無視して水素濃度上昇開始時に水素の処理が開始するものとすれば、水素濃度は低めに推移するものと考えられる。ただし、水素濃度時間変化は水素の漏えい量とPARの処理量がバランスする濃度に向かって漸近していくため、反応開始後の水素濃度のトレンドや最大濃度には反応開始のタイミングの影響は小さいと考えられる。PAR自体の処理量の観点からは、反応開始時のPAR内部の温度上昇は内部のガスの浮力を増加させて吸入ガス量を増加させるので、当初は処理量が増加する側に働くが、吸入ガス量の増加に伴ってPAR内部も冷却されるため、時間遅れを伴って定常状態の処理量に漸近するので、反応開始時の反応熱の水素処理への影響は小さい。

表 2.2.2-14 その他の解析条件

分類	項目	設計条件	有効性評価結果を踏まえた条件		備考
			ベントケース	RHARケース	
格納容器条件	空間容積	12,600m ³			
原子炉建物	圧力	0 kPa [gage] ※1			
原子炉棟条件	温度	40℃ ※1			
	組成	水素 : 0 vol% ※1 酸素 : 19.47 vol% ※1 水蒸気 : 7.29 vol% ※1 窒素 : 73.24 vol% ※1		湿度 100%の空気	
	空間容積	4階 : 41,300m ³ 3階 : 9,000m ³ 2階 : 10,900m ³ 1階 : 13,700m ³ 地下階 : 18,400m ³			
	開口面積	4階-3階 : 39m ² 3階-2階 : 39m ² 2階-1階 : 39m ² 1階-地下階 : 3.24m ²			
外気条件	圧力	0 kPa [gage]			
	温度	40℃			想定最高温度
	組成	酸素 : 21 vol% 窒素 : 79 vol%		乾燥空気	
流出条件	位置	4階			原子炉建物原子炉棟の気密性を考慮
放熱条件	内壁熱伝達率	凝縮熱伝達及び自然対流熱伝達を考慮			
	壁厚さ	4階下部壁 :			
		4階上部壁 :			
		4階天井壁 :			
	壁面熱伝導率	1.5W/m/K			コンクリートの物性値
	壁の比熱	1 kJ/kg/K			同上
	壁の密度	2,400kg/m ³			同上
	外壁熱伝達率	5 W/m ² /K			自然対流熱伝達を考慮
外気温	40℃				
	放熱面積	4階下部壁 : 478.82m ² , 474.37m ² 4階上部壁 : 634.84m ² , 470.82m ² 4階天井壁 : 2146.62m ² , 720.92m ²			

※1 : 初期条件を示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(7) 解析結果

① 設計条件（ベント無し）における解析結果

各フロアの水素濃度の時間変化を図 2.2.2-15 に示す。全フロアにおいて可燃限界未満であることを確認した。

原子炉建物原子炉棟 4 階については、ドライウェル主フランジからの漏えいにより、雰囲気の水素濃度が急激に上昇するが、PAR による処理量が増加するため、水素濃度の上昇は次第に鈍化し、事故後 57 時間付近で水素濃度は約 2.7% をピークとして、その後減少し続ける。

3 階以下の下層階については、直接格納容器からの流入はないが、大物搬入口の領域を通じて原子炉建物原子炉棟 4 階から水素が流入してくることにより、水素濃度が上昇する傾向を示すが、原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度の減少に漸近しながら上昇は次第に鈍化し、2 階の水素濃度については、やがて減少に転じる。また、3 階の水素濃度については、事象発生から約 192 時間までは水素濃度が上昇傾向を示しているが、約 192 時間以降は上昇傾向が緩やかになり、次第に減少傾向に変わる。

原子炉建物原子炉棟 4 階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化を図 2.2.2-16 に示す。全てのサブボリュームにおいて水素濃度はほぼ均一に推移する。

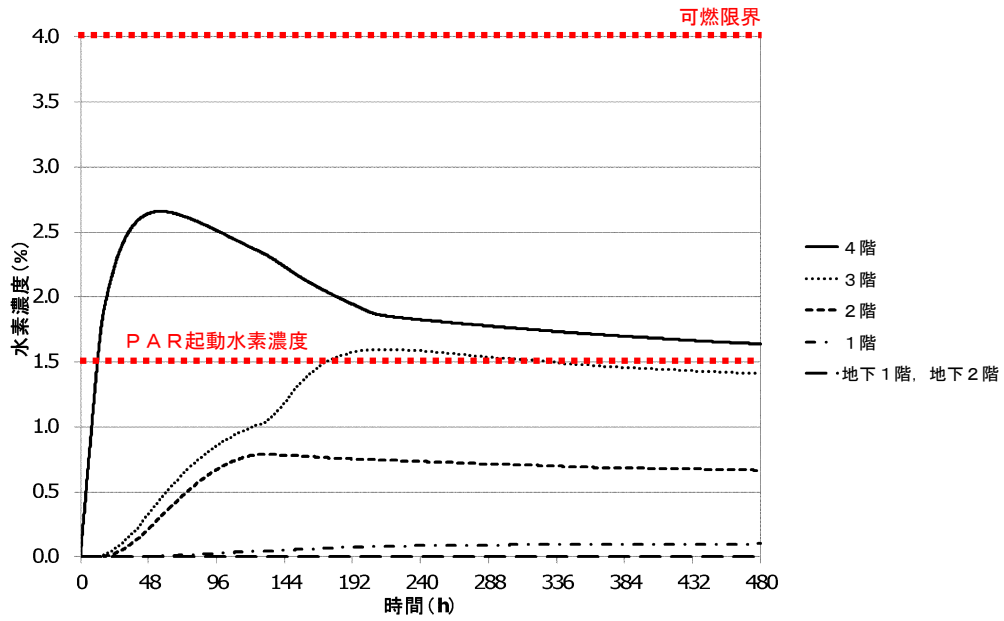


図 2. 2. 2-15 各フロアの水素濃度の時間変化 (設計条件, ベント無し)

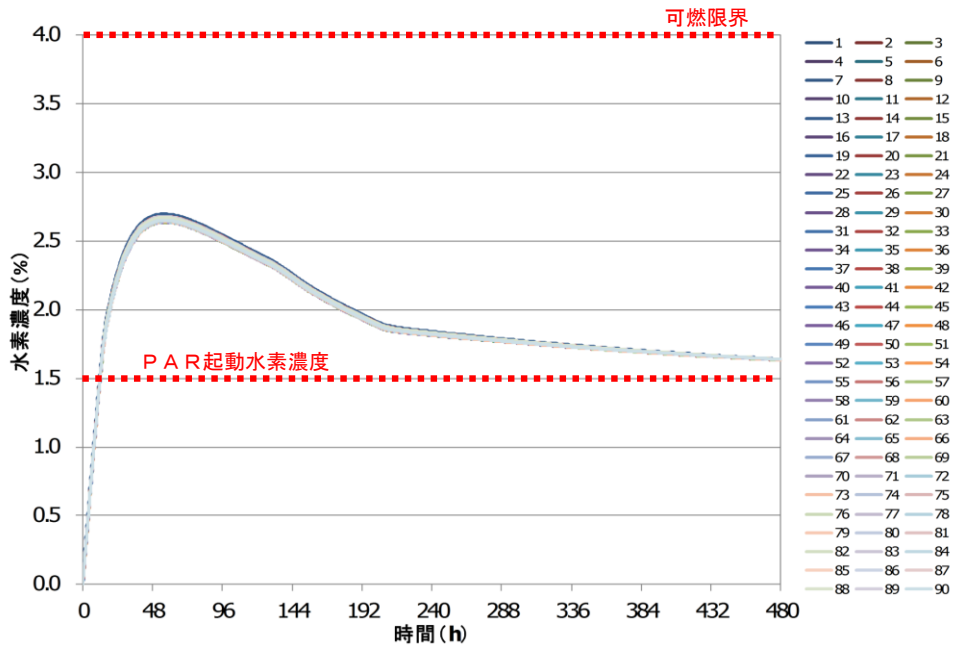


図 2. 2. 2-16 原子炉建物原子炉棟 4階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化 (設計条件, ベント無し)

② 設計条件（ベント有り）における解析結果

設計条件において格納容器ベントを実施した場合の解析結果を図 2.2.2-17, 図 2.2.2-18 に示す。全フロアにおいて可燃限界未満であることを確認した。

原子炉建物原子炉棟 4 階については、格納容器ベント実施後、PAR による水素処理によって水素濃度が 1.5% まで急速に低下する。このため、異常な漏えいが発生している状態において格納容器ベントを行うことで、水素濃度を低減させることが可能である。

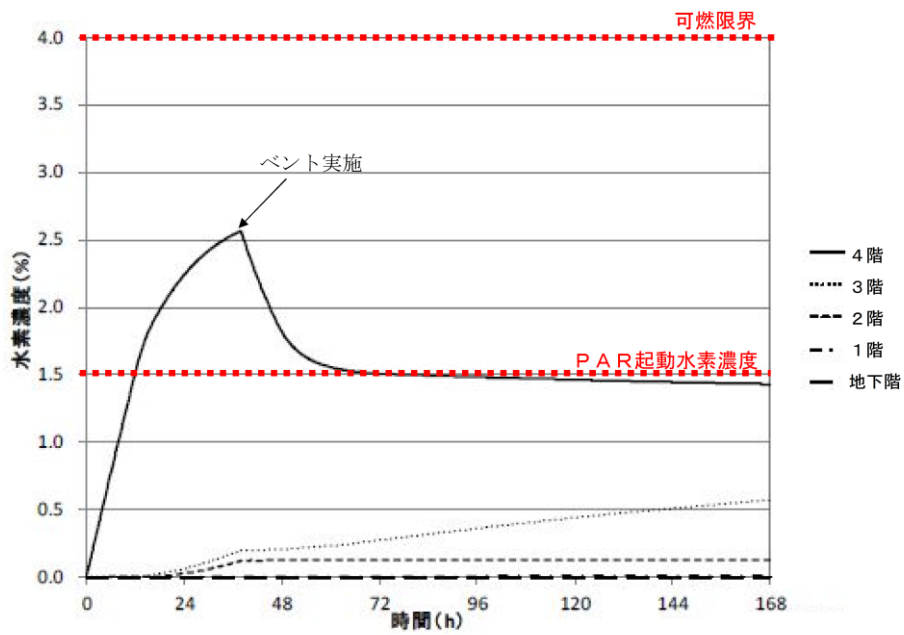


図 2. 2. 2-17 各フロアの水素濃度の時間変化（設計条件，ベント有り）

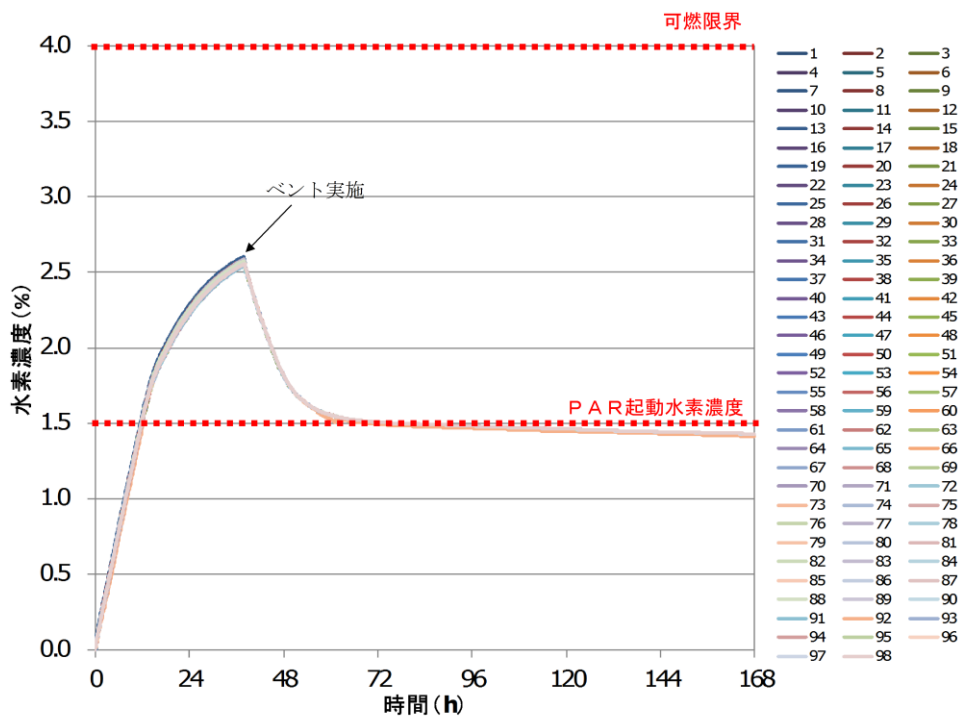


図 2. 2. 2-18 原子炉建物原子炉棟 4 階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化（設計条件，ベント有り）

③ ベントケースにおける解析結果

各フロアの水素濃度の時間変化を図 2.2.2-19 に示す。全フロアにおいて可燃限界未満であることを確認した。

また、原子炉建物原子炉棟 4 階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化を図 2.2.2-20 に示す。全てのサブボリュームにおいて水素濃度はほぼ均一に推移する。なお、本ケースにおいて P A R は起動しない結果となった。

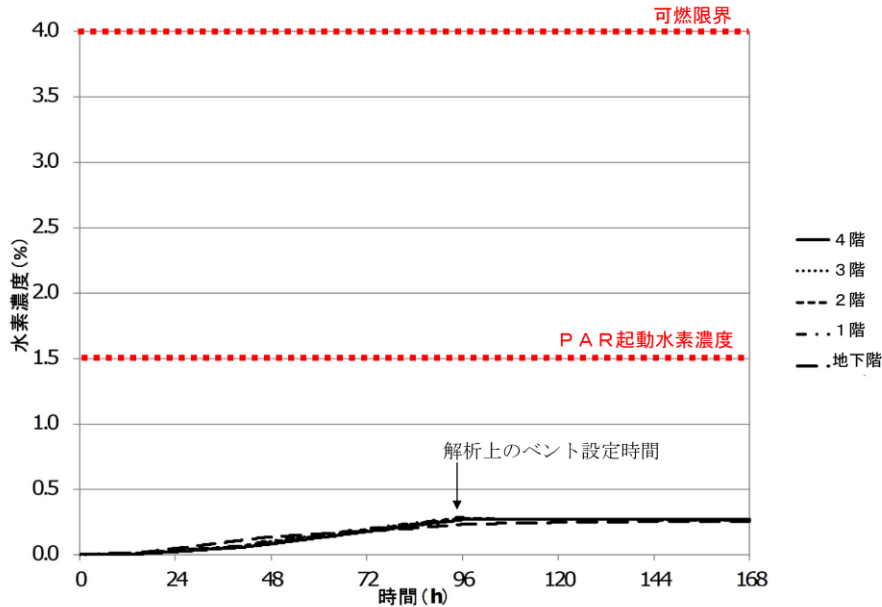


図 2.2.2-19 各フロアの水素濃度の時間変化 (ベントケース)

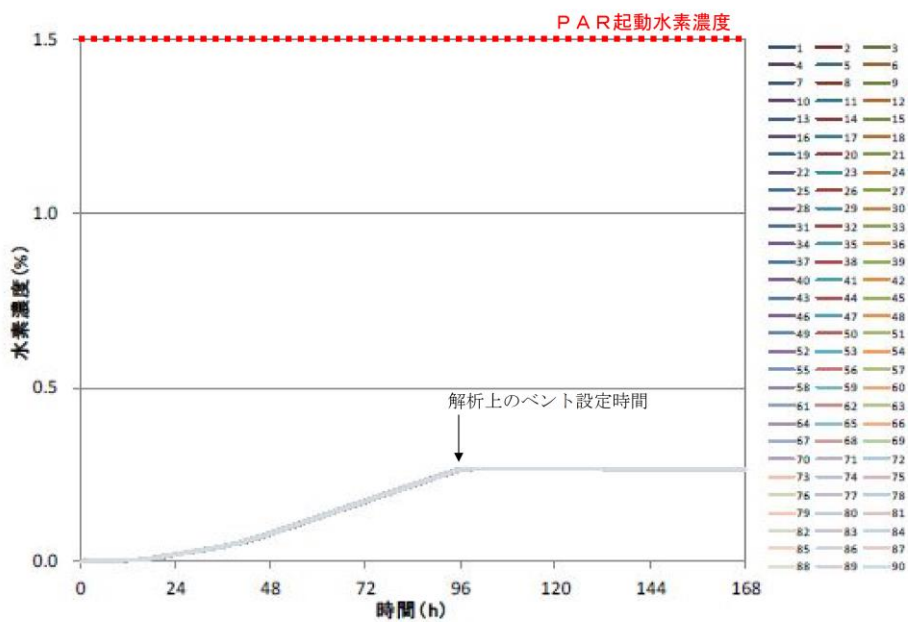


図 2.2.2-20 原子炉建物原子炉棟 4 階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化 (ベントケース)

④ R H A R ケースにおける解析結果

各フロアの水素濃度の時間変化を図 2. 2. 2-21 に示す。全フロアにおいて可燃限界未満であることを確認した。

また、原子炉建物原子炉棟 4 階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化を図 2. 2. 2-22 に示す。全てのサブボリュームにおいて水素濃度はほぼ均一に推移する。なお、本ケースにおいて P A R は起動しない結果となった。

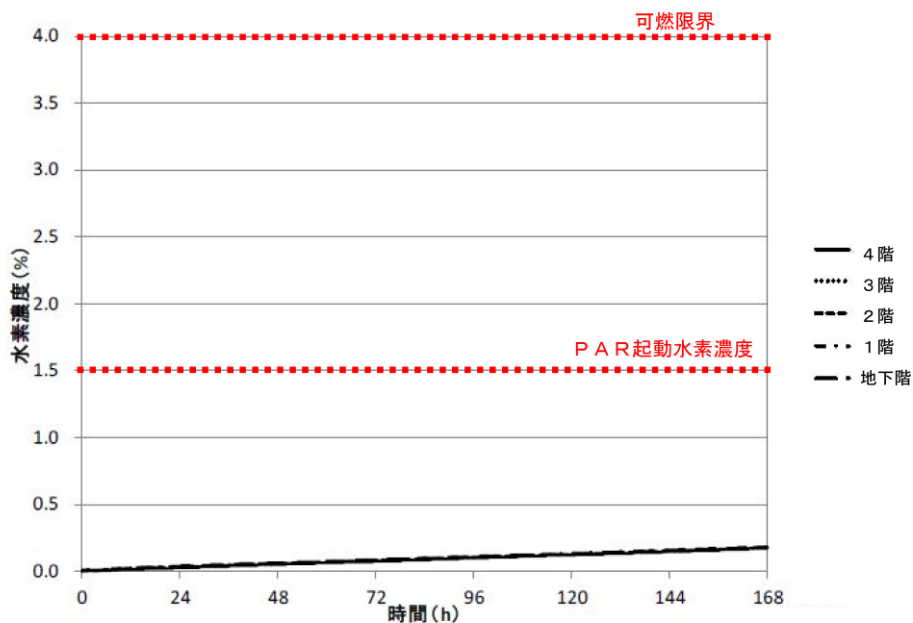


図 2. 2. 2-21 各フロアの水素濃度の時間変化 (R H A R ケース)

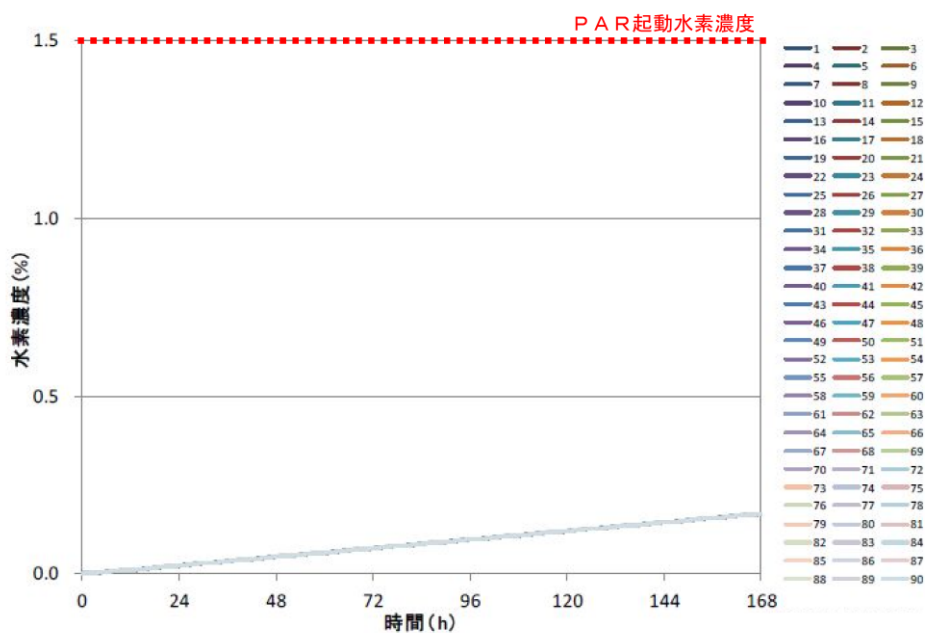


図 2. 2. 2-22 原子炉建物原子炉棟 4 階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化 (R H A R ケース)

(8) 解析まとめ

P A R設計条件では、原子炉建物原子炉棟4階に設置した18個のP A Rで、原子炉建物原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満となることを確認した。

なお、有効性評価を踏まえた条件においても原子炉建物原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満となることを確認しているが、区画されたエリアに格納容器からの想定漏えい箇所があるS R V補修室、C R D補修室及び所員用エアロック室について、個別に解析を行い、水素濃度が可燃限界未満となることを確認している。

(添付9)

原子炉建物原子炉棟内における成層化について

格納容器漏えい率を 10%/日とした設計条件における解析では、原子炉建物原子炉棟 4 階の水素濃度は、ほぼ均一となる（漏えいした水素が空間内で成層化しない）ことを確認している。ここでは、成層化しやすい条件として表 1 のケースにおける空間内の水素挙動を確認する。

解析モデルは、本文「2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析」にて使用した解析モデルを使用する。解析モデルを図 1 に示す。

表 1 解析ケースの概要

解析ケース	解析ケースの概要
①微小漏えいケース	ドライウェル主フランジからの微小漏えい（漏えい率：0.5%/日，0.05%/日）を想定する。 《考慮した保守性》 ・原子炉建物原子炉棟 4 階への流入速度が小さくなるため対流効果が抑制される。
②全蒸気凝縮ケース	格納容器から漏えいした瞬間，全ての水蒸気が瞬時に凝縮することを仮定する。 《考慮した保守性》 ・凝縮した水蒸気分，漏えいガスの流入速度が小さくなるため対流効果が抑制される。

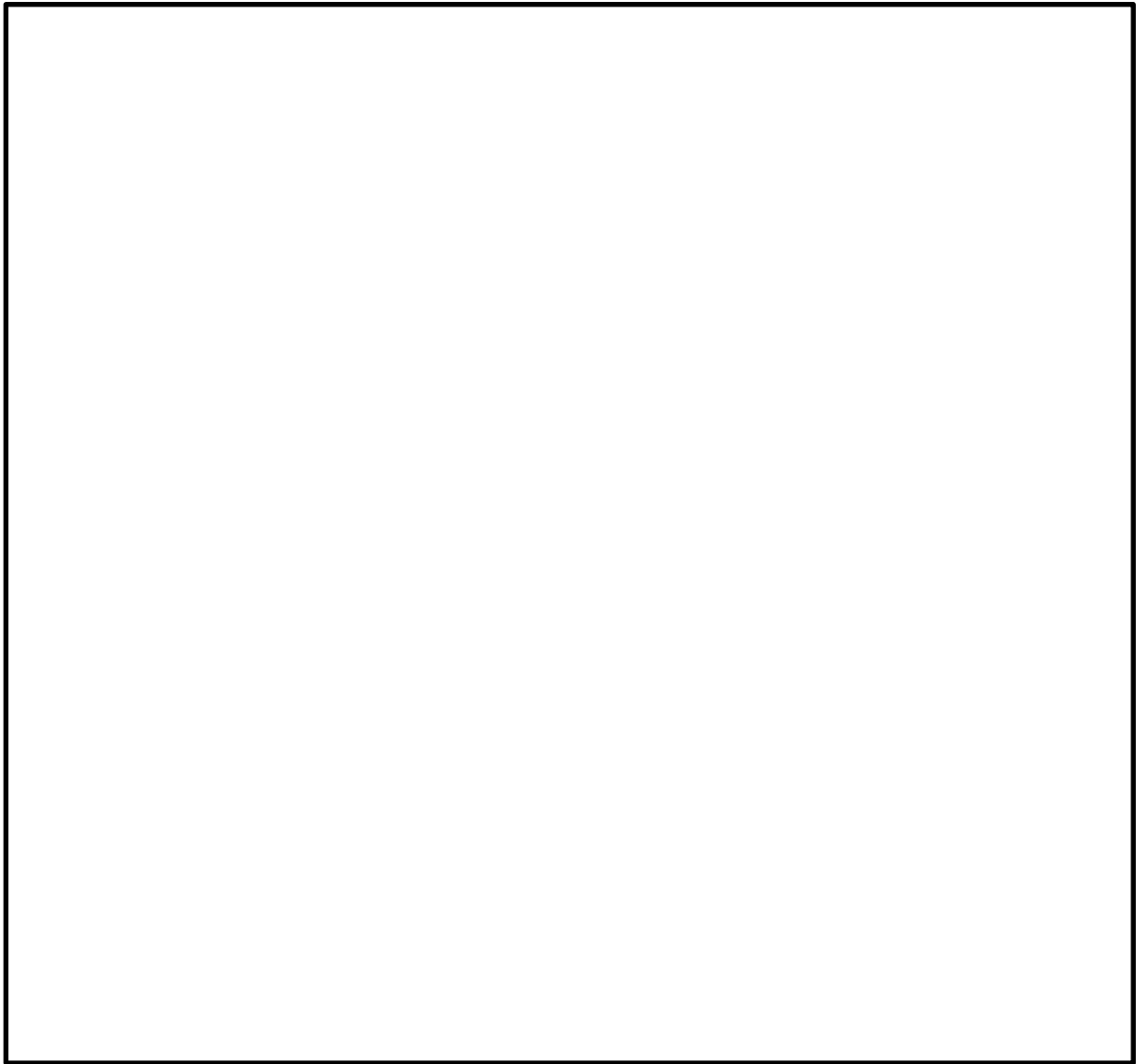


図 1 (本文図 2.2.2-2) 解析モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1. 微小漏えいケース

(1) 解析条件

本文「2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析」に示している設計条件における解析に対し、表2に示すとおり、より小さい格納容器漏えい率として0.5%/日、0.05%/日を条件として設定する。

表2 主要な解析条件

漏えい率 (%/日)	実施ケース		設計条件
		0.5	0.05

(2) 解析結果

図2及び図3に格納容器漏えい率(0.5%/日及び0.05%/日)における原子炉建物原子炉棟4階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化を示す(参考として、設計条件(格納容器漏えい率10%/日)の解析結果を再掲する)。水素濃度は格納容器漏えい率に関わらずほぼ均一に分布し、成層化は見られない。

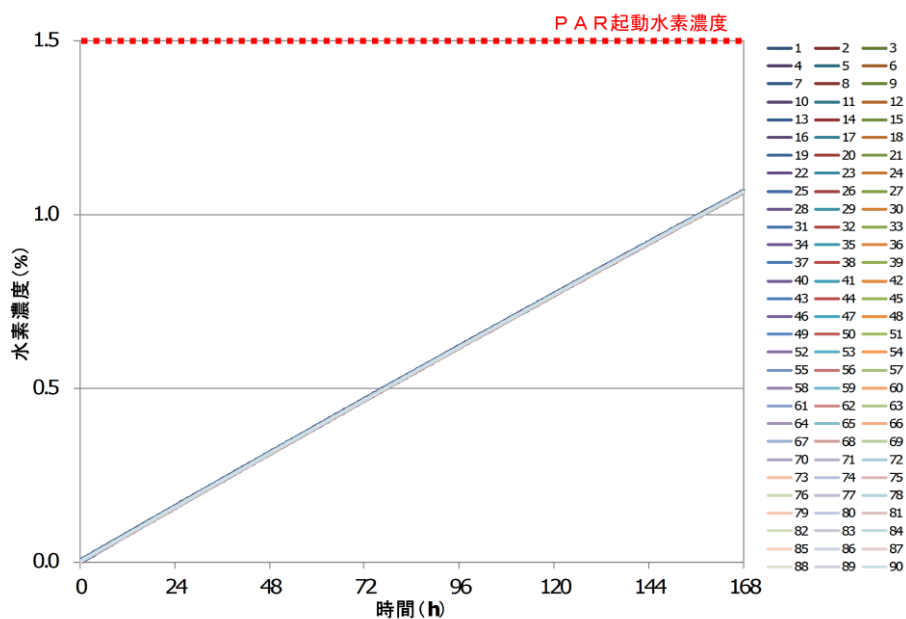


図2 原子炉建物原子炉棟4階のサブボリュームの水素濃度の時間変化
(設計条件, 格納容器漏えい率0.5%/日)

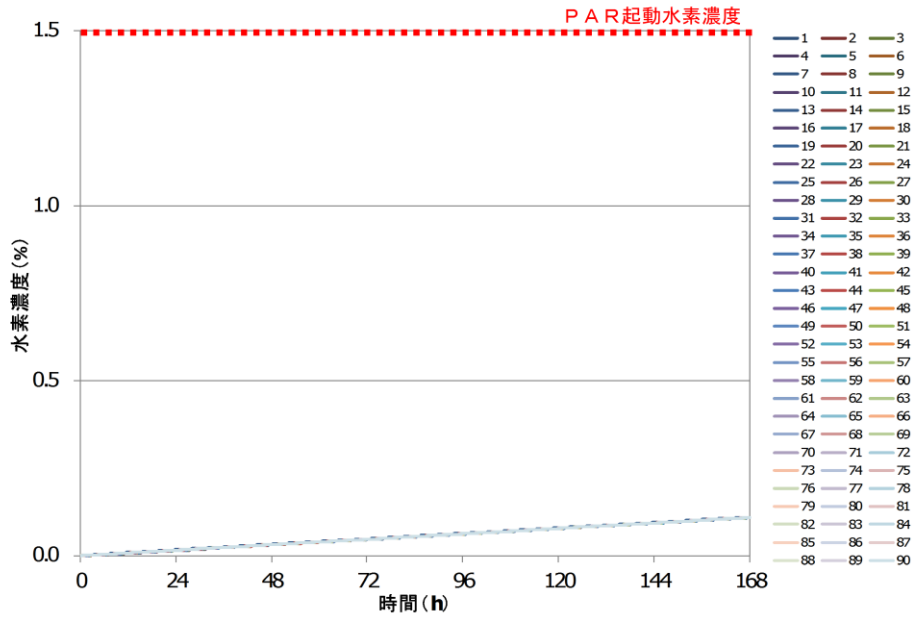
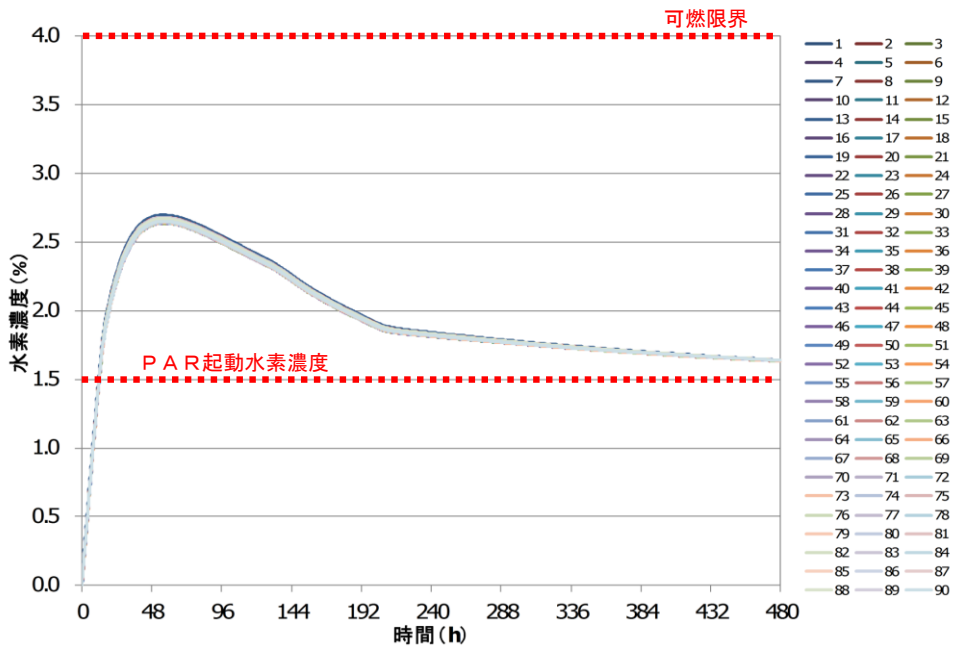


図3 原子炉建物原子炉棟4階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化 (設計条件, 格納容器漏えい率 0.05%/日)



【参考】本文図 2.2.2-16 原子炉建物原子炉棟4階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化 (設計条件, ベント無し)

2. 全蒸気凝縮ケース

(1) 解析条件

格納容器からの漏えい条件は表3に示すとおり、本文「2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析」のベントケースと同じ条件とする。ただし、保守的な評価を行うため、格納容器から漏えいした瞬間、全ての水蒸気が瞬時に凝縮することを仮定する。具体的には漏えいガスの水蒸気分を除いた水素ガスが100℃で流入することとする。

表3 格納容器漏えい条件

分類	項目	有効性評価結果を踏まえた条件
格納容器条件	圧力 温度 漏えい率	本文表 2.2.2-7
	水素濃度 窒素濃度 水蒸気濃度	D/W : 本文表 2.2.2-8 S/C : 本文表 2.2.2-9

(2) 解析結果

図4に全蒸気凝縮ケースにおける原子炉建物原子炉棟4階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化を示す。水素濃度は4 vol%を下回る。また、ほぼ均一に分布し、成層化は見られない。

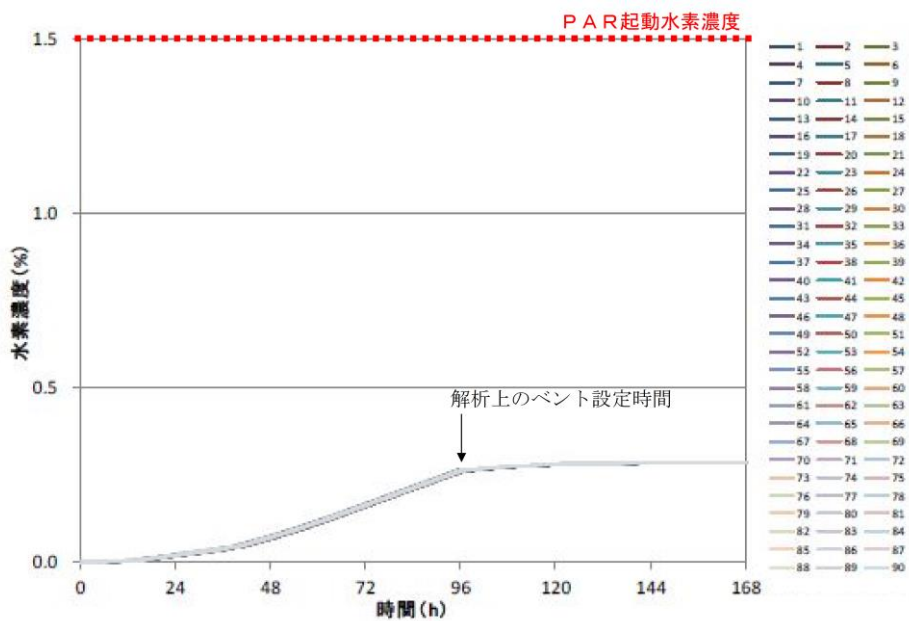
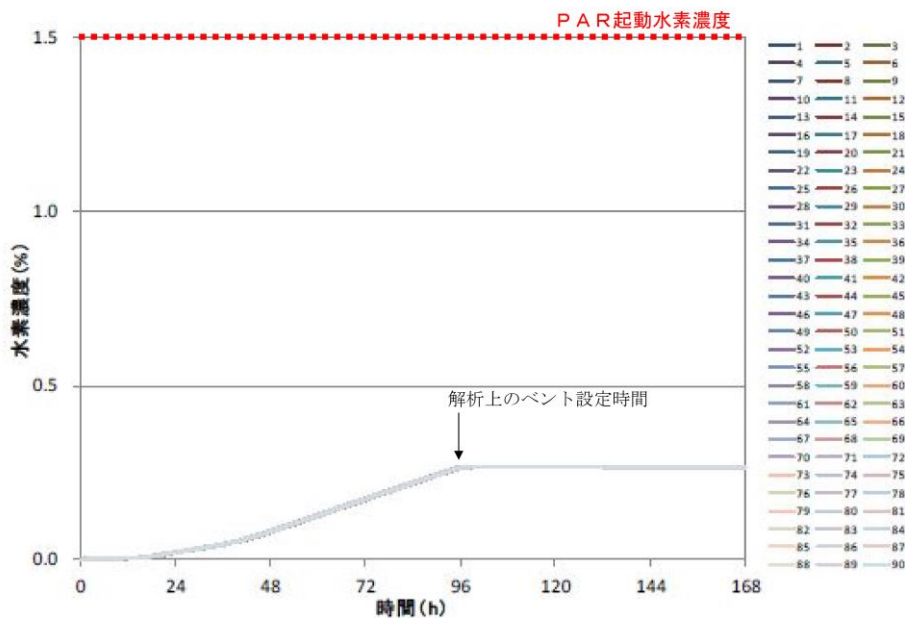


図4 原子炉建物原子炉棟4階全サブボリュームの水素濃度の時間変化
(ベントケース, 全蒸気凝縮)



【参考】 図 2. 2. 2-20 原子炉建物原子炉棟4階の全サブボリュームの水素濃度の時間変化 (ベントケース)

それでもなお、仮に成層化が発生してしまった場合には、P A Rを設置していない原子炉建物原子炉棟4階の天井付近にて水素濃度が上昇するものと考えられる。このことから、天井付近に設置した水素濃度監視設備における水素濃度がP A R起動確認濃度 1.5vol%を上回っているにも関わらず、P A R動作監視装置にてP A Rの動作を確認できない場合には、天井部付近の水素ガスがP A R設置位置まで到達していないこととなるため、成層化が発生している可能性がある判断できる。

成層化が発生している可能性がある判断した場合の対応としては、水素発生源を断つための格納容器ベント操作(格納容器ベント実施基準:原子炉建物原子炉棟4階天井部付近の水素濃度監視設備にて水素濃度 2.5vol%^{※1})、水素ガスを排出するための自主対策設備である原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル(図5)の開放操作^{※2}が挙げられる。

- ※1 格納容器ベント実施基準とする原子炉建物水素濃度 2.5vol%は、可燃限界(4 vol%)に計器誤差(±1.1vol%)及び運転操作の余裕(0.4vol% = 3時間)を考慮した値として設定。
- ※2 格納容器ベントを実施しても原子炉建物水素濃度が低下しない場合

格納容器ベント操作については、格納容器の圧力・温度が最高使用圧力(427kPa[gage])・最高使用温度(171℃)を上回っており、かつ水素濃度監視設備において水素濃度の上昇傾向を捉えた段階で、格納容器の閉じ込め機能の劣化兆候を示していると考えられることから、遅滞なく準備を実施し、成層化が発生している可能性がある判断した段階においては速やかに行うこととなる。

なお、非常用ガス処理系による換気は、水素ガスを排出できるという点では有用であるが、系統内での水素爆発の可能性を否定できない。そのため、島根原子力発電所2号炉の非常用ガス処理系は、原子炉建物原子炉棟2階吸込口付近に水素濃度計を設置することで水素濃度監視を強化するとともに、2階吸込口付近の原子炉建物水素濃度による起動/停止判断手順を整備することで、水素濃度が高い環境下で非常用ガス処理系は使用しない運用としている。

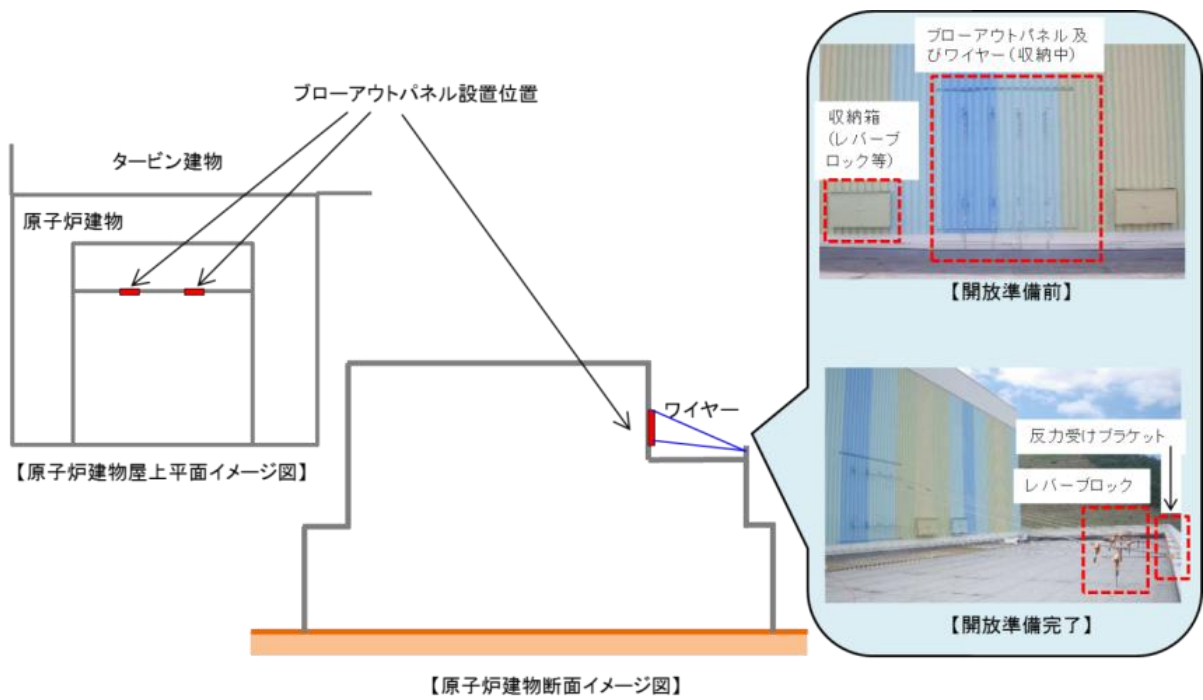


図5 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル

運用面を考慮した場合の原子炉建物原子炉棟の水素挙動及び対策について

有効性評価結果を踏まえた条件では、「冷却材喪失（大LOCA）時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失する事故」をベースに条件設定しているが、運用面を考慮したパラメータスタディとして、表1に示す2ケースを想定し原子炉建物原子炉棟の水素挙動を確認する。

また、原子炉建物原子炉棟の水素解析結果をもとに、自主対策設備も含めた格納容器からの水素漏えい時の対策フローを示す。

表1 実施ケース

実施ケース	実施ケースの想定	有効性評価を踏まえた条件での想定
原子炉ウェル注水ケース ①ベントケース ②RHARケース	原子炉ウェル注水によりドライウェル主フランジから漏えいしない	原子炉ウェル注水は期待せず、ドライウェル主フランジから漏えいする
格納容器ベント遅延ケース	格納容器ベントが遅延し、限界温度・圧力が継続する	事象発生 32 時間後を包絡する 96 時間後に格納容器ベントを実施する

1. 原子炉ウェル注水ケース

有効性評価結果を踏まえた条件に対し、以下の条件をパラメータとして設定する。

(1) 漏えい量の分配条件

有効性評価結果を踏まえた条件に対し、表2に示すとおり、ドライウェル主フランジからの漏えい量が他の漏えい箇所に分配されるよう設定する。

表2 各フロアの漏えい量の比率

フロア	想定漏えい箇所	漏えい量の分配比率	
		原子炉ウェル注水ケース	有効性評価結果を踏まえた条件
原子炉建物 原子炉棟 4 階	ドライウェル主フランジ		
原子炉建物 原子炉棟 2 階	逃がし安全弁搬出ハッチ		
原子炉建物 原子炉棟 1 階	機器搬入口		
	所員用エアロック		
	制御棒駆動機構搬出ハッチ		
原子炉建物 原子炉棟地下階	サプレッション・チェンバアクセスハッチ		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 解析結果

① ベントケース

各フロア水素濃度の時間変化を図1に示す（参考として、有効性評価結果を踏まえた条件の解析結果を再掲する）。

全フロアにおいて水素濃度は可燃限界未満であることを確認した。

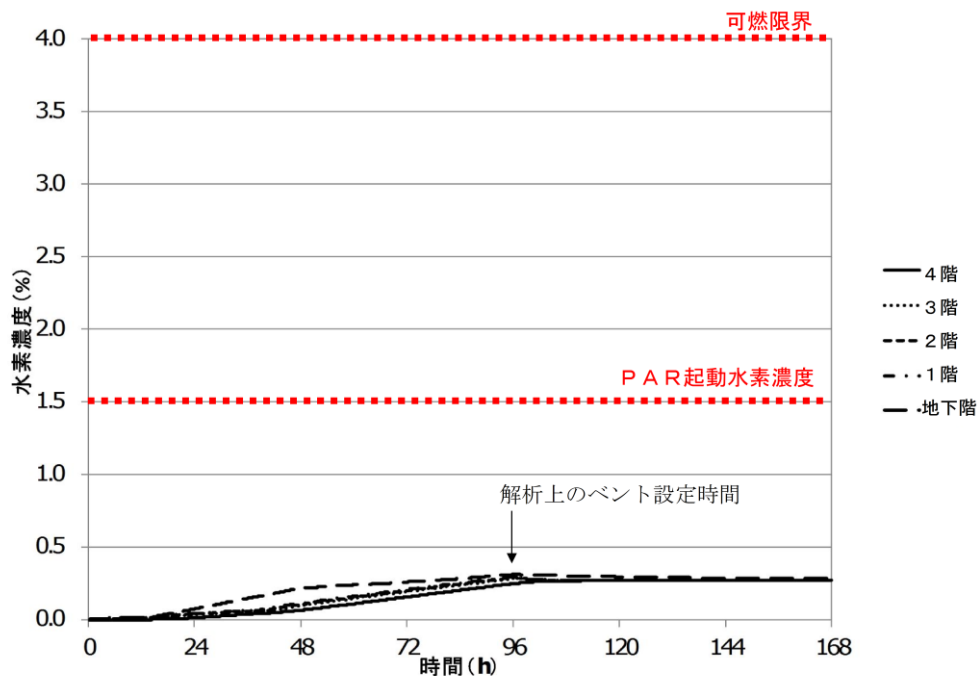


図1 各フロアの水素濃度の時間変化（ベントケース，原子炉ウエル注水あり，沸騰なし）

また，原子炉ウエルへの注水に伴い，原子炉ウエルに溜まった水が蒸発し，原子炉建物原子炉棟4階へ水蒸気が流入した場合の原子炉建物原子炉棟内の水素挙動への影響を確認するため，蒸気発生を考慮した場合の評価結果を図2に示す。なお，原子炉建物原子炉棟4階への水蒸気流入条件以外は，図1に示した解析と同条件である。

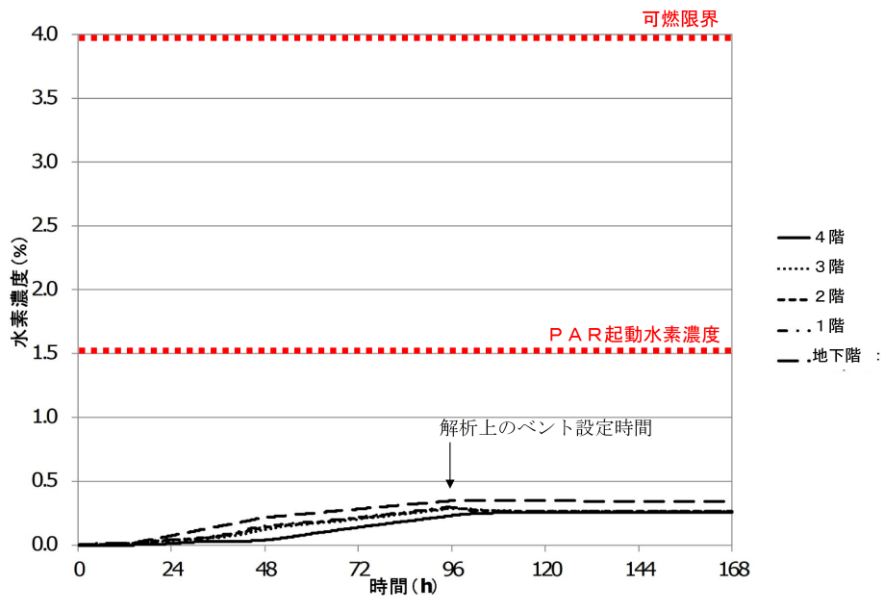
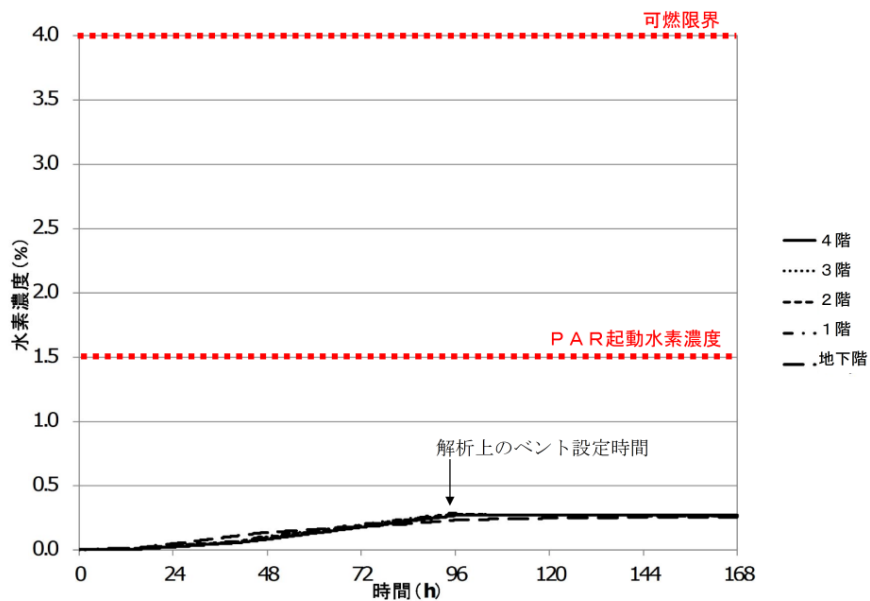


図2 各フロアの水素濃度の時間変化（ベントケース，原子炉ウェル注水あり，沸騰あり）



【参考】図 2. 2. 2-19 フロアの水素濃度の時間変化（ベントケース）

図1及び図2より，原子炉ウェルに溜まった水が蒸発し水蒸気として流入することにより，原子炉建物原子炉棟4階への水素流入は緩やかになるが，大物搬入口及びトラス室上部ハッチを通じて原子炉建物原子炉棟3階以下で水素濃度が均一化される効果と相まって，可燃限界未満となることを確認した。

② R H A R ケース

各フロア水素濃度の時間変化を図3に示す。全フロアにおいて水素濃度は可燃限界未満であることを確認した。

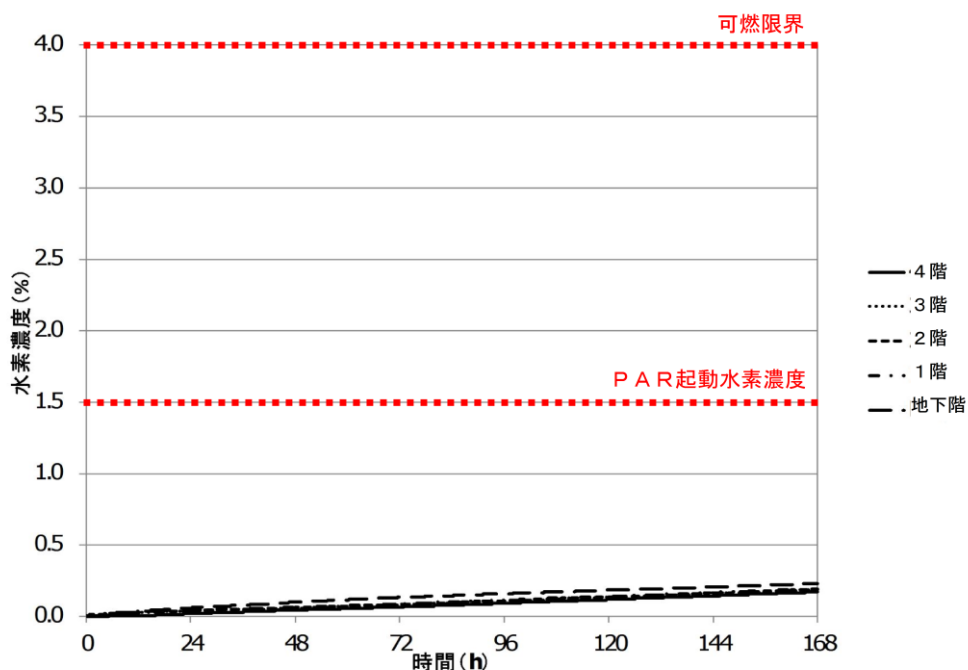


図3 各フロアの水素濃度の時間変化（R H A R ケース，原子炉ウェル注水あり，沸騰なし）

また①と同様，原子炉ウェルへの注水に伴い，原子炉ウェルに溜まった水が蒸発し，原子炉建物原子炉棟4階へ水蒸気が流入した場合の原子炉建物原子炉棟内の水素挙動への影響を確認するため，蒸気発生を考慮した場合の評価結果を図4に示す。なお，原子炉建物原子炉棟4階への水蒸気流入条件以外は，図3に示した解析と同条件である。

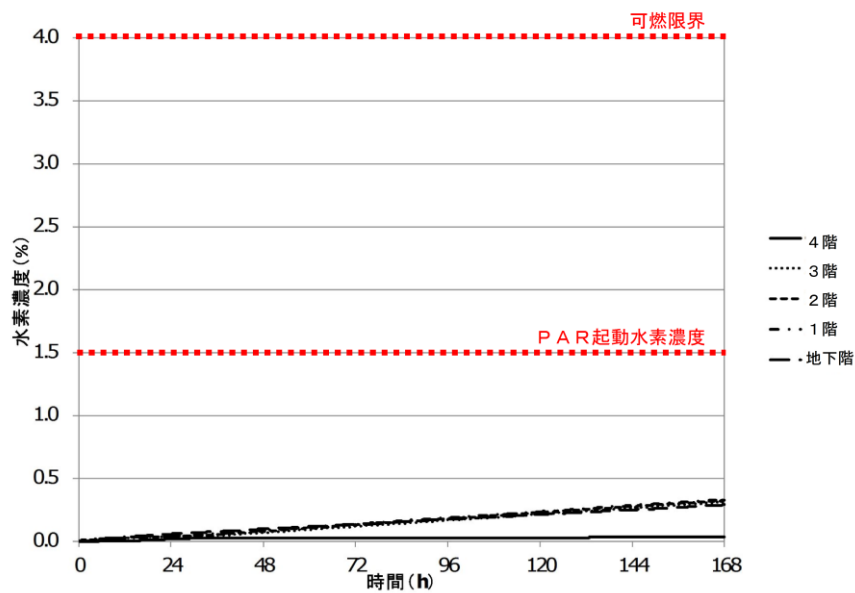
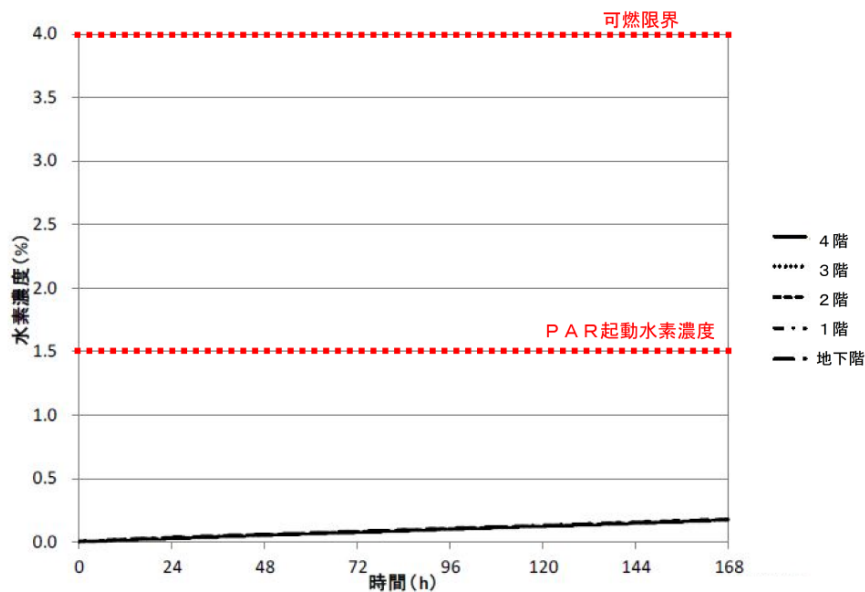


図4 各フロアの水素濃度の時間変化（RHARケース，原子炉ウェル注水あり，沸騰あり）



【参考】図 2. 2. 2-21 各フロアの水素濃度の時間変化（RHARケース）

図3及び図4より，①と同様，原子炉ウェルに溜まった水が蒸発し水蒸気として流入することによって，原子炉建物原子炉棟4階への水素流入が緩やかになるが，大物搬入口及びトラス室上部ハッチを通じて原子炉建物原子炉棟3階以下で水素濃度が均一化される効果と相まって，可燃限界未満となることを確認した。

2. 格納容器ベント遅延ケース

ベントケースに対し，格納容器条件を表3に示すとおり設定する。なお，解析上のベント設定時間（事故後96時間）直前の格納容器条件が，96時間以降についても継続する条件としている。

(1) 解析条件

圧力，温度及びD/W・S/Cガス組成を図5から図8に示す。

表3 解析条件

分類	項目	格納容器ベント遅延ケース		有効性評価結果を踏まえた条件
		96h以降	0～96h	
格納容器条件	圧力 (kPa[gage])	853	本文表 2.2.2-7	
	温度 (°C)	200		
	漏えい率 (%/日)	1.3		
	水素濃度 (vol%)	8	D/W : 本文表 2.2.2-8 S/C : 本文表 2.2.2-9	
窒素濃度 (vol%)	0			
水蒸気濃度 (vol%)	92			

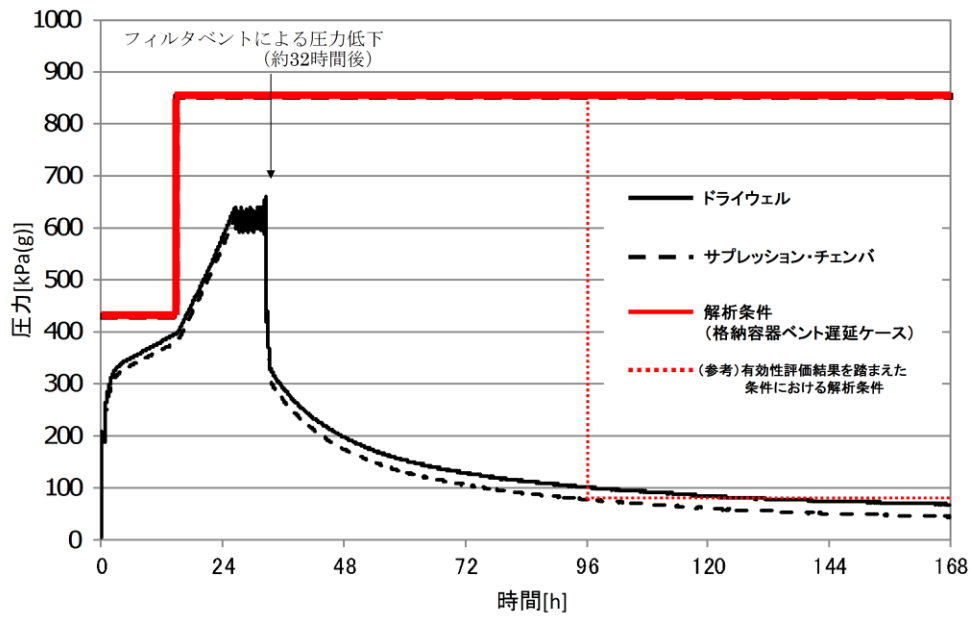


図5 格納容器圧力条件 (格納容器ベント遅延ケース)

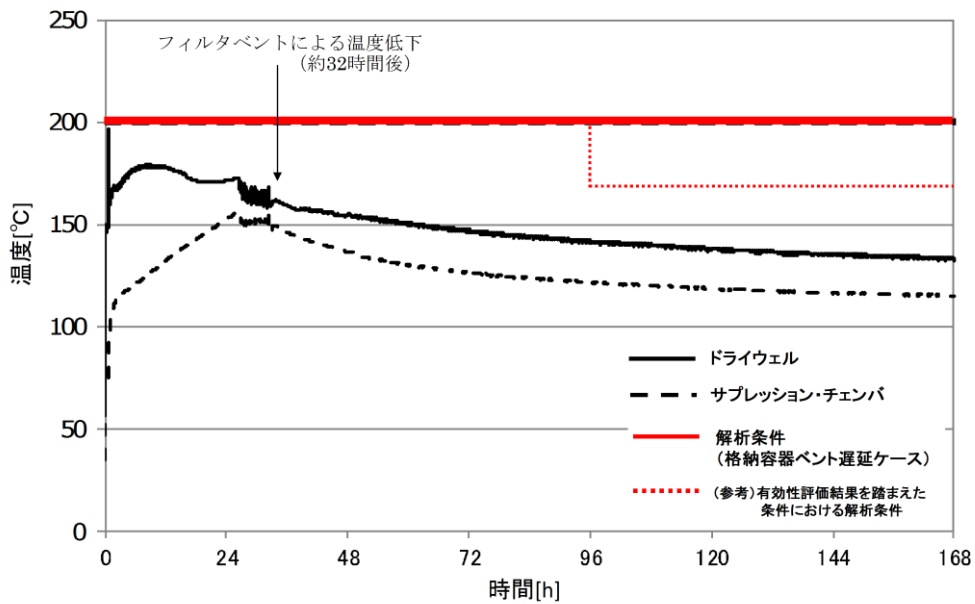


図6 格納容器温度条件 (格納容器ベント遅延ケース)

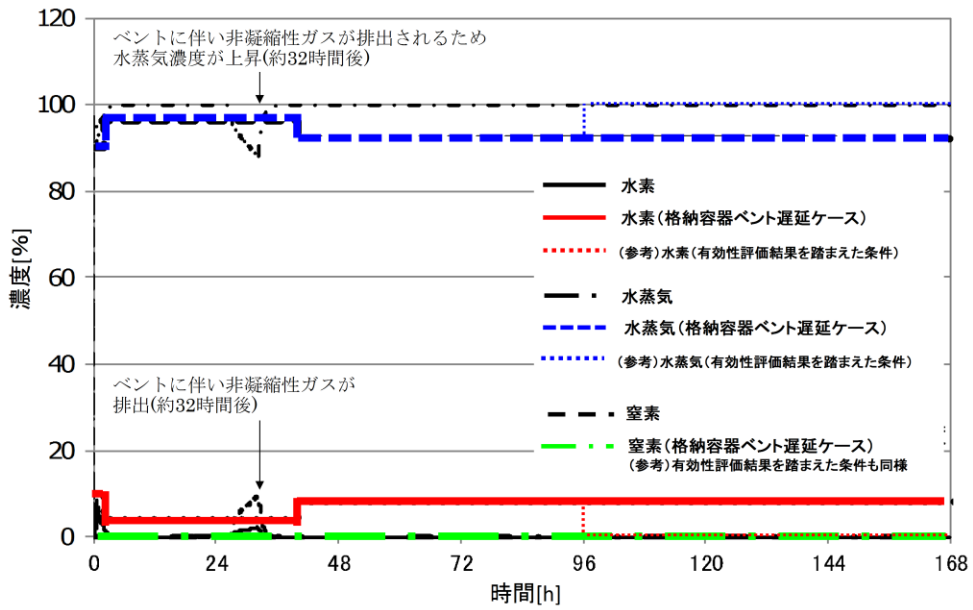


図7 D/W内ガス条件(格納容器ベント遅延ケース)

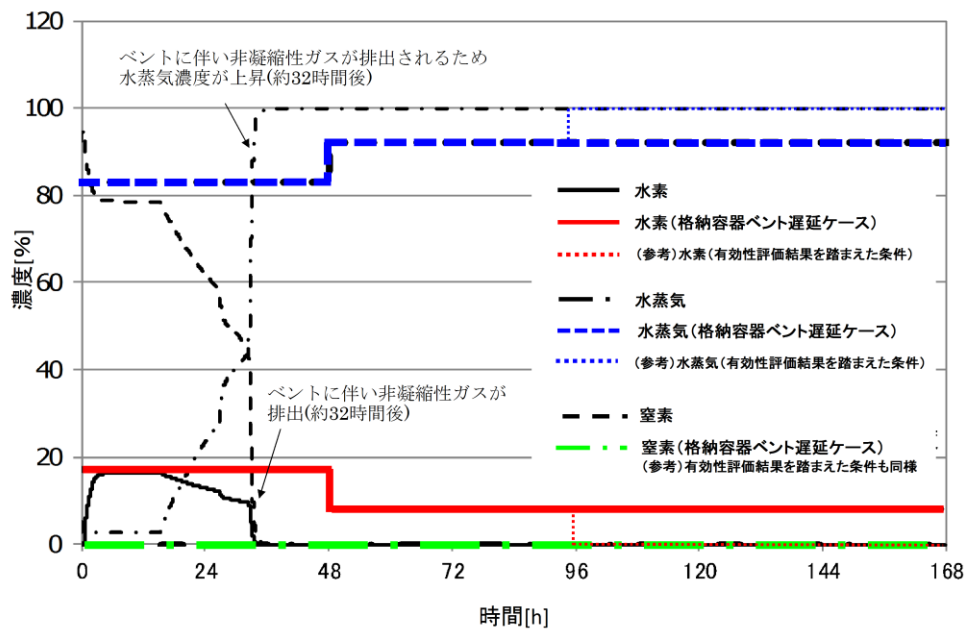


図8 S/C内ガス条件(格納容器ベント遅延ケース)

(2) 解析結果

各フロアの水素濃度の時間変化を図9に示す（参考として、有効性評価結果を踏まえた条件の解析結果を再掲する）。

全フロアにおいて水素濃度は可燃限界未満であることを確認した。

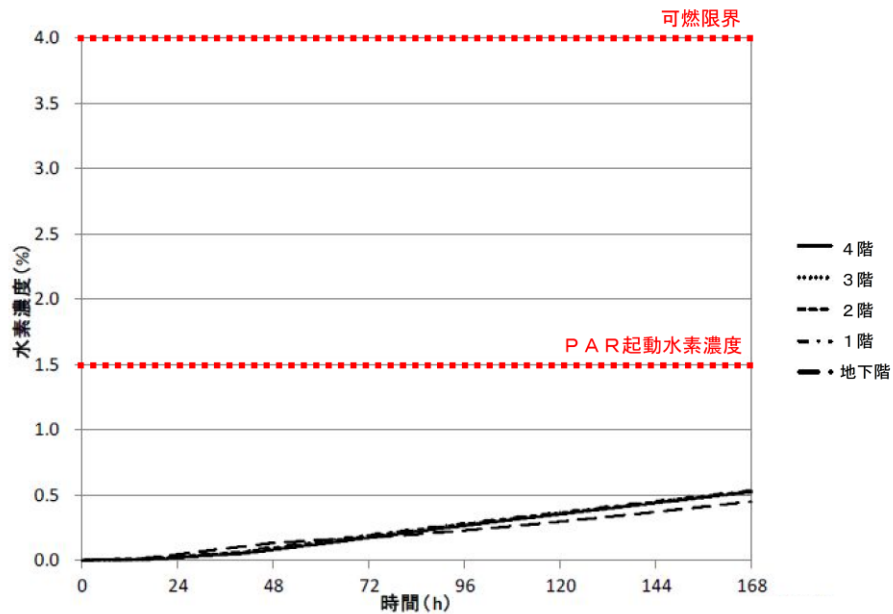
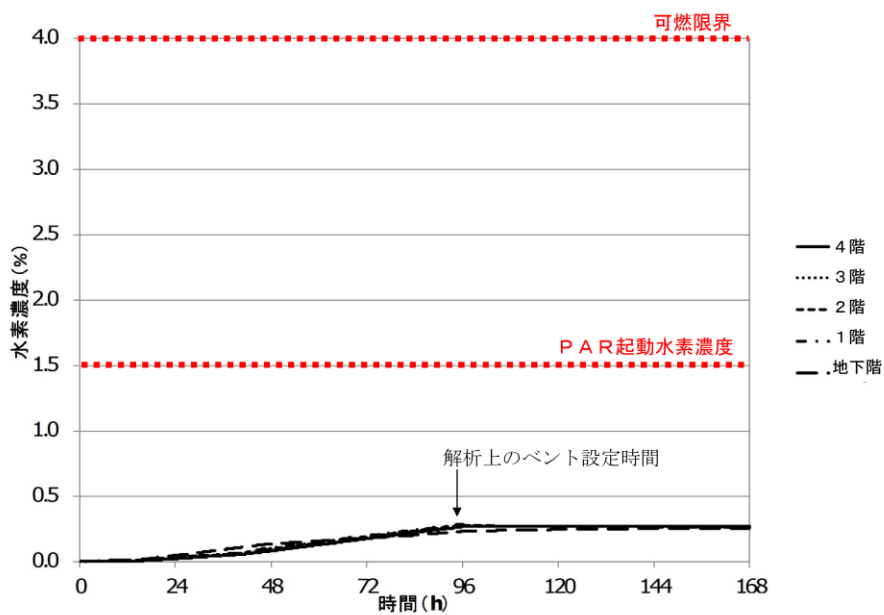


図9 各フロアの水素濃度の時間変化（格納容器ベント遅延ケース）



【参考】 図 2. 2. 2-19 各フロアの水素濃度の時間変化（ベントケース）

3. 水素漏えい時の対策

有効性評価結果を踏まえた条件における原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析では、局所エリアを含めて水素濃度が可燃限界未満となること、原子炉建物原子炉棟4階の全てのサブボリュームにおいて水素濃度に偏りが無いこと、格納容器ベント実施により水素発生源を断ち、原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制できることを確認している。

また、PAR設計条件における原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析では、PARによる水素処理による原子炉建物原子炉棟の水素上昇を抑制できること、原子炉建物原子炉棟4階の全てのサブボリュームにおいて水素濃度に偏りが無いことを確認している。

これらの解析結果を踏まえ、格納容器設計漏えい率を超えるような異常な漏えいが発生した場合には、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを実施し、原子炉建物原子炉棟内の水素濃度上昇を抑制することが有効と考える。また、局所エリアへ設置する水素濃度計により格納容器からの水素漏えいを早期に検知することが可能であり、原子炉建物原子炉棟4階に設置する水素濃度計とともに原子炉建物原子炉棟内全体での水素影響を把握することが可能である。自主対策設備も含めた水素漏えい時の対策の全体フローを図10に、フローに記載している判断基準の考え方を以下に示す。

【判断基準の考え方】

① 異常な漏えいを抑制するため格納容器ベントを実施

水素濃度が 1.5vol% を超えると P A R の作動、水素処理による水素濃度上昇の抑制効果を見込むことができ、また、格納容器の設計漏えい率を超えた状態では水素とともに放射性物質も漏えいする可能性が高いため、早期に格納容器ベント操作へ移行する方が有効と考え、水素濃度「2.5vol%」を判断基準とし、格納容器ベントを実施する。

② 非常用ガス処理系の停止

非常用ガス処理系は、格納容器から漏えいしたガスに含まれる放射性物質を低減しつつ、水素を大気へ放出することで原子炉建物原子炉棟の水素濃度上昇を抑制でき、また、水素の成層化を防ぐ換気効果を有することから、運転可能な場合は使用する。ただし、非常用ガス処理系は防爆仕様ではないため、系統内での水素爆発のリスクを回避する必要があるため、可燃限界を下回る水素濃度「1.8vol%」を非常用ガス処理系の停止基準とする。

③ 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放

P A R による水素処理や格納容器ベントによる水素処理にも関わらず、原子炉建物原子炉棟への水素が漏洩する場合には、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを開放することにより水素濃度上昇を抑制する。P A R による水素処理や格納容器ベントによる水素上昇の抑制効果を考慮し、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放は格納容器ベントを実施してもなお水素濃度が低下しない場合に実施する。なお、図 11 に原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放による燃料取替階の水素濃度の時間変化を示すが、格納容器ベントの判断基準である水素濃度 2.5vol% から、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放の判断及び準備時間を踏まえても、可燃限界到達までには十分に時間的余裕があることから、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放操作は可能であり、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放後は燃料取替階の水素濃度の低減が期待できる。

④ 原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェル注水

ドライウェル主フランジからの水素ガス漏えいを抑制するため、原子炉格納容器内の温度の上昇が継続し、171℃に到達した場合において、原子炉ウェル代替注水系が使用可能であれば原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水を実施する。

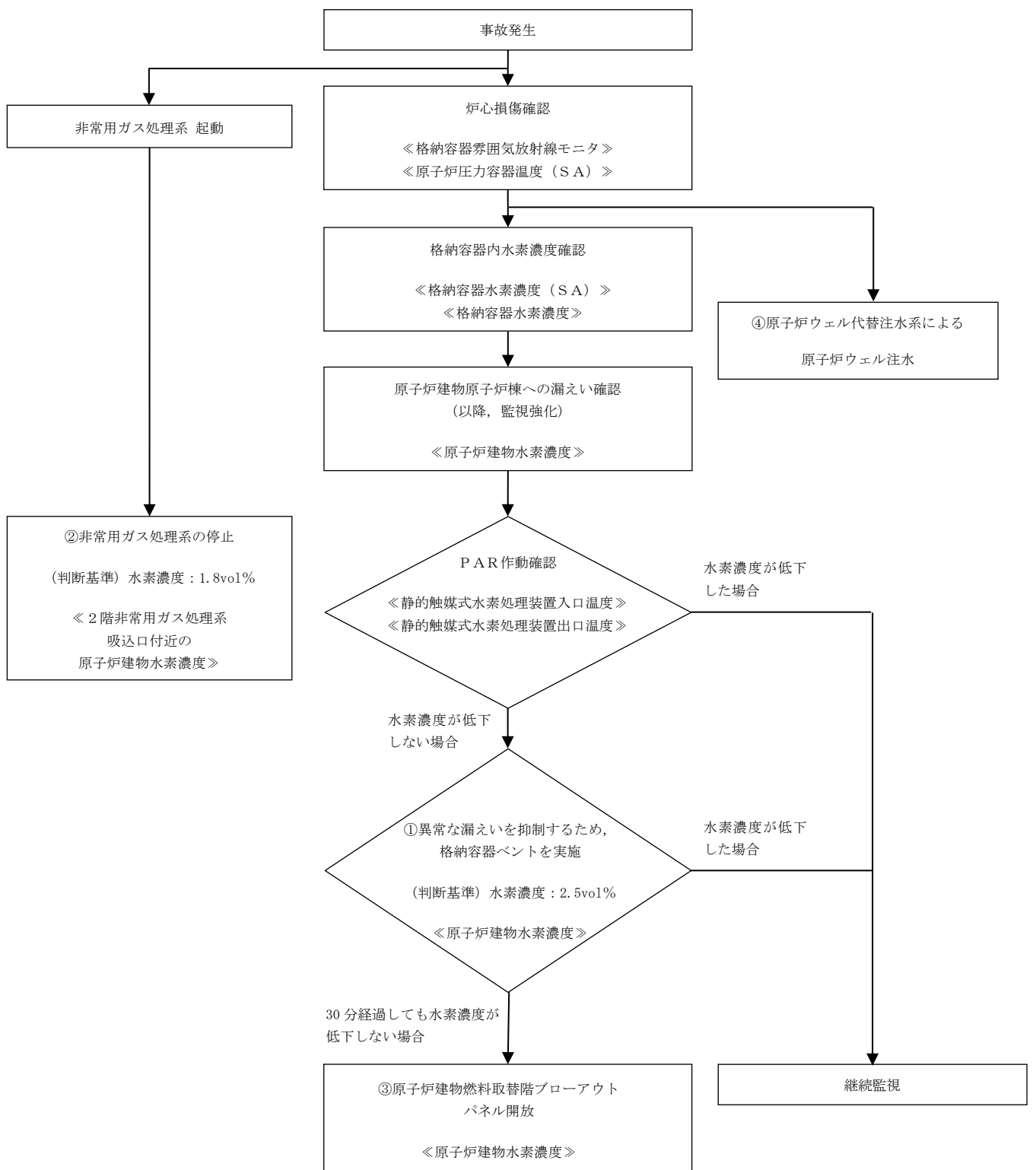


図 10 水素漏えい時の対策フロー

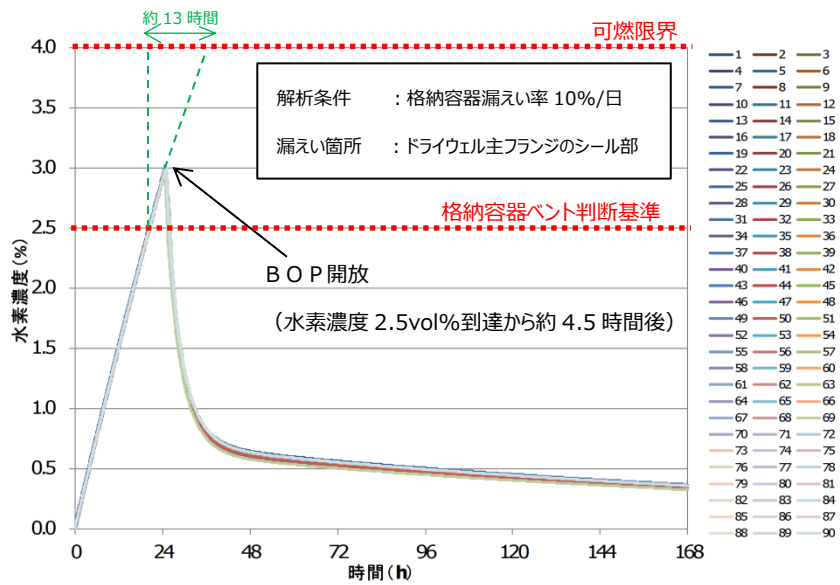


図 11 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放による水素濃度の時間変化 (PAR及び格納容器ベント不作動時)

局所エリアにおける水素爆発防止対策について

1. はじめに

当社は、格納容器から漏えいした水素ガスを処理するために原子炉建物原子炉棟4階にPARを設置し、ドライウェル主フランジ並びにそれ以外の格納容器漏えいポテンシャルがある箇所から漏えいする水素ガスを原子炉建物原子炉棟4階で再結合処理することで、原子炉建物原子炉棟の水素濃度上昇を抑制する。格納容器漏えいポテンシャルがある箇所には、局所エリアになっている箇所もあるため、そこでの水素ガス濃度の影響について説明する。

2. 水素影響を考慮すべき局所エリアについて

格納容器のバウンダリ構成部である構造部及びシール部に対して、「限界温度・圧力評価」にて設定した限界温度及び、限界圧力を踏まえると、シール部の限界よりも構造部の限界の方が十分余裕があることが確認されており、格納容器からの漏えい箇所としては、シール部を選定している。(参考資料1)

このうち、水素影響を考慮すべき局所エリアにあるものを抽出した結果を表1に示す。また、それらの配置を図1及び図2に示す。

表1 水素影響を考慮すべき局所エリア

漏えいフロア	想定漏えい箇所	評価対象区画
原子炉建物 原子炉棟2階	逃がし安全弁搬出ハッチ	S R V補修室
原子炉建物 原子炉棟1階	制御棒駆動機構搬出ハッチ	C R D補修室
	所員用エアロック	所員用エアロック室

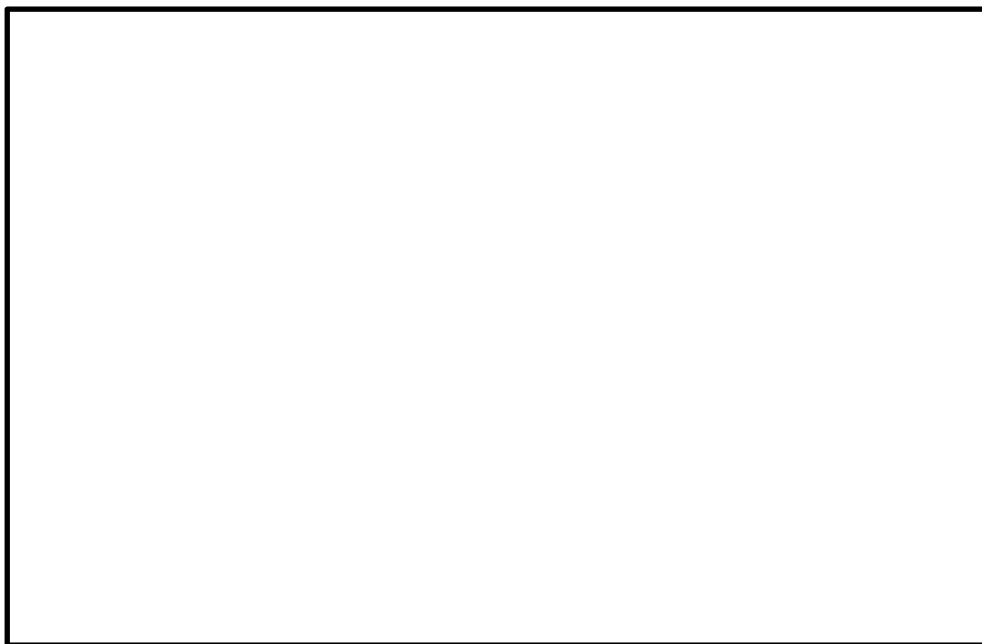


図1 評価対象区画（原子炉建物1階）

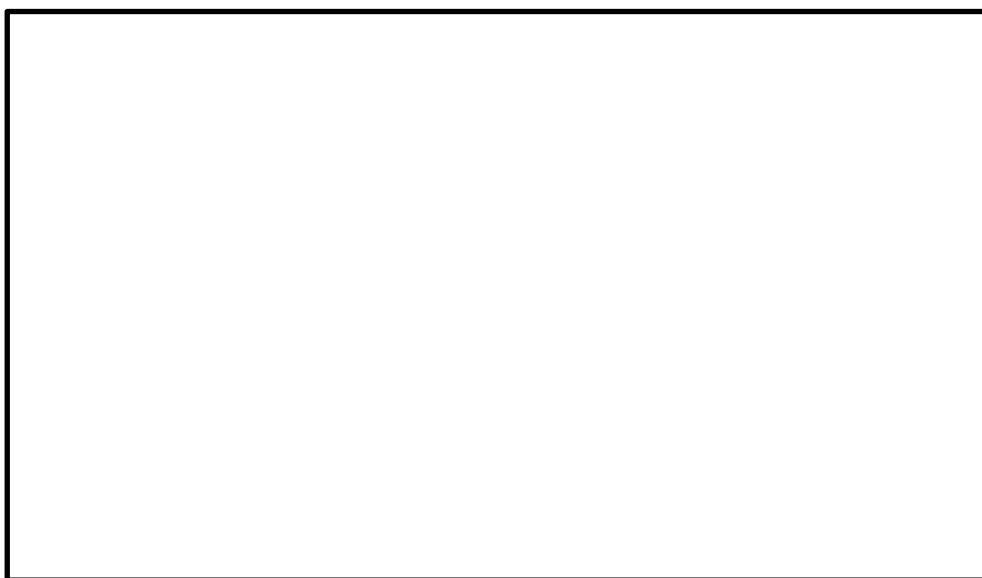


図2 評価対象区画（原子炉建物2階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 解析モデル

SRV補修室，CRD補修室の解析モデルを図3に示す。また，所員用エアロック室の解析モデルを図4に示す。所員用エアロック室の解析モデルについては，エリアの雰囲気が循環することによる希釈効果を天井及び側面の換気ダクトをモデル化することで模擬する。



図3 解析モデル（SRV補修室，CRD補修室）

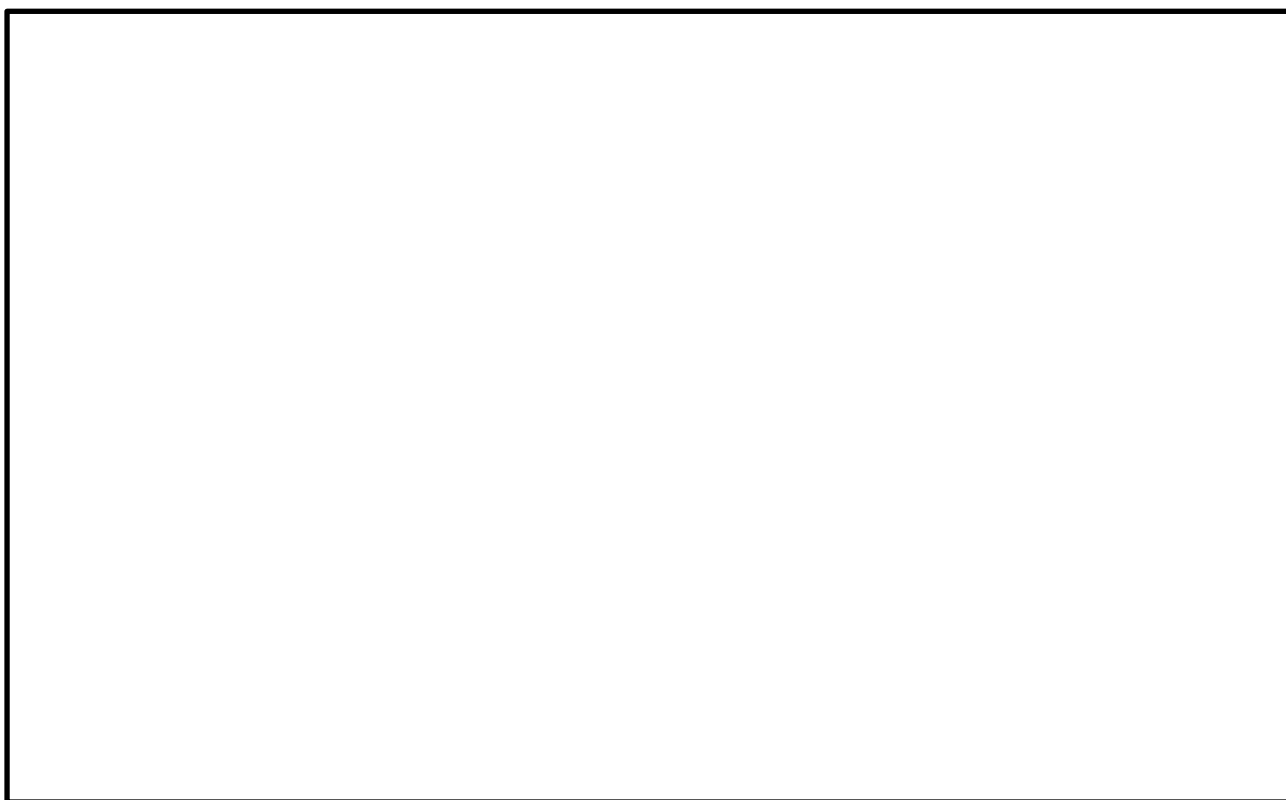


図4 解析モデル（所員用エアロック室）

4. 解析条件

格納容器からの漏えい条件は表2に示すとおり、本文「2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析」の有効性評価結果を踏まえた条件と同じとする。ただし、保守的な評価を行うため、格納容器から漏えいした瞬間、全ての水蒸気が瞬時に凝縮することを仮定する。具体的には漏えいガスの水蒸気分を除いた水素ガスが100℃で流入することとする。

評価対象区画の流入境界条件については、各想定漏えい箇所¹の周長比に応じて按分した値を、その評価対象区画の流入量とする。

また、評価対象区画の容積を表3に示す。

表2 格納容器からの漏えい条件

分類	項目	有効性評価結果を踏まえた条件	
		ベントケース	RHARケース
格納容器条件	圧力 温度 漏えい率	本文表 2.2.2-7	本文表 2.2.2-10
	水素濃度 窒素濃度 水蒸気濃度	本文表 2.2.2-8	本文表 2.2.2-11

表3 評価対象区画の容積

S R V補修室	1,076m ³
C R D補修室	379m ³
所員用エアロック室	37m ³

5. 解析結果

① ベントケース

S R V補修室，C R D補修室及び所員用エアロック室の解析結果を，それぞれ図5から図7に示す。

いずれの区画についても，水素濃度の可燃限界4 vol%を下回る。

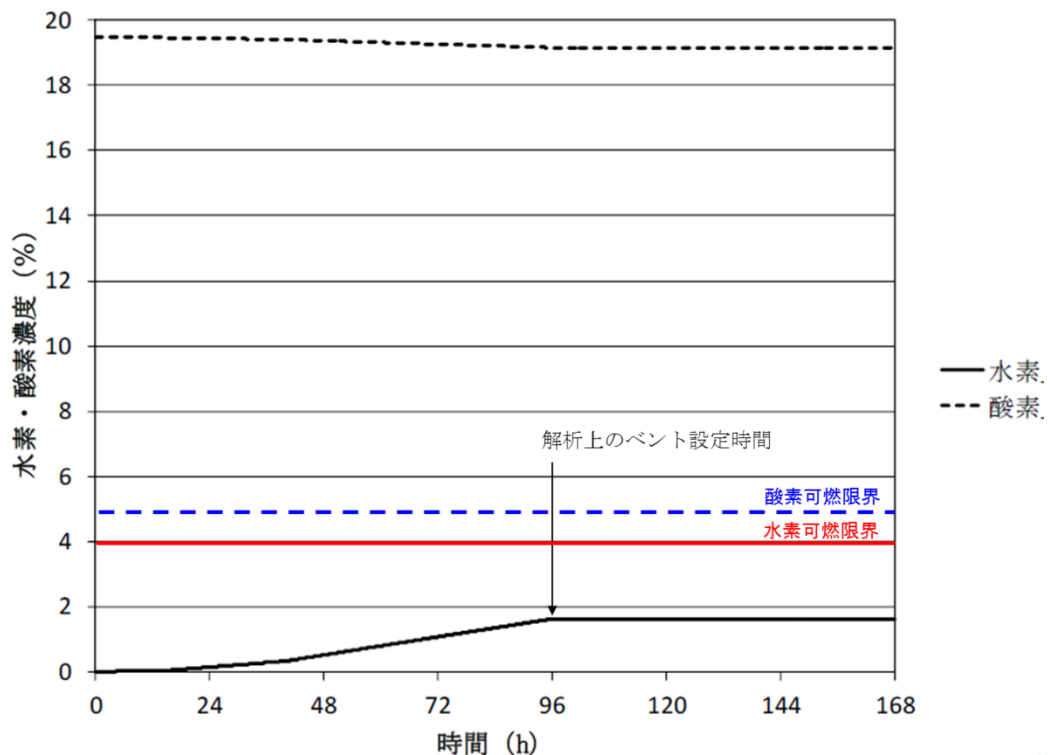


図5 水素・酸素濃度の時間変化（S R V補修室）

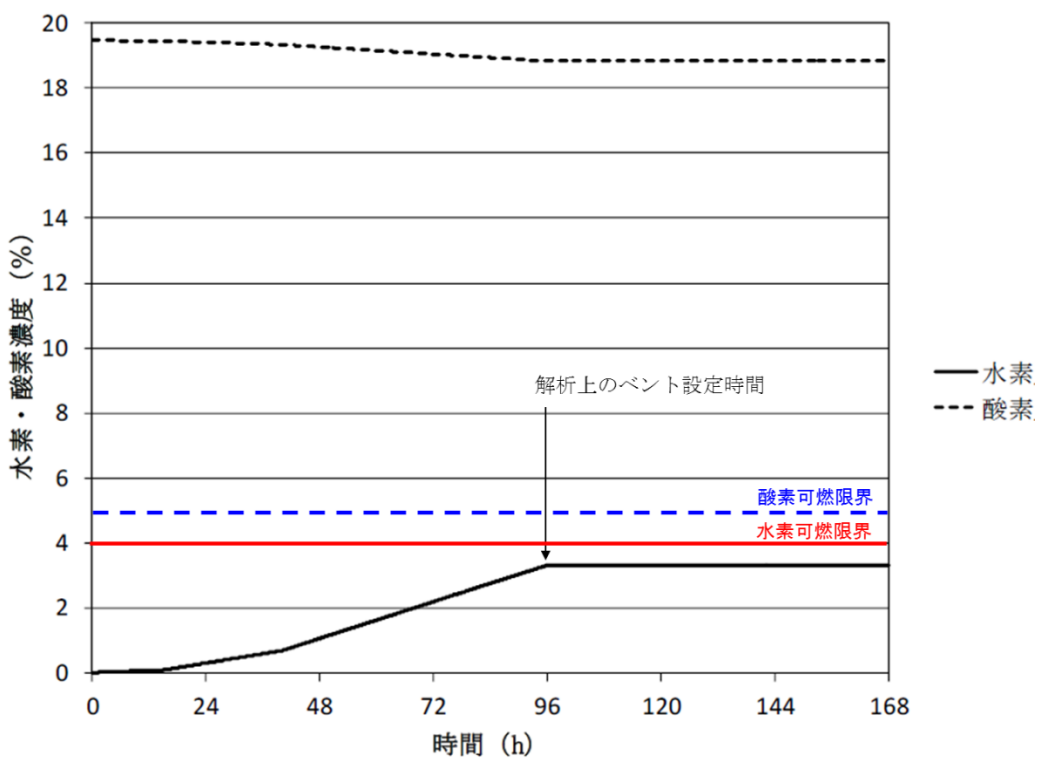


図6 水素・酸素濃度の時間変化（C R D補修室）

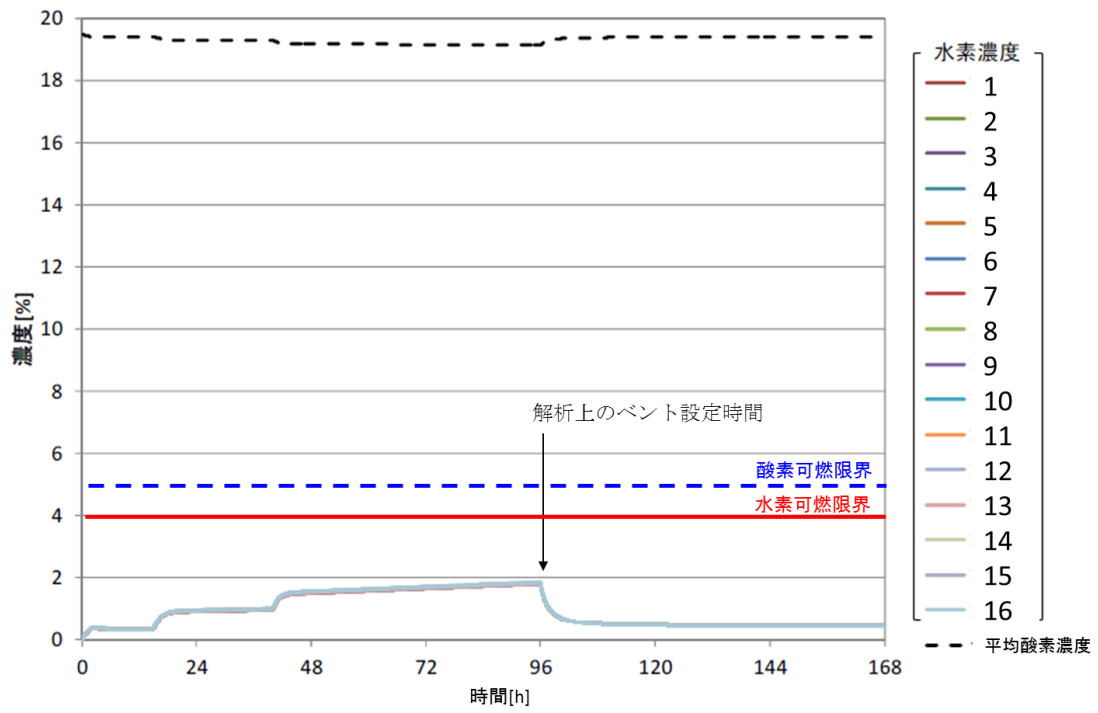


図7 水素・酸素濃度の時間変化 (所員用エアロック室)

② RHAR ケース

S R V 補修室, C R D 補修室及び所員用エアロック室の解析結果を, それぞれ図8から図10に示す。

いずれの区画についても, 水素濃度の可燃限界4 vol%を下回る。

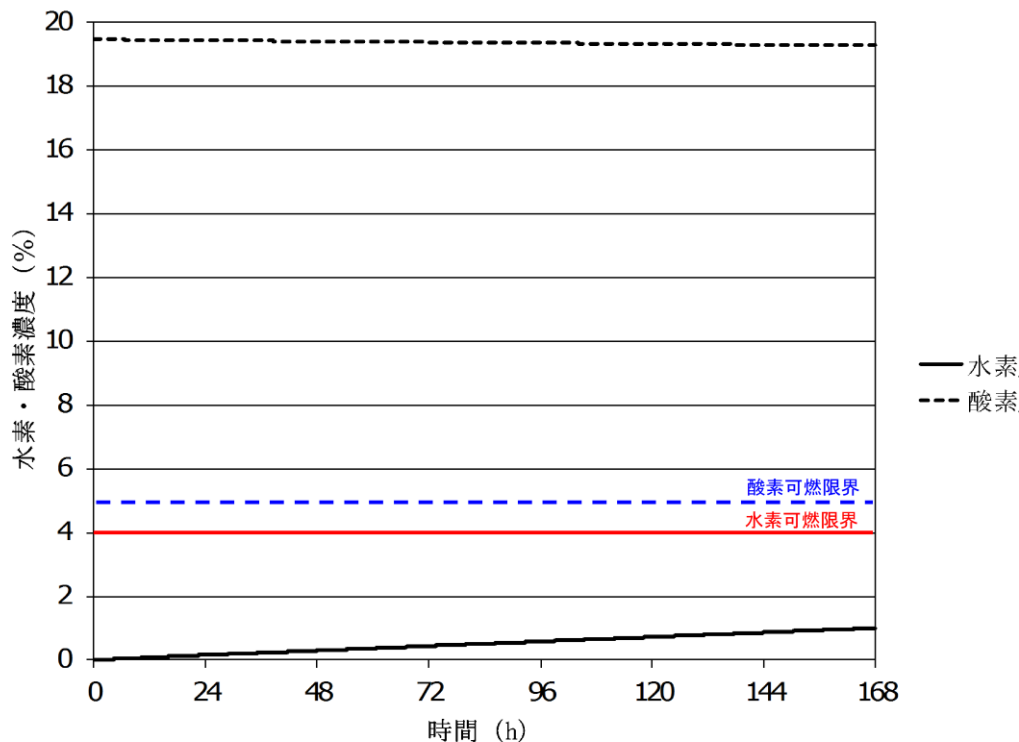


図8 水素・酸素濃度の時間変化 (S R V 補修室)

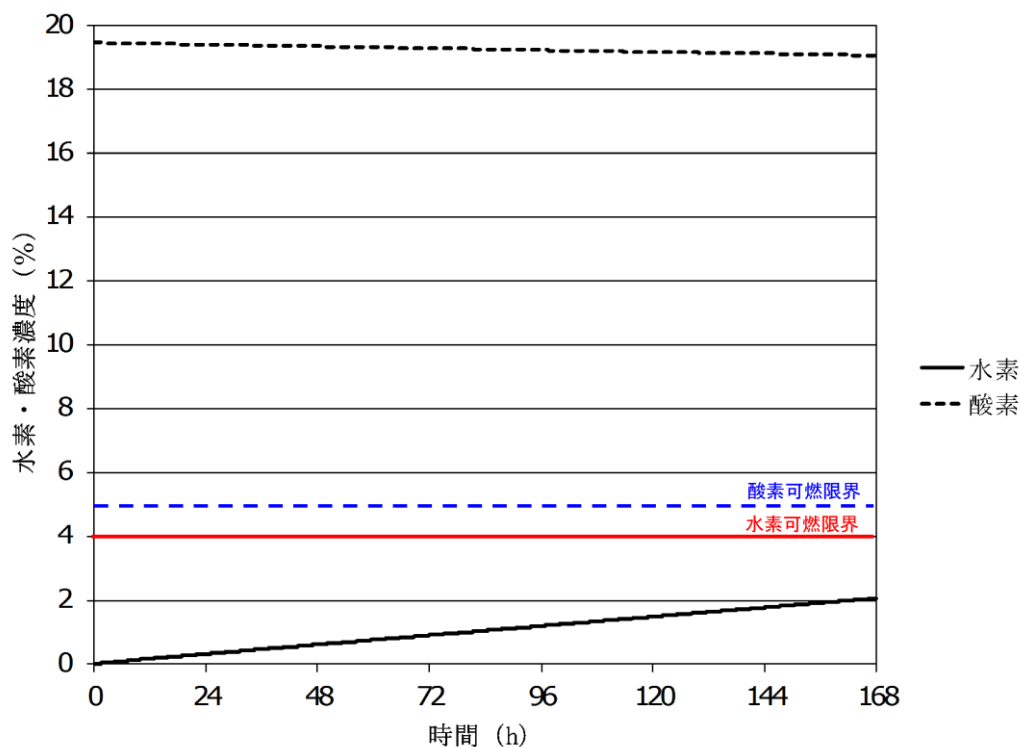


図9 水素・酸素濃度の時間変化 (C R D 補修室)

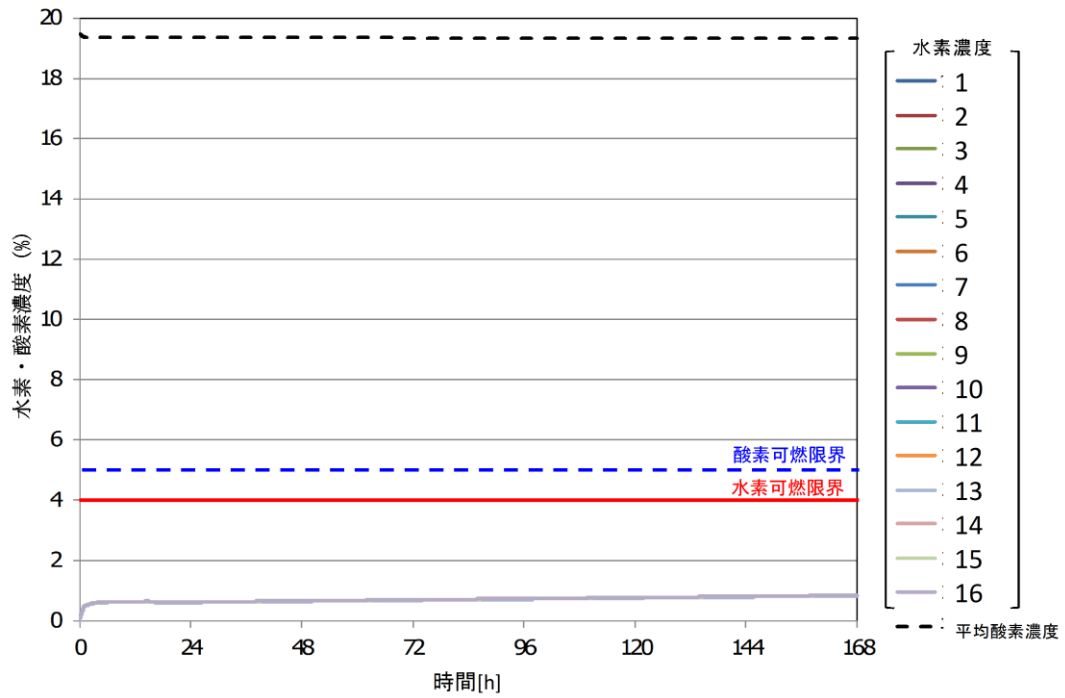


図 10 水素・酸素濃度の時間変化（所員用エアロック室）

6. 評価結果

局所エリアであるSRV補修室、CRD補修室及び所員用エアロック室について、特別な水素対策を行わない状態において局所エリアへの水素流入を保守的に評価した結果、水素濃度は可燃限界を下回ることを確認した。

以上のことから局所エリアにおいては、水素濃度が可燃限界未満となることを確認しているが、局所エリアに漏えいした水素ガスを早期検知及び滞留状態を把握することは、水素爆発による原子炉建物の損傷を防止するために有益な情報になることから、表1に示す局所エリアに漏えいした水素ガスを計測するための水素濃度計を設置し、事故時の監視機能を向上させる。設置場所を図11に示す。これにより、格納容器内にて発生した水素ガスが漏えいするポテンシャルのある箇所での水素濃度と、水素ガスが最終的に滞留する原子炉建物原子炉棟4階での水素濃度の両方を監視できることとなり、原子炉建物原子炉棟全体での水素影響を把握することができる。

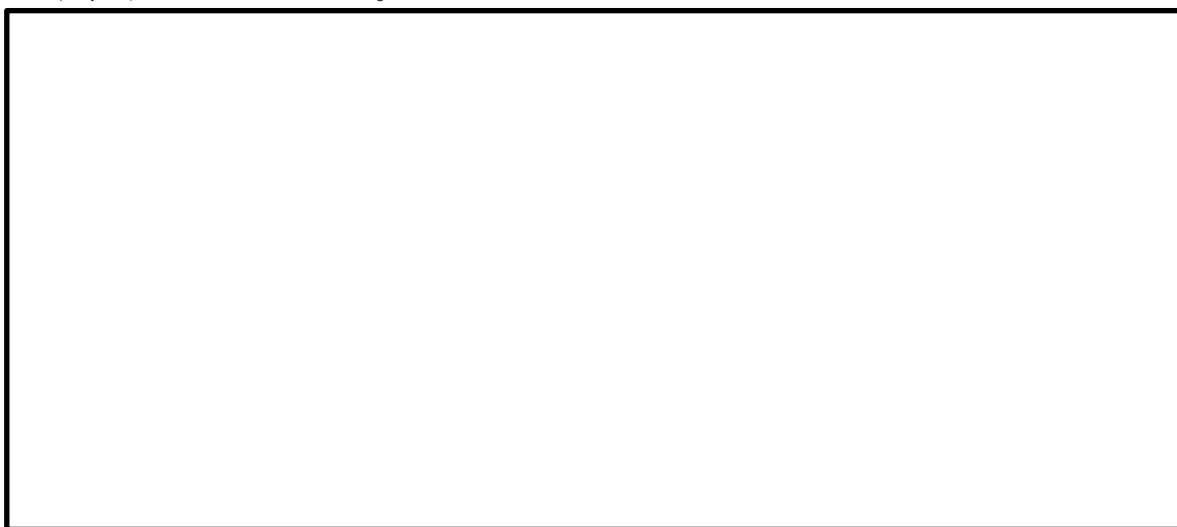


図11 局所エリア用の原子炉建物水素濃度の設置場所（1／2）

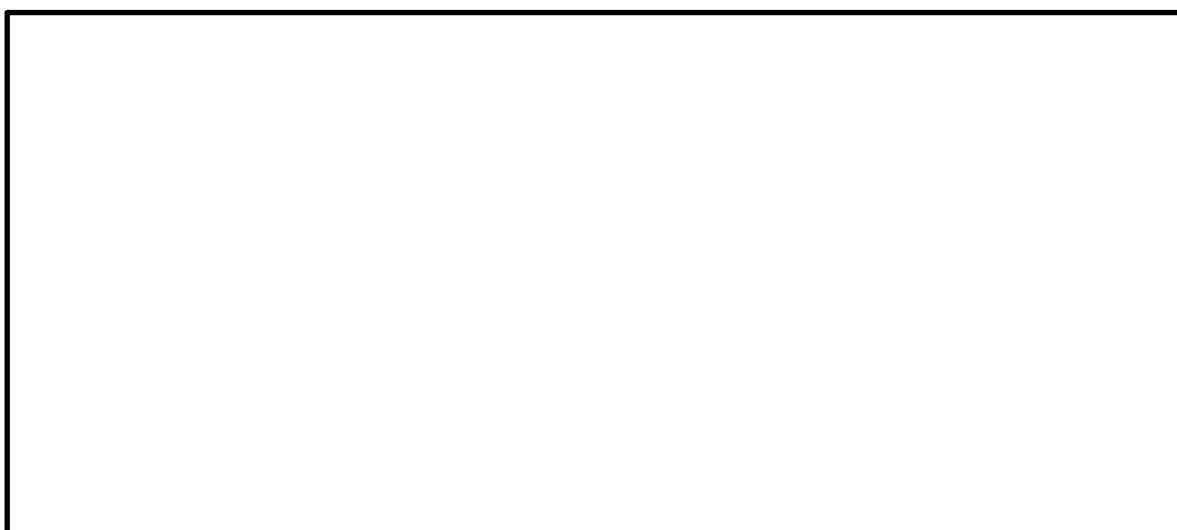


図11 局所エリア用の原子炉建物水素濃度の設置場所（2／2）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.2.3 P A R の性能試験について

メーカーによる開発試験により P A R の基本性能評価式が設定され、様々な環境下での P A R の性能確認のため、国際的な実証試験が実施されている。以下に性能評価式の導出、様々な環境下における P A R の性能評価等を示す。

(1) P A R の水素濃度低減性能試験について

基本性能評価式の設定、P A R 設置位置の違いによる性能評価を目的とし、P A R 開発試験として、Battelle MC 試験が実施されている。

試験条件を表 2.2.3-1、試験体概要を図 2.2.3-1 に示す。複数の部屋に区画された試験装置内に P A R を設置したのち、水素を注入し、各部屋での水素濃度等を測定している。

図 2.2.3-2 は、R 5 の部屋に P A R を設置し、雰囲気蒸気条件にしたのちに R 5 の部屋へ水素を注入したケースの試験概要を示している。この試験ケースにおける各部屋の水素濃度変化を図 2.2.3-3 に示す。触媒反応によって生じる対流等の効果により、水素濃度分布はほぼ均一になっていることが分かる。得られた試験結果をもとに、P A R の入口・出口における水素濃度の差より算出した再結合効率を図 2.2.3-4 に示す。再結合効率は約 85% (0.846) となっている。

この試験を通じて基本性能評価式は設定されており、以下に導出過程を示す。メーカーにおいて、P A R への流入量と水素濃度の相関は以下の式で表されると仮定している。

$$Q = a \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right)^b \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-1)}$$

Q : P A R への流入量 (m³/s)

C_{H₂} : 水素濃度 (vol%)

a : 定数

b : 定数

単位時間あたりの水素処理容量は、単位時間あたりに P A R へ流入する水素量と P A R の性能を示す再結合効率により表され、以下となる。

$$DR = Q \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right) \cdot \gamma \cdot \eta \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-2)}$$

DR : 水素処理容量 (kg/s)

γ : 水素密度 (kg/m³)

η : 再結合効率

試験における測定値による水素処理容量は以下となる。

$$DR = \frac{dC_{H_2}}{dt} \cdot V_C \cdot \gamma \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-3)}$$

$\frac{dC_{H_2}}{dt}$: 水素濃度変化率

V_C : 試験容器体積 (m³)

(式 2.2.3-2) 及び (式 2.2.3-3) より, 試験における P A R への流入量は, 水素濃度変化の測定値から求まる。

$$Q = \frac{dC_{H_2}}{dt} \cdot V_C / \left(\frac{C_{H_2}}{100} \cdot \eta \right) \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-4)}$$

(式 2.2.3-4) による流入量と, その時の水素濃度のデータより, (式 2.2.3-1) の定数 a, b はフィッティングにより決定される。

$$a = 0.67$$

$$b = 0.307$$

(式 2.2.3-1), (式 2.2.3-2) より水素処理速度は以下のように表される。

$$DR = a \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right)^{b+1} \cdot \gamma \cdot \eta \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-5)}$$

ここで, 水素密度は気体の状態方程式にしたがい, 次式で表される。

$$\gamma = \frac{P}{T \cdot R_{H_2}} \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-6)}$$

P : 圧力 (10⁵Pa)

T : 温度 (K)

R_{H₂} : 水素の気体定数 (10⁵J/kg·K)

(式 2.2.3-5), (式 2.2.3-6) により, P A R の水素処理容量は次式で表される。

$$DR = \frac{a \cdot \eta}{R_{H_2}} \cdot \left(\frac{C_{H_2}}{100} \right)^{b+1} \cdot \frac{P}{T} \quad \dots \dots \dots \text{(式 2.2.3-7)}$$

$$\frac{a \cdot \eta}{R_{H_2}} = A = \boxed{}, \quad b + 1 = 1.307$$

(式 2.2.3-7) にスケールファクタを乗じたものが (式 2.2.1-1) に示す P A R の基本性能評価式となる。

本資料のうち, 枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.2.3-1 試験条件

試験名称		Battelle MC 試験	
試験体			
試験条件	温度		
	圧力		
	水蒸気濃度		
	水素濃度		



図 2.2.3-1 試験体概要図

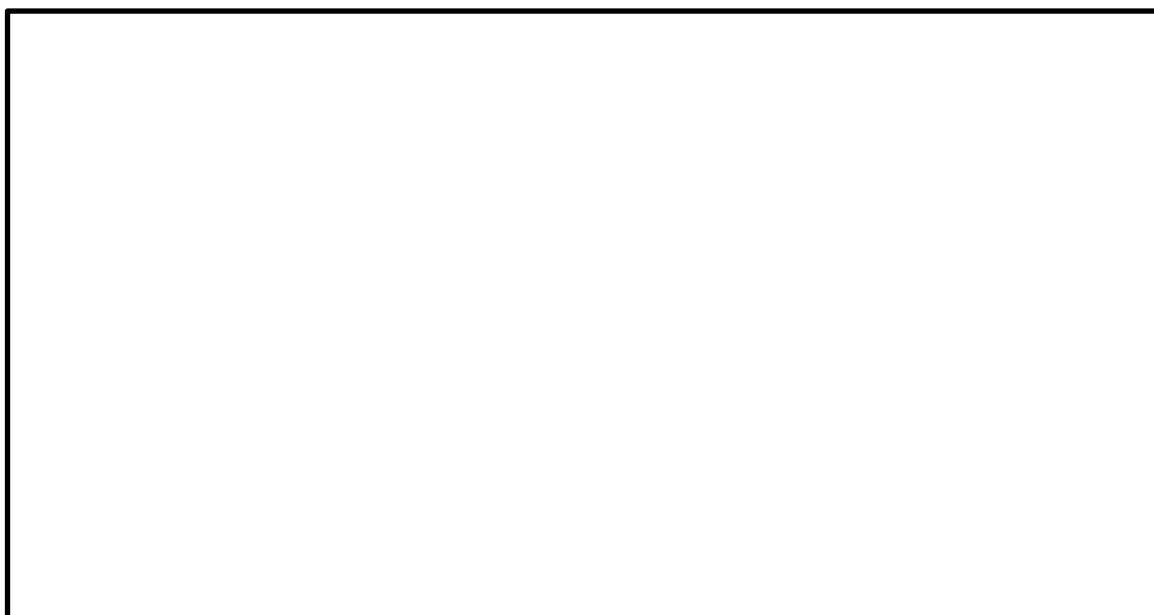


図 2.2.3-2 試験概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

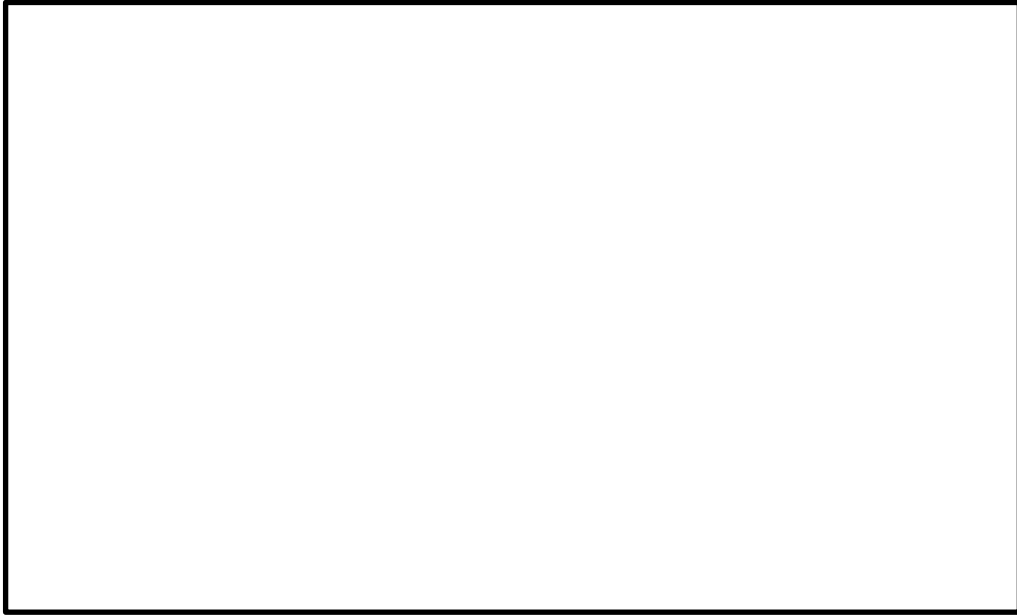


図 2.2.3-3 試験結果（各部屋の水素濃度変化）

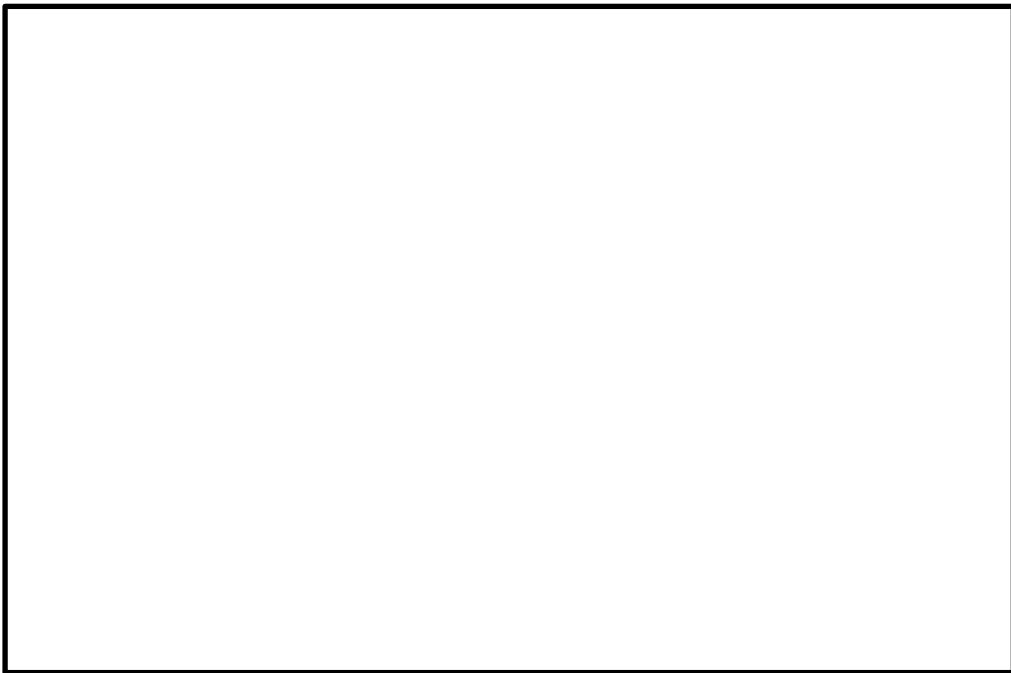


図 2.2.3-4 試験結果（再結合効率の算出）

(2) 雰囲気の違いによる P A R の性能影響

E P R I と E D F の合同により、C E A（フランス原子力庁）の C a d a r a c h e 研究所の K A L I 施設を用い、圧力、温度、蒸気等の雰囲気条件の違いによる影響の有無を確認するため、K A L I 試験が実施されている。試験条件を表 2.2.3-2 に、試験体の概要を図 2.2.3-5 に、試験装置の概要を図 2.2.3-6 に示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.2.3-2 試験条件

試験名称		K A L I 試験	
試験体			
試験条件	温度		
	圧力		
	水蒸気濃度		
	水素濃度		

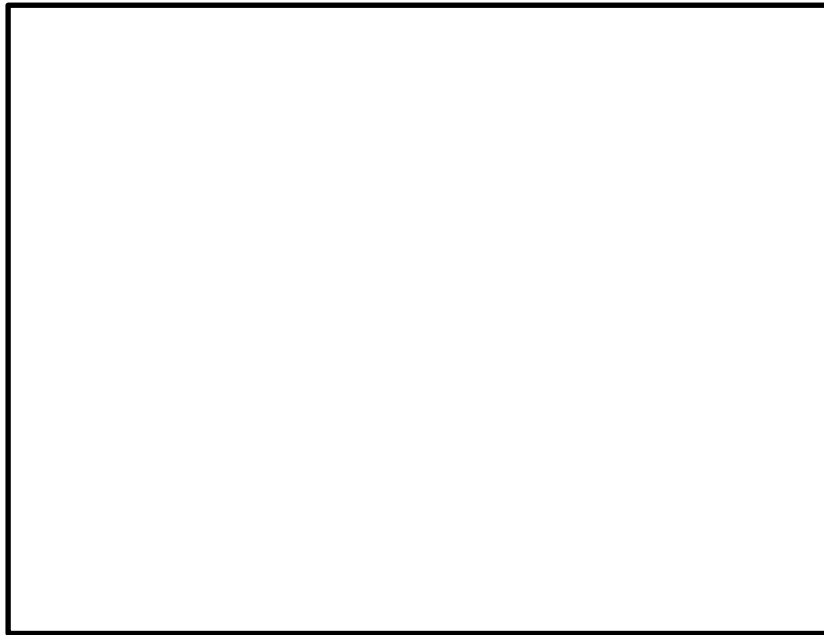


図 2.2.3-5 試験体概要図



図 2.2.3-6 試験装置概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

① 蒸気環境下での影響

蒸気環境下での影響について確認した試験条件を表 2.2.3-3 に、試験結果を図 2.2.3-7 に示す。ドライ条件下と比べて、蒸気条件下での P A R の性能は同等であり、蒸気による影響はないと考えられる。

なお、燃料プールの沸騰により大量の蒸気が発生した場合、蒸気により水素は希釈され、原子炉建物原子炉棟内の水素濃度及び酸素濃度は低下し、可燃限界に達することはないと考える。

表 2.2.3-3 試験条件（蒸気環境による影響）

試験ケース	温度	圧力	水素濃度	蒸気濃度
N8/2				
N9/2				



図 2.2.3-7 試験結果（蒸気環境下での影響）

② 低酸素環境下での影響

K A L I 試験において、低酸素濃度条件下での影響について確認されており、試験条件を表 2.2.3-4 に、試験結果を図 2.2.3-8 に示す。試験条件としては、初期水素濃度及び酸素濃度以外は同じ雰囲気条件で行っており、図 2.2.3-8 に示すように、酸素濃度が低い場合、水素と酸素による再結合反応が進まなくなることから、P A R の性能が低下していることが分かる。また、N4/2 の試験ケースで酸素が十分にあると想定して基本性能評価式を用いて水素処理容量を算出した場合、N6/22 及び N13/7 の試験結果と相違ないことから、低酸素環境下では P A R の性能が低下するといえる。

島根 2 号炉の場合、水素発生量に比べて十分な酸素量を有していることを確認しており、酸素濃度による影響はない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.2.3-4 試験条件（酸素濃度による影響）

試験ケース	温度	圧力	初期水素濃度	初期酸素濃度
N4/2				
N6/22				
N13/7				

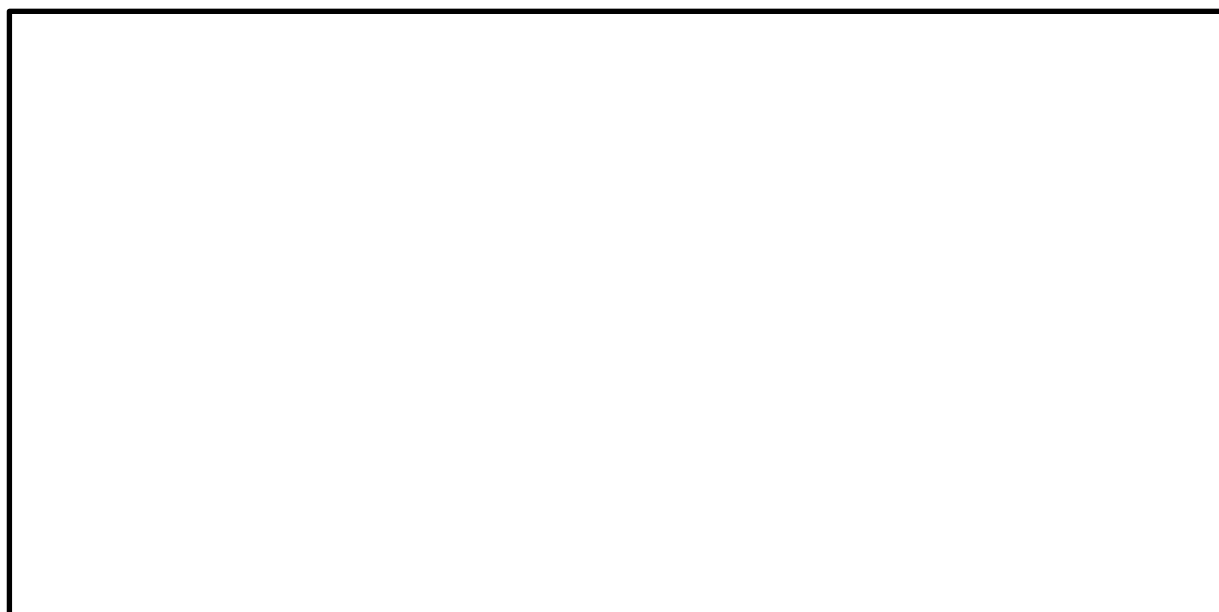


図 2.2.3-8 試験結果（酸素濃度による影響）

(3) スケールファクタの妥当性

触媒カートリッジ 88 枚の試験体（1/1 スケール）を用いた Battelle MC 試験結果に基づき基本性能評価式が設定され、その後、触媒カートリッジの寸法及び設置間隔を保ったままカートリッジ枚数が 44 枚（1/2 スケール）、22 枚（1/4 スケール）、11 枚（1/8 スケール）である小型化された P A R が開発された。

これらの小型 P A R は、単位流路面積あたりの触媒カートリッジ表面積が同一となるよう、ハウジングの開口面積の比も 1/2、1/4、1/8 としていることから、流量（水素処理容量）がカートリッジ枚数に比例するものとして、スケールファクタが設定されている。また、試験等のために触媒カートリッジの高さ以外の寸法を変更している場合でも、触媒カートリッジの設置間隔を同じにすることで、同様にスケールファクタはハウジングの開口面積の比で整理できる。基本性能評価式（式 2.2.3-7）にこのスケールファクタを乗じたものが小型 P A R の基本性能となる。

KAL I 試験では、小型PARよりもさらに流路面積の小さい試験体で性能が確認されている。試験結果とスケールファクタを考慮した基本性能評価式との比較を図2.2.3-9に示す。図中の点線は、基本性能評価式を用いて試験条件及び水素濃度から算出し、スケールファクタ(1/40)を考慮したものである。解析上PARの動作を期待している水素濃度の範囲(1.5%~4.0%)において、試験結果と基本性能評価式(点線)はよく合っており、スケールファクタが妥当であることを示している。

Battelle MC 試験, KAL I 試験ならびに島根2号炉で使用するPARの仕様の比較を表2.2.3-5に示す。触媒カートリッジ部やチムニ部のハウジングの高さは同じで、違いは触媒カートリッジ枚数またはハウジング開口面積であることから、スケールファクタとしては0.025~1の範囲であれば適用可能と考える。島根2号炉で使用するPARは1/4スケールでこの範囲内にあることから、スケールファクタ及び基本性能評価式は適用可能である。

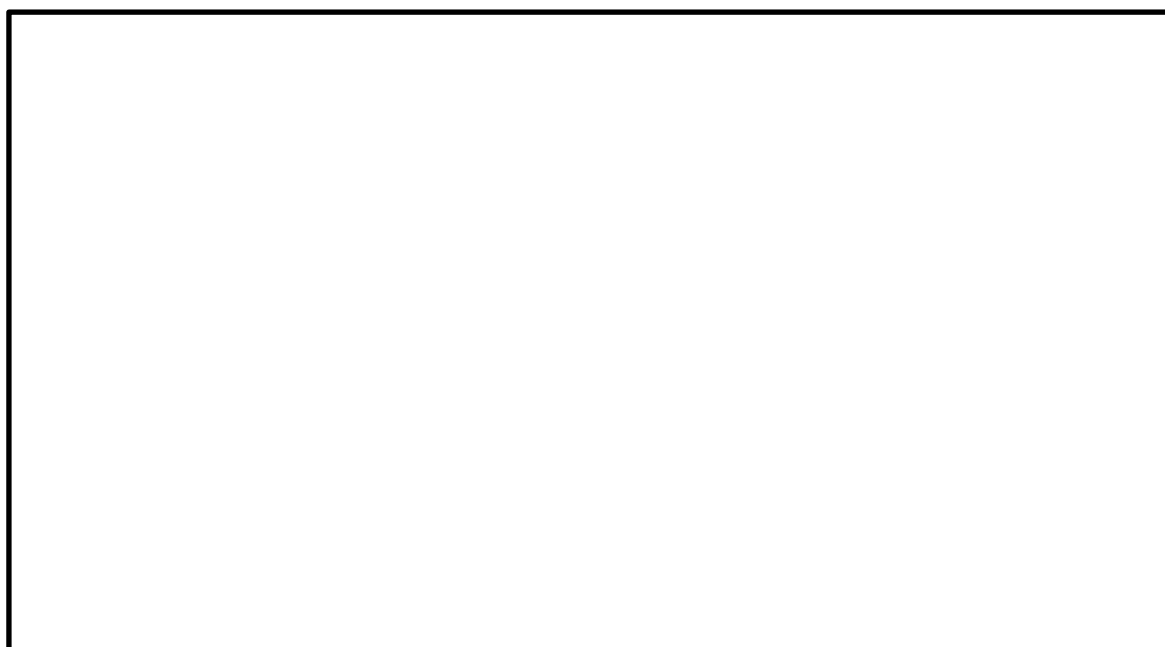


図2.2.3-9 KAL I 試験結果と基本性能評価式との比較

表2.2.3-5 PARの仕様比較

	Battelle MC 試験	KAL I 試験	島根2号炉
PARモデル	PAR-88	試験用PAR	PAR-22
触媒カートリッジ枚数	88枚		22枚
ハウジング開口面積			
スケールファクタ	1 (88/88)	0.025	0.25 (22/88)
延長チムニの有無	なし (標準チムニ)	なし (標準チムニ)	なし (標準チムニ)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(4) PARの反応開始遅れの影響

PARの結合反応の開始水素濃度について、NRC（米国原子力規制委員会）の委託により Sandia 国立研究所（SNL）にて実施されたSNL試験にて確認されている。表 2.2.3-6 に試験条件及び反応開始水素濃度を示す。雰囲気条件の違いに関わらず、水素濃度 1 vol%未満でPARによる結合反応を開始している。

GOTHICによる原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析においては、PARによる反応開始水素濃度を 1.5vol%に設定しており、水素濃度を高く見積もることができる。反応開始遅れを考慮しない場合（反応開始水素濃度：0 vol%）の水素濃度変化との比較を図 2.2.3-10 に示す。反応開始水素濃度を高く設定した解析結果においても、原子炉建物原子炉棟の水素濃度を可燃限界未満に抑制しており、反応熱による影響で最高使用温度（300℃）を上回ることはないため、PARの反応開始遅れの影響はない。

表 2.2.3-6 SNL試験の試験条件及び反応開始水素濃度

試験番号	圧力 (bar)	温度 (°C)	水蒸気濃度 (%)	酸素濃度 (%)	反応開始水素濃度 (vol%)
PAR-1	2.1	17	0	21	0.3
PAR-2	2.1	24	0	21	0.15
PAR-3	2.1	102	52	10	0.4

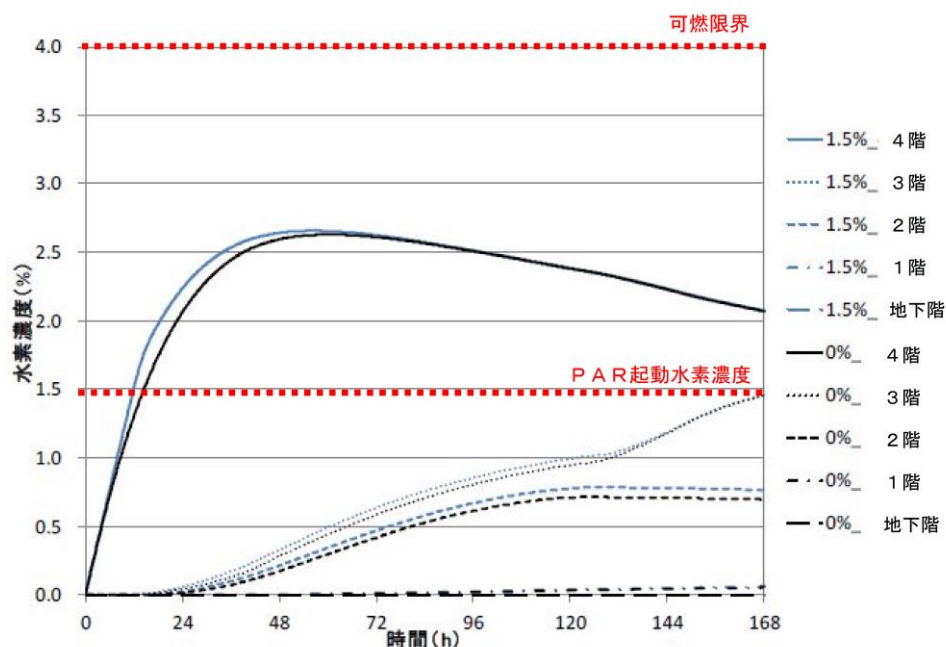


図 2.2.3-10 反応開始遅れによる水素濃度の時間変化の比較

(5) 反応阻害物質ファクタについて

炉心損傷を伴う重大事故時において、格納容器内によう化セシウム等の粒子状放射性物質、ガス状よう素、蒸気等が発生する。これらが原子炉建物原子炉棟へ漏えいした場合、P A R の性能に影響を与える可能性があるため、影響評価を行う必要がある。

粒子状放射性物質については、沈着や格納容器スプレイにより除去されることから、原子炉建物原子炉棟4階への漏えい量は十分小さく、影響はないと考えられる。また、2.2.3(2)①に示したように、蒸気環境下による性能への影響はないと考えられる。

したがって、影響因子としてはガス状よう素を対象とし、以下のとおりP A R の性能への影響を評価する。

事故時に炉内に内蔵されるよう素元素量は約18.1kgであり、NUREG-1465に基づき、格納容器内へのよう素の放出割合を61%、Regulatory Guide 1.195に基づき、無機よう素生成割合を91%、有機よう素生成割合を4%とする。また、格納容器内の自然沈着による除去効果については、CSEでの実験結果に基づき、事象発生後2時間までは除去効果を考慮せず、2時間以降はDF200を考慮する。

このとき、格納容器の漏えい率を一律10%/日、原子炉建物原子炉棟4階へ全量漏えいすると仮定した場合、ガス状よう素濃度は約11mg/m³となる。

よう素による影響を確認するために行われたBattelle MC試験の試験条件を表2.2.3-7に、試験結果を図2.2.3-11に示す。試験は、蒸気環境下において空間に対するよう素割合約300mg/m³で実施しており、約25%性能低下していることが確認されている。

試験条件と比べて島根2号炉で想定されるガス状よう素濃度は十分に小さく、影響は小さいと考えるが、よう素環境下でのP A R の性能低下を考慮し、反応阻害物質ファクタとして「0.5」を設定する。

なお、反応阻害はよう素が触媒に付着することで起こるものであり、スケールファクタが変わっても、P A R 内部の流速は一律であり、付着するよう素の割合は変わらないため、ガス状よう素による影響評価にスケールファクタを考慮する必要はない。

表 2.2.3-7 試験条件（よう素の影響）

温 度	圧 力	初期水素濃度	蒸気濃度	よう素濃度
120℃	2bar	4 vol%	50～70vol%	300mg/m ³

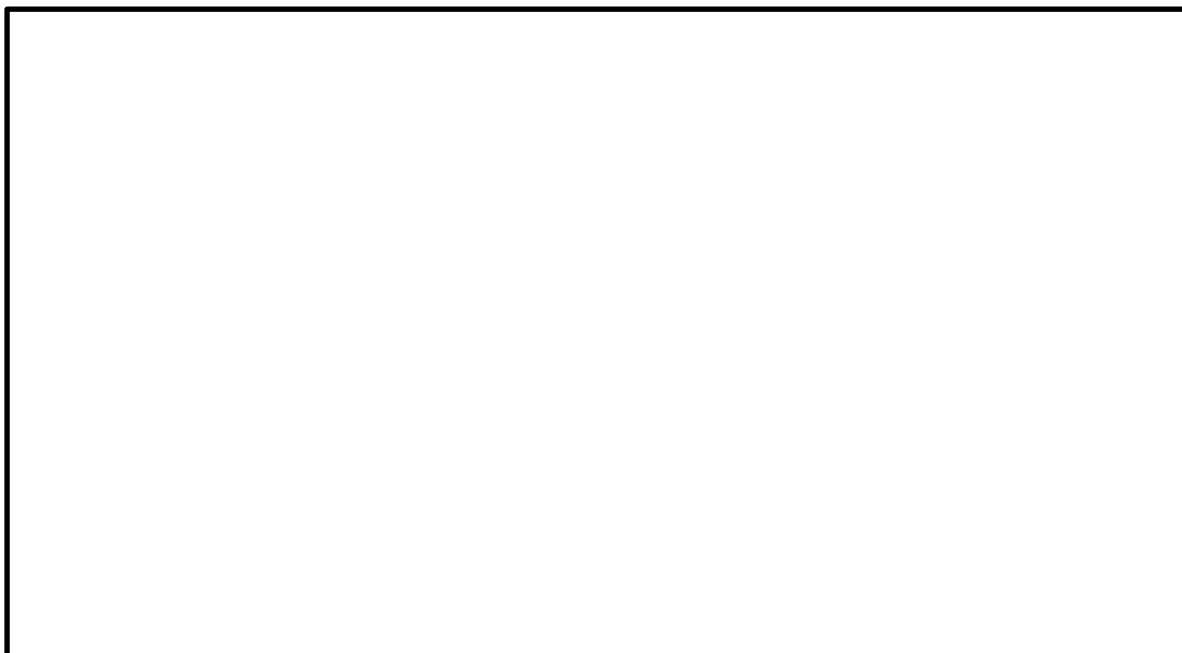


図 2.2.3-11 試験結果（よう素の影響）

本試験は、表 2.2.3-7 に示す条件でよう素による触媒性能低下の影響を確認しているが、本試験結果が実機条件に適用できるかを確認するために、本試験結果における水蒸気濃度、温度及び圧力の影響について示す。

触媒の被毒は、強力な化学吸着による触媒反応の阻害によって発生する。したがって、よう素による被毒は、よう素によるパラジウム原子の物理的な閉塞により発生する（図 2.2.3-12）。水蒸気濃度及び圧力は、パラジウム表面に結合しているよう素の状態を変えることができないため、基本的には水蒸気濃度と圧力は、よう素による被毒効果に与える影響はないと考えられる。なお、水蒸気については、触媒に被膜ができること等による物理的な触媒性能低下の影響が考えられるが、それについては「2.2.3 (2)① 蒸気環境下での影響」とおり、有意な影響はないことを確認している。さらに、触媒粒には疎水コーティングが施されていることから、水蒸気による性能低下を防ぐ設計考慮がなされている。

また、本試験条件は、島根原子力発電所 2 号炉の事故時に想定される環境と比較し、よう素濃度、水蒸気濃度は保守的な条件となっている。これらを踏まえ、本試験結果における水蒸気濃度、圧力が与える大きな影響はない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

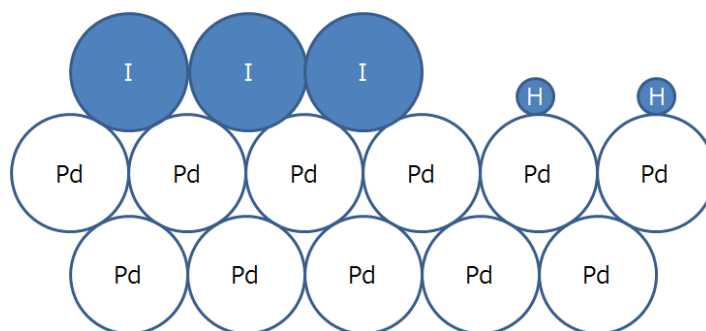


図 2. 2. 3-12 パラジウムへのよう素の結合の概略図

一方，温度については，触媒周りの温度が 200℃付近の高温になると，吸着されたパラジウムとよう素が分離し，パラジウムは触媒機能を回復する知見が既往研究より確認されている（図 2. 2. 3-13）。これは，温度が上がったことにより化学結合状態が壊れてパラジウムとよう素が分離する状況になったことによるものと考えられる。

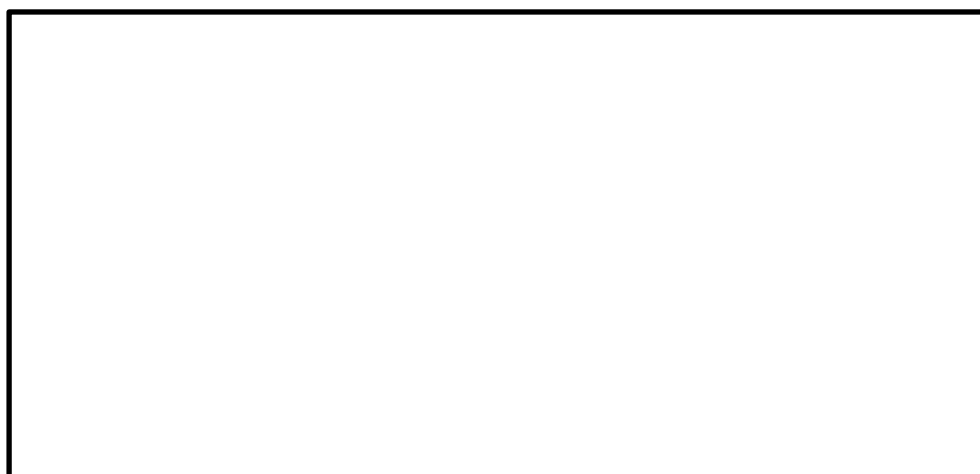


図 2. 2. 3-13 再結合効果と温度の関係

P A Rは，再結合反応を始めると，触媒温度が上昇し触媒自体は 200℃を超える高温状態になる。N I S社製P A R触媒は，粒型の触媒粒をカートリッジに敷き詰めた構造になっており，被毒物質に全ての触媒が覆われることを防ぐことが設計上配慮されている。よって，被毒されていない部分は再結合反応が始まり，それに伴い触媒粒の温度が上昇することで，被毒された部分の吸着されたパラジウムとよう素が分離することで触媒機能が回復する傾向になると考えられる。すなわち，よう素による被毒は再結合反応開始時に影響するものであるが，反応が開始すると，触媒温度上昇が支配的となり，試験条件としての温度は，影響を無視できるものと考えられる。よって，本試験結果で示す触媒性能低下評価において，温度条件は大きな影響を与えるものではない。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

国内容器試験について

平成 11 年 1 月から平成 13 年 5 月までの期間で電力共通研究「触媒式 F C S 再結合装置適用性研究 (PHASE2)」が実施された。この研究において、水素処理速度式の妥当性確認を目的の一つとして、縮小モデルを用いた国内容器試験が実施されており、その試験装置、試験条件を以下にまとめた。

1. 試験装置

図 1 に容器試験装置の外観を、図 2 に系統図を示す。試験装置は、試験容器、ガス注入系、ガス供給設備、ガス分析計、真空排気装置等から構成されている。

図 3 (a) に試験容器を示す。試験容器は、であり、内部に図 3 (b) に示す P A R を設置している。P A R 内部には
の触媒カートリッジ 5 枚が格納されている。

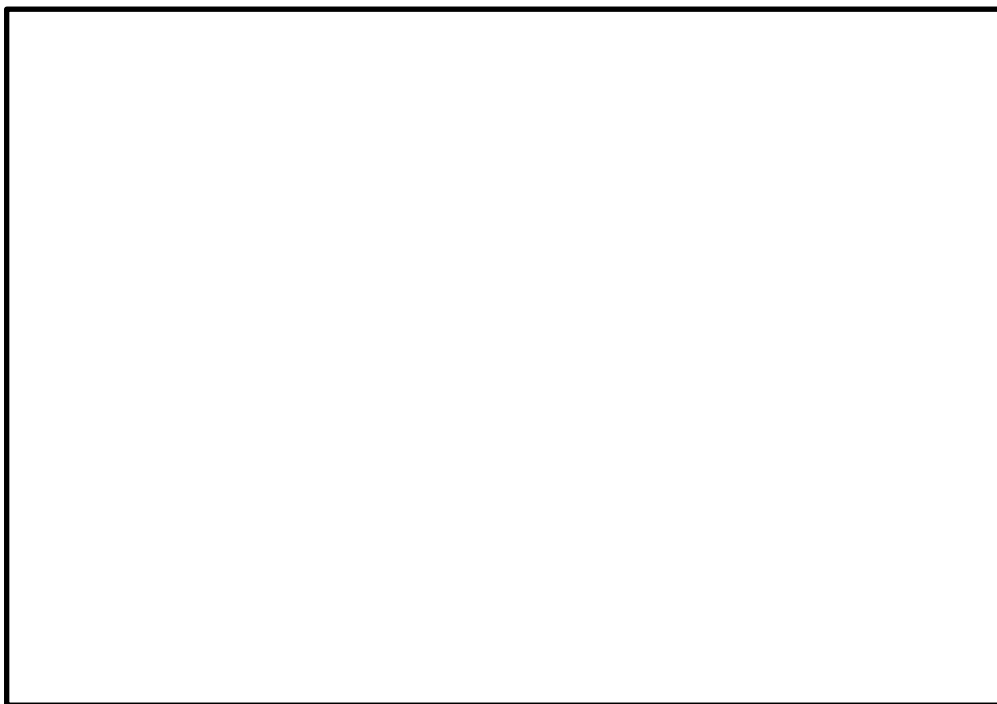


図 1 試験装置外観

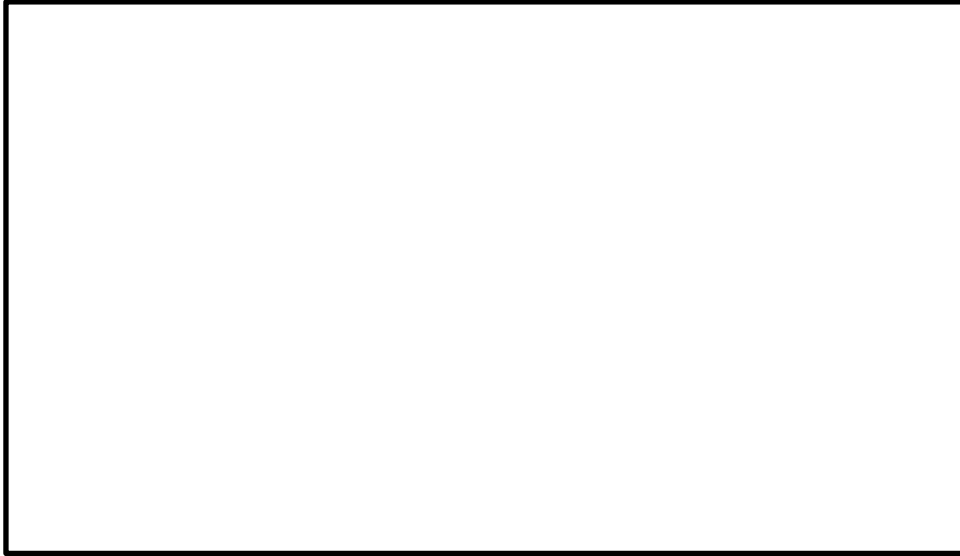


図2 試験装置系統図

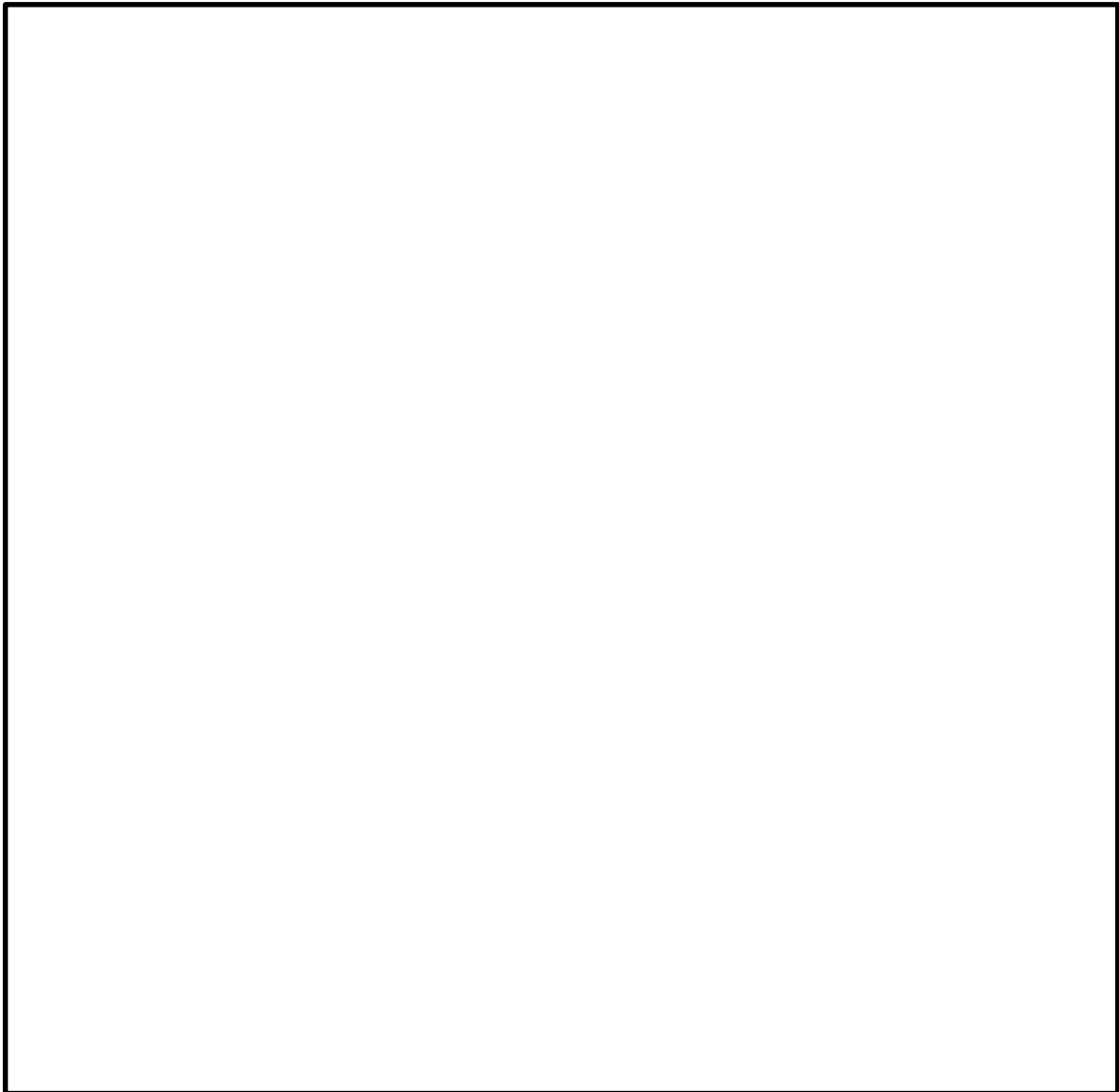


図3 試験容器及びPAR（試験体）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ここで、本試験に用いている試験PARとPAR-11, PAR-22（島根2号炉で採用）、PAR-44, PAR-88の触媒カートリッジの比較を表1に示す。PARのスケールファクタは、触媒カートリッジの寸法及び配置間隔を開発時から変えないことを条件として、NIS開発試験時に使用されたプロトタイプPARのカートリッジ枚数（88枚）に対する、使用するPARのカートリッジ枚数の比として、水素処理性能が規定できるものとするものである。また、本試験にて用いている試験PARとPAR-22では、カートリッジの幅寸法が異なるが、幅寸法を変更している場合には、入口部開口面積の比で整理し、スケールファクタを算出できる。

本試験においてはこのスケールファクタを使用することで、実機の縮小モデルにより、水素処理性能評価式の妥当性等を検証している。

表1 触媒カートリッジの比較

PARタイプ	触媒カートリッジ			PAR-88 に対するカ ートリッジ 枚数の比	入口開 口面積 [cm ²]	PAR-88 に対する入 口開口面積 の比	スケー ルファ クタ
	枚数	間隔 [cm]	幅×高さ×厚さ [cm]				
PAR-88	88			1		1	1
PAR-44	44			0.5		0.5	
PAR-22	22			0.25		0.25	
PAR-11	11			0.125		0.125	
国内試験用 PAR	5			0.0568		0.0251	0.0251

2. 試験条件

本試験においては、原子炉格納容器内の条件を模擬し、スプレイ流量等の試験パラメータを変化させて試験を実施しているが、表2にスプレイ無しで実施された試験条件を示す。

表2 試験条件

RUN No.	スプレイ流量 [l/min]	水素濃度 [vol%]	酸素濃度 [vol%]	圧力 [MPa]	温度 [K]
RUN-2	—	0.5~3	3.5	0.13	333

3. 試験方法と試験手順

試験容器内を約0.13kPa（約1 torr）まで減圧した後、所定の分圧になるように窒素ガスを注入し、その後、試験容器周りの加熱ヒータにより試験温度条件に設定する。最後に、水素ガスを容器に注入してPARによる水素ガス、酸素ガスの再結合反応状態について確認する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 試験結果

図4に試験結果と水素処理性能評価式を用いた算出値の比較を示す。図4より、試験結果に対して水素処理性能評価式から求めた値は、保守側となっていることが確認できる。

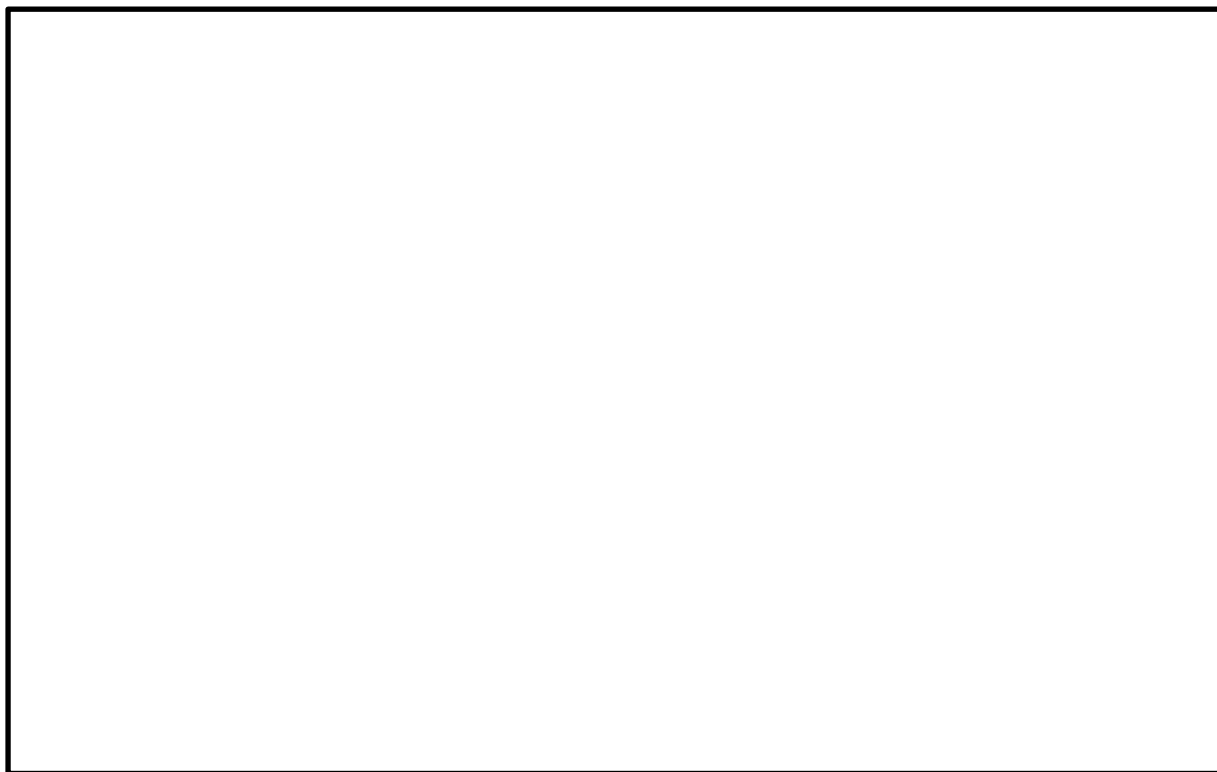


図4 試験結果と水素処理性能評価式を用いた算出値の比較

P A R 動作監視装置について

1. 目的

P A R は、原子炉建物原子炉棟内の水素濃度上昇に従い自動的に作動する装置であり、電源や運転員による操作の不要な設備である。

P A R は、触媒における再結合反応により水素ガスを除去する設備であるので、水素濃度の上昇にしたがって装置の入口側と出口側の差温度が上昇する（図 1，図 2）ことから、P A R に温度計を設置することにより、水素処理の状況を把握することができ、P A R による水素処理が行われていることを確認することができれば、重大事故対処時の有効な情報となると考えられる。

このことから、原子炉建物原子炉棟 4 階に設置されている P A R （2 個）に、熱電対を入口側と出口側に取り付け、中央制御室にて P A R の温度を確認できるようにし、重大事故対処時の監視情報の充実を図る。

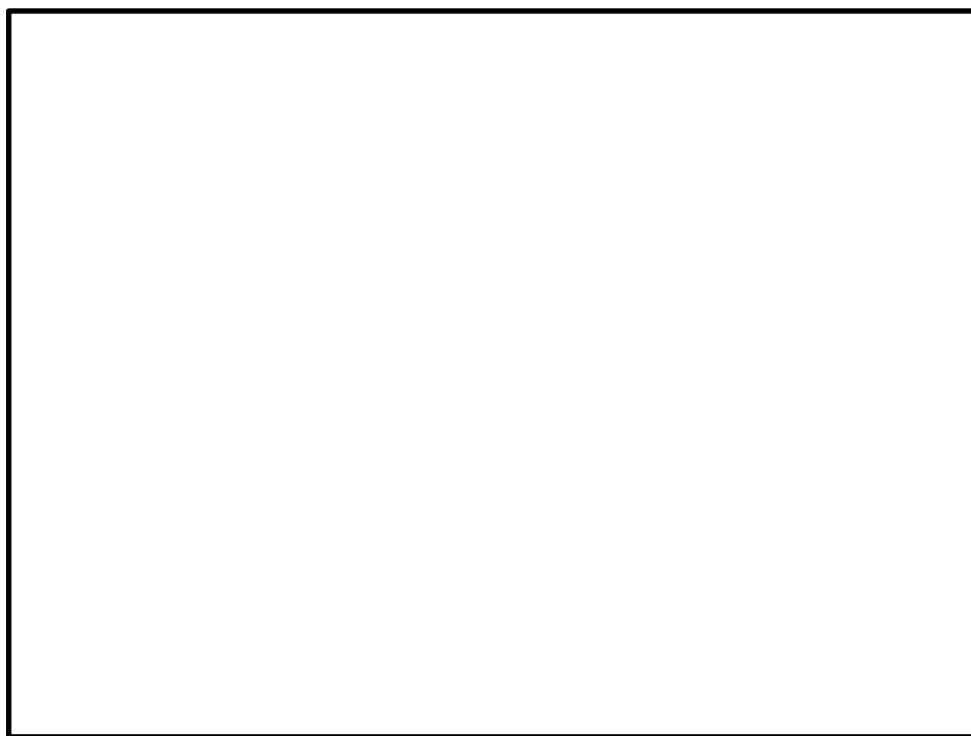


図 1 SNL で行われた試験用 P A R 概要

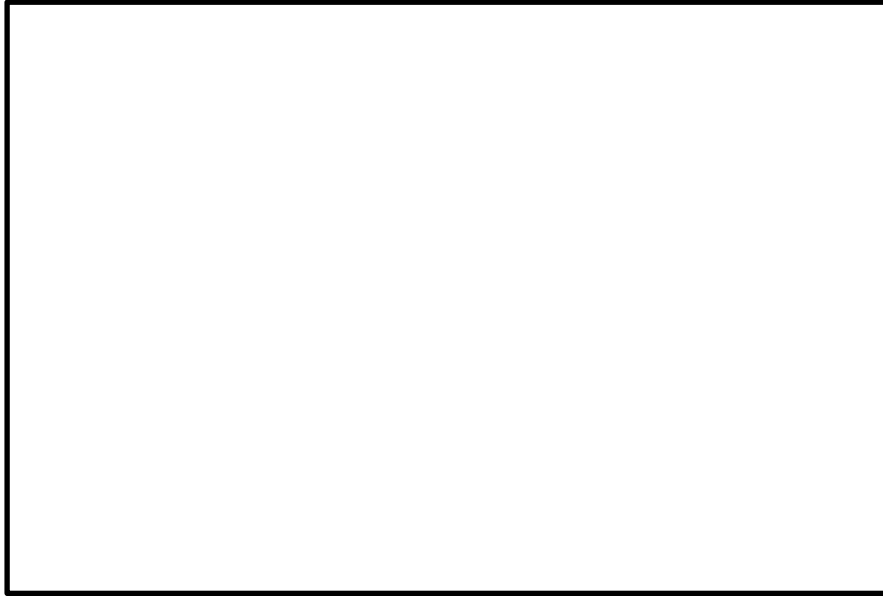


図2 SNLで行われた試験結果（PAR温度と水素濃度の関係）

2. 設備概要

PAR 2 個に対し、入口側及び出口側に熱電対を取り付け、事故時のPARの測定温度を中央制御室にて監視できるようにする。

熱電対の設置位置は、PAR入口近傍及び触媒カートリッジ上方に熱電対シーすを取り付け、ガス温度を測定できるようにしている。

試験結果(図2)において、触媒部での水素再結合反応に伴い、水素濃度1 vol%程度でPAR入口と出口のガス温度差は約40K、水素濃度4 vol%程度でPAR入口と出口のガス差温度は約170Kになっており、PARの入口側と出口側の差温度が明確であることから、PAR動作を把握することができる。

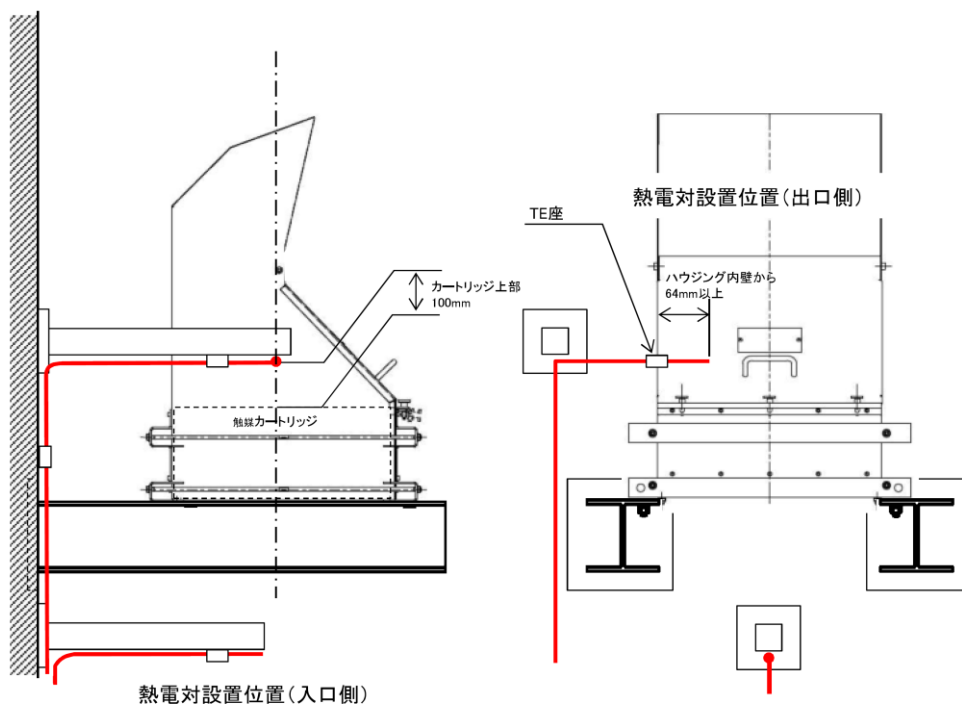


図3 PARへの熱電対取付位置概要図

PARへの熱電対取り付け位置は、サポートとの干渉を考慮したPAR筐体付近への取り付け性、固定性、保守性等を考慮してPAR入口側及び出口側のガス温度が測れる位置としている（図3）。

熱電対シースは外径3.2mmであり、PARへの流路影響の観点から水素除去性能へ影響を及ぼすものではない。また、出口側の熱電対シースは300℃以上の耐熱性を有しており、PARによる水素処理時に発生する熱の影響を考慮しても問題はない。

測定温度は、中央制御室に指示し、緊急時対策所に記録される（図4）。

表1 PAR入口・出口温度計の主要仕様

名称	種類	計測範囲	取付箇所	個数
静的触媒式水素処理装置入口温度	熱電対	0~100℃	原子炉建物 原子炉棟4階	2
静的触媒式水素処理装置出口温度	熱電対	0~400℃	原子炉建物 原子炉棟4階	2

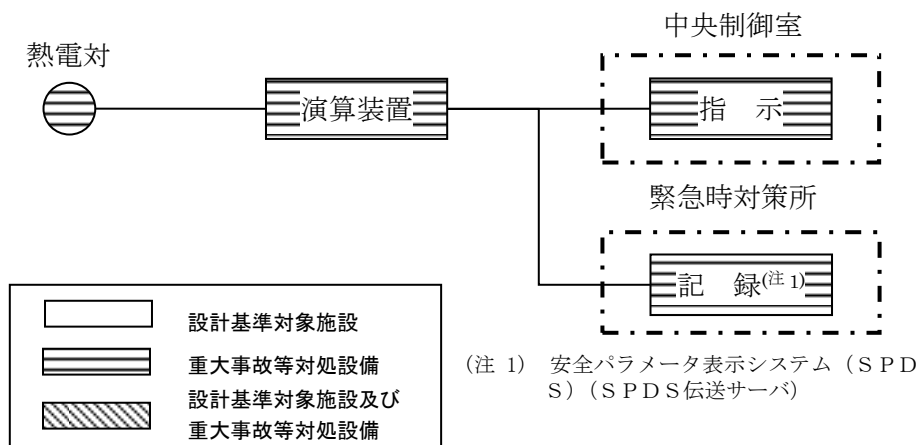


図4 PAR入口・出口温度計の概略系統図

3. PAR動作監視装置 (PAR入口・出口温度計) の設置場所

PARは水素ガスを処理する際の熱でガス温度が上昇するため、PAR装置で上昇気流が発生する。したがって、原子炉建物原子炉棟4階の水素ガスが自然対流を起こし拡散されることから、原子炉建物原子炉棟4階に配置したPAR全体に水素ガスが行き渡り、一様に触媒反応を起こして温度が上昇すると想定している (「2.2.2 原子炉建物原子炉棟の水素濃度解析」参照)。

以上を考慮して、PAR動作監視装置 (PAR入口・出口温度計) の設置場所は、位置的分散を考慮して、原子炉建物原子炉棟4階に配置した2個のPARに設置している。(図5)



図5 PAR入口・出口温度計の配置図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

KAL I 試験, SNL 試験の試験データ適用性について

本章では, KAL I 試験及びSNL 試験を用いて示した項目について, 試験データの適用性を示す。KAL I 試験及びSNL 試験は表 1 に示す項目に対して試験データを用いている。

表 1 KAL I 試験及びSNL 試験を説明に使用した項目について

	説明項目	使用した試験データ	
		KAL I 試験	SNL 試験
(1)	性能評価式の適用性	○	—
(2)	蒸気環境下での影響	○	—
(3)	PARの反応開始遅れの影響	—	○

KAL I 試験では実機PARと同様にチムニを延長していないPARを用いているが, SNL 試験ではチムニを延長したPARを用いている。


試験データの適用性についてはこの延長チムニの有無による試験適用性を示す。

1. PARの反応開始遅れの影響

PARの反応開始遅れを確認するために, SNL 試験のデータを用いている。SNL 試験に用いたPARと当社に設置するPARの比較を表 2 に示す。いずれもNIS社製のカートリッジ枚数が 22 枚タイプであり, 入口サイズが多少異なるものの同程度のサイズである。大きく異なる箇所としてはチムニの有無であり, 当社設置のPARはチムニが無いタイプであるのに対し, SNL 試験に用いたPARは 形チムニを有するタイプを用いている。

ただし, ここで確認すべき事項は, 水素ガス流入に対してPARの反応開始時間・定格容量に達する時間までにどれだけ遅れがあるかである。チムニは, 触媒反応時に発生する熱によるPAR内の上昇気流を増強させることで水素処理能力を向上させるものであり, 触媒反応が開始される初期についてはチムニの効果はない。つまり, PARの反応開始初期の発熱による温度変化, 定格の水素処理能力を發揮するまでの時間を確認する際は, 水素処理容量を向上させるために取付けているチムニの有無は大きく関係しない。よって, 触媒反応開始の遅れの影響を確認するためにSNL 試験を用いることに問題はない。

表2 実機とSNL試験のPAR比較について

項目	島根2号炉	SNL試験
PAR外形		
PAR製造社	N I S社	N I S社
カートリッジ枚数	22枚	22枚 (88枚タイプの1/4スケール)
入口サイズ	幅： <input type="text"/> 奥行： <input type="text"/>	幅： <input type="text"/> 奥行： <input type="text"/>
延長チムニ	なし	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.3 原子炉建物水素濃度監視設備について

2.3.1 原子炉建物水素濃度監視設備の設計方針について

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建物原子炉棟の水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定するための設備として原子炉建物水素濃度を設置する。

(1) 設計方針

原子炉建物水素濃度は炉心の著しい損傷が発生し、ジルコニウム-水反応等で短期的に発生する水素ガス及び水の放射線分解等で長期的に緩やかに発生し続ける水素ガスが格納容器から原子炉建物原子炉棟へ漏えいした場合に、原子炉建物原子炉棟において、水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定を行い、中央制御室において連続監視できる設計とする。また、原子炉建物水素濃度は電源が喪失した場合においても常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電が可能な設計とする。

(2) 主要仕様

原子炉建物水素濃度の主要仕様を表 2.3.1-1 に示す。原子炉建物水素濃度は原子炉建物原子炉棟の水素濃度を触媒式または熱伝導式水素濃度検出器を用いて電気信号として検出する。検出された電気信号を演算装置にて水素の濃度信号に変換した後、中央制御室に指示し、緊急時対策所にて記録する。図 2.3.1-1 に概略構成図を示す。

表 2.3.1-1 原子炉建物水素濃度の主要仕様

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
原子炉建物 水素濃度	触媒式 水素検出器	0～ 10vol%	1	原子炉建物原子炉棟 地下1階
	熱伝導式 水素検出器	0～ 20vol%	6	原子炉建物原子炉棟 4階：2個 原子炉建物原子炉棟 2階：2個 原子炉建物原子炉棟 1階：2個

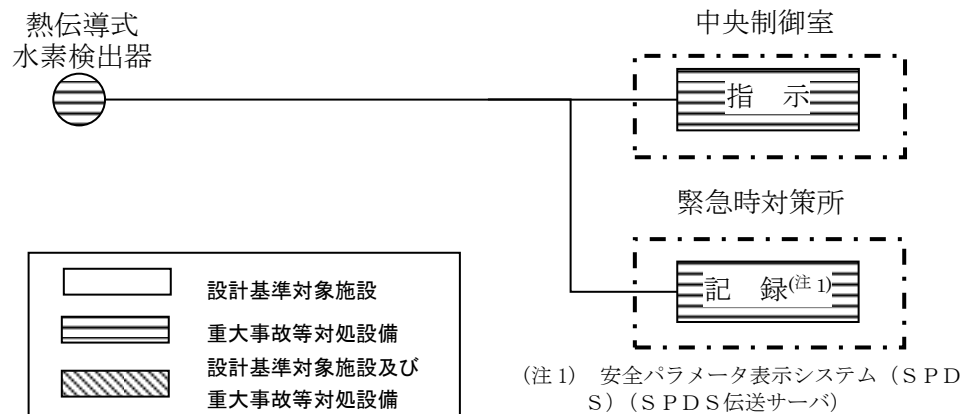
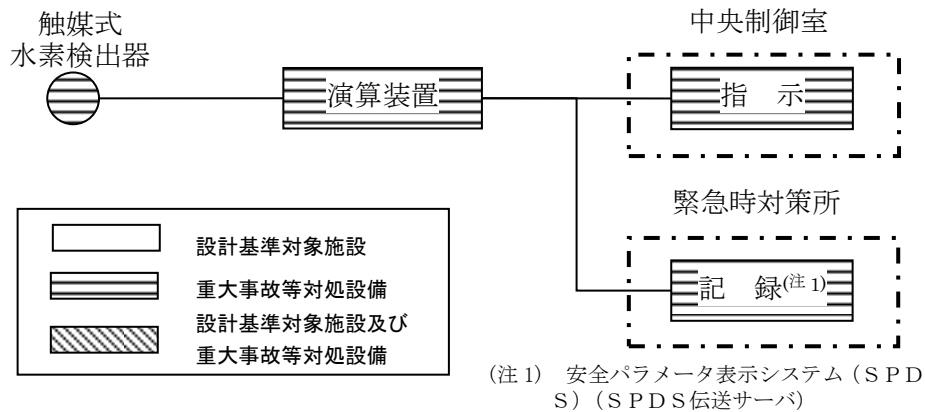


図 2.3.1-1 原子炉建物水素濃度の概略構成図

(3) 設置場所

原子炉建物水素濃度の検出器の設置場所を図 2.3.1-2 から図 2.3.1-5 に示す。なお、添付 9 にて記載した局所エリア及びトーラス室に漏えいした水素ガスを早期検知及び滞留状況を把握することは、水素爆発による原子炉建物の損傷を防止するために有益な情報になることから、局所エリア及びトーラス室に漏えいした水素ガスを計測するため水素濃度計を設置し、事故時の監視性能を向上させる。これにより、格納容器内にて発生した水素ガスが漏えいするポテンシャルのある箇所での水素濃度と、水素ガスが最終的に滞留する原子炉建物原子炉棟 4 階での水素濃度の両方を監視できることとなり、原子炉建物原子炉棟全体での水素影響を把握することが可能となる。なお、トーラス室の水素ガスの挙動としては、格納容器から漏えいした高温の気体による上昇流（エネルギーとしては 1 kW 程度）と、上昇した気体が天井および側壁にて冷却されることで発生する下降流により、トーラス室の雰囲気全体を混合する自然循環流が生じ、水素濃度はほぼ均一になると考えられるため、図 2.3.1-5 に示す設置場所に 1 台設置する。

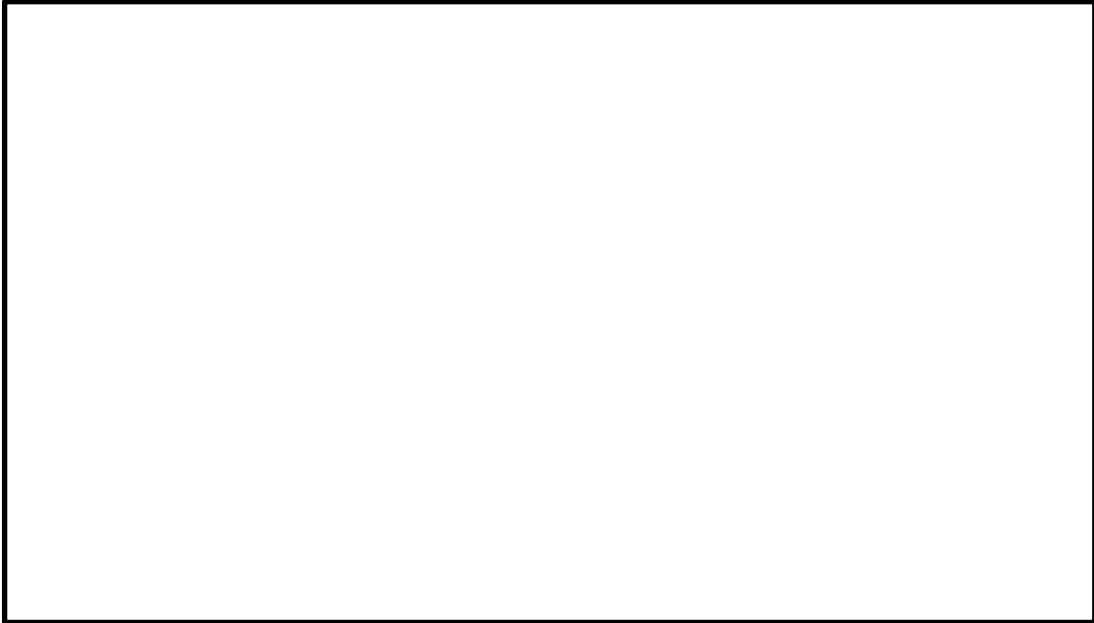


図 2.3.1-2 原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物 4 階）

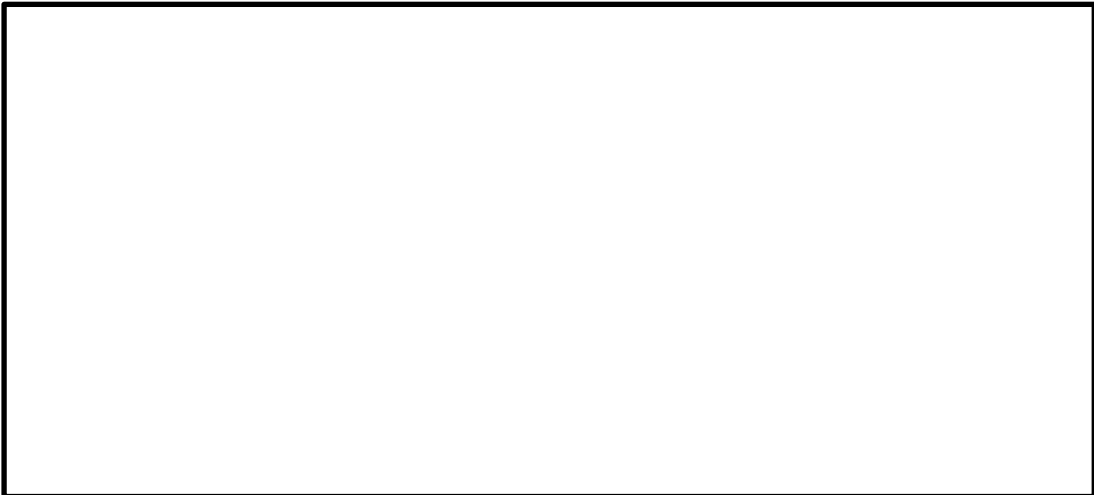


図 2.3.1-3 原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物 2 階）



図 2.3.1-4 原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物 1 階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

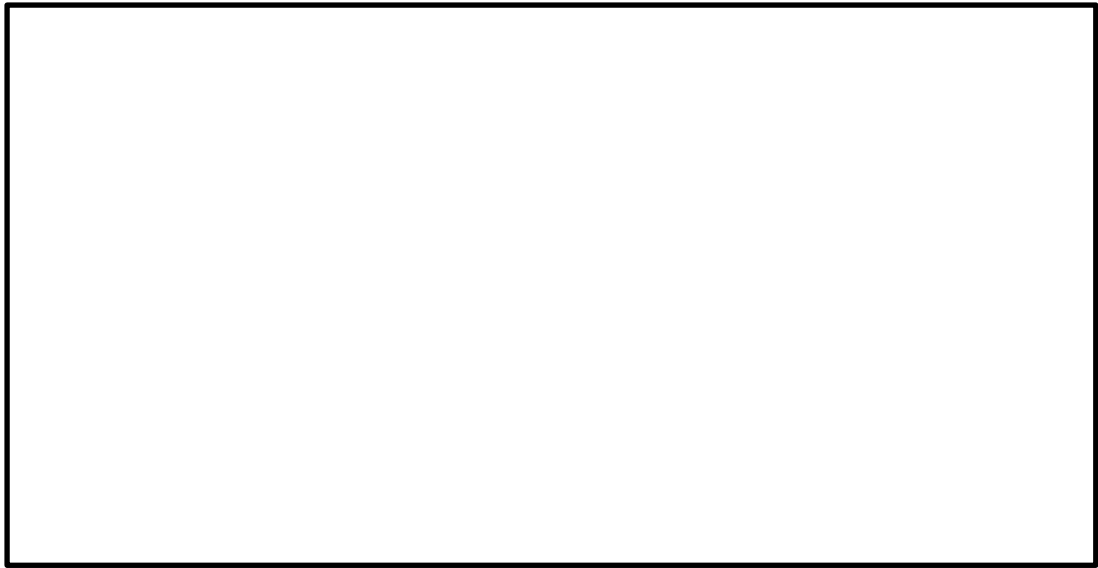


図 2.3.1-5 原子炉建物水素濃度の設置場所（原子炉建物地下1階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(4) 代替電源の確保

原子炉建物水素濃度監視設備は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備から電源供給が可能な設計とする（図 2.3.1-6）。

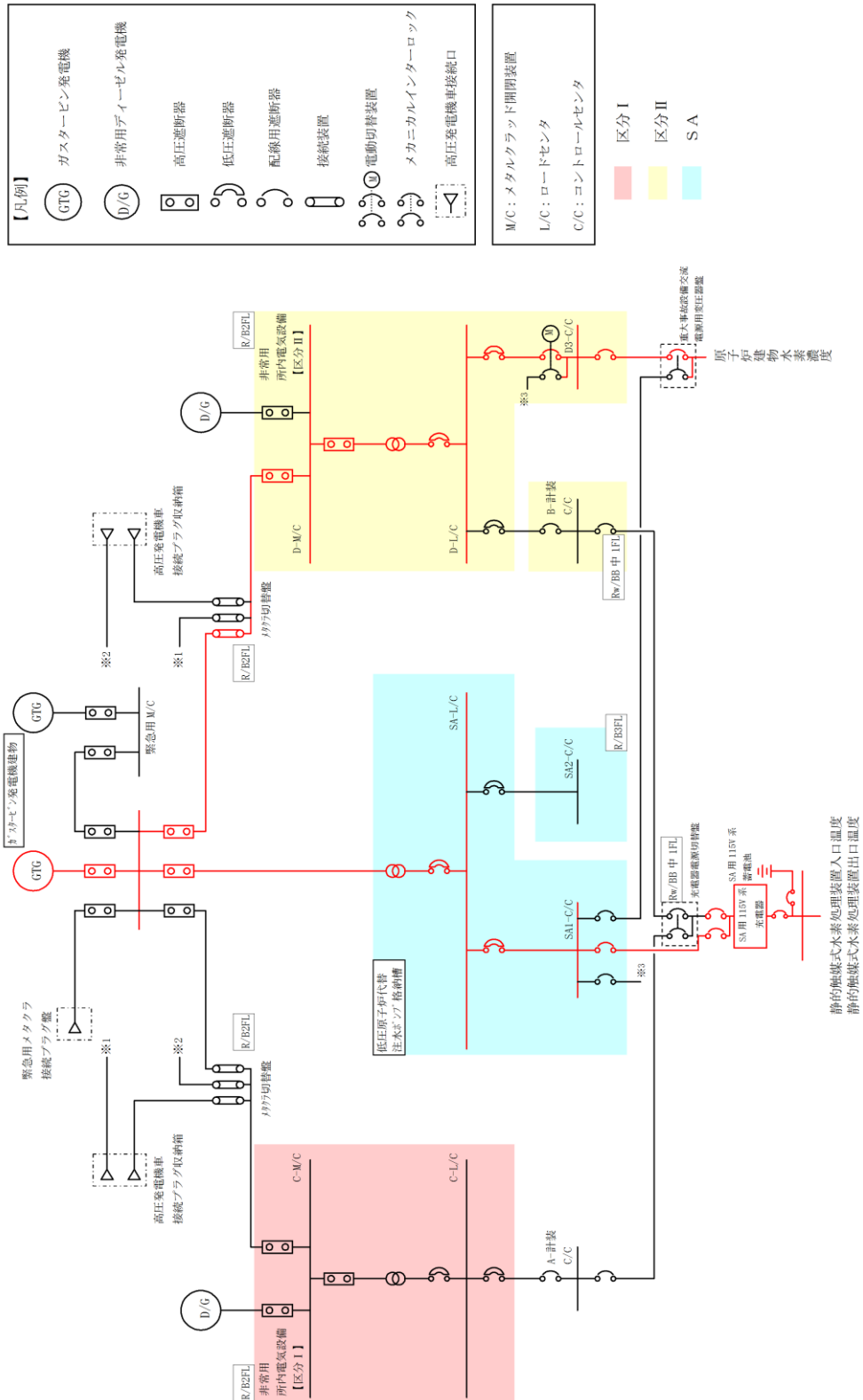


図 2.3.1-6 単線結線図

原子炉建物水素濃度の適用性について

原子炉建物水素濃度は、炉心の著しい損傷が発生した場合に、原子炉建物原子炉棟内に発生する水素ガスを監視する目的で、水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる設計としている。

1. 計測範囲の考え方

炉心損傷時に格納容器内に発生する水素ガスが原子炉建物原子炉棟に漏えいした場合に、PARによる水素濃度低減（可燃限界である4 vol%未満）をトレンドとして連続的に監視できることが主な役割であることから、原子炉建物水素濃度（触媒式）では0～10vol%、原子炉建物水素濃度（熱伝導式）では0～20vol%を計測可能な範囲とする。

2. 測定原理

(1) 原子炉建物水素濃度（触媒式）

原子炉建物原子炉棟地下1階のトーラス室に設置する水素濃度計は、触媒式水素検出器を用いる。触媒式水素検出器は、図1に示すとおり、触媒活性材でコーティングされた検知素子と補償素子、及び2つの固定抵抗でブリッジ回路が構成されている。水素が検知素子に触れると触媒反応により空気中の酸素と結合（接触燃焼）し、発熱して検知素子温度が上昇する。検知素子温度が上昇することにより、素子の抵抗値が変化すると図1のブリッジ回路のAB間の出力信号が変化する。水素と酸素の結合による発熱量は水素濃度に比例するため、検知素子の温度変化による抵抗値変化を水素濃度として測定できる。

また、水素による検知素子の温度上昇と環境温度の上昇を区別するため、素子表面に触媒層を有さない補償素子により環境温度の変化による検知素子の抵抗値変化は相殺される。

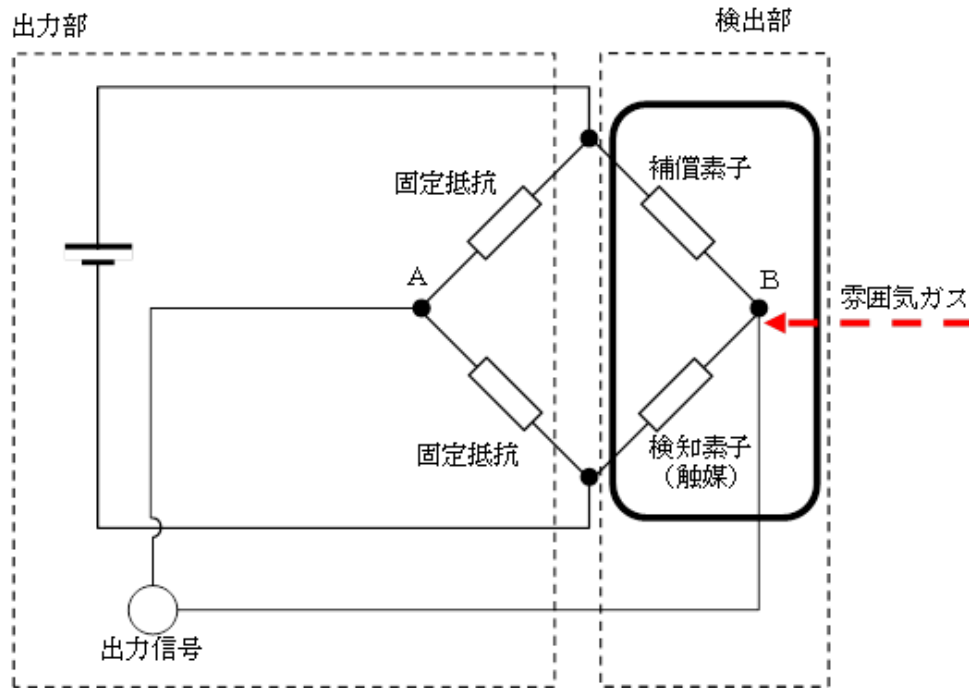


図1 原子炉建物水素濃度（触媒式）検出回路の概要図

(2) 原子炉建物水素濃度（熱伝導式）

原子炉建物原子炉棟4階天井及び中間付近，2階及び1階に設置する水素濃度計は，熱伝導式水素検出器を用いる。

熱伝導式水素検出器は，検知素子と補償素子が図2のようにホイートストンブリッジ回路に組み込まれている。検知素子側は，原子炉建物内雰囲気ガスが触れるようになっており，補償素子側は基準となる標準空気が密閉され，測定ガスは直接接触しない構造になっている。このため，水素が検知素子に接触することで，補償素子と接触している基準となる標準空気との熱伝導度の違いから温度差が生じ，抵抗値が変化し，ブリッジ回路の平衡がくずれ，信号出力が得られる。検知素子に接触するガスの熱伝導度は，水素濃度に比例するため，検知素子の温度変化による抵抗値変化を水素濃度として測定できる。

また，補償素子の標準空気容器の外側には測定ガスが同様に流れ，温度補償は考慮された構造となっている。

熱伝導式水素検出器は，標準空気に対する測定ガスの熱伝導率の差が大きいことを利用しているものである。水素の熱伝導率は，約 $0.18\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ at 27°C である一方，酸素，窒素は，約 $0.02\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ at 27°C と水素より1桁小さく，これらのガス成分の変動があっても水素濃度測定に対する大きな誤差にはならない。

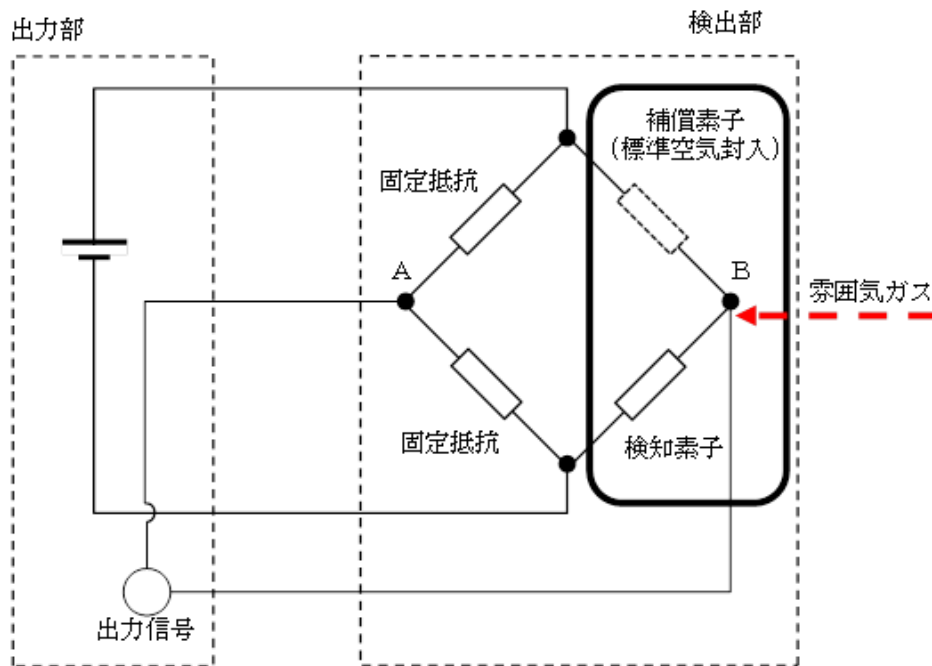


図2 原子炉建物水素濃度（熱伝導式）検出回路の概要図

3. 設置場所

炉心の著しい損傷が発生した場合が発生し、格納容器内に水素ガスが蓄積した状況では、格納容器のフランジ部等を通じて水素ガスが原子炉建物原子炉棟内に漏えいする可能性がある。原子炉建物原子炉棟内に漏えいした水素ガスは、比重等の関係で原子炉建物原子炉棟4階まで上昇し、原子炉建物原子炉棟4階に滞留することが予想される。また、PARは水素ガス进行处理の際の熱でガス温度が上昇するため、PAR内部で上昇気流が発生する。したがって、原子炉建物原子炉棟4階の水素ガスが自然対流を起こし拡散される。

以上を考慮して、水素濃度計の設置場所は、水素ガスが最も蓄積されると想定される原子炉建物原子炉棟4階に配置している。

また、非常用ガス処理系を使用する場合、原子炉建物原子炉棟4階まで上昇せず、非常用ガス処理系に流入する可能性があることから、非常用ガス処理系の吸込み配管がある、原子炉建物原子炉棟2階に設置している。

なお、添付9にて記載した局所エリア及びトラス室に漏えいした水素ガスを早期検知及び滞留状況を把握することは、水素爆発による原子炉建物の損傷を防止するために有益な情報になることから、局所エリア及びトラス室に漏えいした水素ガスを計測するため水素濃度計を設置し、事故時の監視性能を向上させる。これにより、格納容器内にて発生した水素ガスが漏えいするポテンシャルのある箇所での水素濃度と、水素ガスが最終的に滞留する原子炉建物原子炉棟4階での水素濃度の両方を監視できることとなり、原子炉建物原子炉棟全体での水素影響を把握することが可能となる。

4. 原子炉建物水素濃度検出器の選定について

原子炉建物水素濃度検出器は、設置個所における重大事故等時の環境を考慮する必要がある。トールス室においては、トールス室の想定環境温度が 120℃であることから、想定環境温度に対して耐性の高い触媒式水素検出器を選定する。

原子炉建物原子炉棟 4 階及び局所エリアにおいては、想定環境温度が 66℃であることから、想定環境温度を踏まえ熱伝導式水素検出器を選定する。

5. 原子炉建物水素濃度検出器の耐環境性について

設置場所の環境条件は以下のとおり。なお、水素濃度検出器設置場所の環境条件設定については、有効性評価を踏まえた条件を解析条件として算出している。

(「2.2.2 (6) P A R 解析条件」)

表 1 事故時想定環境条件と試験条件

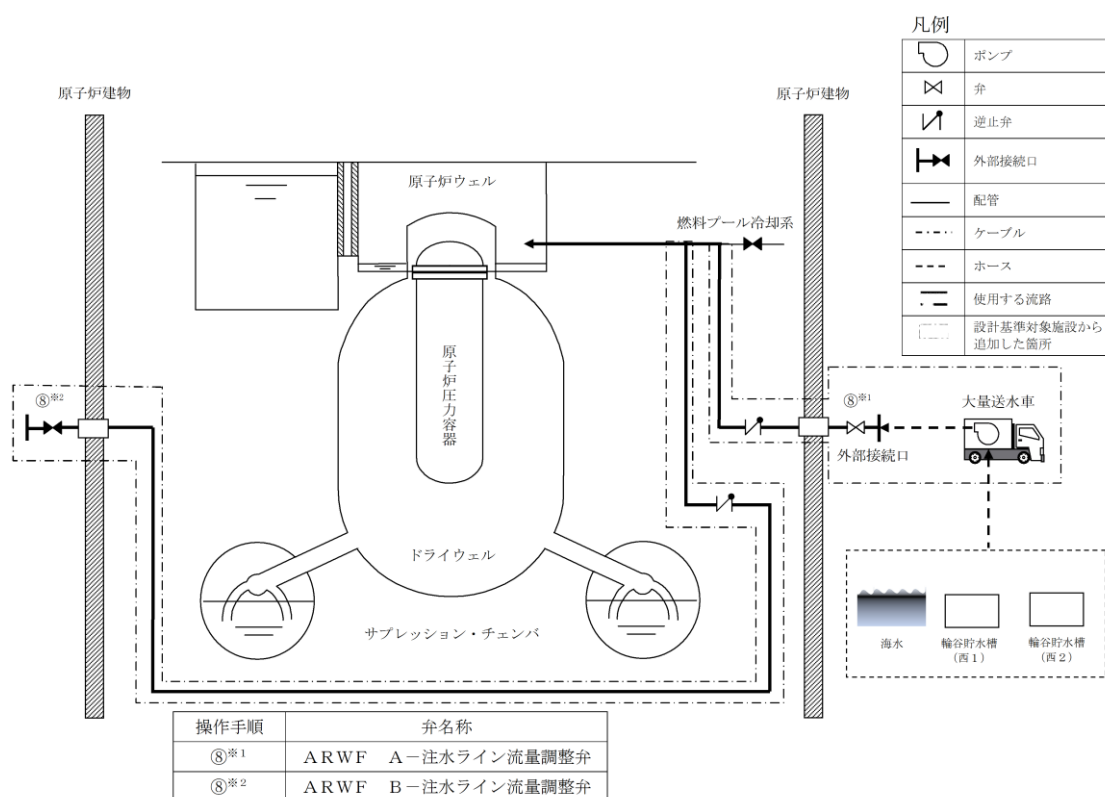
対象	事故時想定環境※	耐環境試験結果
原子炉建物水素濃度 (触媒式)	温 度：120℃ 湿 度：100%RH 積算放射線量：0.28kGy	耐環境試験温度： <input type="text"/> 耐環境試験湿度： <input type="text"/> 耐環境試験放射線量： <input type="text"/>
原子炉建物水素濃度 (熱伝導式)	温 度：66℃ 湿 度：100%RH 積算放射線量：0.28kGy	耐環境試験温度： <input type="text"/> 耐環境試験湿度： <input type="text"/> 耐環境試験放射線量： <input type="text"/>

※ 想定環境は、詳細評価により今後見直す可能性がある。

2.4 原子炉ウェル代替注水系（自主対策設備）について

原子炉ウェル代替注水系は、重大事故等時において、ドライウェル主フランジを冷却することで格納容器外への水素漏えいを抑制し、原子炉建物の水素爆発を防止する機能を有するものであり、自主対策設備として設置する。ドライウェル主フランジは図 2.4-1 に示すように、原子炉ウェルに水を注水することで、ドライウェル主フランジシール材を外側から冷却することができる。ドライウェル主フランジのシール材は事故時の過温・過圧状態に伴うフランジ変形時に、シール材が追従できない程の劣化があると、閉じ込め機能を喪失する。このシール材は、以前はシリコンゴムを採用していたが、格納容器閉じ込め機能の強化のために耐熱性、耐蒸気性、耐放射線性に優れた改良E PDM製シール材に変更し閉じ込め機能強化を図っている。改良E PDM製シール材は 200℃蒸気が 7 日間継続しても閉じ込め機能が確保できることを確認しているが、シール材の温度が低くなると、熱劣化要因が低下し、閉じ込め機能もより健全となり、原子炉建物原子炉棟への水素漏えいを抑制できる。

このことから、設置許可基準規則第 53 条（原子炉建物水素爆発防止）に対する自主対策設備として、重大事故等時に原子炉ウェルに注水し、格納容器外側からドライウェル主フランジを冷却し水素漏えいを抑制することを目的として、原子炉ウェル代替注水系を設置する。



記載例○：操作手順番号を示す。

○^{※1}：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

図 2.4-1 原子炉ウェル代替注水系の概要図

2.4.1 原子炉ウエル代替注水系の設計方針について

原子炉ウエル代替注水系は、原子炉ウエルに水を注水し、ドライウエル主フランジシール材を格納容器外部から冷却することを目的とした系統である。原子炉ウエル代替注水系は、大量送水車、接続口等で構成しており、重大事故等時において、代替淡水源（輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2））の水、又は海水を原子炉ウエルに注水しドライウエル主フランジを冷却することで、ドライウエル主フランジからの水素漏えいを抑制する設計とする。したがって、事故時に速やかにドライウエル主フランジシール材を冠水させるように原子炉ウエルに水を張ることが必要であり、その際の必要注水量は冠水分と余裕分も見込み約 30m³以上とする。これを注水開始から約2時間で達成できることを設計方針としており、原子炉ウエル注水の系統流量は 15m³/h以上とする。これを達成するために、原子炉ウエル代替注水系のポンプは大量送水車を採用する。また、大量送水車を接続する接続口は、位置的分散して複数設置する。原子炉ウエル代替注水系の主要仕様を表 2.4.1-1 に示す。

表 2.4.1-1 原子炉ウエル代替注水系主要仕様

大量送水車	
台数	1
容量	168m ³ /h/台以上 (吐出圧力 0.85MPa において) 120m ³ /h/台以上 (吐出圧力 1.4MPa において)

2.4.2 原子炉ウエル代替注水系の効果について

重大事故等時における格納容器過温・過圧事象において、ドライウエル主フランジの閉じ込め機能を強化するために格納容器限界温度（200℃）が7日間継続したとしても健全性が確認できる改良EPDM製シール材を取り付ける。よって、ドライウエル主フランジからの水素ガス漏えいポテンシャルは低減しているが、原子炉ウエル注水により原子炉ウエルに常温の水を注水することで冷却効果が得られるため、水素ガスの漏えいをさらに抑制することが可能である。よって、原子炉ウエル代替注水系は、原子炉建物の水素爆発防止対策の1つとして効果的である。

2.4.3 原子炉ウエル注水による格納容器への影響について

原子炉ウエル代替注水系は、原子炉格納容器温度が200℃のような過温状態で常温の水を原子炉ウエルに注水することから、ドライウエル主フランジを急冷することにより格納容器閉じ込め機能に影響が無いかについて評価を行った。

(1) 評価方法

格納容器過温時に原子炉ウエルに注水することで、低温の水がドライウエル主フランジに与える熱的影響を評価する。格納容器への影響としては鋼材部の熱影響が考えられるため、影響する可能性がある部位としてはドライウエル主フランジ及びドライウエル主フランジ締付ボルトが挙げられる。このうち、体積が小さい方が水により温度影響を受けるため、評価対象としてドライウエル主フランジ締付ボルトを選定し、ドライウエル主フランジ締付ボルトの急冷による熱的影響を評価する。

(2) 評価結果

原子炉ウエル注水によるドライウエル主フランジ締付ボルト冷却時の発生応力について表 2.4.3-1 に示す。評価結果から、ボルトが 200℃から 20℃まで急冷された場合でも、応力値は降伏応力を下回っておりボルトが破損することはない。

表 2.4.3-1 ドライウエル主フランジ締付ボルトの熱収縮による応力評価結果

項目	記号	単位	値	備考
材料	—	—	SNCM439	ドライウエル主フランジ締付ボルトの材料
ヤング率	E	MPa	192,000	20℃でのヤング率
熱膨張率	α	1/K	1.25×10^{-5}	200℃での熱膨張率
温度差	ΔT	K	180	水温 20℃とし、格納容器温度 200℃時の温度差
ひずみ	ε	—	2.26×10^{-3}	$\varepsilon = \alpha \cdot \Delta T$
応力	σ	MPa	434	$\sigma = E \cdot \alpha \cdot \Delta T$
設計降伏点	Sy	MPa	754	SNCM439 (200℃)
設計引張応力	Su	MPa	865	SNCM439 (200℃)

また、原子炉ウエル注水は原子炉ウエルに注水しドライウエル主フランジを冷却するため、格納容器を除熱することによる格納容器負圧破損への影響が懸念される。この格納容器の負圧破損に対する影響について検討した結果、原子炉ウエルに注水しドライウエル主フランジを冷却することによる格納容器除熱効果は小さく、崩壊熱に対して十分低いことが確認できており、格納容器を負圧にするような悪影響はない。

(3) まとめ

上記の結果から、原子炉ウェル注水による急冷により格納容器閉じ込め機能に悪影響を与えることはない。また、低炭素鋼の延性-脆性遷移温度は一般的に約-10℃以下であり、水温はこの温度領域以上であるので脆性の影響もないと考えられる。

2.4.4 原子炉ウェル代替注水系の監視方法について

原子炉ウェル代替注水系の使用時における監視は、大量送水車付属の流量計、原子炉ウェル水位計と、ドライウェル温度（SA）（ドライウェル上部温度）により行う。大量送水車で注水する際に流量計で注水流量を調整し、原子炉ウェル水位計により原子炉ウェル水位を監視すると同時に、ドライウェル温度（SA）（ドライウェル上部温度）の指示によりドライウェル主フランジが冷却されていることを確認し、原子炉ウェル代替注水系の効果を監視する。

2.5 参照文献

No.	文 献	参照箇所
1	中部電力株式会社 2009年6月23日プレスリリース参考資料 「浜岡原子力発電所4, 5号機 気体廃棄物処理系における水素濃度の上昇に対する原因と対策について」	添付1 浜岡原子力発電所4/5号機で発生したOG系トラブルについて
2	Thomas K. Blanchat and Asimios C. Malliakos “Testing a Passive Autocatalytic Recombiner in the Surtsey Facility” , Nuclear Technology vol. 129, Mar. 2000	添付2 PARの最高使用温度について
		2.2.3 (4) PARの反応開始遅れの影響
		添付11 PAR動作監視装置について
3		
4		
5		
6		
7		
8		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

格納容器の漏えい箇所の選定について

格納容器の水素の漏えい箇所は、以下の考え方に基づき選定している。

1. 格納容器バウンダリ構成部を踏まえた選定

格納容器のバウンダリ構成部である構造部及びシール部に対して、「限界温度・圧力評価」にて設定した限界温度及び、限界圧力を踏まえると、シール部の限界よりも構造部の限界の方が十分裕度があることが確認されている。

このことから、格納容器からの漏えい箇所としては、シール部からの漏えいを選定する。

2. 機能喪失要因を踏まえた選定

シール部の機能喪失要因としては、格納容器内圧の上昇に伴いハッチ類のフランジ部で生じる「変形」とシール材の「高温劣化」による機能低下がある。このうちシール材の「高温劣化」は、劣化により材料そのものにリークパスが生じる場合と、材料そのものにリークパスは生じないものの、変形に対する追従性が低下する場合の2つが想定される。

表1に評価対象部位とそれぞれの部位に対して想定される機能喪失要因を整理した結果を示す。ハッチ類（シール部）と配管貫通部（シール部）は、材料そのものにリークパスが生じない場合であっても、フランジの変形と高温劣化による追従性の低下が重畳することでシール機能喪失に至る可能性があることから、電気配線貫通部及び格納容器隔離弁よりも相対的にシール機能喪失のポテンシャルが大きい。

本評価では、圧力と温度の上昇に対応して格納容器の漏えい率を設定していること及び上述のとおりシール機能の喪失要因として変形と高温劣化の重畳が支配的であることから、シール部の機能喪失要因として「変形」を伴う機器を選定する。

1. 及び2. から、ハッチ類（シール部）と配管貫通部（シール部）を選定する。

表1 評価対象における機能喪失要因

評価対象部位		機能喪失要因	
		構造部	シール部
格納容器本体	一般部, 構造不連続部	延性破壊	—
	ベント管ベローズ	疲労破壊	—
ドライウェル主フランジ		延性破壊	変形, 高温劣化
ハッチ類	機器搬入口	延性破壊, 座屈	変形, 高温劣化
	所員用エアロック	延性破壊	変形, 高温劣化
	逃がし安全弁搬出ハッチ	延性破壊, 座屈	変形, 高温劣化
	制御棒駆動機構搬出ハッチ	延性破壊	変形, 高温劣化
配管貫通部	接続配管	延性破壊	—
	スリーブ	延性破壊	—
	平板類, セーフエンド	延性破壊	変形, 高温劣化
	ベローズ	疲労破壊	—
電気配線貫通部	スリーブ	延性破壊	—
	アダプタ, ヘッダ, モジュール	延性破壊	高温劣化
格納容器隔離弁		延性破壊	高温劣化

3. 開口量評価を踏まえた選定

2. で選定した評価対象部位について、「限界温度・圧力評価」におけるシール部の開口量評価結果を表2に示す。また、評価対象部位の位置を図1～4に示す。

配管貫通部のうち、X-23A～E及びX-107は、口径及び開口量が小さく、開口量に対する許容開口量の裕度も大きいことから、漏えいポテンシャルは十分に低いと考えられるため、水素の想定漏えい箇所としては対象外としている。また、X-107については、既に水素の想定漏えい箇所としているX-5と同じ所員用エアロック室内に設置されており、仮にX-107から水素が漏えいした場合でも、所員用エアロック室内の水素濃度は0.07 vol%程度の上昇に留まり、X-5からの漏えいによる水素濃度の最大値1.84 vol%と比較して、水素濃度への寄与は十分に小さいと判断できる。

以上から、格納容器からの水素の漏えい箇所として6部位を選定する。

4. 各解析条件における漏えい箇所

各解析条件で想定する漏えい箇所は以下としている。

< PARの設計条件 >

表2より、許容開口量に対する裕度及び口径から漏えいポテンシャルが最も大きいと考えられるドライウェル主フランジを漏えい箇所とする。

< 有効性評価結果を踏まえた条件 >

3. で選定した6部位を漏えい箇所とする。

表2 シール部の開口量評価結果

評価対象部位		①開口量 (mm)	②許容開口量 (mm)	裕度 (②/①)	口径 (mm)	選定 対象
ドライウェル 主フランジ						対象
ハ ッ チ 類	機器搬入口 (X-4A, B)					対象
	所員用 エアロック(X-5)					対象
	逃がし安全弁 搬出ハッチ(X-3)	機器搬入口で代表評価	—			対象
	制御棒駆動機構 搬出ハッチ(X-6)					対象
配 管 貫 通 部	サプレッション・チェ ンバアクセスハッチ (X-7A, B)					対象
	TIP ドライブ (X-23A~E)					対象外
	ISI 用ハッチ (X-107)					対象外



図1 評価対象部位位置図 (原子炉建物4階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図2 評価対象部位位置図 (原子炉建物2階)

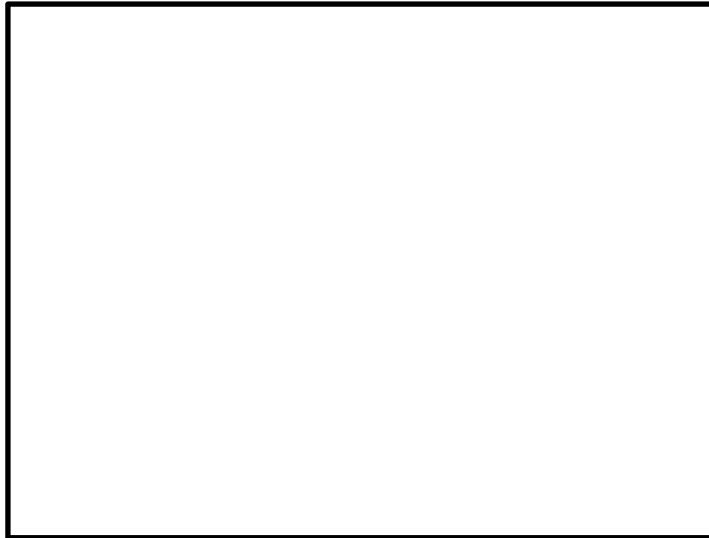


図3 評価対象部位位置図 (原子炉建物1階)



図4 評価対象部位位置図 (原子炉建物地下階)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉建物原子炉棟 4 階大物搬入口及びトラス室上部ハッチについて

島根原子力発電所 2 号炉の原子炉建物原子炉棟 4 階の大物搬入口はグレーチングであり、通常運転中に地震が発生しても閉鎖することはない。原子炉建物原子炉棟 4 階平面図を図 1 に、グレーチング敷設状況を図 2 に示す。

また、トラス室上部ハッチは内部溢水対策によりグレーチングハッチに変更したため、大物搬入口と同様に通常運転中に閉鎖することはない。原子炉建物 1 階平面図を図 3 に、トラス室上部ハッチ開口状況を図 4 に示す。

なお、原子炉建物原子炉棟 4 階大物搬入口及びトラス室上部ハッチに係る記載については、詳細設計段階において検討する。



図 1 原子炉建物 4 階 平面図



図 2 大物搬入口外観

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

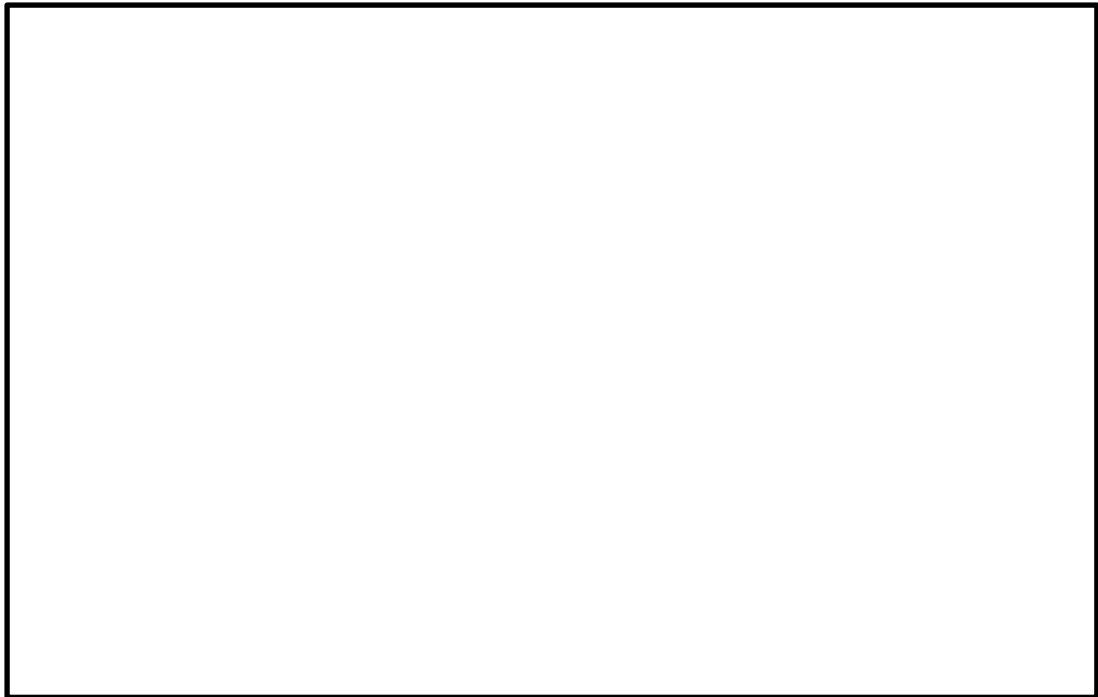


図3 原子炉建物1階 平面図

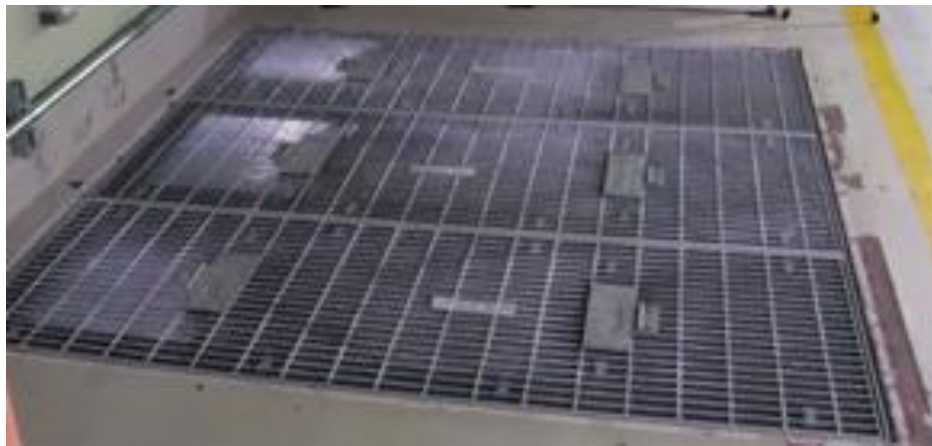


図4 トーラス室上部ハッチ外観

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

PARによる再結合処理の律速過程について



このように内部に大量の触媒を充填したN I S社製PARの触媒カートリッジの構造上の特長から、カートリッジ内部に到達した水素は速やかに再結合され、処理量は触媒カートリッジ間の流路のガス主流からカートリッジ表面への拡散速度により律速されるものと推定される。

この場合には動作中のPARでは、ガスの入口に近いカートリッジ下部では主流の水素濃度が高いうえに、濃度境界層が未発達であるために多くの水素がカートリッジ内に到達し再結合され反応熱が多く生成する一方、出口に近いカートリッジ上部では、主流の水素濃度が低下すると共に、濃度境界層が発達することにより、カートリッジに到達する水素が少なく、発熱も少ないと予想される。(図1)

図2に示すK A L I試験では、触媒カートリッジの温度については上流側(カートリッジ下部)で高温となるのに対して、ガス温度については下流側(カートリッジ上部)で高温となっており、上記を裏付ける結果となっている。(触媒表面での反応が支配的であれば、ガス中の水素濃度、境界層の影響は小さく、触媒が一様に充填されているので触媒の温度分布も平坦となると考えられる。)

以上より、PAR内部での水素処理の過程では、触媒担体の細孔内での拡散やパラジウム触媒表面での反応は律速ではなく、ガス中の拡散が支配的であると判断できる。

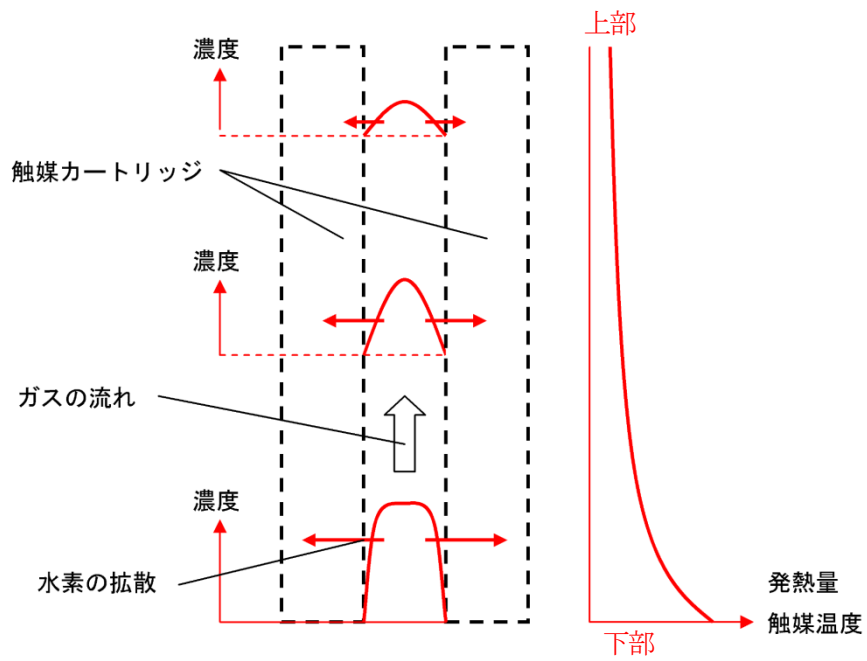


図1 PAR流路内濃度分布と触媒温度分布（概念図）

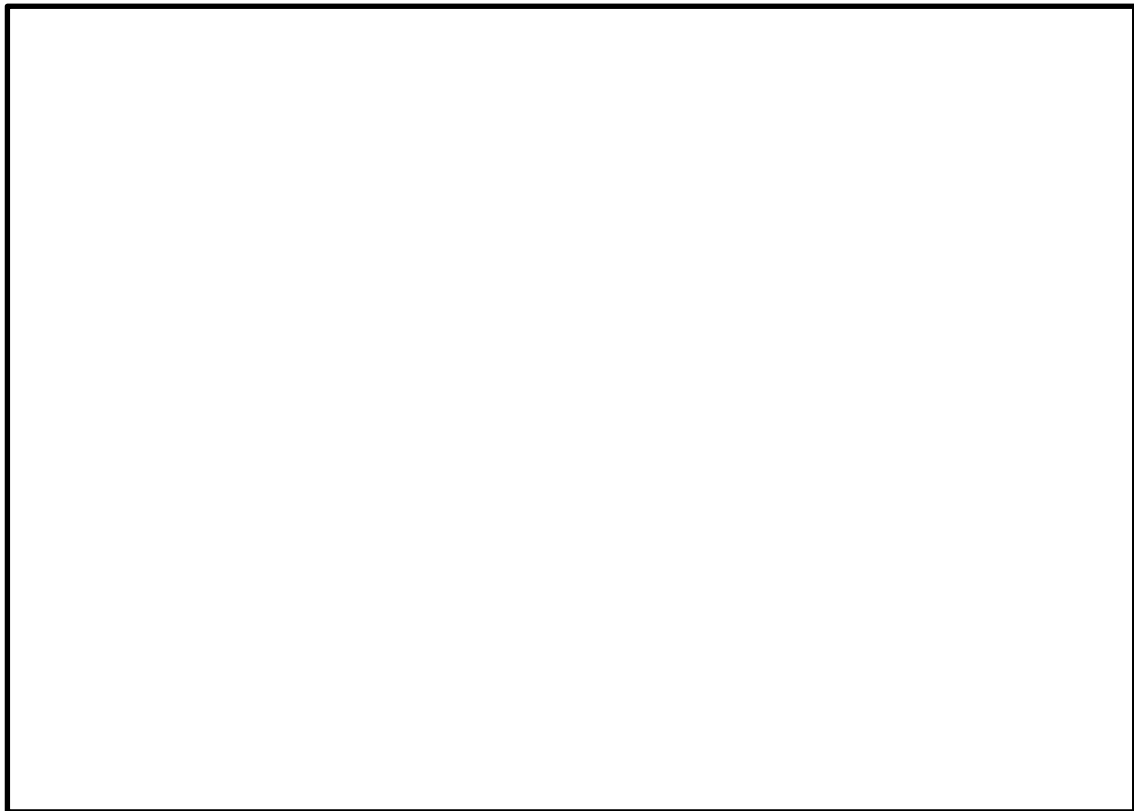


図2 PAR内部分布の例（KALI試験 N06-22）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

GOTHICコードについて

1. はじめに

原子炉建物水素対策の有効性を評価するための熱流動解析において、米国EPR I (Electric Power Research Institute) により開発された汎用熱流動解析コード「GOTHIC (Generation of Thermal-Hydraulic Information for Containments)」を用いている。以下に本解析コードを用いる妥当性を示す。

2. 計算機コードの特徴

(1) 概要

本解析コードは、気相、液体連続相、及び液体分散相（液滴）の3相について、各々、質量、運動量、エネルギーの3保存式を解く、完全3流体（9保存式）解析コードである。

各相間の質量、運動量、エネルギーの移動は構成式で表され、これにより、凝縮・沸騰現象や、液滴による気体の引き込みなど、複雑な混相流現象を模擬することができる。また、ファン・水素再結合器などの機器モデルが組み込まれており、これらの機器の機能を模擬できる。

このような基本構成により、原子炉建物内における気液混相の熱流動を取り扱うことができる。

(2) 流体

前述のように、本解析コードは気相及び液相の熱流動を取り扱うことができる。このうち気相については、蒸気だけでなく水素、窒素、酸素などの様々なガスが混合した多成分ガスとして取り扱うことができる。

(3) 伝熱

流体の各相間の伝熱（エネルギー移動）は、(1)で記述したように構成式で表される。

流体と壁面等の構造体との間の伝熱は、壁面熱伝達モデルにより評価する。壁面熱伝達モデルは、自然対流熱伝達、強制対流熱伝達、凝縮熱伝達などのモデルが組み込まれており、流体と構造物との間の熱伝達、壁面近傍の蒸気の凝縮などを考慮できる。

また、構造物内部の熱伝導を考慮できる。

(4) 形状モデル

本解析コードの形状モデル例を図1に示す。GOTHICでは、区画を複数ボリューム（サブボリューム分割）として扱う分布定数系モデルと、区画を1ボリュームとして扱う集中定数系モデルがあり、解析内容に応じて適切にモデル化することが可能である。

このうち、分布定数系モデル（サブボリュームモデル）は、いわゆる直交系の構造格子モデルであり、3次元の流体挙動が計算される。分布定数系モデルにおいては、各サブボリュームの体積や高さなど、また、サブボリューム間の流路面積や水力等価直径などの形状パラメータを設定することにより、当該部の3次元形状をモデル化することが可能である。さらに、乱流モデル及び分子拡散モデルが組み込まれており、乱流拡散及び分子拡散による質量・運動量・エネルギーの移動を考慮可能である。また、壁面摩擦モデルや局所圧力損失モデルにより、壁面と流体との相互作用や、流路内の構造物を通過することによる運動量・エネルギーの損失を考慮可能である。さらに、各相間の界面を通じた質量、運動量、エネルギーの移動が考慮されている。各サブボリュームについてこれらのモデルを含む質量・運動量・エネルギーの保存式を計算することにより、3次元熱流動を評価する。

集中定数系においては、各区画・各相について質量とエネルギーの保存式が計算される。一方、集中定数系の区画間の流れはフローパスモデルで模擬する。フローパスは、各相について1次元の運動量の保存式が計算され、壁面摩擦モデル、局所圧力損失モデル、各相間の界面を通じた運動量の移動などが考慮されている。また、区画と境界条件とを接続することにより、境界との流体の流入・流出が計算される。フローパスは1次元の流れであるが、場合によって、これらを複数設置することにより、区画間の循環流れ等も模擬することができる。

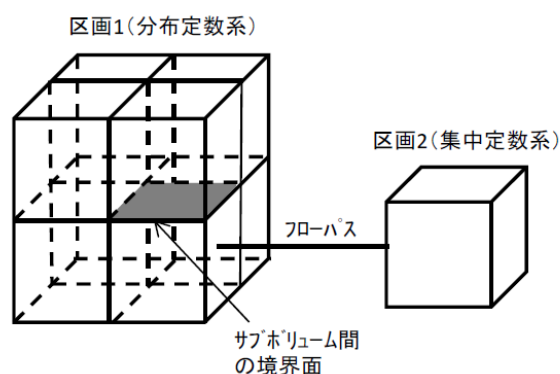


図1 形状モデル例

(5) 境界条件

流出入口境界から流入する流体の種類、流量、エネルギーなどを設定できる。また、圧力境界条件により、境界での流体の圧力などを設定できる。一方、熱伝導体の境界においては、境界での熱流束、温度などを設定可能である。

(6) 機器モデル

ファンや水素再結合器などの機器を模擬できる。ファンモデルは、フローパスに流入・流出する流量を制御できる。水素再結合器モデルは、当該モデルに流入する水素と酸素の結合反応及び上記結合反応によって生じる反応発熱を制御できる。

3. 本解析コードの妥当性確認

原子炉建物水素対策の有効性を評価するための熱流動解析に本解析コードを用いることの妥当性を確認するため、基本的な物理現象である3次元流動によるガスの流動・拡散現象、ガスの熱流動と水素ガス濃度変化への影響が大きい水蒸気の壁面熱伝達による凝縮及び構造体内部熱伝導、PARモデルに着目する。

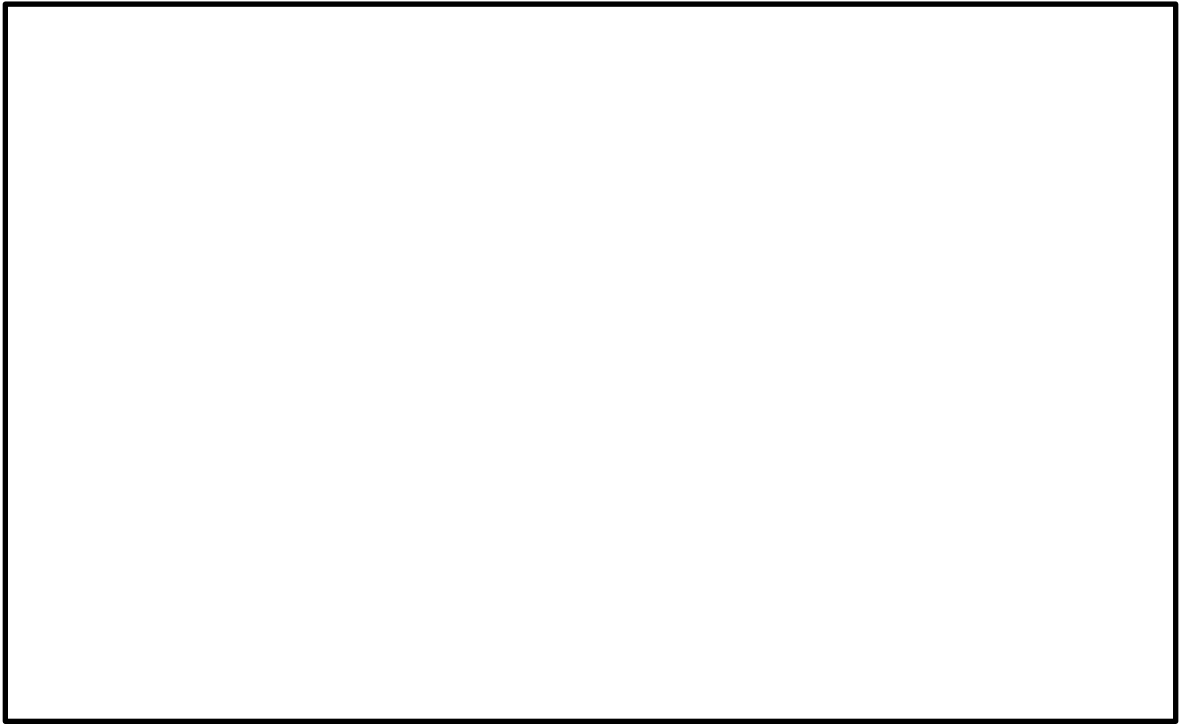
(1) 3次元流動解析への適用性

原子炉建物内では、格納容器などから漏えいしたガスが拡散し混合する。原子炉建物水素対策の有効性評価では、原子炉建物原子炉棟4階に対して、複数ボリューム分割できる分布定数系モデルを適用することで、水素や水蒸気などガスのボリューム間の拡散・混合を解析可能である。

ガスの拡散・混合に関する代表的な総合効果試験として NUPEC 試験がある (図2 参照)。NUPEC 試験は、表1及び図3～5に示すように、25の区画に分割された試験体系において、ガス放出の有無、放出ガスの種類(水蒸気または水素の代替としてのヘリウム)やスプレイの有無などを考慮した試験が行われ、雰囲気圧力・温度やガス濃度分布が測定されている。ここでは、水蒸気及び水素の代替としてのヘリウムの両方を放出し、かつスプレイを想定しない点で、原子炉建物水素対策の想定条件に近い試験ケース Test M-4-3 を対象に、解析の試験データとの比較を行った。

Test M-4-3 の試験条件を以下に示す。

- ・初期圧力：101(kPa(abs))
- ・初期温度：28(°C)
- ・蒸気の放出条件：0.33(kg/s) (1800sec で停止)
- ・ヘリウムの放出条件：0.03(kg/s) (1800sec で停止)
- ・ガス放出区画：図4参照
- ・スプレイ：無し



以上より，格納容器漏えいによる水素や水蒸気の放出を想定して，ガス拡散・混合を評価する原子炉建物水素流動解析に本解析コードを適用するのは妥当である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 NUPEC試験体系の内部区画（出典：[1]Table3-2）

ノード番号	区画
1	炉内計装チェイス
2	CV サンプ ポンプ室
3	一般部(下部) C
4	一般部(下部) D
5	一般部(下部) A
6	一般部(下部) B
7	SG 基礎部 C
8	SG 基礎部 D (Test M-4-3 ガス放出区画)
9	CV 冷却材 ドレンタンク
10	SG 基礎部 A
11	SG 基礎部 B
12	一般部(上部) C, D
13	一般部(上部) A, B
14	SG ループ室 C
15	SG ループ室 D
16	加圧器室(下部)
17	SG ループ室 A
18	SG ループ室 B
19	キャビティ
20	SG 煙突部 C
21	SG 煙突部 D
22	加圧器室(上部)
23	SG 煙突部 A
24	SG 煙突部 B
25	ドーム部

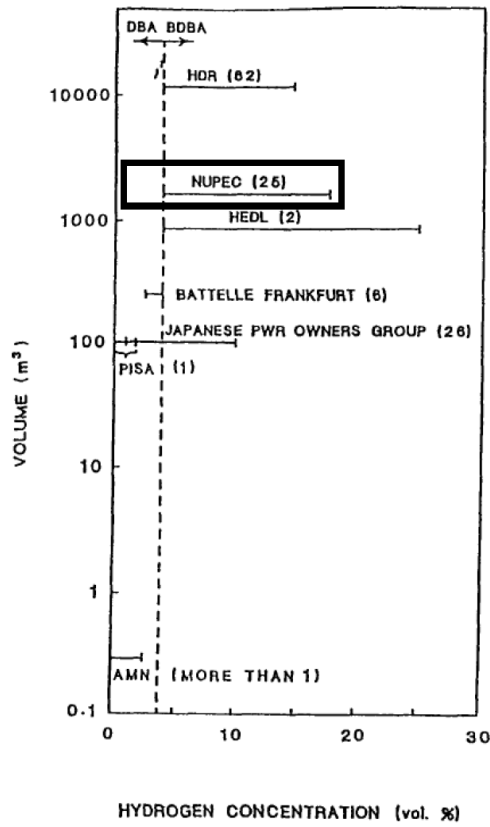


図2 水素濃度の範囲と試験スケール (出典: [1]Fig. 3-1)

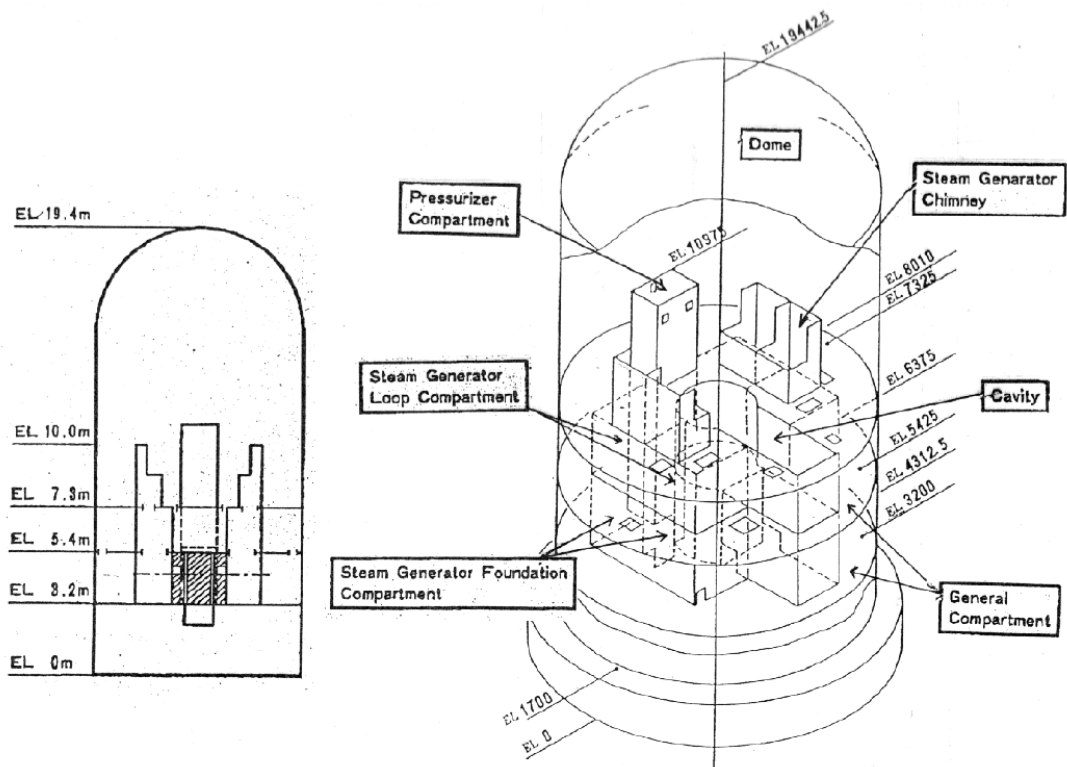


図3 NUPEC 試験体系の概要 (出典: [2]Fig. 17-1)

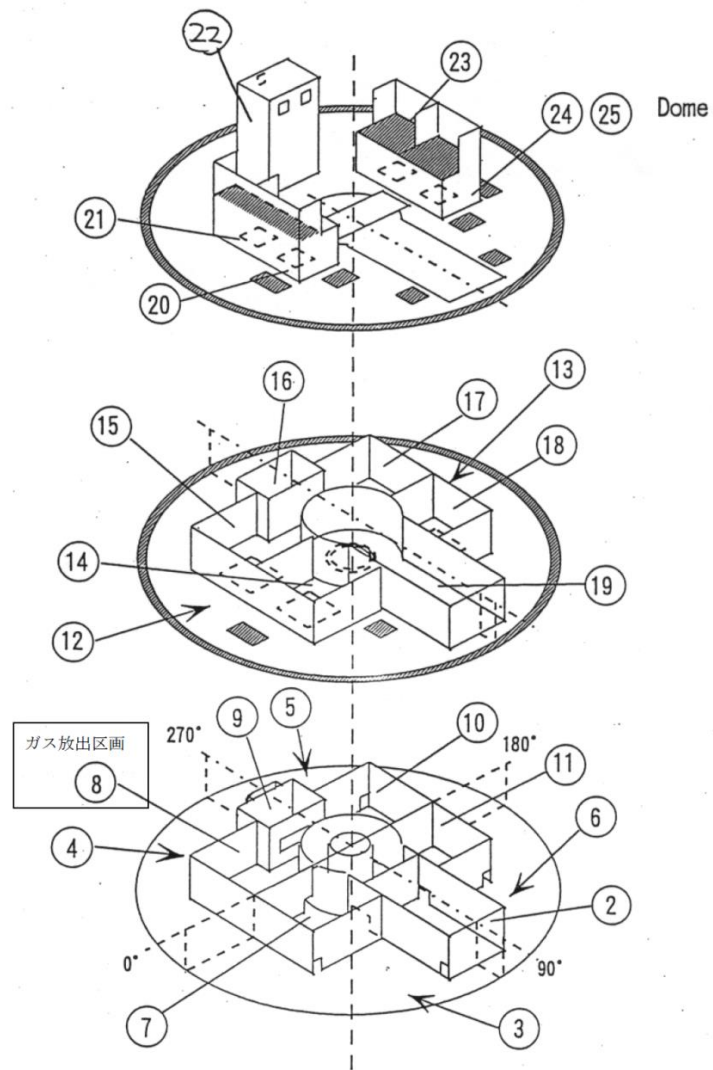


図4 NUPEC試験体系における区画と開口部 (出典：[2]Fig. 17-2)

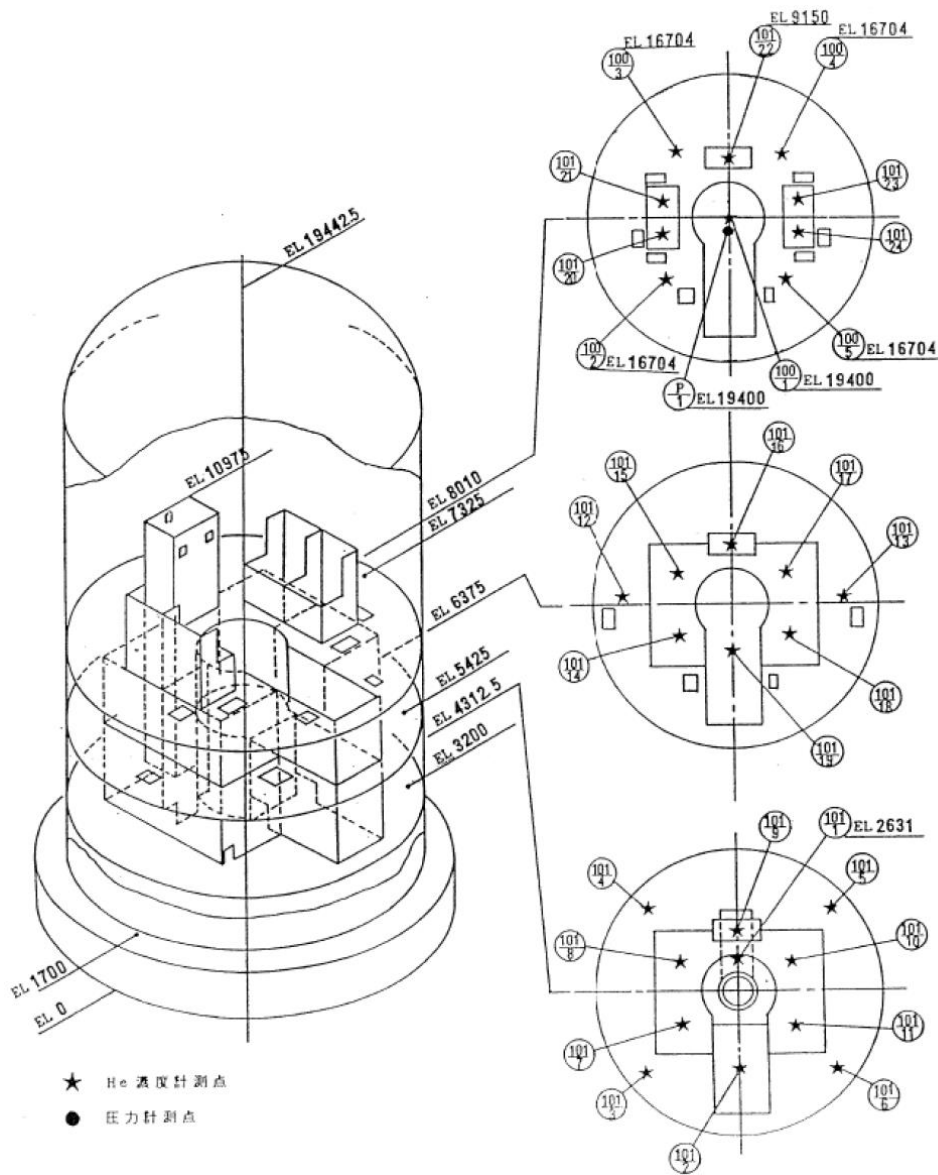


図5 NUPEC 試験体系におけるヘリウム濃度及び圧力の計測点 (出典: [3]図 3. 1. 4)

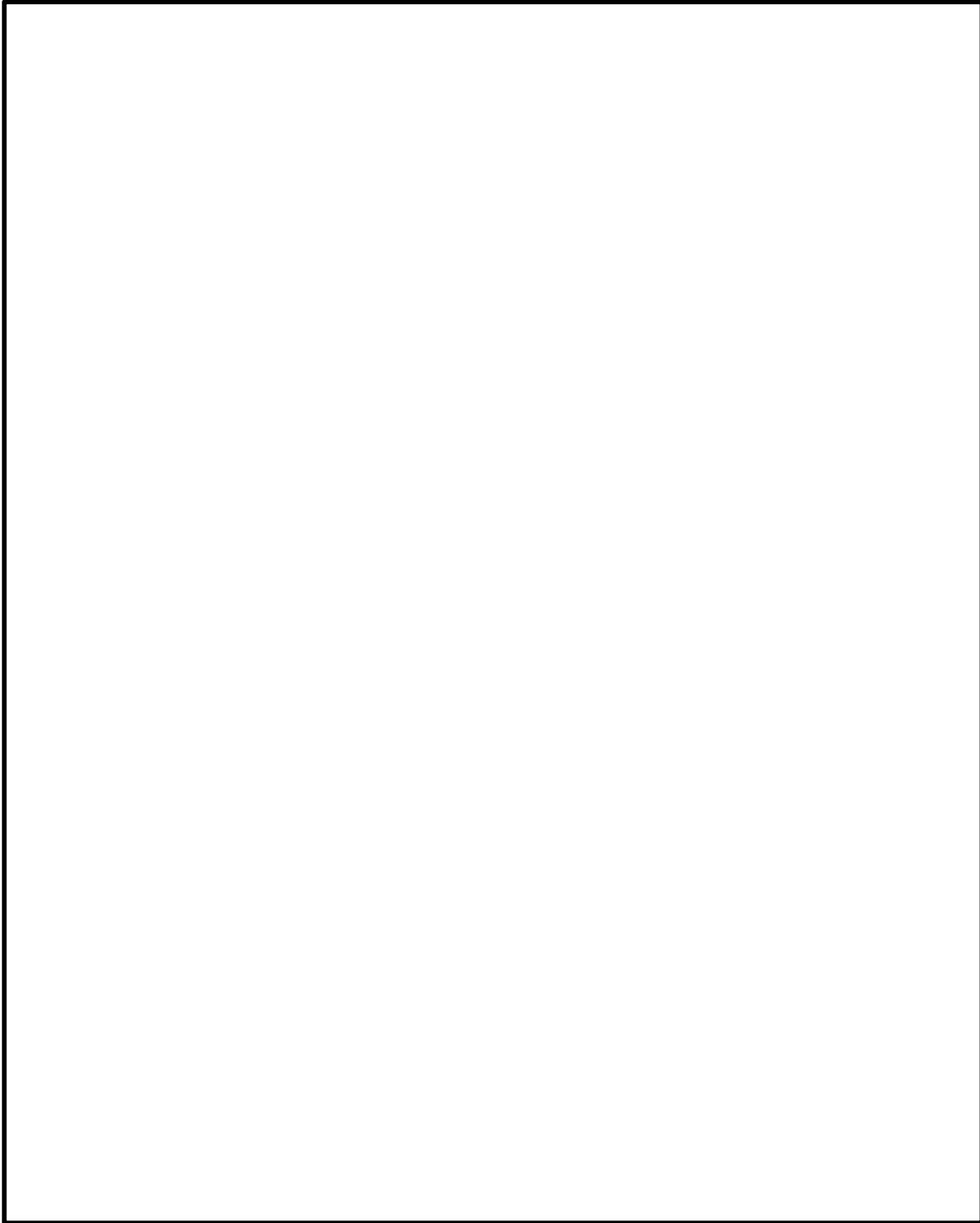


図6 NUPEC試験の解析モデル概要（出典：[2]Fig.17-3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

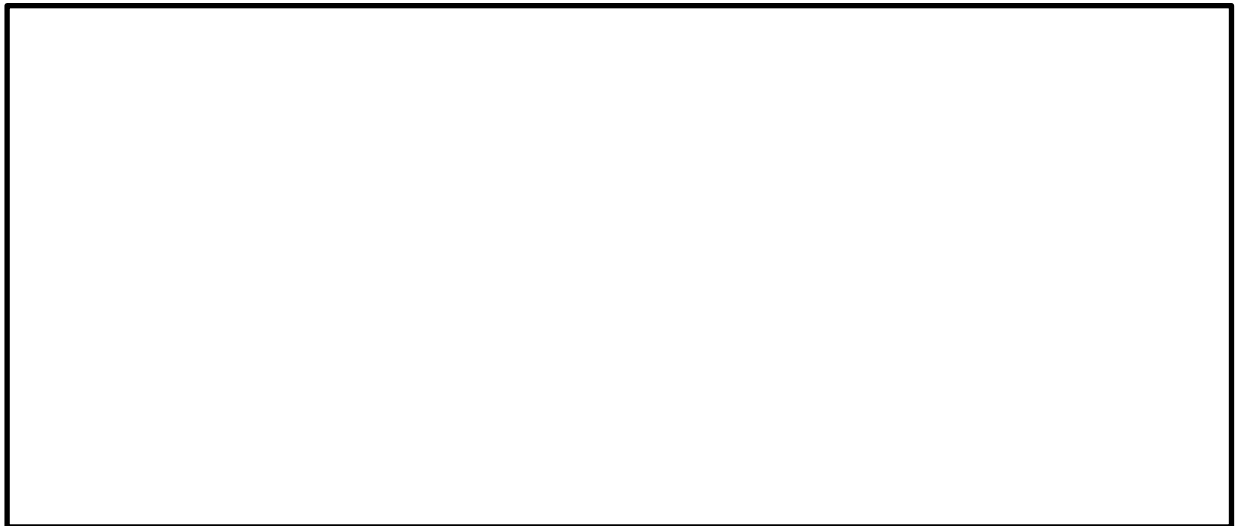


図7 NUPEC試験の解析モデルにおける分布定数系によるノード分割（出典：[2]Fig. 17-4)

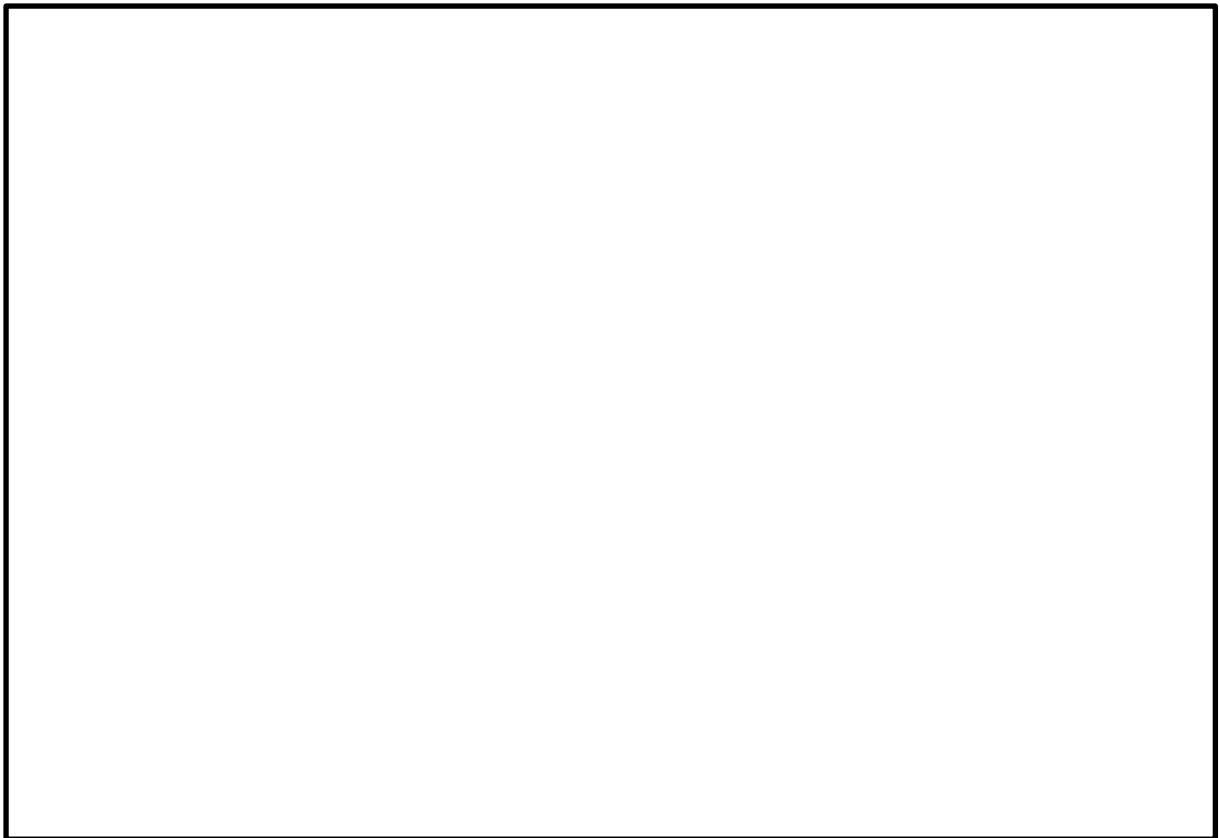


図8 格納容器圧力（出典：[2]Fig. 17-16)

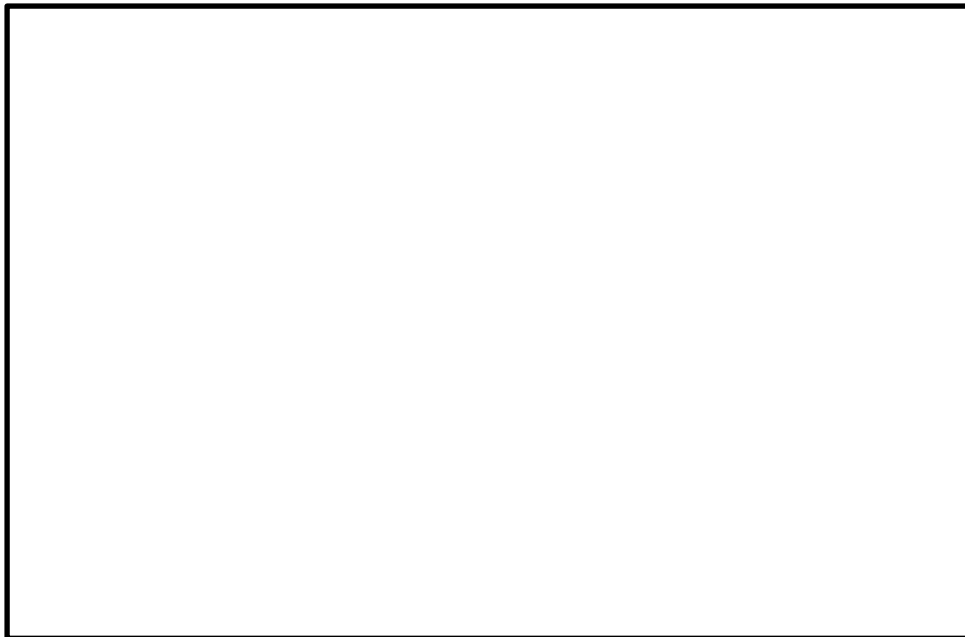


図9 格納容器温度 (出典：[2]Fig. 17-17)



図10 ヘリウム濃度 (出典：[2]Fig. 17-19)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 水蒸気凝縮(壁面熱伝達)への適用性

凝縮熱伝達モデルとして、DLM-FM モデル(Diffusion Layer Model with enhancement due to film roughening and mist generation in the boundary layer)を使用した。本モデルは、液膜の擾乱や壁面付近での液滴発生を考慮した最適評価モデルである。

本モデルで評価した凝縮熱伝達について、個別効果試験データとの比較を図 11 に示す。比較する試験パラメータの範囲を以下に示す。



図 11 に示すとおり、ほとんどの試験データに対して約 20%以内で予測できている。原子炉建物水素対策の有効性評価で想定されるパラメータ範囲は、以下に示すように試験パラメータの範囲を概ね満たすことから、本モデルを適用するのは妥当である。



図 11 DLM-FM モデルの試験データとの比較 (出典：[2]Fig. 5-40)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) 構造体内部熱伝導

原子炉建物原子炉棟4階の壁及び天井の構造体を熱伝導体とみなし、GOTHICコードに内蔵されている1次元熱伝導モデルを使用している。

円筒の熱伝導体において、熱伝導体の初期温度を500(F)、熱伝導体周りの流体温度を200(F)とした条件で、GOTHICコードで評価した円筒中心の温度の時間変化と理論解との比較を図12に示す。GOTHICコードは理論解とよく一致しており、原子炉建物水素対策の有効性評価の中で、構造体内部熱伝導へ本モデルを適用することは妥当である。

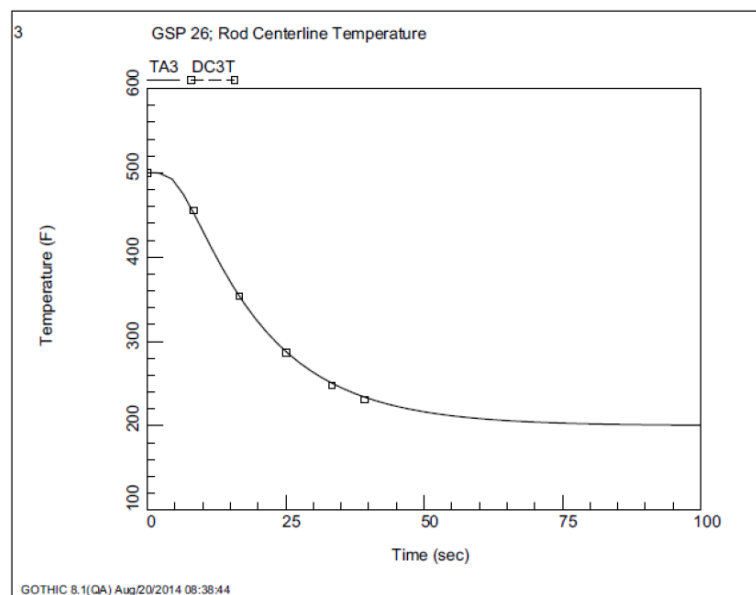


図12 円筒中心温度の1次元熱伝導モデルによる計算結果(変数名: TA3)と解析解(変数名: TC3T)との比較(出典: [2] Fig. 4-11)

(4) PARモデル

原子炉建物原子炉棟4階のような相対的に広大な空間に設置されたPARによる水素再結合挙動を、本解析コードによって適切に行えるかどうかについては、以下の2つの点に着目して検討する必要がある。

- ・本解析コードでモデル化するPARにおいて、本来、PAR内部で生じているような局所的な熱・流動影響を伴う水素・酸素再結合を取り扱えるか
- ・PARの大きさに対して、相対的に空間スケールの大きい「粗メッシュ」モデルによっても、適正なPAR流入気体条件(水素、酸素濃度、気体温度、圧力)を与えることができるか

以下では、これらの観点に対しての考察・検討を示す。

① PAR内の局所流動の扱い

PARの内部においては、カートリッジにおける水素・酸素の再結合開始に伴い、カートリッジでの再結合熱の流入気体への伝熱、伝熱に伴う気体の浮力による上昇流の発生、及び上昇流に対する流動抵抗の発生等、複雑な熱流動が発生していると考えられる。

KAL I 試験^[4]でのPARの水素処理量の基本式についての妥当性検証解析においては、試験容器容積とPARの入口において計測された水素濃度の変化、気体温度及び容器内の気体圧力（図13）より求めた処理速度の実験値と、試験条件（温度、圧力は代表値）を相関式への入力値として与えて算出した処理速度を比較しており、これによって相関式の妥当性が確認された。すなわち、PAR内部の複雑な流動の結果としての水素処理容量をPARの入口において計測された水素濃度、気体温度及び気体圧力の関数として整理して与えたものが、水素処理容量相関式である。水素処理容量相関式はPAR内の浮力や流動抵抗などの局所流動及び水素処理特性を内包しており、PAR入口条件として水素濃度、気体圧力、気体温度を与えれば、これらのPAR内部の局所性を陰に含んだ形で、当該PAR水素処理容量を得ることができるように配慮されている。

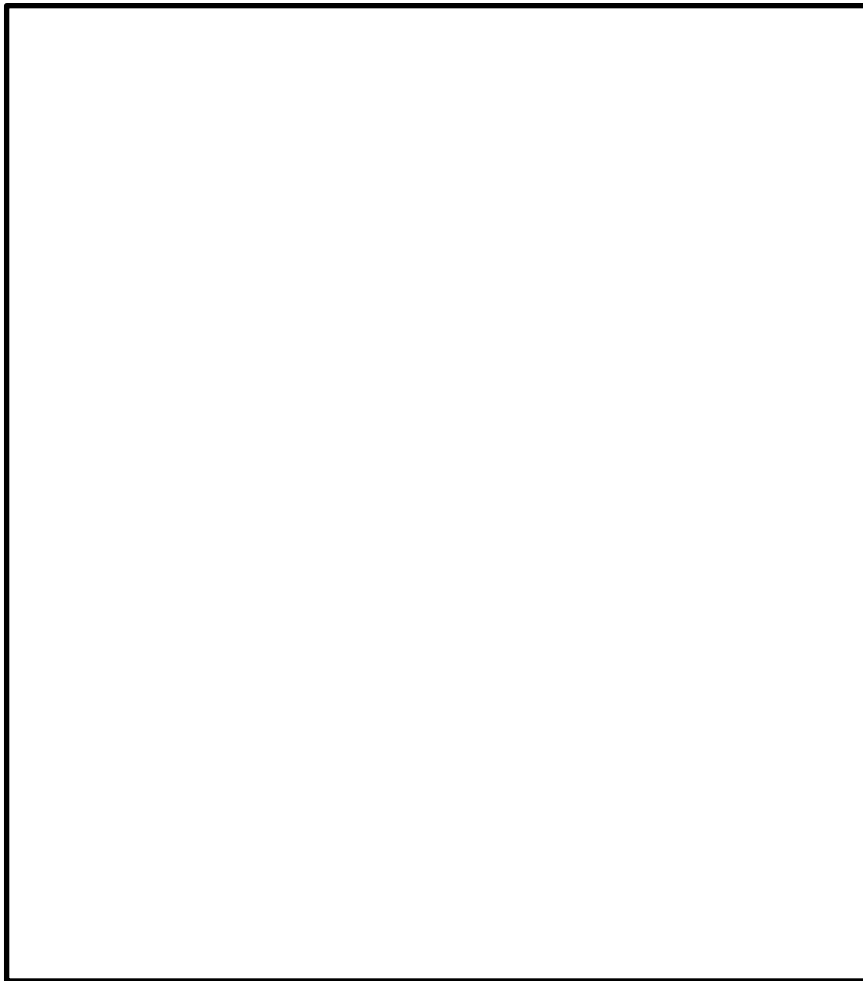


図 13 K A L I 試験の計測位置

② G O T H I C における P A R のモデル化

G O T H I C においては、N I S 社製の P A R による水素処理相関式を、機器モデルの一つである Volumetric Fan モデル及び Hydrogen Recombiner モデルで模擬している。G O T H I C における P A R の組込みロジックを図 14 に示す。

まず、Volumetric Fan モデルによる体積流量の制御を使用して、Fischer^[5]の相関式に示される P A R 入口から自然に引き込まれる体積流量を模擬し、次に、Hydrogen Recombiner モデルを使用して、Volumetric Fan モデルで模擬した体積流量、P A R 入口の水素濃度などのパラメータから上記の相関式で計算される水素処理容量を模擬している。

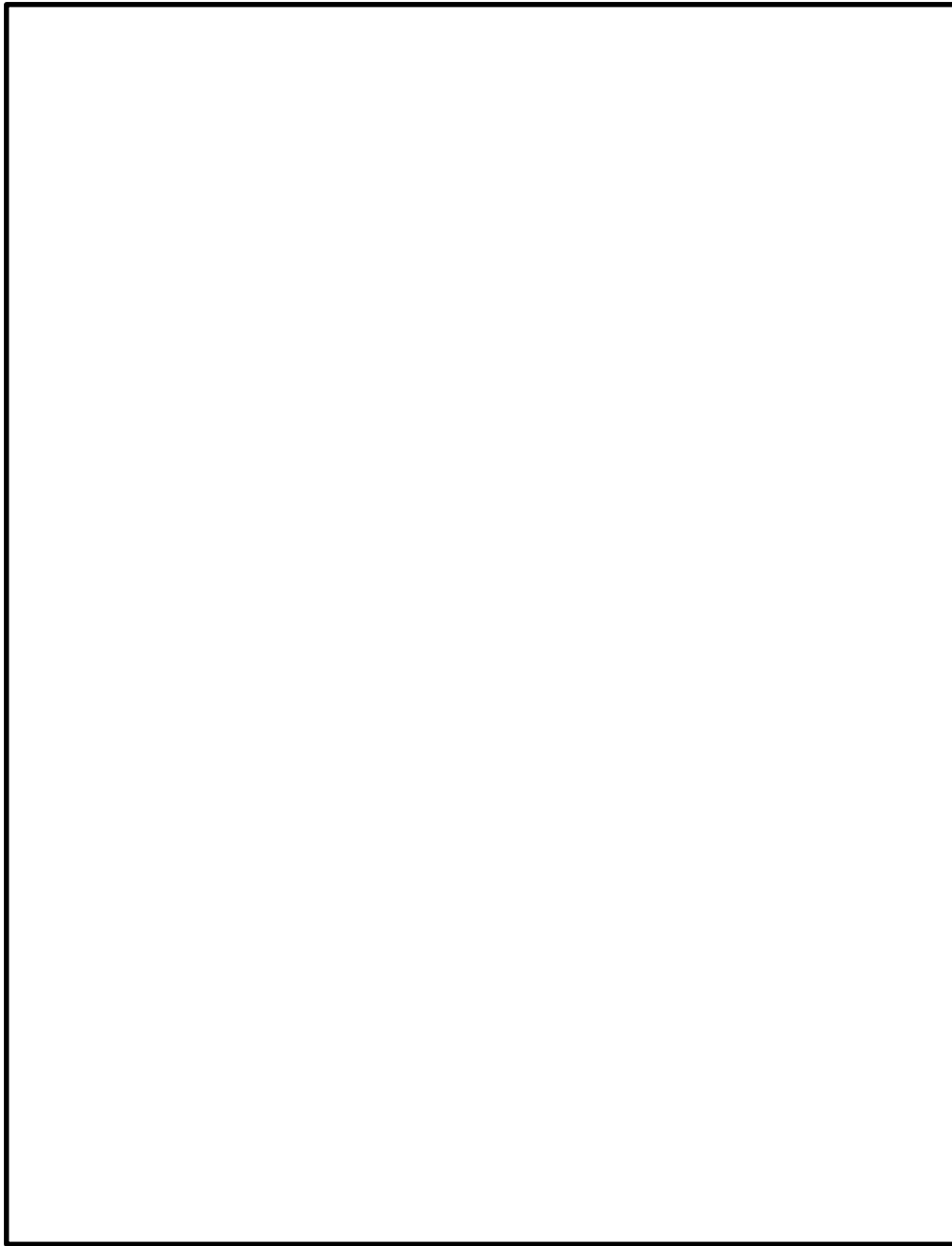


図14 PARの組み込みロジック

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

③ GOTHICのオペフロ解析モデルとPARモデルの関係

上記②により、GOTHICコードにおいて、PARの水素処理容量相関式を忠実にモデル化していることが確認された。また、①により、PAR入口の水素濃度、気体圧力、気体温度を与えれば、適正な水素処理容量を計算できることが確認された。

GOTHICによるPARの解析においては、オペフロ内のサブボリュームの大きさは、PARの大きさと比較して大きく、PAR入口部を局所的にモデル化はしていない。すなわち、PARの水素処理量を適正に評価するためには、PARの入口条件を適切に評価する必要がある。これについて考察を行った。

PARモデルでは、フローパスの入口と出口を同じサブボリュームに接続し、同サブボリュームの水素濃度・酸素濃度・温度をPAR入口の条件として使用している。PARが設置される実機建物体系では、作動中のPAR排気は周囲雰囲気と比べて高温であるので、上方へ立ち昇って行き、PARの周囲に留まることはないと考えられるため、このようにPAR設置ボリュームに排気を混合させるモデル化は、以下に示すとおり保守的な設定と考える。

・ 水素濃度

PARで処理され水素濃度が低くなったガスが、フローパスの出口より同サブボリュームに排出され混合する。そのため、同サブボリュームの水素濃度は、実際のPAR入口の水素濃度よりも低くなり、相関式で計算した水素処理容量が小さくなるため保守的な設定と考える。

・ 酸素濃度

PARで処理され酸素濃度が低くなったガスが、フローパスの出口より同サブボリュームに排出され混合する。そのため、同サブボリュームの酸素濃度は、実際のPAR入口の酸素濃度よりも低くなり、PARの起動の観点で保守的な設定と考える。ただし、島根原子力発電所2号炉の場合、水素発生量に比べて十分な酸素量を有しており、酸素濃度による影響はない。

・ 気体温度

GOTHICモデルにおいては、PARの水素・酸素再結合による発生熱量が、サブノード内の気体全体を加熱するため、PAR出口温度については、実際よりも低く評価され、浮力による上昇速度が実際よりも小さくなる。これは、原子炉建物原子炉棟4階内の気体の混合性を小さくする。水素濃度分布の局所化や成層化の観点からは、原子炉建物原子炉棟4階内の気体の混合性が促進されないほうが一般に厳しい評価となると考えられる。

また、PARに流入する気体温度の観点からは、実際よりも高温な気体がPARに流入することになり、これはPARの水素処理速度を実際よりも低下させる方向に作用するため保守的な設定と考える。

- ・ 気体圧力

解析においては、サブボリューム内の気体圧力は一定である。一方、実際の流動においては、圧力に分布がある。しかしながら、解析対象としているような、解放空間における空間内の圧力差は小さく、圧力分布を均一に扱っている影響は僅少と考えられる。

④ PAR設置状態における総合的な解析能力

3. (1) に示したNUPEC試験についての解析は、上記の①～③が適合する状況で行われたものであり、この結果は、3. (1) で先述のように、GOTHICで適切なPAR解析を行い得ることを示している。

以上から、GOTHICコードによるPAR解析については、

- ・ PAR内の局所性については、PAR入口条件に縮約された水素処理容量相関式により、
- ・ PAR周囲を比較的粗メッシュで扱っていることについては、その設定がPARの水素処理量や原子炉建物原子炉棟4階内のガス混合性を低く見積もる定性的傾向があることにより、
評価モデルとしては適正であることを示した。

また、総合的な評価能力については、3. (1) の実験解析により、適切な解析能力があることを示した。

以上の検討から、GOTHICにおけるPARのモデル化、及び同モデルを用いての水素・酸素再結合解析は適正に実施できる。

参考文献

- [1] NUPEC, “FinalComparison Report on ISP-35: NUPEC Hydrogen Mixing and DistributionTest (TestM-7-1)”, CSNI Report NEA/CSNI/R(94)29, December, 1994.

- [2] Electric Power Research Institute, Inc., “GOTHIC THERMAL HYDRAULICS ANALYSIS PACKAGE QUALIFICATION REPORT Version 8.1(QA)”, NAI 8907-09 Rev 14, September 2014

- [3] 独立行政法人原子力安全基盤機構溶接部等熱影響部信頼性実証試験(原子炉格納容器)に関する報告書(平成4年度), 平成5年3月

- [4] EPRI and EDF, “Generic Tests of Passive Autocatalytic Recombiners (PARs) for CombustibleGas Control in Nuclear Power Plants”, June 1997.

- [5] K. FISCHER, “QUALIFICATION OF A PASSIVE CATALYTIC MODULE FOR HYDROGEN MITIGATION”, Nuclear Technology VOL.112, Oct. 1995

重大事故等時に発生が想定されるガス等による被毒について

パラジウムを触媒として使用するN I S製のP A Rに対しては、ハロゲンをはじめとする反応阻害物質による水素処理性能への影響が知られていることから、反応阻害物質として炉心損傷時の核分裂生成物のハロゲンの大部分を占めるよう素による影響について確認を行っている。

一方、よう素以外の重大事故等時に発生が予想されるガス等によるパラジウム触媒への被毒について、Southern Nuclear Engineering (SNE)の試験にて評価が行われていることから、その試験結果を基に格納容器から原子炉建物原子炉棟内にガス等が放出された場合の影響について確認を行った。

1. 対象とする化学物質

1997年5月22日にEPRI(米国電力研究所)によって発行された文献によると、Southern Nuclear Engineering (SNE)の試験において、プラントで一般的に使用される化学物質(有機溶剤、機械油等)とL O C A後の核分裂生成物がパラジウム触媒の水素除去効率へ及ぼす影響について評価を行っている。

対象とした化学物質は表1のとおりであり、加圧水型軽水炉の格納容器内で存在または発生しうる一般的に使用される化学物質とL O C A後の核分裂生成物(ハロゲンを除く)を、触媒活性への影響に関わらず選定している。

なお、ここでは格納容器から原子炉建物原子炉棟内への漏えいを想定し、表1のうちガスと揮発性の高い液体について、パラジウム触媒に与える影響の確認を行う。

表1 SNE試験で確認した化学物質

--

2. 試験方法

SNE 試験では、図 1 に示す試験装置を用い、一定時間水素及び化学物質を触媒試験体に通過させ入口及び出口の水素濃度を測定することで、触媒試験体の水素処理性能の変化を測定している。触媒試験体は円筒形の触媒ペレットを充填したものを使用している。試験条件を表 2 に示す。



図 1 試験装置概要

表 2 試験条件

入口温度	
入口水素濃度	
入口流量	
触媒の種類	
触媒寸法	
化学物質濃度	
試験時間	

3. 試験結果

ガス及び揮発性の高い液体について、パラジウム触媒に対する水素処理性能の低下率を確認したところ、図2のとおりであり、性能低下は 未満であった。



図2 ガス及び揮発性の高い液体の水素処理性能低下率

4. 重大事故等時に発生が想定されるガス等による影響

SNE 試験結果により、よう素以外の重大事故等時に発生が想定されるガス等はパラジウム触媒の水素処理性能に対し有意な影響を及ぼさないと考える。

なお、化学物質のうち一酸化炭素を想定した場合、島根原子力発電所2号炉において、MCCIにより発生する一酸化炭素は、原子炉建物原子炉棟4階に全量漏えいすることは考えにくいですが、仮にPARの触媒に対して最も厳しい条件である原子炉建物原子炉棟4階へ全量漏えいするとした場合、一酸化炭素濃度は約 $1.5 \times 10^{-4} \text{ kg/m}^3$ 程度であり、SNE 試験条件の に比べて十分に低い濃度であることが確認された。また、PARの個数は、反応阻害ファクタとして保守的に0.5（50%の性能低下）を考慮して算出している。

P A R設置箇所の考え方について

1. P A R設置箇所の考え方（階層）

原子炉建物原子炉棟内の水素ガス流路のイメージ図を図1，図2に示す。格納容器の各ハッチ等から漏えいした水素を含む高温のガスは，原子炉建物原子炉棟4階に上昇すると考えられることから，原子炉建物原子炉棟4階にP A Rを設置する。

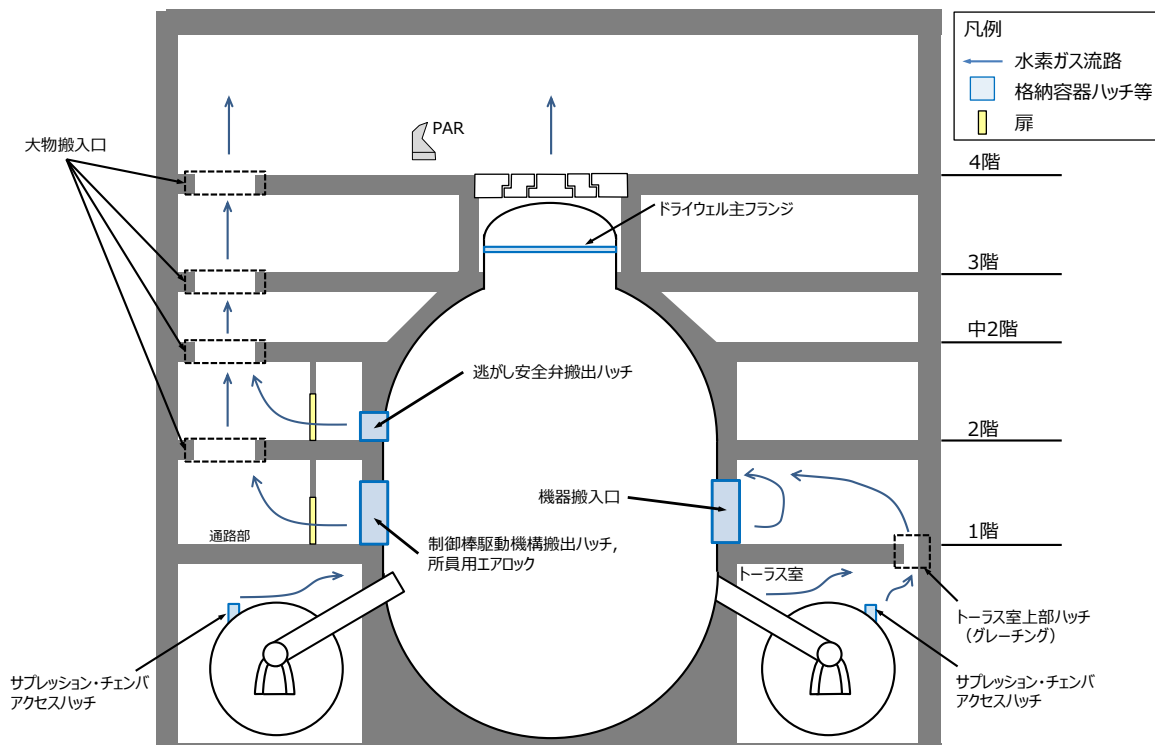


図1 水素ガス流路のイメージ図（原子炉建物原子炉棟（断面図））

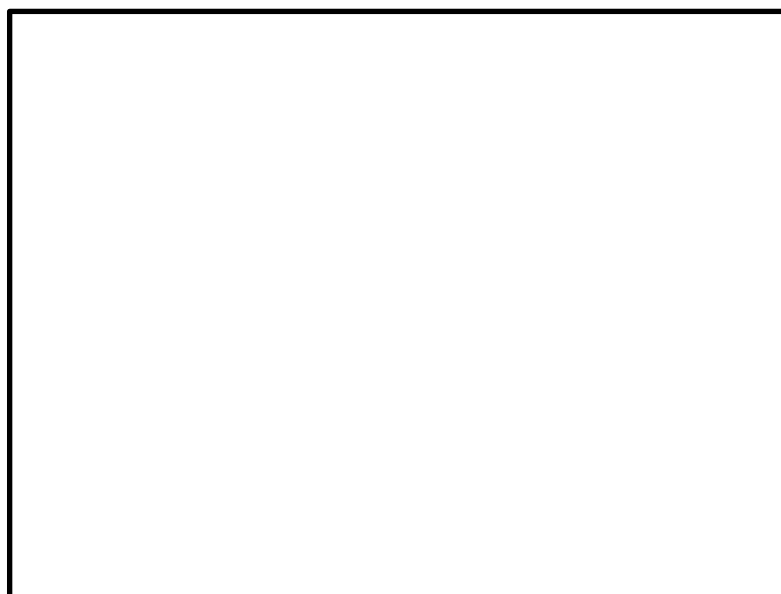


図2 水素ガス流路のイメージ図（原子炉建物1階 平面図）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. PAR設置箇所の考え方（高さ方向）

電共研^{※1}において、PARを原子炉建物原子炉棟4階の下層部に設置した場合と上層部に設置した場合の解析を実施している。解析条件を表1に、解析モデルを図3及び図4に、境界条件を図5に示す。また、解析結果の断面位置を示した解析モデル拡大図を図6に、解析に用いたPARモデル形状を図7に、解析結果を図8-1, 8-2に示す。

図8-1に示すとおり、PARを下層部に設置した場合、格納容器から漏えいした高温の気体及びPARの再結合処理に伴う高温の排気による上昇流と、上昇した気体が天井及び側壁にて冷却されることで発生する下降流により、原子炉建物原子炉棟4階の雰囲気全体を混合する自然循環流が生じ、水素濃度がほぼ均一になっている。

一方、PARを上層部に設置した場合は、図8-2に示すとおり、PARからの排気は、再結合反応により発生するエネルギー（1,000kW程度）が大きいのに対して天井までの移動距離が短いため天井及び側壁で十分冷却されず、原子炉建物原子炉棟4階の雰囲気全体を混合する自然循環流とならない。その結果、高温かつ水素濃度の低いPARの排気ガスが天井付近に蓄積し、温度成層効果により、格納容器から漏えいした水素の上昇が抑制され、PAR下端レベルより下側に高濃度の水素が蓄積する結果となっている。

以上のことから、高さ方向のPARの設置箇所は、より自然循環流が発生しやすい原子炉建物原子炉棟4階の下層部へ設置することとする。

※1：電共研「シビアアクシデント時の水素処理技術の開発」（平成26年3月）

表1 解析条件

分類	項目	条件

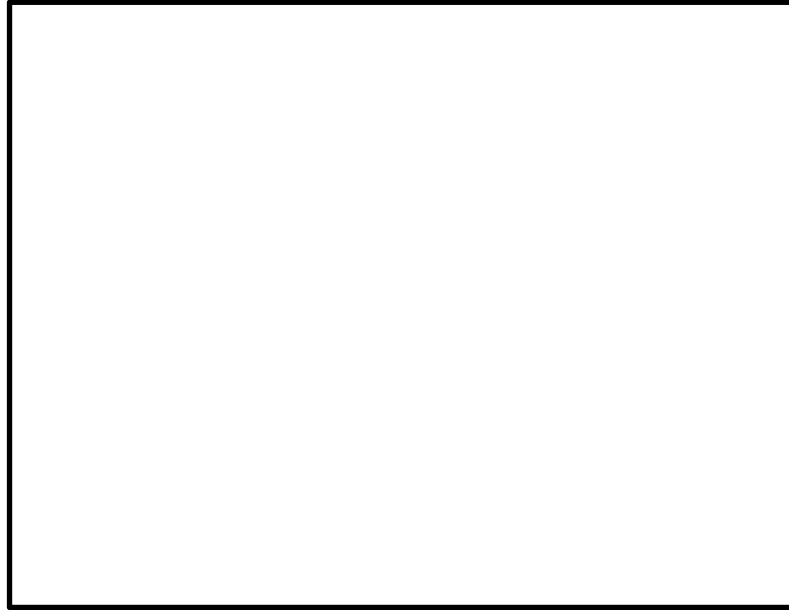


図3 解析モデル（平面図）



図4 解析モデル（断面図）

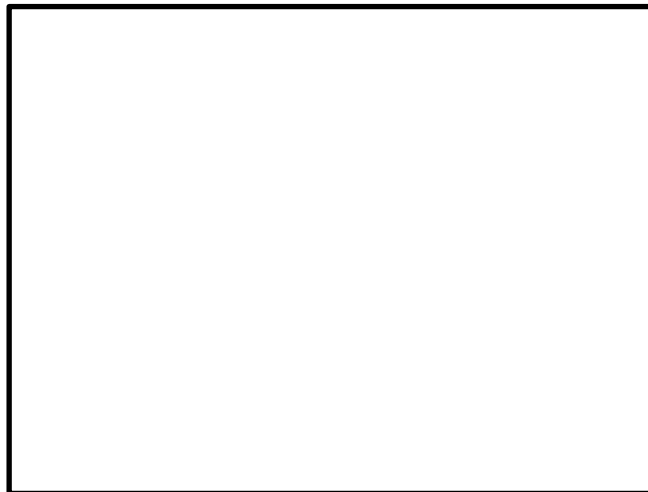


図5 境界条件

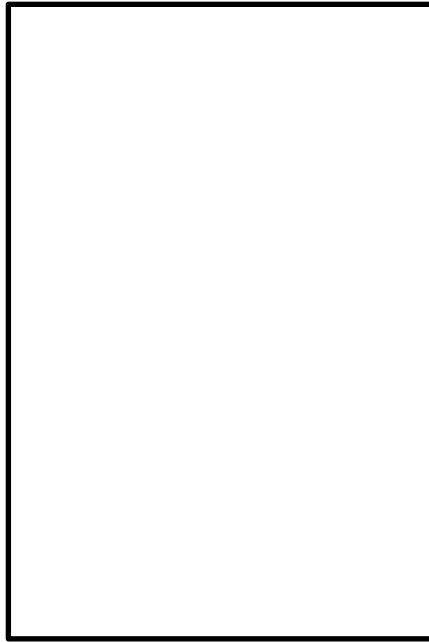


図6 解析モデル拡大図 (平面図)

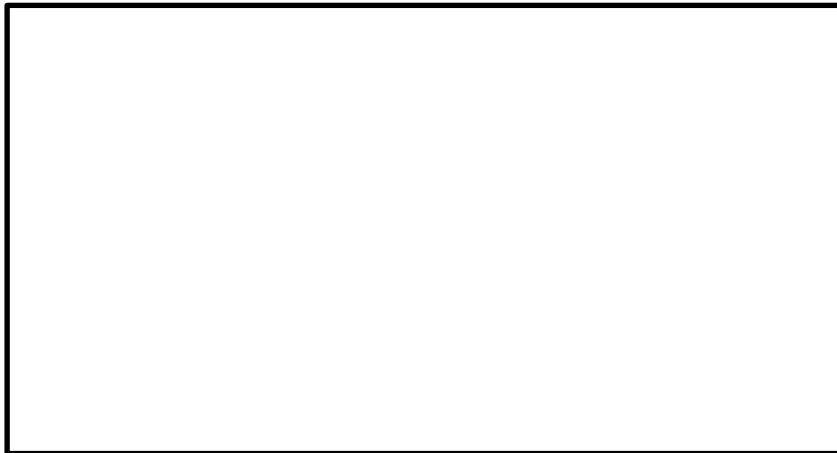


図7 PARモデル形状

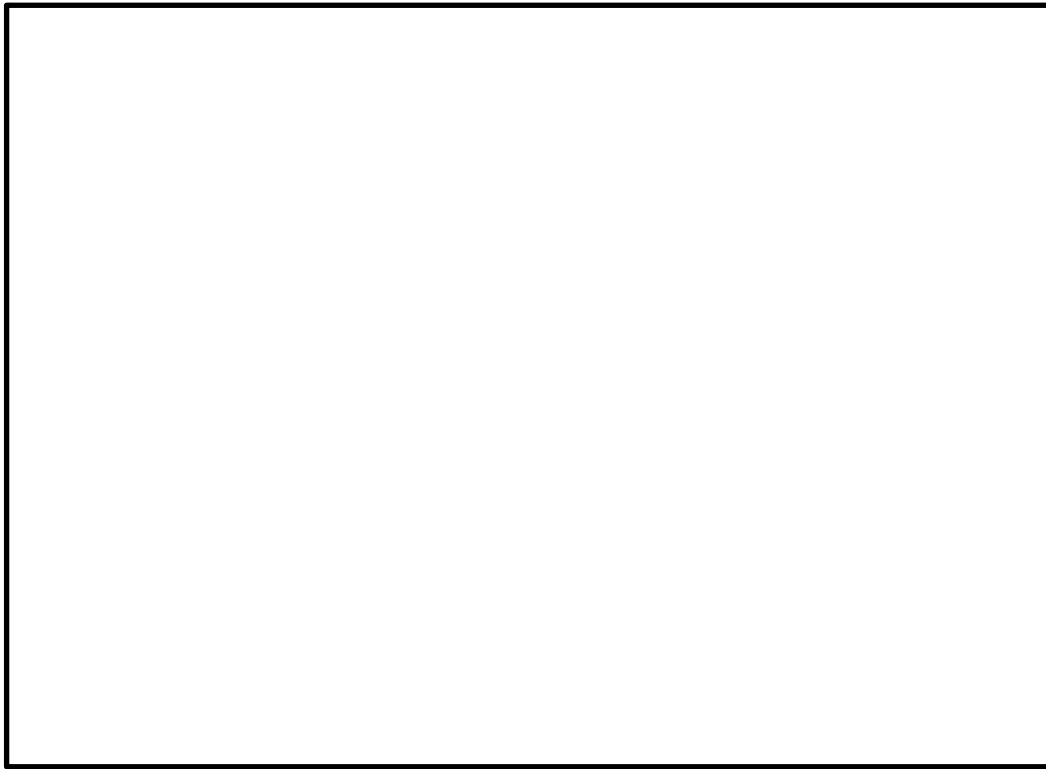


図 8-1 PARを下層部に設置した場合

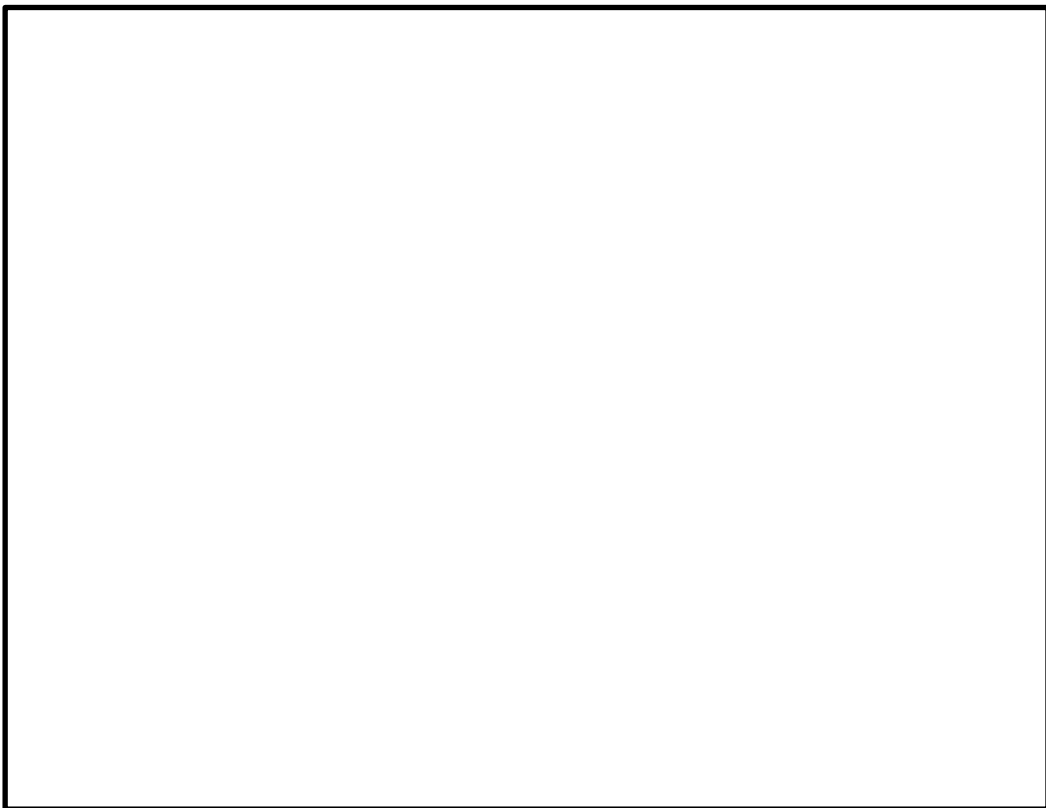


図 8-2 PARを上層部に設置した場合

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. PAR設置箇所の考え方（水平方向）

原子炉建物原子炉棟4階の下層部について、現場調査した結果を図9に示す。着色部については、下記①～③の理由で、設置困難箇所であることを確認した。

<設置困難箇所の理由>

- ①定期検査等において、通行や他設備の点検作業の支障となる。(図中 部)
- ②水素濃度、放射線量の監視の支障となる。(図中 部)
- ③冷却機等の既存設備に干渉する。(図中 部)

設置困難箇所以外から、PARの点検スペースが比較的確保しやすい箇所を抽出した上で、燃料取替エリアと原子炉補助エリアの空間容積比を考慮した台数のPARを可能な範囲で分散配置させるように設置箇所を選定した。

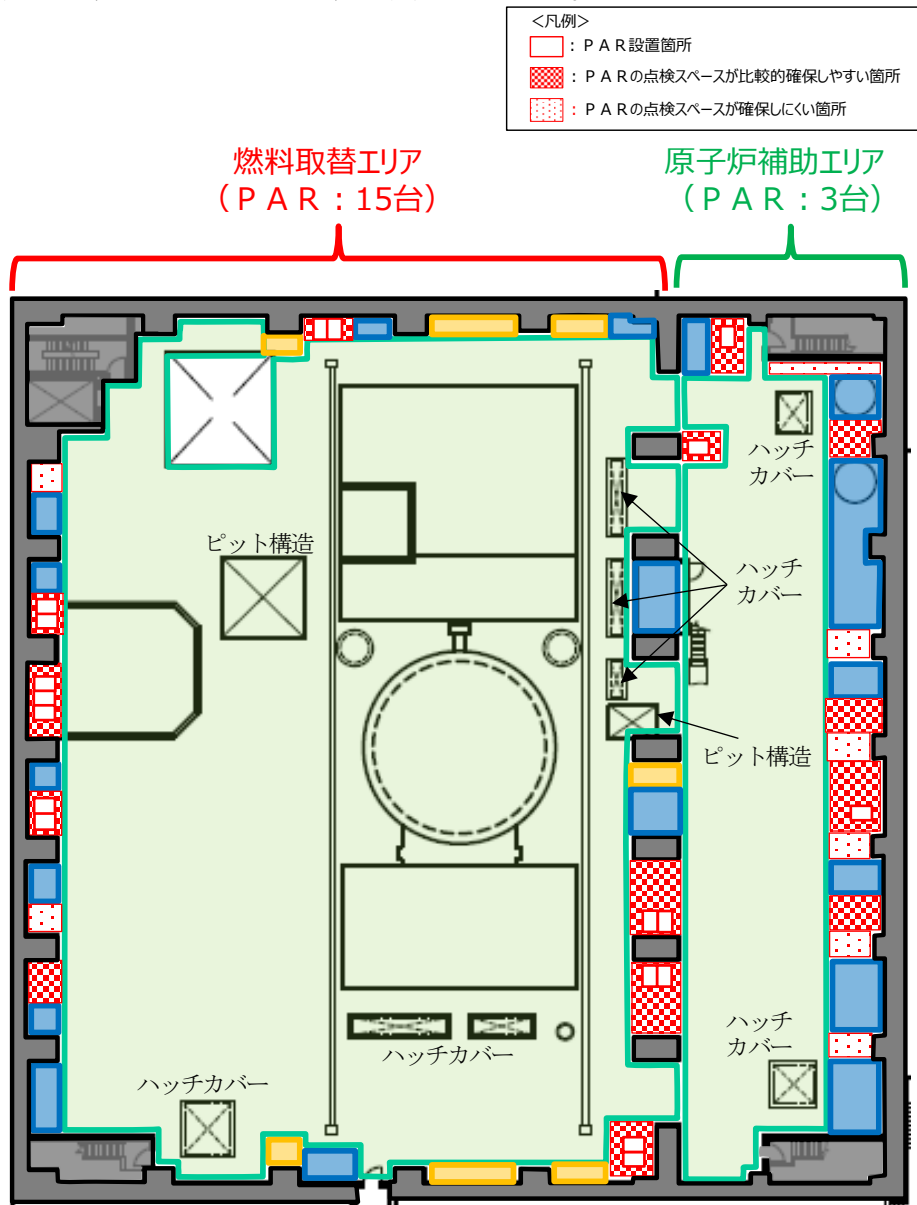


図9 現場調査結果（原子炉建物原子炉棟4階）

4. 解析モデル設定の考え方

原子炉建物原子炉棟4階の形状を踏まえたサブボリュームの分割の考え方を表2に示す。また、表2の考え方に基づき設定した解析モデルを図10に示す。

表2 サブボリューム分割の考え方

水平方向 (第1, 2層)	高さ方向 (断面図)

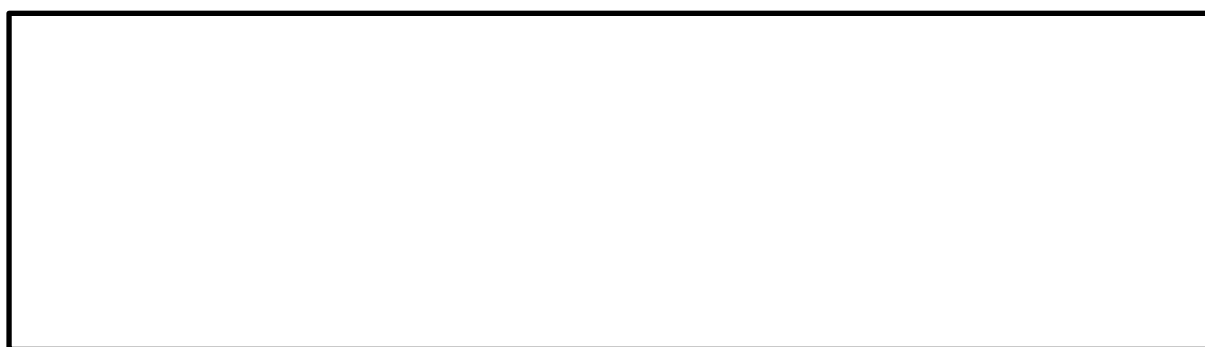


図10 解析モデル

上記1.～3.に基づきPARを設置し、4.の解析モデルに基づき水素濃度解析を実施した結果、原子炉建物原子炉棟4階における水素濃度は可燃限界未満になることを確認したことから、PAR設置箇所は妥当であると考えられる。

粒子状物質の触媒性能への影響について

触媒の性能低下は、粒子状物質によるパラジウム物理的閉塞により発生するものであり、以下2点の理由により、触媒性能への影響は小さいと考える。(図1)

- ①PAR内部(カートリッジ間)に発生する上昇気流により、PARの下部から上部へ運ばれる粒子状物質は、触媒カートリッジを鉛直に設置することで、拡散しやすいガス状物質とは異なり、触媒面への付着(触媒性能低下)が抑制される。
- ②カートリッジ内部には触媒を充填しているため、水素及び酸素に比べて粒径が大きい粒子状物質(約 $1\mu\text{m}$ ^{※1})は、開口部近傍の触媒面に付着するが、粒径が小さい水素(約 0.28nm)及び酸素(約 0.34nm)は、より内側の触媒面にて反応するため、触媒性能は低下しにくい構造となっている。

※1:NUREG/CR-5966より、格納容器内で発生する粒子状物質の粒径は約 $1\mu\text{m}$ を中心に存在しており、小さいものでも約 $0.01\mu\text{m}$ と水素、酸素に比べて大きい値となっている。(図2)

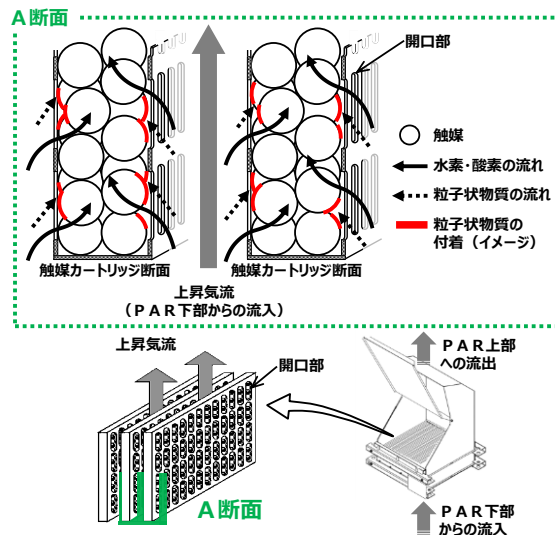


図1 触媒カートリッジへの流入概略図

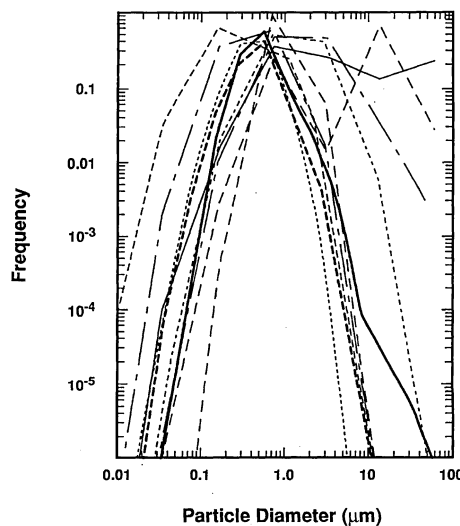


図2 格納容器内の粒子状物質の粒径分布 (NUREG/CR-5966より)

粒子状物質は、格納容器内での沈着や格納容器スプレイによりほぼ除去されることから、原子炉建物原子炉棟への漏えい量はごく少量と考えられ、原子炉建物原子炉棟4階に全量漏えいすることは考え難い。仮にPARの触媒に対して最も厳しい条件である原子炉建物原子炉棟4階へ全量漏えいとした場合、粒子状物質の濃度は約 $3.2 \times 10^{-5} \text{g/m}^3$ である。

一方、フランスの原子力研究センター (Cadarache) において、フランス電力会社 (EDF) 及び原子力安全防護研究所 (IPSN) が主体となり、粒子状物質による触媒性能への影響を確認するために H2PAR 試験^{※2}が実施されており、試験条件を表1に示す。また、試験装置の概要、試験用 PAR の概要、試験結果及び粒子状物質の粒径分布をそれぞれ図3～6に示す。H2PAR 試験では、粒子状物質濃度を (島根2号炉で想定される粒子状物質濃度の約 10^5 倍) で実施し、PAR の性能低下が小さいことが確認されている。

以上のことから、島根2号炉で想定される粒子状物質がPARの触媒性能へ及ぼす影響は小さいと考える。

※2 : RAPPORT D' EXPERIENCE H2PAR ESSAIS E17 et E21 (INSTITUT DE PROTECTION ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE, DÉPARTEMENT DE PROTECTION DE L' ENVIRONNEMENT)

表1 試験条件

試験番号	温度	圧力	粒子状物質

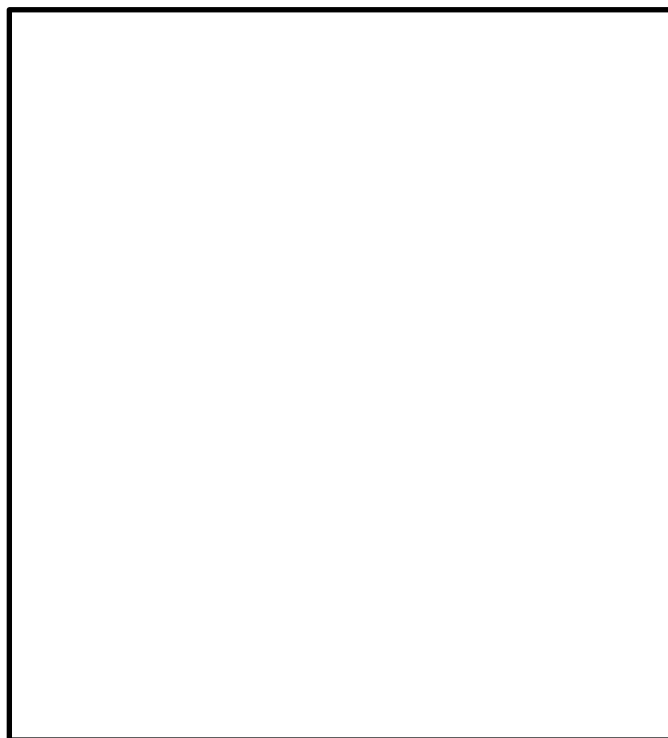


図3 試験装置概要

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

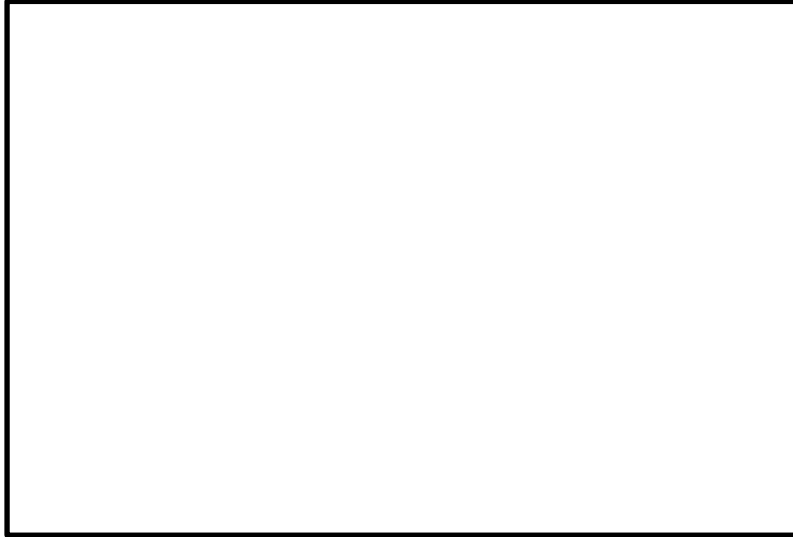


図4 試験用PAR概要

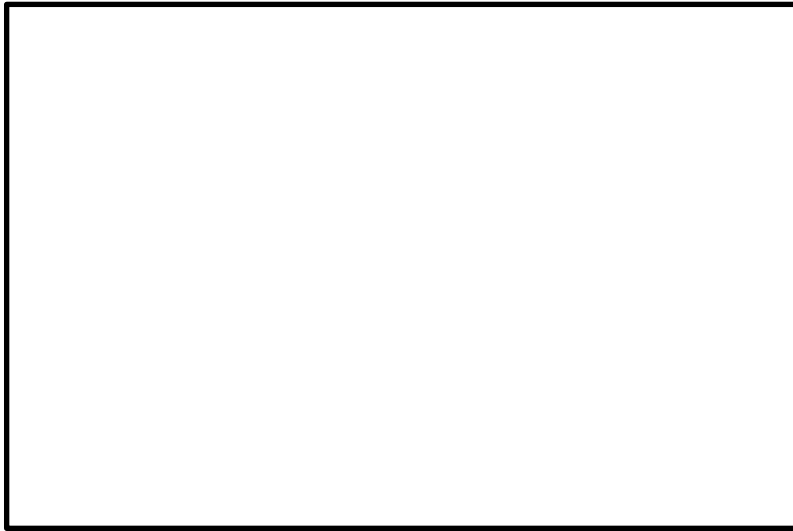


図5 試験結果 (粒子状物質の影響)



図6 粒子状物質の粒径分布