

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 63
提出年月日	平成 29 年 12 月 7 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 12 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概 要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に当たって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
 - 1.6 解析の実施方針
 - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価
 - 付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
-
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

	定の考え方について
添付資料1.5.3	サプレッション・プール初期水位について
添付資料1.5.4	外部水源温度の条件設定の根拠について
添付資料1.5.5	給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
添付資料1.5.6	逃がし安全弁の解析条件設定について
添付資料1.5.7	原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について
添付資料1.5.8	重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7弁の十分性について
添付資料1.5.9	使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故1及び2）の有効性評価における共通評価条件について
添付資料1.7.1	解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー
添付資料2.1.1	平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
添付資料2.1.2	<u>安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
添付資料2.1.3	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.4	7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.5	7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.6	常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料3.2.4 高温ガスによる原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えい可能性と事象進展等に与える影響について
- 添付資料3.2.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について
- 添付資料3.2.6 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
- 添付資料3.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（高圧溶融物放出／格納容器直接加熱）
- 添付資料3.2.8 安定状態について
- 添付資料3.2.9 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
- 添付資料3.2.10 代替循環冷却系による原子炉注水を考慮しない場合の影響評価について
- 添付資料3.2.11 7日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）
- 添付資料3.2.12 7日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）
- 添付資料3.2.13 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）
- 添付資料3.2.14 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冠水評価について
- 添付資料3.2.15 コリウムシールド材料の選定について
- 添付資料3.2.16 コリウムシールド厚さ、高さの設定について
- 添付資料3.2.17 原子炉圧力容器の破損位置について
- 添付資料3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外FCI）に関する知見の整理について

「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」より抜粋

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失するとともに，原子炉減圧機能（自動減圧機能）も喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，低圧注水機能は維持されるが高圧注水機能が喪失するとともに原子炉が高圧のまま減圧できないため炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧注水・減圧機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さ

くなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため、事象進展は同じとなる。このため、本事故シーケンスグループに対しては、代表として原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により、本事故シーケンスグループでは、代替の原子炉自動減圧機能により原子炉を減圧し低圧注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.2-1 図に、対応手順の概要を第 2.2-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）8名である。

原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。

(g) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち，1系統を残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えるものとする。

伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱操作は，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点）及び切替えに要する時間を考慮し，原子炉水位高（レベル8）設定点到達の5分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2-4図から第2.2-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2-9図から第2.2-14図に，

て原子炉水位高（レベル 8）設定点到達（事象発生から約 36 分）から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は早くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員が実施することから、この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.2.2）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱操作開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり、運転操作が遅れる場合においても、格納容器圧力が常設低圧代替

注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の実施基準である 279kPa [gage] に到達するまでの時間は、高圧注水機能が喪失し低圧での代替原子炉注水のために原子炉を減圧することから格納容器への熱負荷の観点では本重要事故シーケンスと同様であり、また低圧注水機能喪失を想定することから残留熱除去系による崩壊熱除熱機能喪失も想定するため格納容器圧力の上昇が継続する「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.2.2）

（4）まとめ

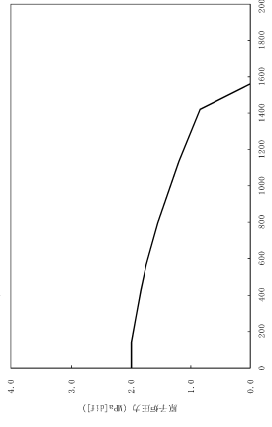
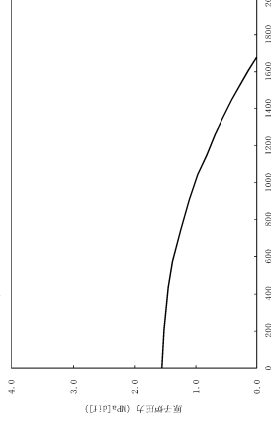
解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.2.4 必要な要員及び資源の評価

（1）必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 8 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

第 2.2-2 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧炉心スプレイ系</p>	<p>原子炉水位異常低下 (レベル 1) 信号で自動起動し, 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ 注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$ 	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として, 設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定</p> 
<p>残留熱除去系 (低圧注水系)</p>	<p>原子炉水位異常低下 (レベル 1) 信号で自動起動し 3 系統で注水</p> <p>原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復し, 低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止</p> <p>最小流量特性 (1 台当たり)</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ 注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ 	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として, 設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定</p> 
<p>残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系)</p>	<p>伝熱容量: 約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100°C, 海水温度 32°Cにおいて)</p>	<p>熱交換器の設計性能に基づき, 残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で, 過去の実績を包含する高めの海水温度を設定</p>

「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」より抜粋

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量： $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ ，注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}]\sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$ ）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に $1.9\times 10^3\text{t}/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 32°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備操作が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。なお，全交流動力電源喪失時において，少なくとも事象発生から 8 時間後まではサプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。
- (d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水系，格納容器スプレイ冷却系，サプレッション・プール冷却系）による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に

なるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から1時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から8時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に準備が完了するものとしており、**低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であることから、時間余裕がある。**

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、事象発生約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生24時間後に非常用母線の受電**操作**が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」より抜粋

から、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.3.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。また、全ての非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等の継続が可能である。

（添付資料2.3.2.6）

c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約4,497kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、代替の蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、負荷の切り離しを行うことなく、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。

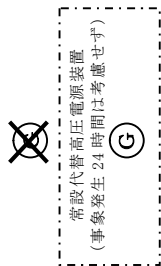
（添付資料2.3.2.7）

2.3.2.5 結 論

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/7)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	設計値を設定
	格納容器 (ウエットウエル)	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水位	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水温度	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温度として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	設計値を設定
	外部水源の水温度	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温度として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温度を設定
事故条件	起因事象	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	起因事象として、外部電源喪失を想定

非常用ディーゼル発電機2C及び2D
高圧炉心スプレイスライセル発電機



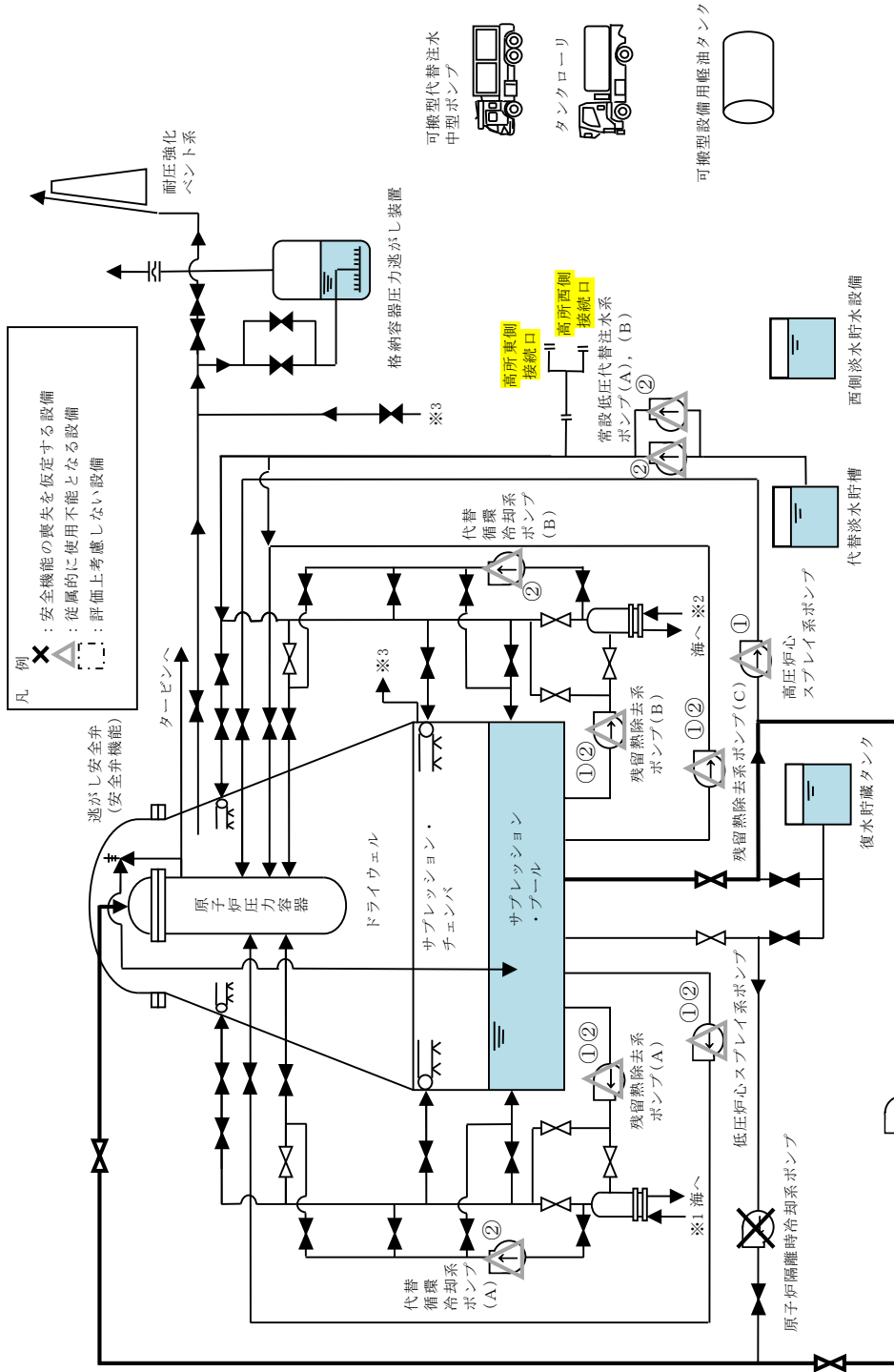
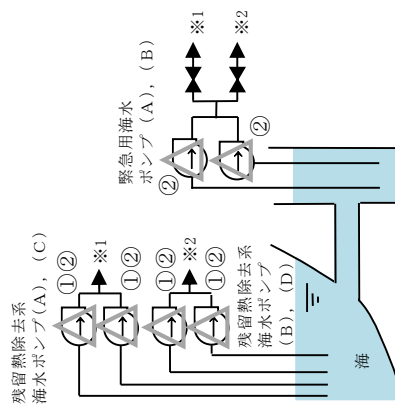
軽油貯蔵タンク



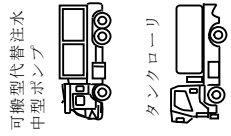
所内常設直電電源設備



常設代替直電電源装置

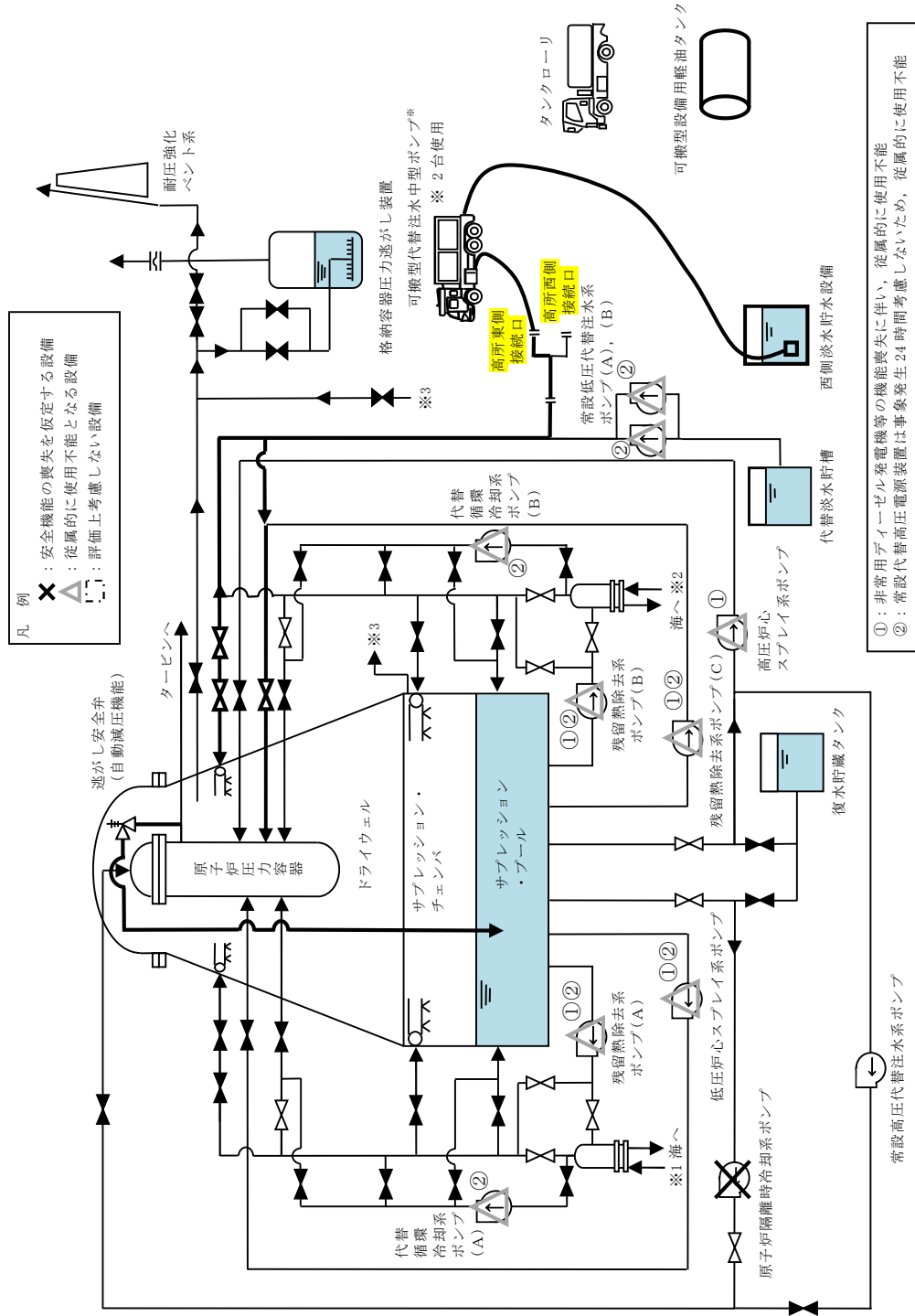


例
X : 安全機能の喪失を仮定する設備
△ : 従属的に使用不能となる設備
① : 評価上考慮しない設備



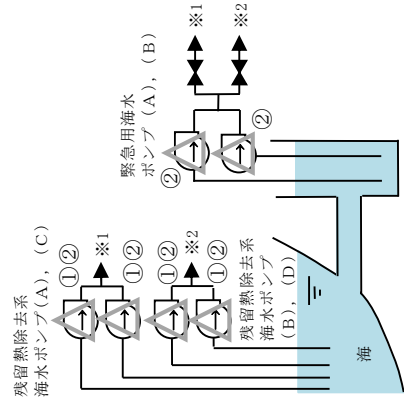
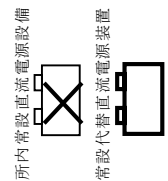
① : 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能
② : 常設代替高圧電源装置は事象発生24時間考慮しないため、従属的に使用不能

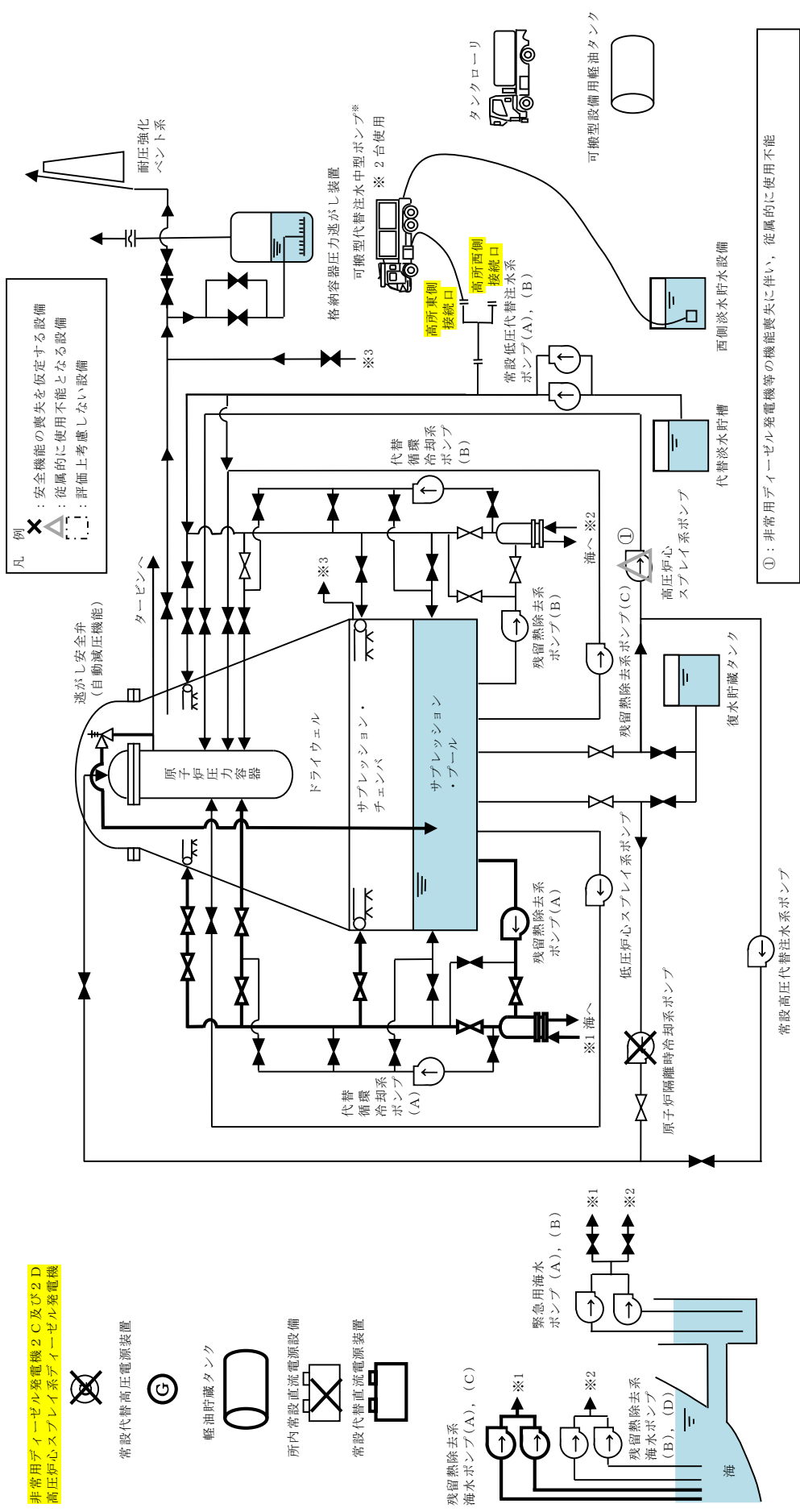
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイスポンプ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

非常用ディーゼル発電機 2 C 及び 2 D
高圧炉心スプレイスポンプ





第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

長期間でのサブプレッション・プール水位の挙動について

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサブプレッション・プール水位の挙動を確認するため、サブプレッション・プールから原子炉建屋への放熱量の概算値からサブプレッション・プール水位の上昇によるベントライン到達までの期間を算出した。

1. サプレッション・プール水位の評価

(1) 評価条件

サブプレッション・プールから原子炉建屋への放熱の概要図を第1図に示すとともに、評価条件を以下に示す。なお、サブプレッション・プール水からサブプレッション・チェンバ空間部への放熱については、サブプレッション・プール水が飽和状態であることから考慮していない。

第1表 評価に使用するデータ一覧

項目	値	備考
サブプレッション・プール水位	12.8m	格納容器ベントを使用した場合の事象発生30日後の水位
サブプレッション・プール内径	26.0m	設計値
サブプレッション・プール外径	29.6m	設計値
サブプレッション・プールのコンクリート厚さ（床面）(d)	5.0m	設計値
サブプレッション・プールのコンクリート厚さ（壁面）(d)	1.8m	設計値
ベントライン高さ	15.1m	設計値
サブプレッション・プール水量	3300m ³	水位6.983m時の水量（保安規定の運転上の制限における下限値）
サブプレッション・プール水温(T ₁)	102℃	格納容器ベントを使用した場合の事象発生30日後の水温

項目	値	備考
地中温度 (T_2)	20℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室室温評価時の値を使用
原子炉建屋温度 (T_2)	65℃	全交流電源喪失時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室室温評価時の事象発生 8 時間の室温を使用
熱伝達率 (水→コンクリート間) (A_1)	2.0W/m ² ・℃	伝熱工学資料第 5 版に基づき, 温度差 5℃, 代表高さ 5m にて算出した値
熱伝達率 (コンクリート→空気間) (A_2)	2.0W/m ² ・℃	伝熱工学資料第 5 版に基づき, 温度差 5℃, 代表高さ 5m にて算出した値
コンクリートの熱伝導率 (λ)	1.6W/m・℃	伝熱工学資料第 5 版に基づく値
潜熱 (E)	2251kJ/kg	水温 102℃の値

<放熱量の評価式>

$$Q=K(T_1-T_2)S$$

$$1/K=1/A_1+d/\lambda+1/A_2$$

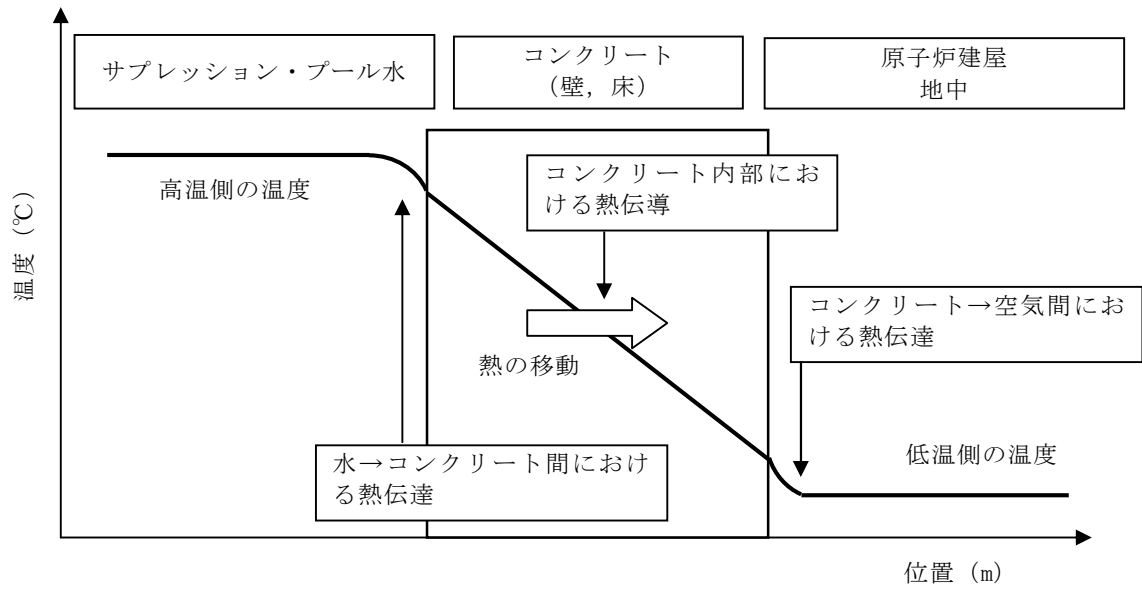
S : 床面/壁面の面積

<サプレッション・プール水位増加量の評価式>

$$W=Q/E$$

(2) 評価結果

サプレッション・プールからの放熱量を算出した結果, 約 21kW となり, サプレッション・プールからの放熱がサプレッション・プールへ流入する蒸気の凝縮に使われるとした場合, サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは, おおよそ事象発生から 3 年以降となった。なお, サプレッション・プールからの放熱量を保守的に 100kW と仮定した場合でも, サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは, 事象発生からおおよそ 300 日後となる。



第1図 サプレッション・プール水からの熱移動の概要図

高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

1. はじめに

原子炉水位が燃料有効長頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器（以下「R P V」という。）内に高温の過熱蒸気が発生する。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「D C H」という。）を防止するためには、その様な環境下でも逃がし安全弁（以下「S R V」という。）を開保持し、R P V内の圧力を2.0MPa[gage]以下の低圧に維持する必要がある。

S R Vは本体と補助作動装置から構成されているが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し、S R Vの開保持機能に影響を及ぼす恐れがある。

ここでは、炉心損傷後、D C H防止のために原子炉の減圧を継続する環境下においても、S R Vの開保持機能が損なわれないことを評価する。

2. 評価方法

電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究」において、設計基準事故を包含する保守的な環境条件として、「171℃において3時間継続の後、160℃において3時間継続した状態」でのS R V機能維持について確認されている（以下「S R V環境試験」という。）。また、長期の機能維持の観点から、126℃において試験開始24時間後から15日後までの機能維持を確認している。第2図にS R V環境試験条件を示す。

このため、MAAPコードによるD C H有効性評価解析より得られた環境温度条件を入力として、3次元熱流動解析コード（S T A R - C C M+）によりS R Vの温度を評価し、S R V環境試験の温度条件に包含されることを

確認することで、重大事故時においてもSRVの開保持機能が維持されることを確認する。

なお、3次元熱流動解析は保守的な温度条件を設定した定常解析にて実施するが、下部プレナムへの溶融炉心の落下に伴いRPV内の気相温度が急激に上昇する期間に対しては、SRVの温度上昇をより現実的に評価するため非定常解析を実施する。

3. 評価条件

(1) 温度条件

第3図及び第4図に、MAAP解析結果のRPV内気相平均温度及びドライウェル内気相平均温度を示す。このMAAP解析結果を踏まえ、以下に示す2通りの温度条件を設定する。第1表に評価条件を示す。

・温度条件①（定常解析）

RPV内気相温度については、事象発生から下部プレナムへの溶融炉心移行中の期間を代表する温度条件として、この期間における最高温度を考慮し512℃を設定する。

また、ドライウェル内気相温度については、手順に従い実施する格納容器スプレイの冷却効果を考慮することとし、格納容器スプレイを開始した以降、RPV破損までの最高温度を考慮し53℃を設定する。なお、格納容器スプレイを開始するまでの初期のドライウェル内気相温度は53℃よりも高い80℃程度で推移するが、この期間におけるRPV内気相温度は定常解析の温度条件である512℃より十分に低いことから、SRV開保持機能維持の観点で、初期のドライウェル内気相温度の影響は、RPV内気相温度条件の保守性に包含される。

・温度条件②（非定常解析）

下部プレナムへの溶融炉心移行に伴う R P V 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として、温度条件①で設定した期間以降の R P V 内気相温度の最高値到達までの温度条件として、512℃から 586℃の温度履歴を設定する。

また、ドライウェル内気相温度については、温度条件①と同様に 53℃を設定する。

(2) 評価部位

S R V (自動減圧機能) の開保持には、電磁弁コイルを励磁することで、補助作動装置のピストン部へ窒素を供給し、S R V 本体スプリングの閉止力を上回る駆動力を発生させ、ピストンを押し上げた状態とする必要がある。S R V の開保持機能維持の観点では、高温影響を受けやすい以下の部位について評価する必要がある。

①電磁弁 (下部コイルハウジング)

電磁弁のコイルは熱容量が小さく、高温影響を受けやすい。電磁弁のコイルが熱によって損傷した場合、電磁弁のコイルが消磁することで、補助作動装置のピストンへの窒素供給が断されるとともに、流路が排気側へ切替ることから、ピストンを押し上げていた窒素が排出され、S R V 本体スプリングの閉止力によって S R V (自動減圧機能) が閉止する。このため、電磁弁を評価の対象とするが、その中でも高温配管に近く、最も温度が高くなり易い下部コイルハウジングの温度を評価する。

②ピストン (シール部)

ピストンのシール部にはフッ素ゴム製の O リングが用いており、高温影響を受けやすい。ピストンのシール部が熱によって損傷した場合、

シール部よりピストンを押し上げていた窒素が排出され、SRV本体スプリングの閉止力によってSRV（自動減圧機能）が閉止する。このため、ピストンの温度を評価する。

(3) 評価モデル

SRV（自動減圧機能）が最も近く隣接するバルブB及びバルブHを含む範囲をモデル化する。実際の事故対応では互いに離れた位置のSRV2弁を開操作する手順とするが、電磁弁及びピストンのシール部の温度条件を厳しく評価する観点より、本評価では、隣接した2弁を同時に開状態とする評価モデルとする。第5図にSRV配置図及びモデル化範囲を、第6図にモデル図及び断面メッシュ図を示す。

4. 評価結果

評価結果を第2表及び第7図から第9図に示す。

事象発生から下部プレナムへの溶融炉心移行中の期間を代表する温度条件を適用した温度条件①の定常解析では、下部コイルハウジングの最高温度はバルブBの約120℃、ピストン部の最高温度はバルブBの約124℃であり、SRV環境試験温度である160℃を下回る。

また、下部プレナムへの溶融炉心移行に伴うRPV内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件②の非定常解析では、下部コイルハウジングの最高温度はバルブBの約124℃、ピストン部の最高温度はバルブBの約124℃であり、SRV環境試験温度である160℃を下回る。

なお、SRV環境試験では、160℃以上の温度条件において6時間の機能維持が確認されている。この試験の初期の温度条件として171℃を与えていることを踏まえると、160℃以下の温度条件では約7.6時間の機能維持が可能*

であると考えられる。したがって、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開保持機能が要求される、事象発生から原子炉圧力容器破損までの時間（約 4.5 時間）に対して、十分な余裕がある。

以上のとおり、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、SRV開保持機能は維持されることが考えられる。

※ SRVは、「171℃において3時間継続の後、160℃において3時間継続（合計6時間）」という環境条件での機能維持がSRV環境試験によって確認されている。この初期の熱負荷（171℃において3時間継続）をアレニウス則に基づき、160℃の熱負荷に換算すると、160℃において約4.6時間継続となり、これを後段の試験時間と合計すると約7.6時間は機能維持が可能となる。

5. 本体部の温度上昇による影響

前述のとおり、重大事故時においてもSRVの開保持機能は維持されるが、ここではSRV強制開機能に対する温度上昇の影響について評価する。

閉状態のSRVを強制開とするためには、補助作動装置の駆動力がSRV本体の閉止力を上回る必要がある。第3表に温度上昇の影響を示す。SRV本体の閉止力に対する温度上昇の影響は、いずれも強制開の妨げとなることはない。

第 1 表 3次元熱流動解析での温度条件

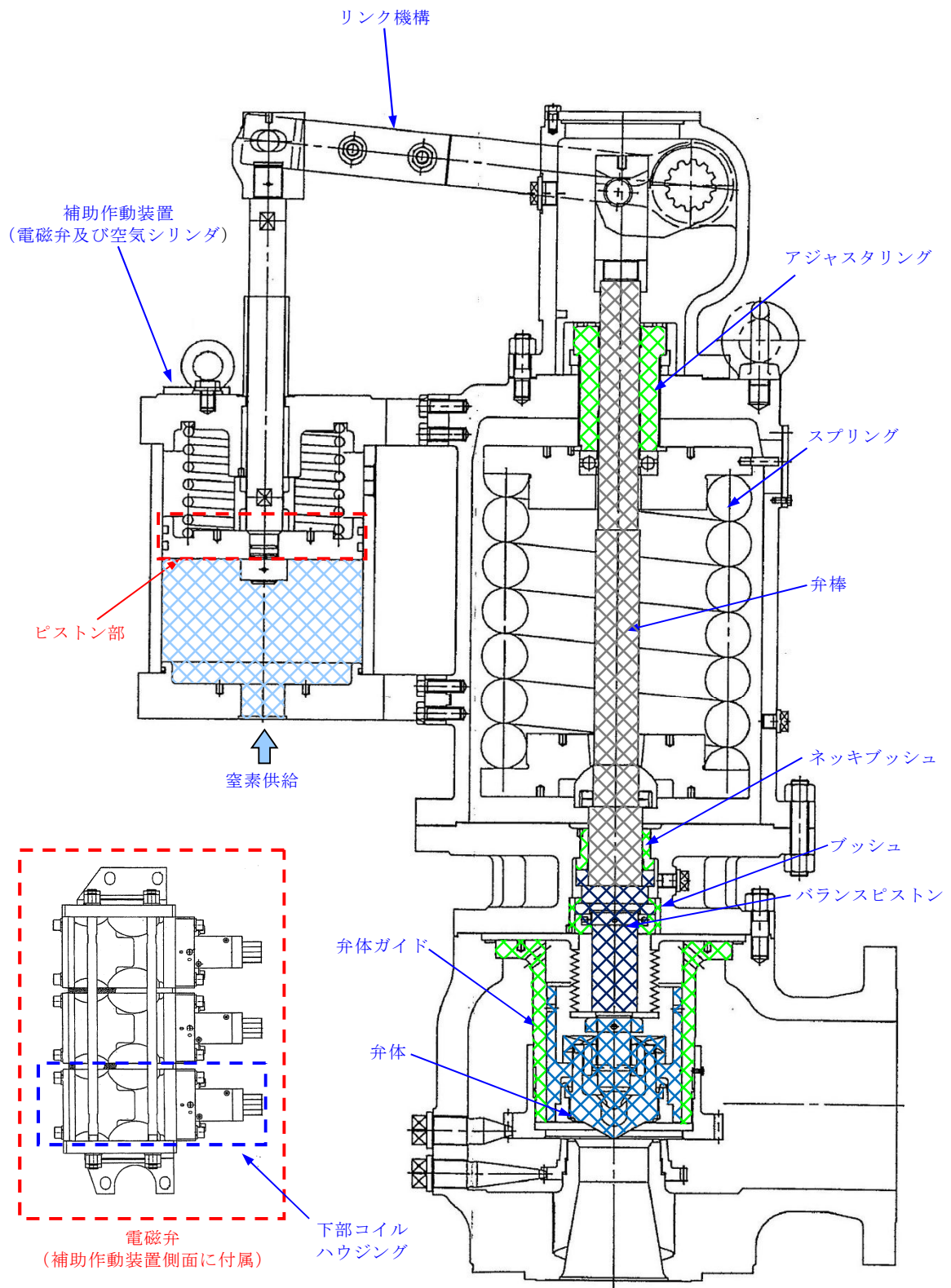
項目	温度条件①【定常解析】	温度条件②【非定常解析】
R P V内 気相平均温度	512℃	512℃→586℃
ドライウエル内 気相平均温度	53℃	53℃

第 2 表 3次元熱流動解析での評価結果

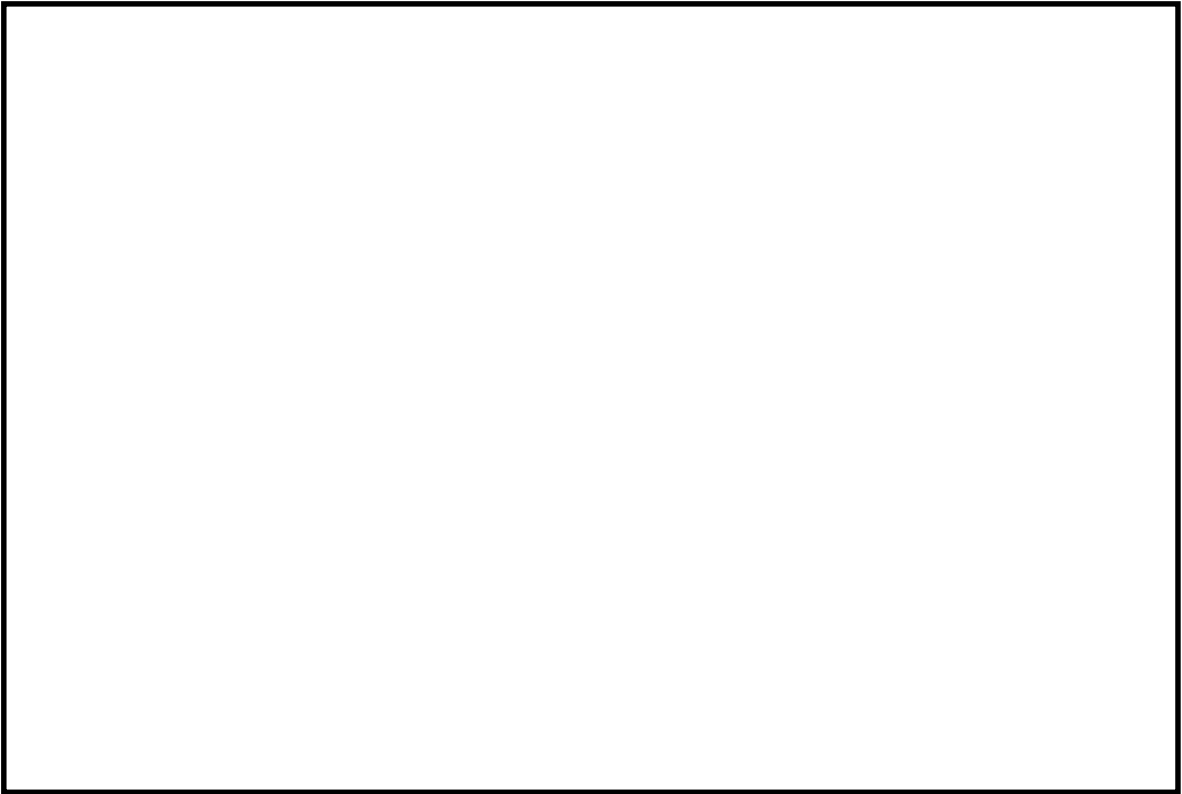
項目	温度条件①【定常解析】		温度条件②【非定常解析】	
	バルブ B	バルブ H	バルブ B	バルブ H
下部コイル ハウジング 最高温度	約 120℃	約 112℃	約 124℃	約 116℃
ピストン部 最高温度	約 124℃	約 113℃	約 124℃	約 113℃

第 3 表 S R V本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

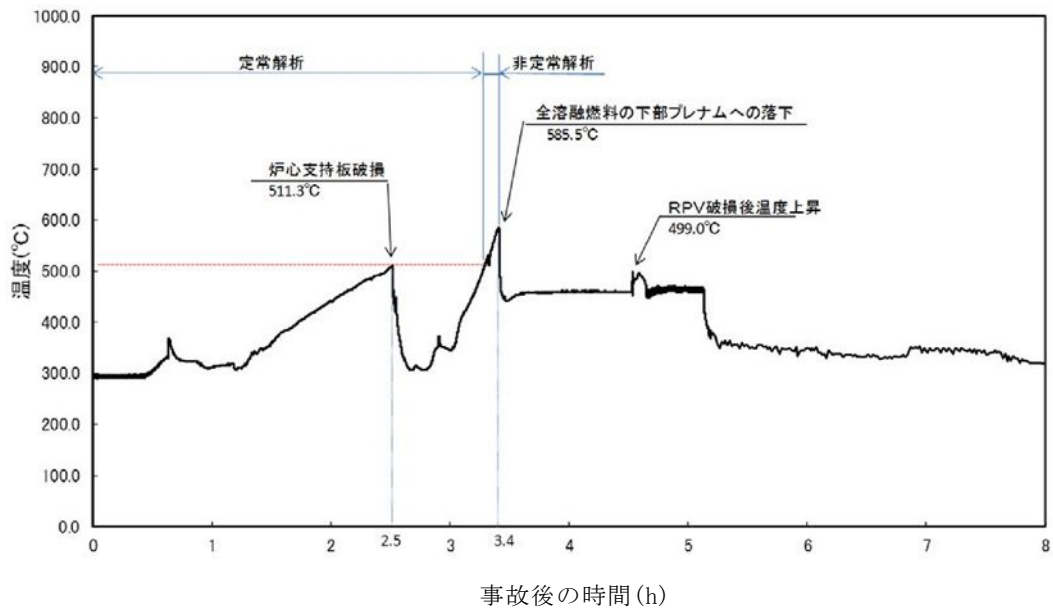
項目	温度上昇の影響
S R Vスプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置はスプリング閉止力に対して十分な駆動力を有している。
弁棒・アジャスタリング 摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく、S R V強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ 摺動抵抗	弁棒はS U S 431、ネッキブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組合せとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッシュ 摺動抵抗	バランスピストンはS U S 403、ブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組合せとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体（ガイド部）・ガイド 摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。



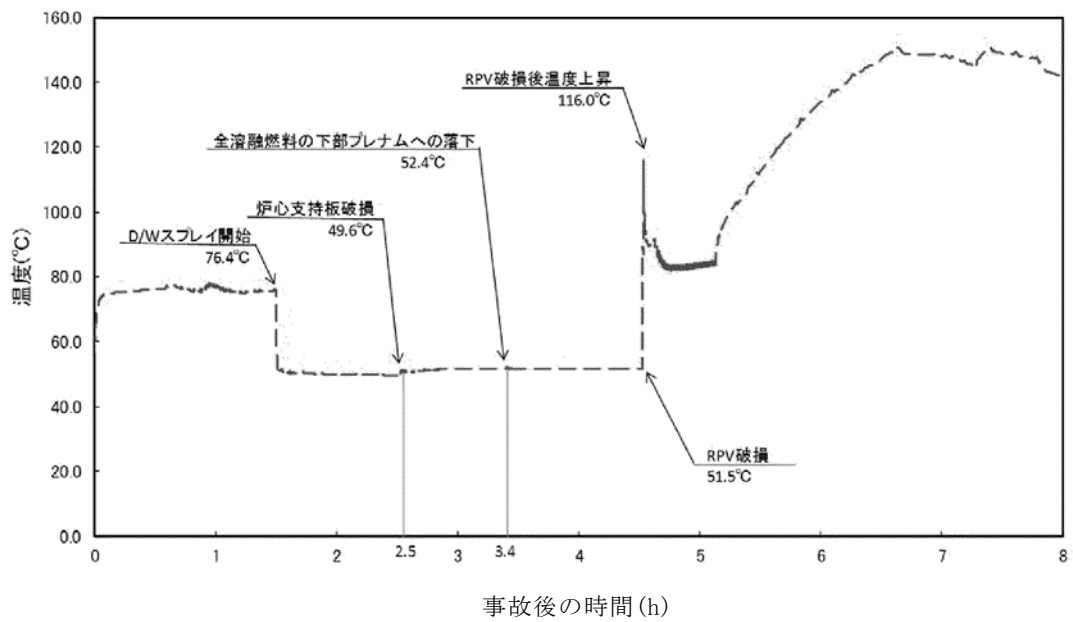
第1図 SRV構造図(開状態)



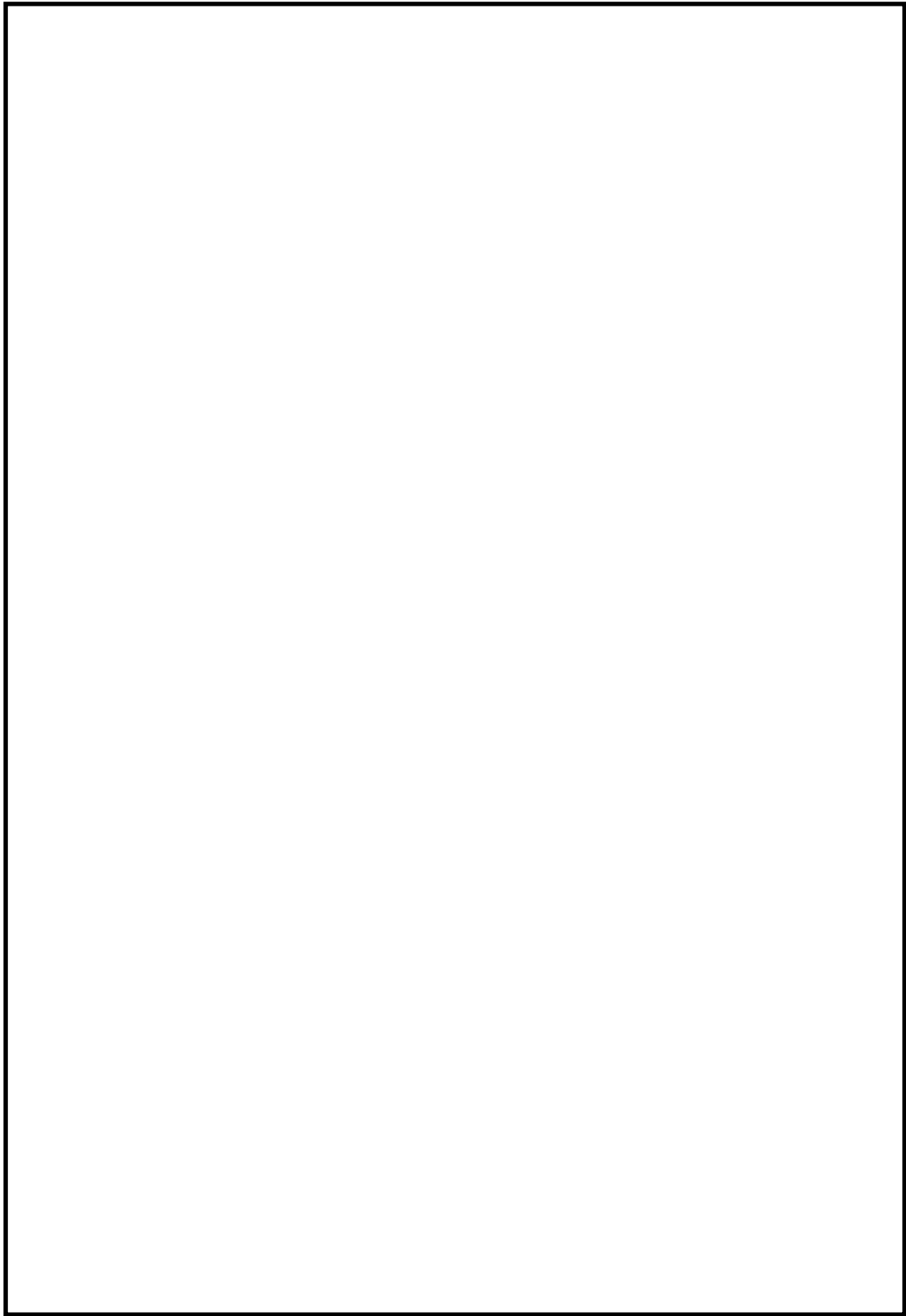
第 2 図 S R V 環境試験条件



第3図 原子炉压力容器内気相平均温度の推移

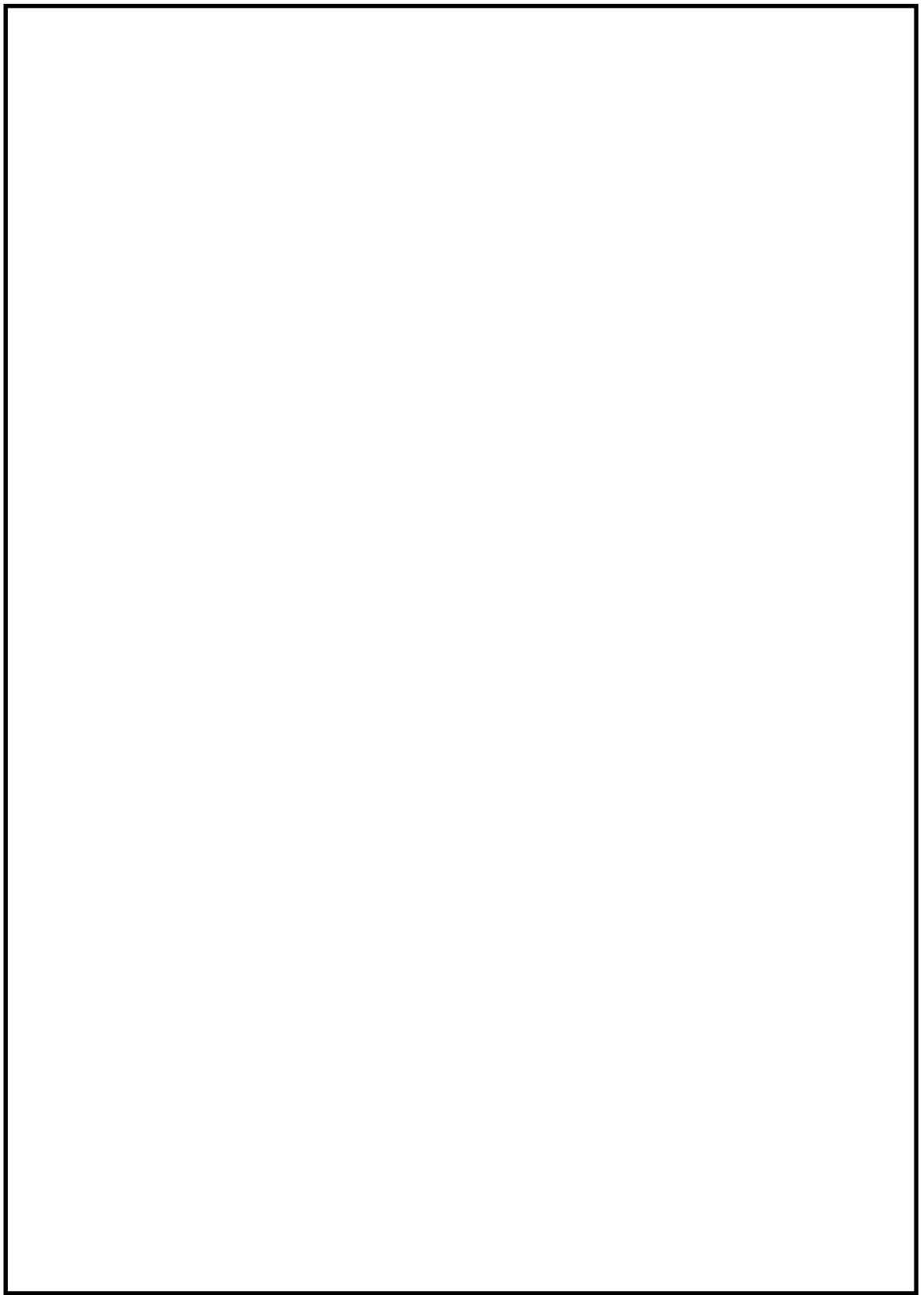


第4図 ドライウェル内気相平均温度の推移



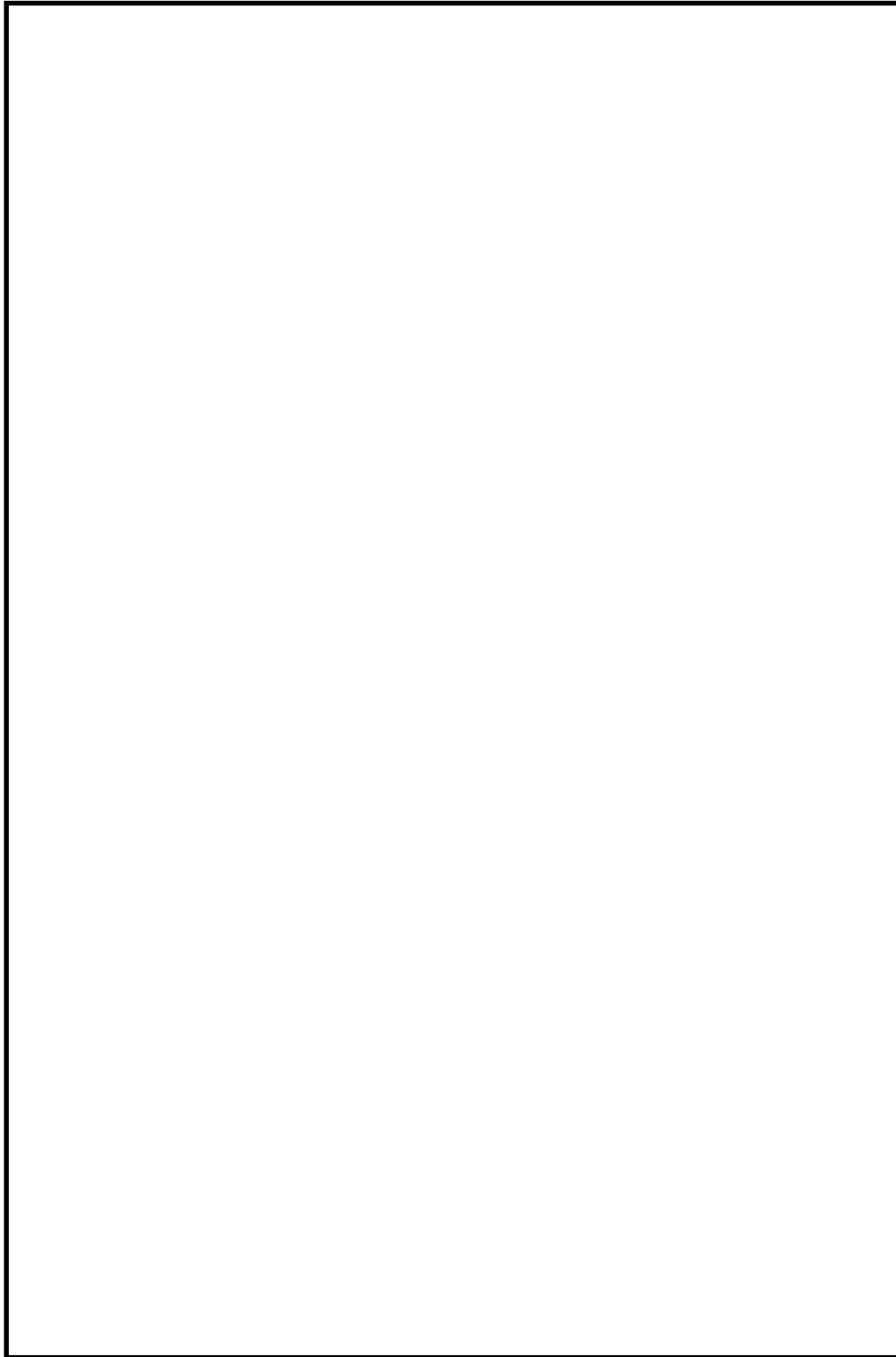
第 5 図 S R V 配置図及びモデル化範囲

添付 3.2.6-10

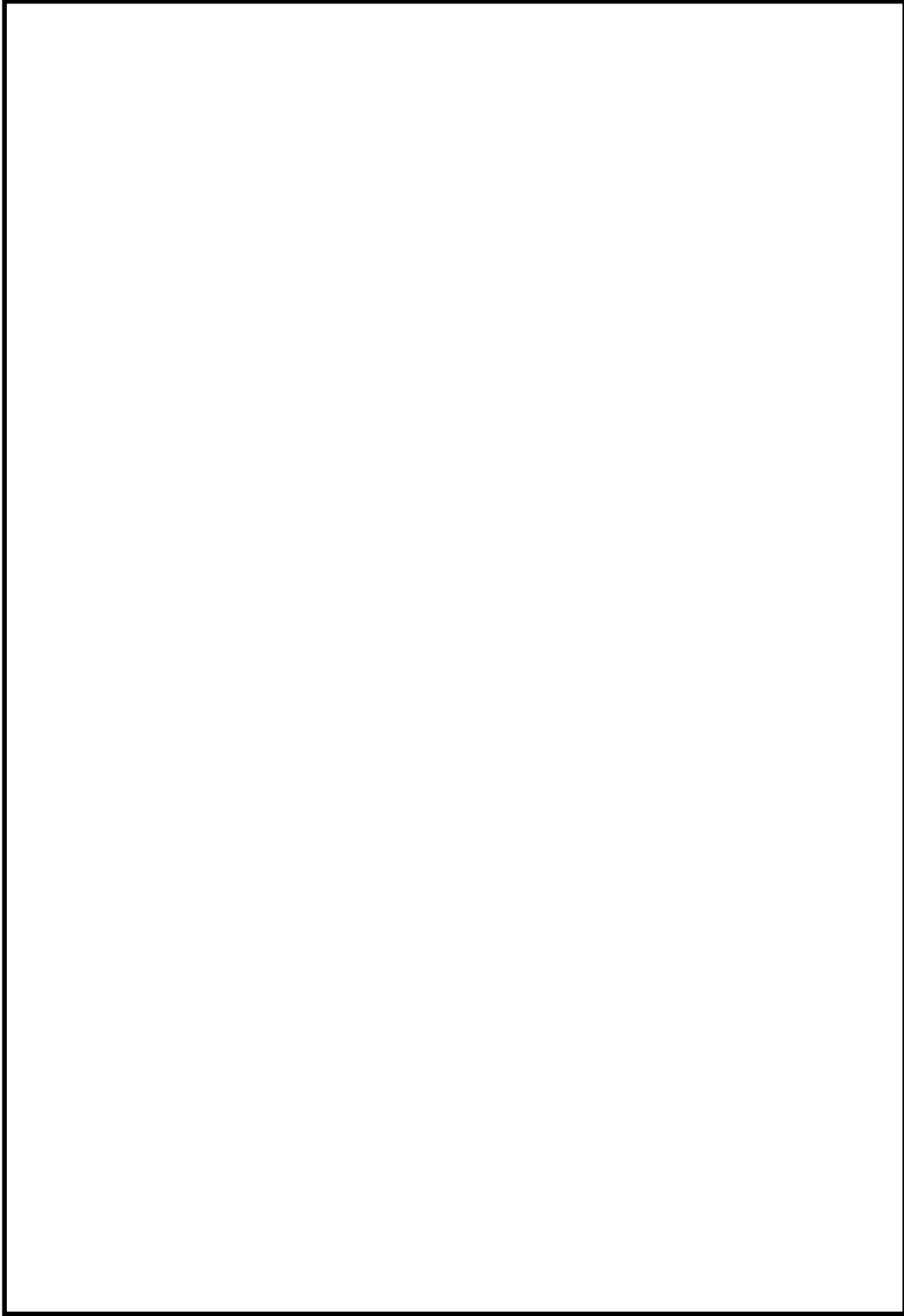


第 6 図 モデル図及び断面メッシュ図

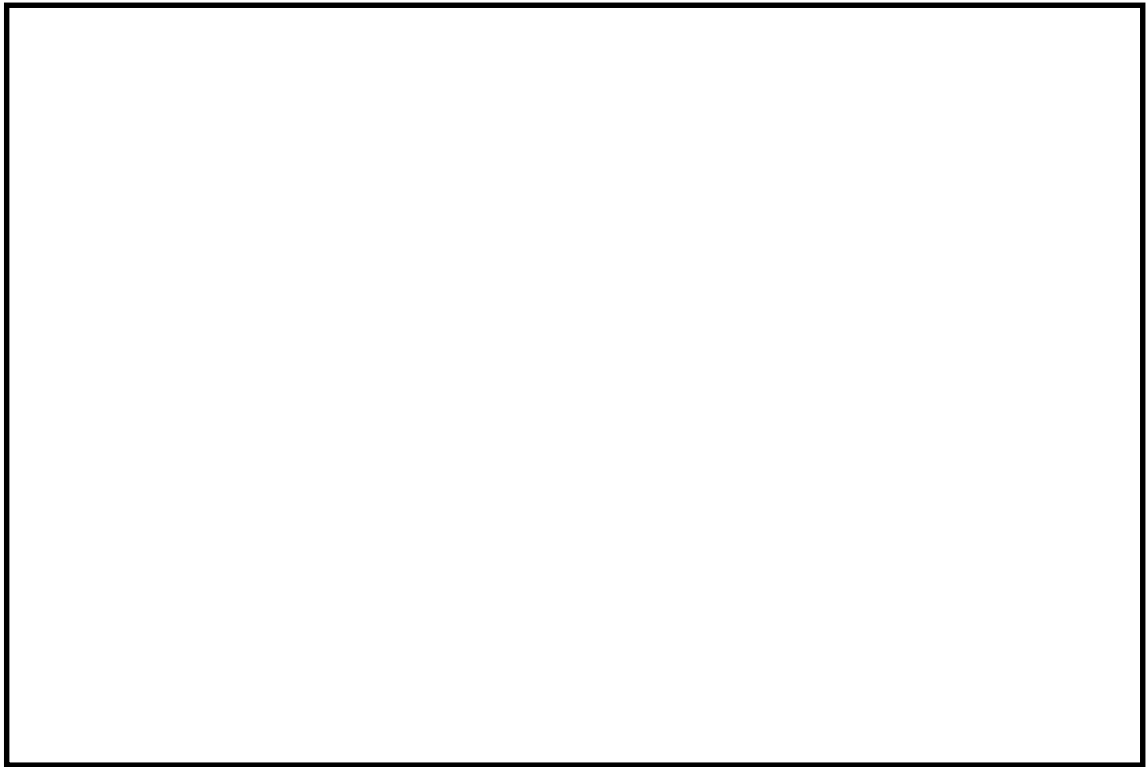
添付 3.2.6-11



第7図 定常解析結果（温度条件①バブルブB）



第8図 定常解析結果（温度条件①バブルブH）



下部コイルハウジング最高温度



ピストン部最高温度

第 9 図 非定常解析結果（温度条件②）

添付 3.2.6-14