

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故発生後の長期安定冷却手段について

平成28年10月

東京電力ホールディングス株式会社

重大事故等発生後の長期安定冷却手段について

重大事故等発生後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発生後、代替循環冷却系により格納容器内温度は緩やかに低下し約 15 日後には、サプレッション・チェンバ・プール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、代替循環冷却系が使用できないため格納容器ベントにより格納容器の除熱を行う。格納容器ベントによる除熱では、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代替循環冷却系より遅く、サプレッション・チェンバ・プール水温度が最高使用温度の 104℃を下回るのは約 35 日後となる（「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 30 日後の崩壊熱が除熱可能であることを目標とした。

重大事故等発生後において、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原子炉格納容器の除熱復旧を実施する。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統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統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。これに加え、「2. 可搬熱交換器によるサプレッションプール浄化系（以下、SPCUという）を用いた除熱」を構築し、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格納容器を除熱する「代替原子炉補機冷却系を用いた原子炉冷却材浄化系（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「添付 1」に示す。

表 1 重大事故等時における格納容器除熱手段

除熱手段	備考
代替循環冷却系による除熱	
格納容器ベントによる除熱	
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統による格納容器除熱	本資料 1. で成立性を示す
可搬熱交換器による SPCU を用いた格納容器除熱	本資料 2. で成立性を示す
代替原子炉補機冷却系を用いた CUW による原子炉除熱	添付 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統による格納容器除熱

<実現可能性>

重大事故等発生後において、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ブプレッション・チェンバ・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統による格納容器除熱を構築する。可搬型格納容器除熱系統は、高圧炉心注水系（以下、HPCF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ブプレッション・チェンバ・プール水を供給し、そこで除熱した水を残留熱除去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、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。なお、長納期品については事前に準備しておく。

また、可搬ポンプを用いた可搬型格納容器除熱系統に加え、常設のSPCUポンプを用いた「可搬熱交換器及びSPCUポンプを用いた除熱」の手段を整備する。詳細は「2. 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系を用いた除熱」で示す。

可搬型格納容器除熱系統について、可搬ポンプの吸込み箇所は、HPCFポンプの吸込配管にある「HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁（B）」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屋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残留熱除去系の原子炉注水配管にある「残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁（B）」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ブプレッション・チェンバ・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、大容量送水車により海水を通水できる構成とする。

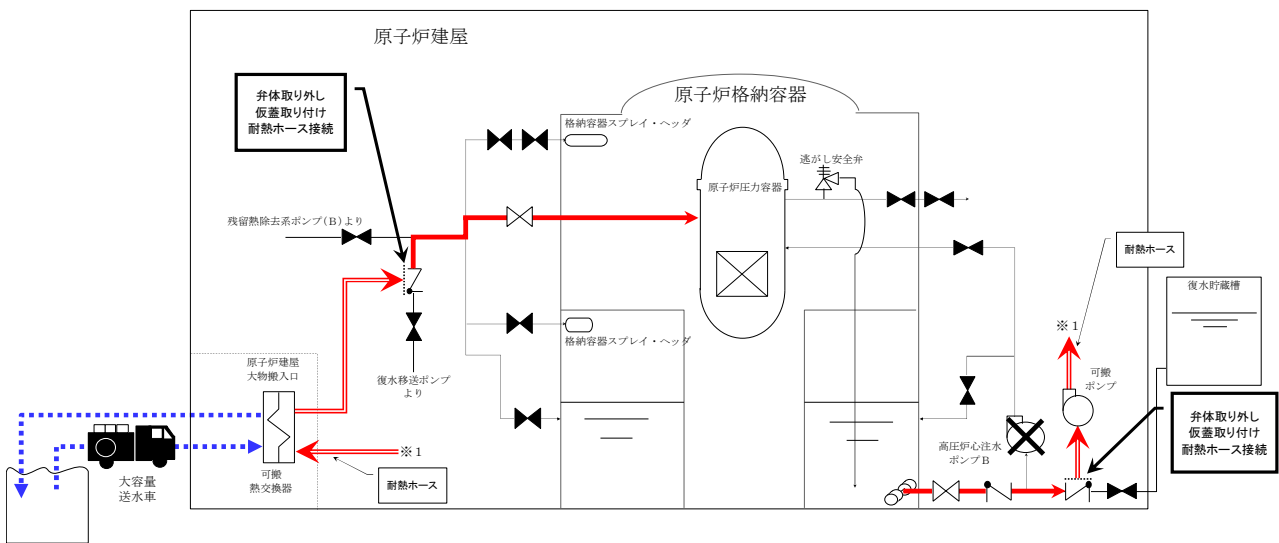


図1 可搬型格納容器除熱系統の系統概要図

表 2 可搬型格納容器除熱系統構築に必要な作業

作業	所要期間
HPCFポンプ吸込ラインの逆止弁と残留熱除去系洗浄水ラインの逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ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ヵ月まで格納容器ベントによる除熱を行った後、格納容器ベントを停止し可搬型格納容器除熱系統をインサービス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統の流量は、事故発生30日後の崩壊熱を上回る160m³/hとする。

図2～4に格納容器圧力、格納容器気相部温度、サプレッション・チェンバ・プール水温の推移を示す。図3及び図4に示す通り、格納容器気相部温度、サプレッション・チェンバ・プール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圧力が低下している状態において、可搬型格納容器除熱系統をインサービスする場合は、格納容器ベントを停止し、不活性ガス系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。また、格納容器圧力の低下が大きい場合には負圧破損防止のため、可搬型格納容器除熱系統を一時的に停止する。なお、残留熱除去系が機能喪失しており可燃性ガス濃度制御系による可燃性ガスの処理ができないため、格納容器酸素濃度が可燃領域となる可能性がある場合は再度格納容器圧力逃がし装置等を使用し格納容器内の可燃性ガスを排気する。

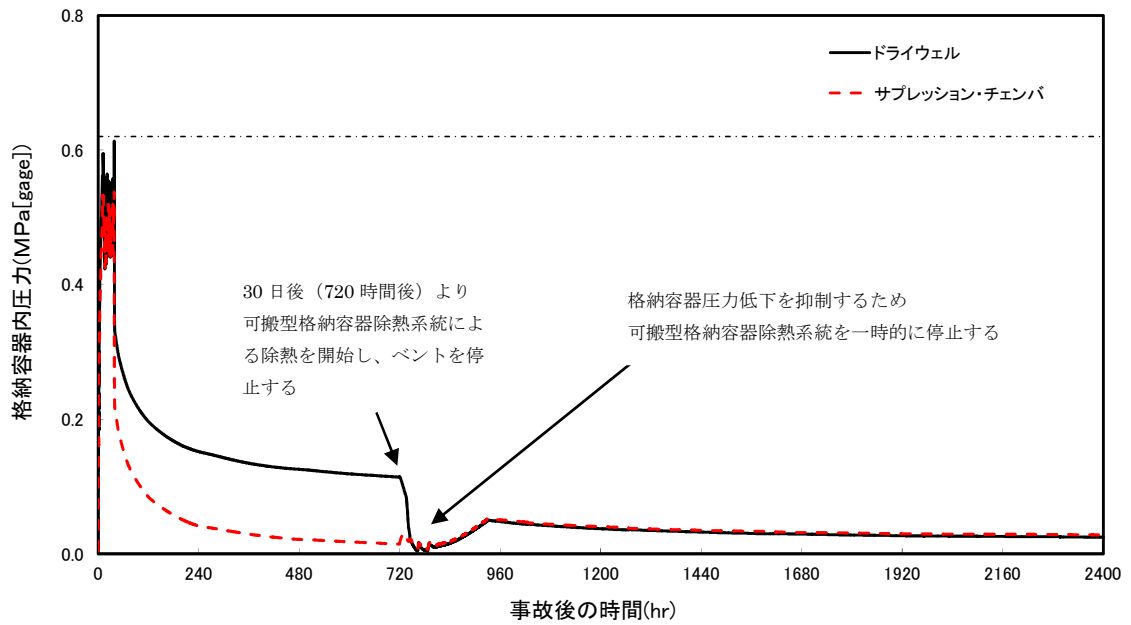


図2 格納容器圧力の推移

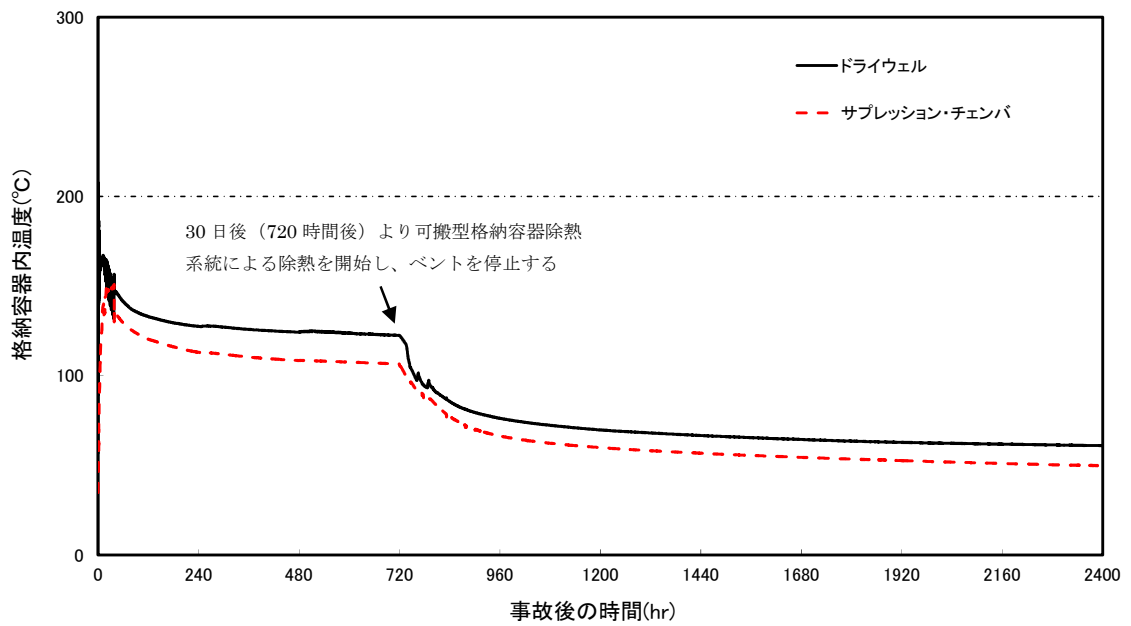


図3 格納容器気相部温度の推移

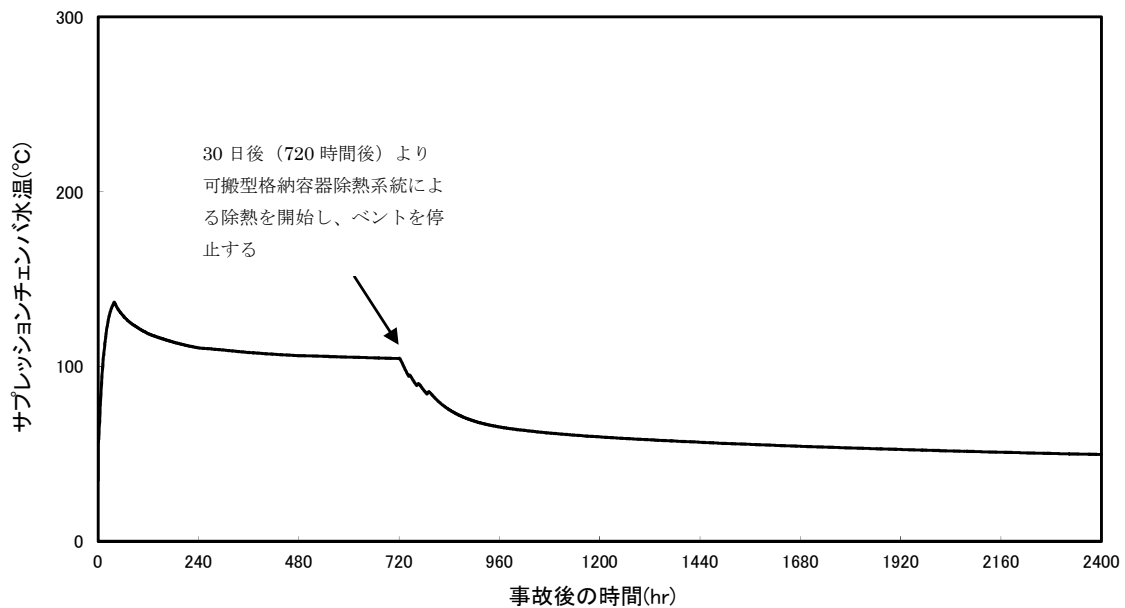


図4 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

<系統成立性評価>

可搬型格納容器除熱系統は、事故発生30日後の崩壊熱相当（約6.5MW）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」で原子炉建屋地下3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6.5MW）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。本評価では図5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・プール水位と可搬ポンプ軸レベル間の水頭差、吸込配管（HPCF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、評価結果は表3に示す通り、6号炉及び7号炉ともにポンプのNPSH評価は成立する。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

$$\text{有効 NPSH} = P_a - P_v + H - \Delta H$$

P_a : 水源気相部の圧力 [m]

P_v : 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]

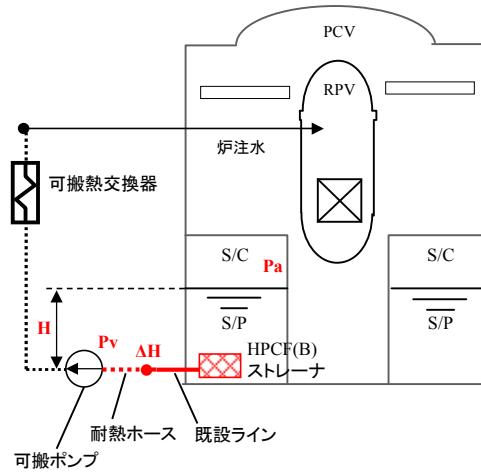


図 5 可搬型格納容器除熱系統の NPSH 評価

表 3 NPSH 評価結果

項目		6号炉	7号炉	設定根拠
P_a	S/C 圧力	22.4m	22.4m	安全解析における事故発生 30 日後の S/C 圧力 (0.12MPa) の水頭換算値
P_v	可搬ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 (水頭換算値)	12.9m	12.9m	安全解析における事故発生 30 日後の S/P 水飽和温度 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	約 6m	約 6m	S/P 水位は通常最低水位 (T. M. S. L. -1200) とし、可搬ポンプ軸レベルは原子炉建屋地下 3 階床上 1m を想定し T. M. S. L. -7200 とする。
ΔH	吸込配管圧損 (HPCF 配管)			□ m ³ /h 時の HPCF ストレーナ～耐熱ホース取付箇所までの配管の圧損
	吸込配管圧損 (耐熱ホース)			□ m ³ /h 時の可搬ポンプ吸込み側の耐熱ホースの圧損
	HPCF ストレーナ圧損			□ m ³ /h 時の HPCF ストレーナの圧損
	合計			配管、ホース、ストレーナ圧損合計
有効 NPSH				$P_a - P_v + H - \Delta H$
必要 NPSH				可搬ポンプの必要 NPSH
成立性評価		○	○	有効 NPSH > 必要 NPSH

(略語) T. M. S. L : 東京湾平均海面

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

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統の系統流量は、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）と図 1 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 6 及び図 7 に示す通り、ポンプ動作点は m³/h の間にあることより、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、6 号炉及び 7 号炉の系統流量 m³/h 時の圧力損失を表 4 に示す。



図 6 可搬型格納容器除熱系統の流量評価結果（6 号炉）

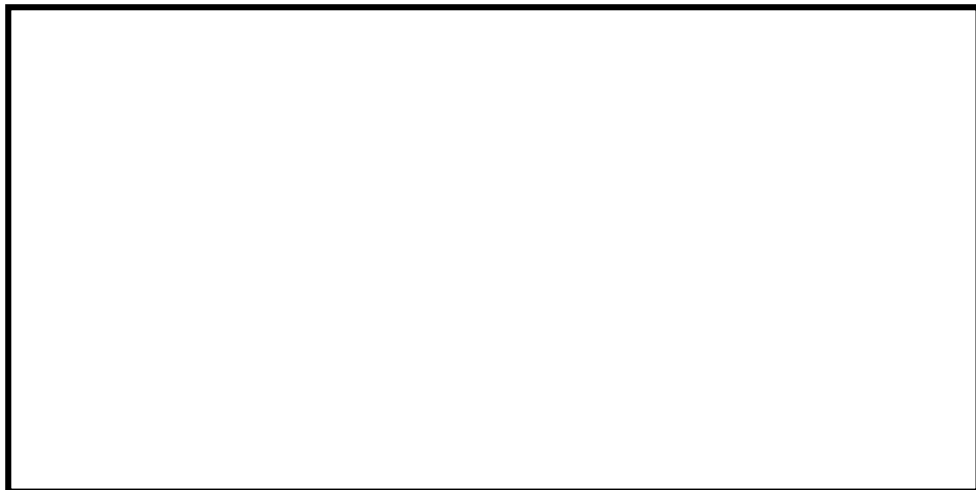


図 7 可搬型格納容器除熱系統の流量評価結果（7 号炉）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

表4 圧力損失内訳

除熱手段（評価ルート）		6号炉	7号炉
流量			
配管・弁類圧力損失	常設ライン		
	耐熱ホース		
	可搬熱交換器		
静水頭	水源	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)
	注水先		
圧力差	水源	0.12MPa	0.12MPa
	注水先	0.12MPa	0.12MPa
		0	0
システム抵抗（圧力損失）			

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

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統は6号炉及び7号炉ともに流量 m³/h が確保可能であることから、 m³/h 時の系統の除熱量を評価した。

評価条件は表5に示す通りであり、可搬熱交換器の性能及び大容量送水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6.5MW）を除熱できることを確認した。

表5 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"/> m ³ /h
	海水系	海水温度	30℃
		海水流量	1200m ³ /h

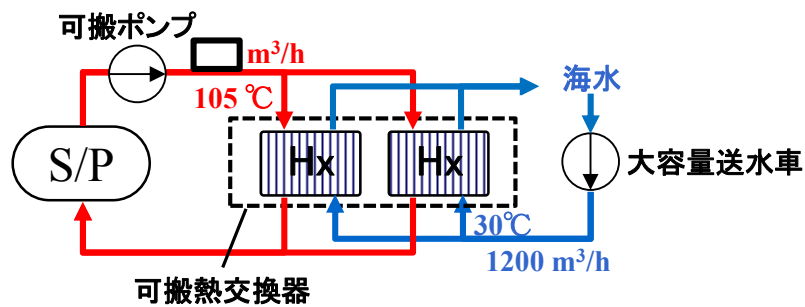


図8 可搬型格納容器除熱系統の除熱量評価図

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統は事故発生30日後の崩壊熱相当（約6.5MW）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統の概要

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統の概要を以下に示す。

HPCFポンプB室(T.M.S.L-8200)のHPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)の上蓋及び弁体を取り外し、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。HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)に取り付けた耐熱ホースを、HPCFポンプB室前通路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屋1階大物搬入口(T.M.S.L12300)に設置した可搬熱交換器入口側フランジに連結する。また、B系弁室(T.M.S.L12300)の残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)の上蓋及び弁体を取り外し、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・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統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統の使用にあたっては、サプレッション・チェンバ・プール水からの汚染水を通水する前に復水移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。以下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、屋外に大容量送水車とホースを配備して連結し、大容量送水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、HPCFサプレッションプール側吸込隔離弁(B)を開操作し、残留熱除去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。

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統の除熱可能量は、事故発生30日後の崩壊熱「6.5MW」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表6の通りである。

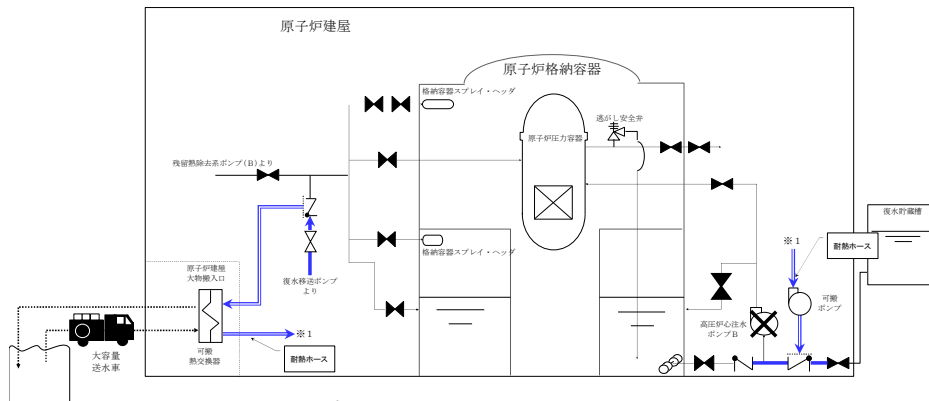


図9 復水補給水系を用いた系統水張り概要図

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



図 10 原子炉建屋地下3階 機器配置図（7号炉の例）

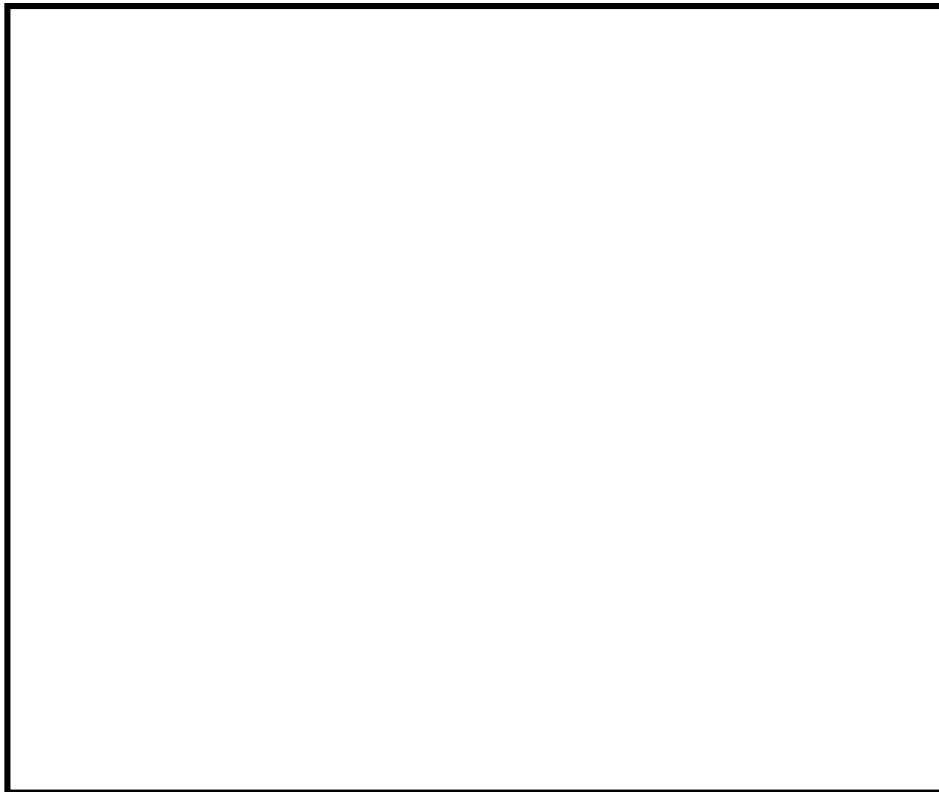
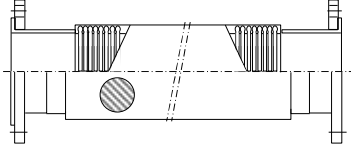
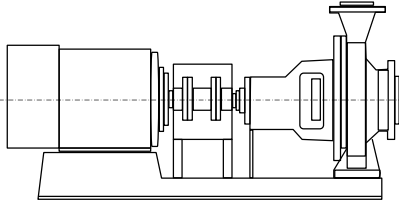
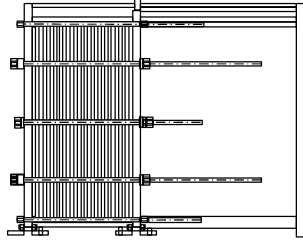



図 11 原子炉建屋地上1階 機器配置図（7号炉の例）

表 6 可搬型格納容器除熱系統の機器仕様

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 1MPa 以上 温度 350℃		
可搬ポンプ	定格流量 360m ³ /h 揚程 100m		
可搬熱交換器	除熱量 6.5MW 以上		
大容量送水車	容量 1200m ³ /h 以上 吐出圧力 (送水用) 1.25MPa (取水用) 0.2MPa		
既設機器			
復水移送ポンプ	容量 125m ³ /h 全揚程 85m	—	復水補給水系

※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

炉心損傷により発生する汚染水はサブプレッションプール内にあるが、HPCFポンプBおよびHPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)はサブプレッションプール側隔離弁により隔離されているため直接汚染水に接することはない。

また、残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)は復水貯蔵槽を水源とする復水補給水系(以下MUWCという)の水が流れていたため直接汚染水に接することはない。

HPCFポンプB室内(T.M.S.L-8200)におけるHPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)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19mSv/hとなる。(添付2参照)

HPCF復水貯蔵槽側吸込逆止弁(B)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、遮へい等の対策を行い、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。

B系弁室(T.M.S.L12300)内における残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)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6.5mSv/hとなる。(添付2参照)

残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)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、遮へい等の対策を行い、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。

原子炉建屋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11mSv/hとなる。(添付2参照)

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、遮へい等の対策を行い、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

システム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移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。

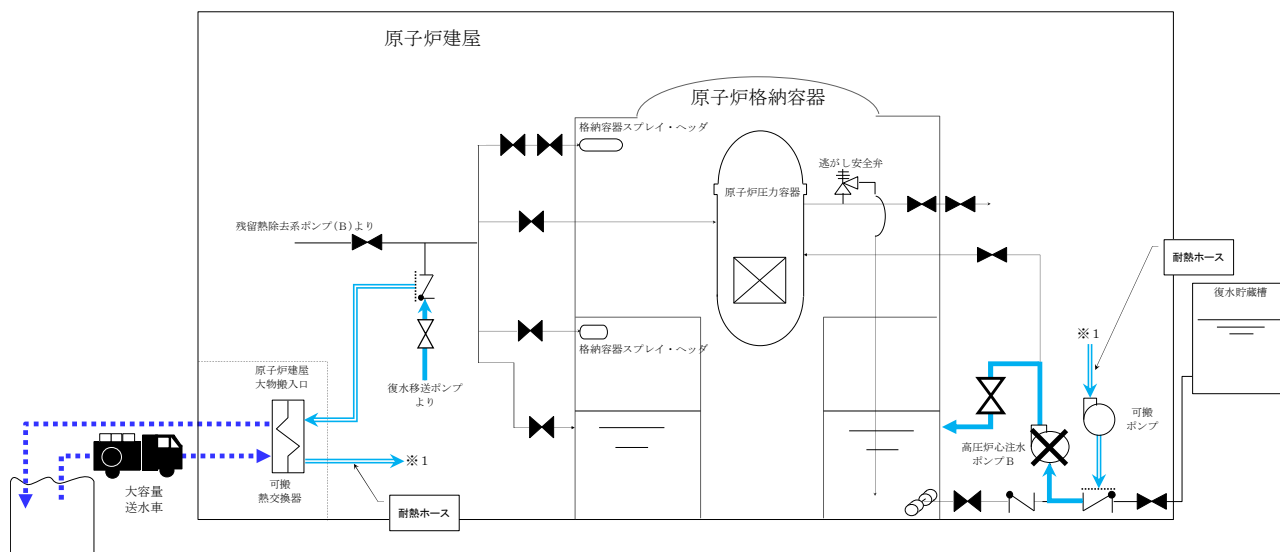


図 12 復水補給水系からの洗浄水ラインを使用したフラッシング

- I. 残留熱除去系 B の循環運転で使用した弁を全て全閉とする。
- II. 残留熱除去系 B の洗浄水弁を開操作し、洗浄水逆止弁接続の耐熱ホース及び可搬ポンプを逆流し、HPCF ポンプ B 最小流量バイパス弁を開操作することで、サブレーションプールへ流入し、システムをフラッシングする
- III. サブレーション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、システムを復旧する

2. 可搬熱交換器によるサブプレッションプール浄化系を用いた格納容器除熱

<実現可能性>

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、残留熱除去系による格納容器除熱機能の回復を実施する。残留熱除去系の機能回復が長期間実施できない場合、可搬設備を用いた可搬型格納容器除熱系統を構築する。

また、可搬型格納容器除熱系統に加え、サブプレッションプールを水源として運転可能なサブプレッションプール浄化系（以下SPCUという）ポンプを使用する除熱系統を構築する。除熱設備として可搬熱交換器を使用し、残留熱除去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。

「SPCUポンプ吐出弁」に耐熱ホースを接続し、原子炉建屋搬入口に設置する可搬熱交換器と接続する構成とする。可搬熱交換器の出口側については残留熱除去系の原子炉注水配管にある「残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)」と耐熱ホースで連結する構成とする。これらの構成で、SPCUポンプによりサブプレッション・チェンバ・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、大容量送水車により海水を通水できる構成とする。

SPCU系はサブプレッションプール水を浄化することが目的であり、通常運転時及び事故時には停止状態で待機している。さらに、待機時は復水貯蔵槽を水源とした系統構成となっているため、サブプレッションプール内の汚染水が流入する可能性は無い。

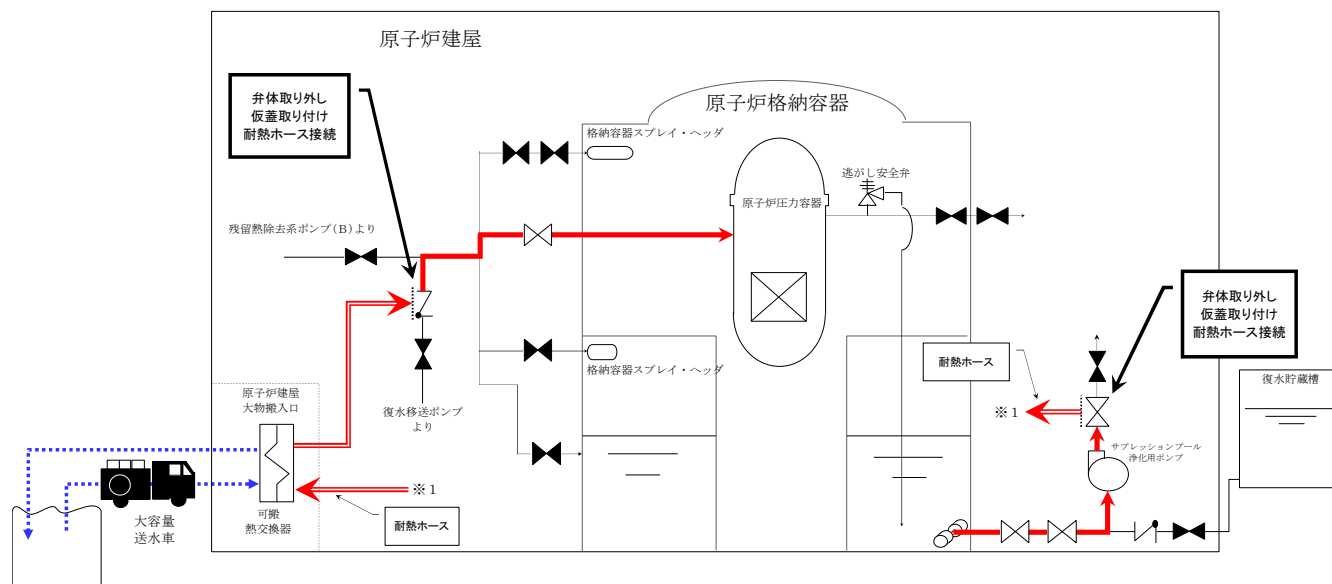


図 13 SPCU による格納容器除熱系統の系統概要図

表7 SPCUによる格納容器除熱系統構築に必要な作業

作業	所要期間
SPCUポンプの吐出弁と残留熱除去系洗浄水ラインの逆止弁の上蓋等取外し、耐熱ホース取付	これらの作業は、1ヵ月程度で準備可能と考えている。
可搬熱交換器準備	
通水試験等	

<効果>

除熱量は事故発生30日後の崩壊熱「6.5MW」を上回ることから「①可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱」の図2～4にて示したものと同等の除熱効果が得られる。

<系統成立性評価>

SPCUによる格納容器除熱系統は、事故発生30日後の崩壊熱相当（約6.5MW）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「①SPCUポンプのNPSH(Net Positive Suction Head)評価」で原子炉建屋地下3階に設置されているSPCU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6.5MW）を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。

① SPCU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14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・プール水位とSPCU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、SPCU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8に示す通り、6号炉及び7号炉ともにポンプのNPSH評価は成立する。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

$$\text{有効 NPSH} = P_a - P_v + H - \Delta H$$

- P_a : 水源気相部の圧力 [m]
- P_v : ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 [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]

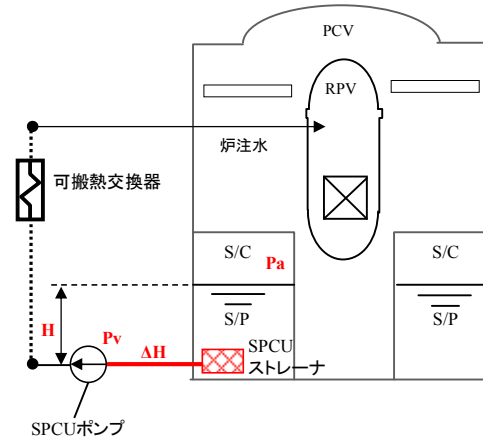


図 14 SPCUによる格納容器除熱系統のNPSH評価

表 8 NPSH 評価結果

項目		6号炉	7号炉	設定根拠
P_a	S/C 圧力	22.4m	22.4m	安全解析における事故発生 30 日後の S/C 圧力 (0.12MPa) の水頭換算値
P_v	SPCU ポンプ入口温度での飽和蒸気圧 (水頭換算値)	12.9m	12.9m	安全解析における事故発生 30 日後の S/P 水飽和温度 105°C での飽和蒸気圧
H	S/P 水位と SPCU ポンプ軸レベル間の水頭差	約 6m	約 6m	S/P 水位は通常最低水位 (T. M. S. L. -1200) とし、SPCU ポンプ軸レベルは原子炉建屋地下 3 階床上 1m を想定し T. M. S. L. -7200 とする。
ΔH	吸込配管圧損 (SPCU 配管)			6号炉 (<input type="text"/> m ³ /h)、7号炉 (<input type="text"/> m ³ /h) 時の SPCU ストレーナ～SPCU ポンプ間の配管圧損
	SPCU ストレーナ圧損			6号炉 (<input type="text"/> m ³ /h)、7号炉 (<input type="text"/> m ³ /h) 時の SPCU ストレーナの圧損に余裕を見込んだ圧損
	合計			配管、ストレーナ圧損合計
有効 NPSH				$P_a - P_v + H - \Delta H$
必要 NPSH				SPCU ポンプの必要 NPSH
成立性評価		○	○	有効 NPSH > 必要 NPSH

(略語) T. M. S. L : 東京湾平均海面

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

② 流量評価

SPCU ポンプ及び可搬熱交換器を用いた SPCU ポンプによる格納容器除熱系統の系統流量は、後述する評価により 6 号炉では \square m³/h 以上、7 号炉では \square 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、SPCU ポンプの「性能曲線」（揚程と流量の関係図）と図 13 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 15 及び図 16 に示す通りであり、6 号炉では \square m³/h 以上、7 号炉では \square m³/h 以上であることを確認した。参考として、6 号炉の系統流量 \square m³/h 時、7 号炉の系統流量 \square m³/h 時の圧力損失を表 9 に示す。



図 15 S P C U による格納容器除熱系統の流量評価結果（6 号炉）



図 16 S P C U による格納容器除熱系統の流量評価結果（7 号炉）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

表9 圧力損失内訳

除熱手段（評価ルート）		6号炉	7号炉
流量			
配管・弁類圧力損失	常設ライン		
	耐熱ホース		
	可搬熱交換器		
静水頭	水源	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)	T. M. S. L. -1200 (通常最低水位)
	注水先		
圧力差	水源	0.12MPa	0.12MPa
	注水先	0.12MPa	0.12MPa
		0	0
システム抵抗			

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

③ 除熱量評価

上述②の評価結果の通り、SPCUによる格納容器除熱系統の流量は、6号炉では□m³/h以上、7号炉では□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。評価条件は表10に示す通りであり、可搬熱交換器の性能及び大容量送水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6.5MW）を除熱できることを確認した。

表10 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	□ m ³ /h (6号炉) □ m ³ /h (7号炉)
	海水系	海水温度	30℃
		海水流量	1200m ³ /h

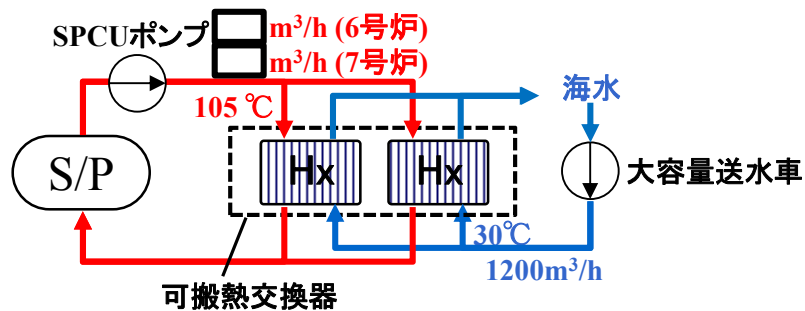


図17 SPCUによる格納容器除熱系統の除熱量評価図

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、SPCUによる格納容器除熱系統は事故発生30日後の崩壊熱相当（約6.5MW）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) 可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱概要

可搬熱交換器によるSPCUを用いた格納容器除熱手順の概要を以下に示す。

SPCUポンプ室(T.M.S.L-8200)内のSPCUポンプ吐出弁及びB系弁室(T.M.S.L12300)内の残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)のボンネット及び弁体を取り外し、ボンネット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。それぞれの箇所から、原子炉建屋1階大物搬入口(T.M.S.L12300)に配置した可搬熱交換器出入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、サブプレッション・チェンバ・プール水をSPCU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。可搬設備を連結する耐圧ホース等は、作業時の被ばく線量を考慮した配置に設置する。

なお、本系統の使用にあたっては、サブプレッション・チェンバ・プール水からの汚染水を通水する前に復水移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。以下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、屋外に大容量送水車とホースを配備して連結し、大容量送水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、SPCUサブプレッションプール側吸込第一、第二隔離弁を開操作し、残留熱除去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。

可搬熱交換器を用いたSPCUポンプによる除熱可能量は、事故発生30日後の崩壊熱「6.5MW」を上回る。

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次表のとおりである。

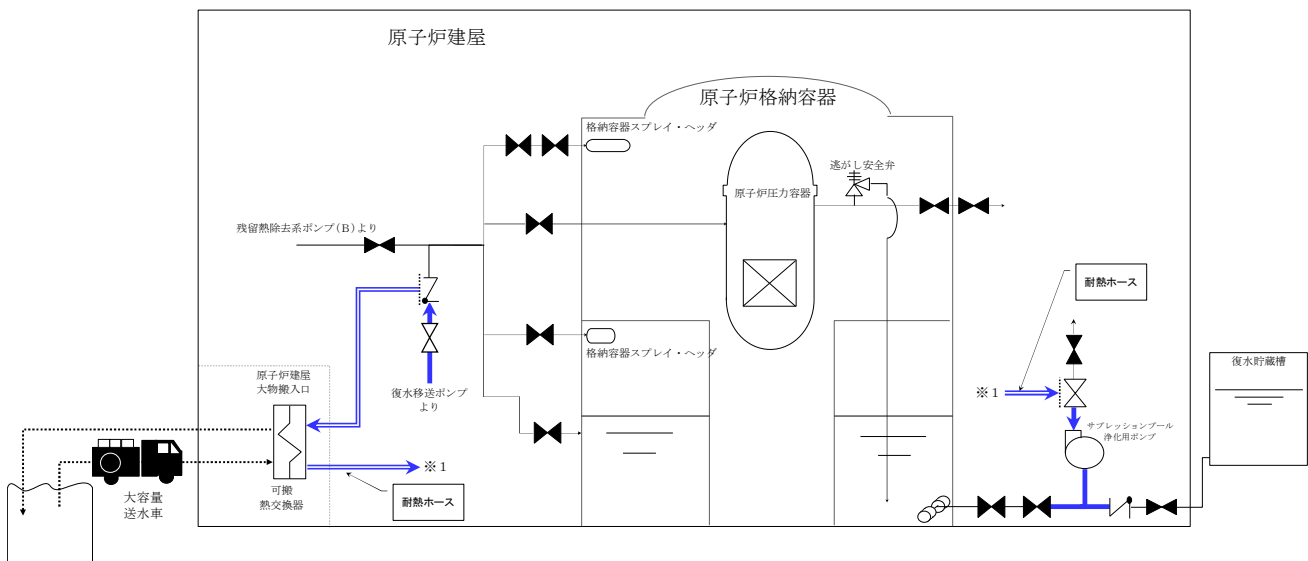


図 18 復水補給水系を用いた系統水張り概要図

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



図 19 原子炉建屋地下 3 階 機器配置図 (7 号炉の例)

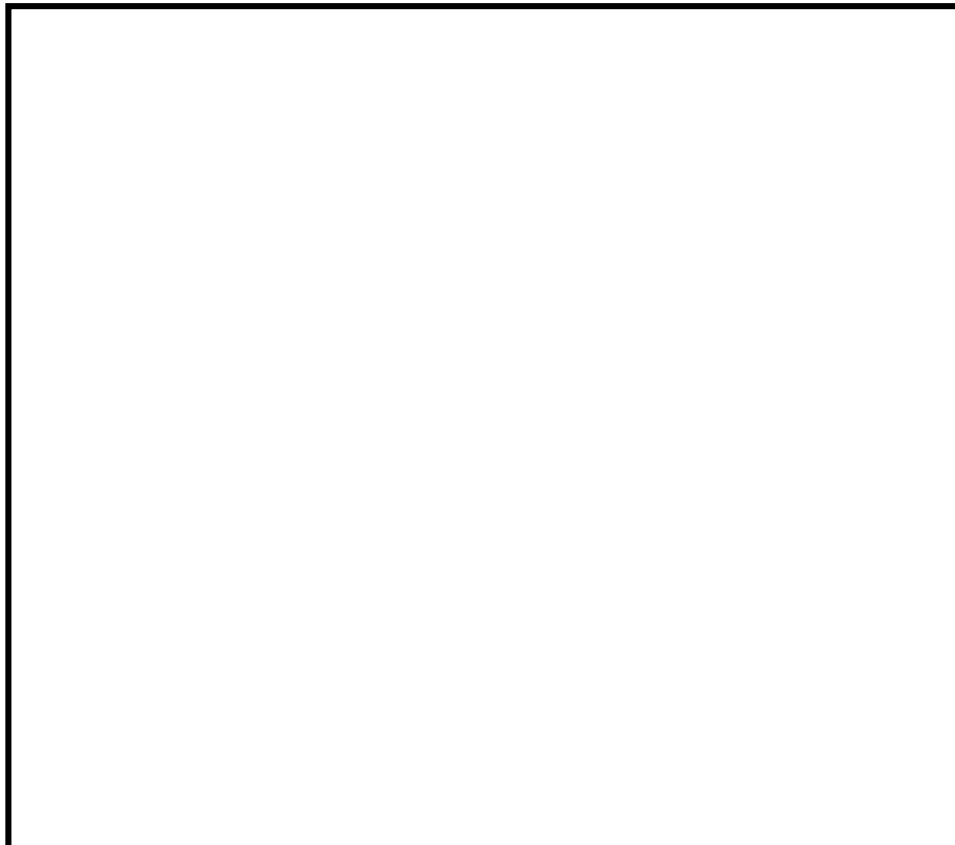
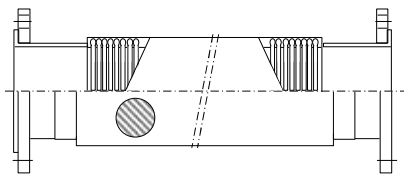
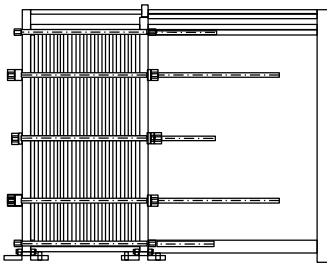



図 20 原子炉建屋地上 1 階 機器配置図 (7 号炉の例)

表 11 SPCU による格納容器除熱系統の機器仕様

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 1MPa 以上 温度 350℃		
可搬熱交換器	除熱量 6.5MW 以上		
大容量送水車	容量 1200m ³ /h 以上 吐出圧力 (送水用) 1.25MPa (取水用) 0.2MPa		
既設機器			
SPCUポンプ	容量 250m ³ /h 全揚程 90m	—	サブプレッションプール浄化系
復水移送ポンプ	容量 125m ³ /h 全揚程 85m	—	復水補給水系

※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

炉心損傷により発生する汚染水はサブプレッションプール内にあるが、SPCUポンプおよびSPCUポンプ吐出弁はサブプレッションプール側隔離弁2個により隔離されているため直接汚染水に接することはない。

また、残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)は復水貯蔵槽を水源とするMUWC系の水が流れていたため直接汚染水に接することはない。

SPCUポンプ室内(T.M.S.L-8200)におけるSPCUポンプ吐出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17mSv/hとなる。(添付2参照)

SPCUポンプ吐出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、遮へい等の対策を行い、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。

B系弁室(T.M.S.L12300)内における残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)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6.5mSv/hとなる。(添付2参照)

残留熱除去系注入ライン洗浄水入口逆止弁(B)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、遮へい等の対策を行い、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。

原子炉建屋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11mSv/hとなる。(添付2参照)

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、遮へい等の対策を行い、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

システム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S P C Uポンプを停止し復水移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

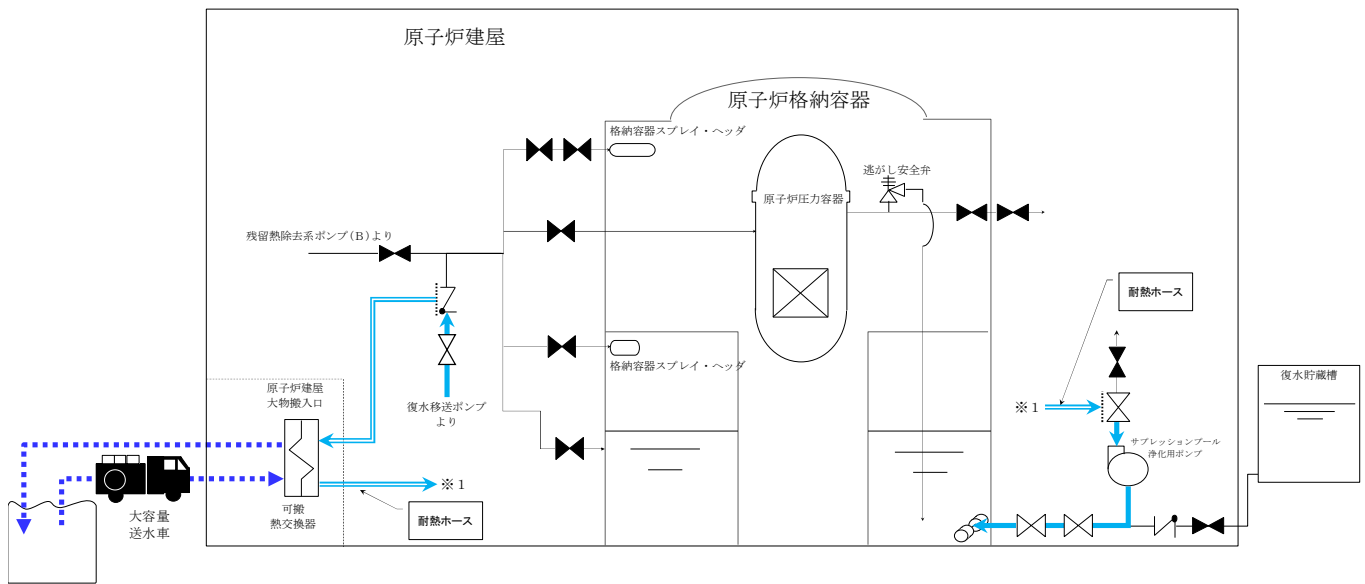


図 21 復水補給水系からの洗浄水ラインを使用したフラッシング

- I. 残留熱除去系Bの循環運転で使用した弁を全て全閉とする。
- II. 残留熱除去系Bの洗浄水弁を開操作し、洗浄水逆止弁接続の耐熱ホース及びS P C Uポンプを逆流しサブプレッションプールに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

質問	長期安定性の維持のためにF P CとC U W熱交換器使用の可能性について説明すること
----	---

(回答)

長期安定性の維持のためにF P C熱交換器またはC U W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、F P C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使用済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、F P C熱交換器を用いてサブプレッションプール水を除熱するためには、F P Cポンプを使用する必要があるが、F P Cポンプは原子炉建屋地上 2 階に設置されており、水源であるサブプレッションプール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、C U W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。

(1) 代替原子炉補機冷却系を用いたC U W系による原子炉除熱

〈実現可能性〉

C U W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2）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、本除熱手段では代替原子炉補機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C U W系では使用する必要が無く、手動弁による系統構成のみで運転可能である。

C U W系は原子炉圧力容器が水源であり、C U Wポンプの吸込み圧力を確保するため原子炉水位が吸込配管である原子炉停止時冷却モードの取り出し配管高さ以上（事故時は原子炉水位低「レベル3」以上を目安とするが、原子炉圧力が低下している場合は原子炉水位「NWL」以上としている）に十分に確保されていることが必要である。そのため、大L O C A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。

さらに、C U Wポンプは電動機とポンプが一体型のキャンドモータポンプであるため、通常運転中は制御棒駆動水系から電動機に清浄なページ水を供給しており、この原子炉除熱運転時も同様に制御棒駆動水系からのページ水が必要となる。制御棒駆動水系からのページ水供給が不可能な場合は、補給水系等による代替ページ水を供給する手段を整えることによりC U W系による原子炉除熱を実施することができる。

これらの条件を満たした上で、代替原子炉補機冷却系を用いたC U W系による除熱可能量は事故発生 30 日後の崩壊熱「6.5MW」を上回る。

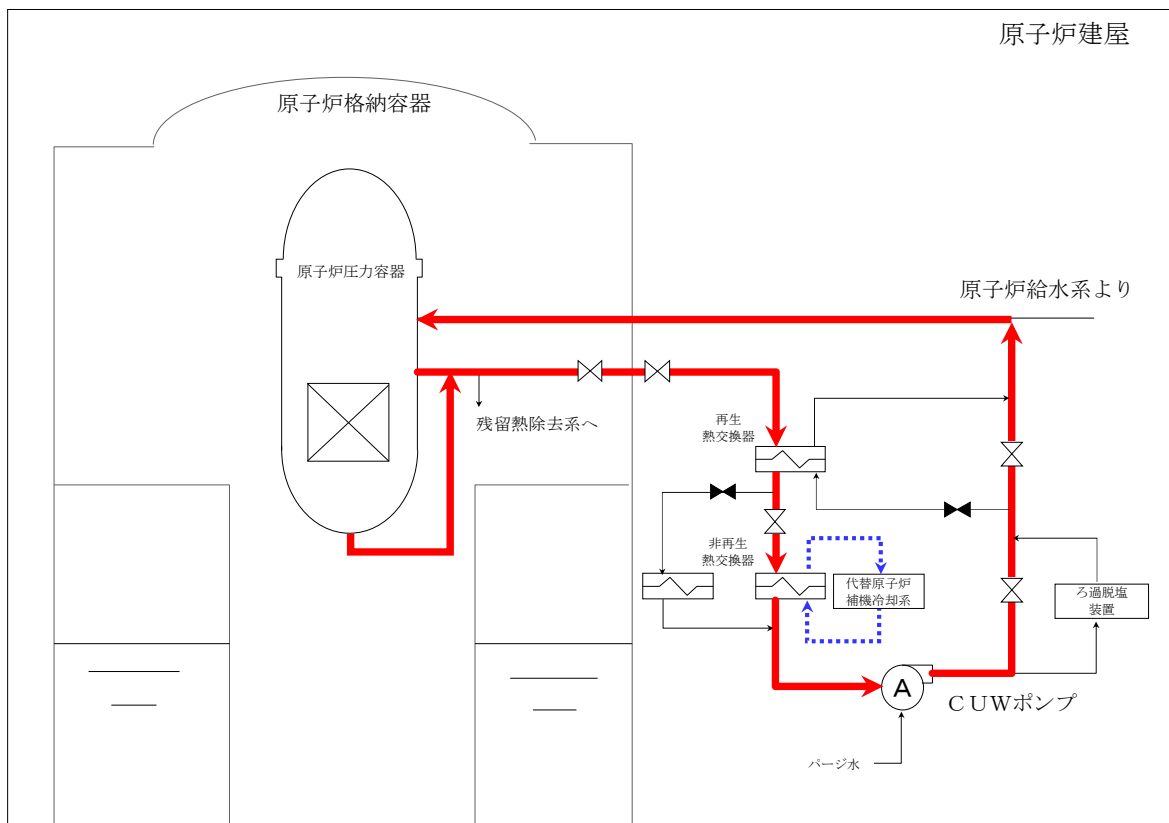


図1 代替原子炉補機冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱 系統概要図

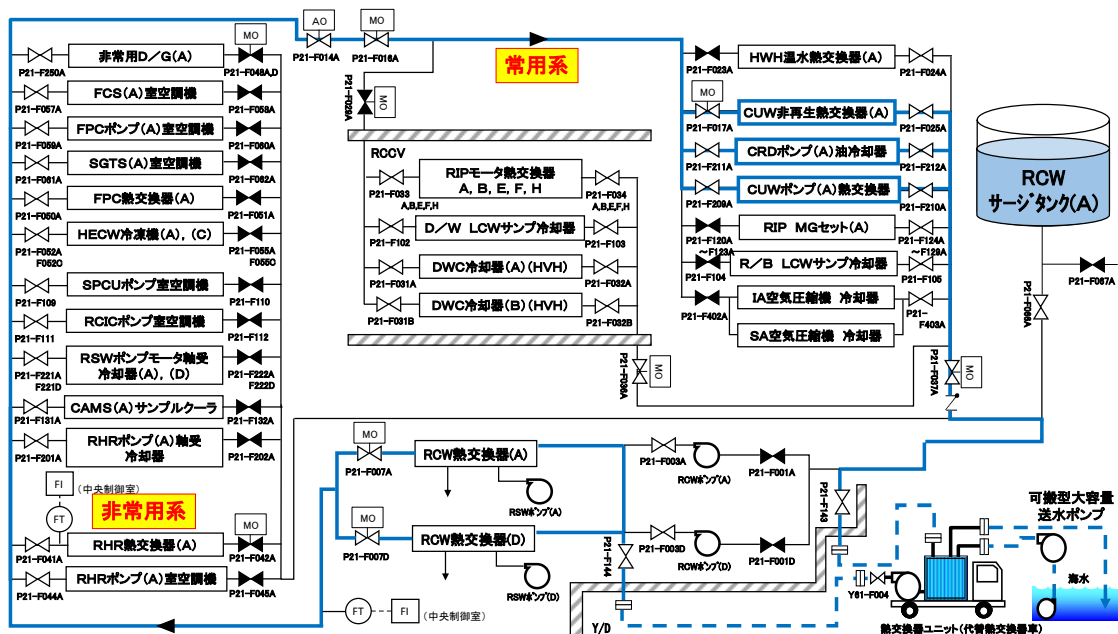


図2 代替原子炉補機冷却系 (CUW除熱ライン) 系統概要図 (7号炉の例)

<効果>

除熱量は事故発生 30 日後の崩壊熱「6.5MW」を上回ることから「1. 可搬型格納容器除熱系統による格納容器除熱」の図 2~4 にて示した同等の除熱効果が得られる。

<系統成立性評価>

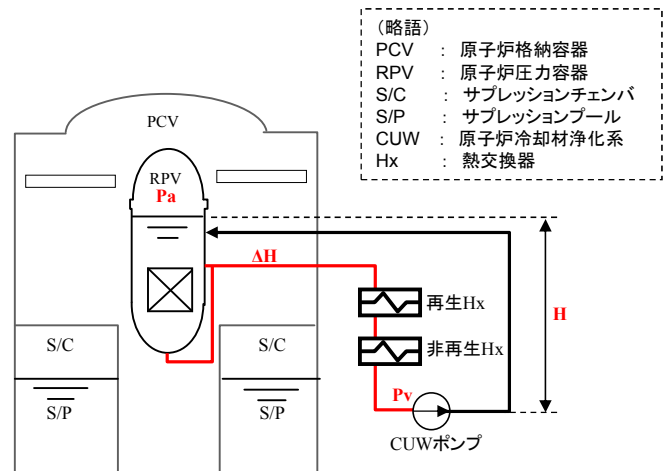
代替原子炉補機冷却系を用いた C U W 系による原子炉除熱系統は、事故発生 30 日後の崩壊熱相当（約 6.5MW）を除熱できることとし、本章ではその系統成立性評価を示す。評価にあたっては「① C U W ポンプの NPSH (Net Positive Suction Head) 評価」で原子炉建屋地下 3 階に設置されている C U W ポンプの必要 NPSH が系統圧力損失を考慮して有効 NPSH を満足することを確認する。次に「②流量評価」で系統圧力損失を考慮して、本系統で確保可能な系統流量を評価する。このとき、C U W ポンプ流量については基本的に通常運転時と使用条件が変わらないた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代替原子炉補機冷却水ポンプについては流量評価を行い、その流量で代替原子炉補機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 6.5MW）を除熱できることを確認し、系統成立性を示す。

① C U W 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 ≥ 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 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 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、6 号炉及び 7 号炉ともにポンプの NPSH 評価は成立する。

$$\text{有効 NPSH} = P_a - P_v + H - \Delta H$$

- P_a : 水源気相部の圧力 [m]
- P_v : 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]



- (略語)
- PCV : 原子炉格納容器
 - RPV : 原子炉圧力容器
 - S/C : サプレッションチェンバ
 - S/P : サプレッションプール
 - C U W : 原子炉冷却材浄化系
 - Hx : 熱交換器

図 3 C U W 系による原子炉除熱系統の NPSH 評価

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

表 1 NPSH 評価結果

項 目		6 号炉	7 号炉	設定根拠
Pa	原子炉圧力	44.9m	44.9m	原子炉減圧後の圧力(0.34MPa)の水頭換算値
Pv	C U Wポンプ入口温度での飽和蒸気圧(水頭換算値)	2.7m	2.7m	ポンプ入口温度約 <input type="text"/> °C に余裕を見て 66°C とした場合の飽和蒸気圧
H	原子炉水位と C U W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)(T.M.S.L.17800)とし、C U Wポンプ軸レベルは6号炉はT.M.S.L. <input type="text"/> とし、7号炉はT.M.S.L. <input type="text"/> とする
ΔH	吸込配管圧損(C U W配管)			定格流量 77m ³ /h 時のポンプ吸込配管圧損
有効 NPSH				Pa-Pv+H- ΔH
必要 NPSH		C U Wポンプの必要 NPSH		
成立性評価		○	○	有効 NPSH > 必要 NPSH

(略語) T. M. S. L : 東京湾平均海面

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

② 流量評価

代替原子炉補機冷却系を用いた CUW 系による原子炉除熱系統の、代替原子炉補機冷却系統流量は、後述する評価により 6 号炉では \square m³/h 以上、7 号炉では \square 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、代替原子炉補機冷却水ポンプの「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 及び図 5 に示す通り、ポンプ動作点が 6 号炉では \square m³/h、7 号炉では \square m³/h であることから、本系統流量は 6 号炉では \square m³/h 以上、7 号炉では \square m³/h 以上確保可能であることを確認した。

参考として、6 号炉における系統流量 \square m³/h 時、7 号炉における系統流量 \square m³/h 時の圧力損失を表 2 に示す。

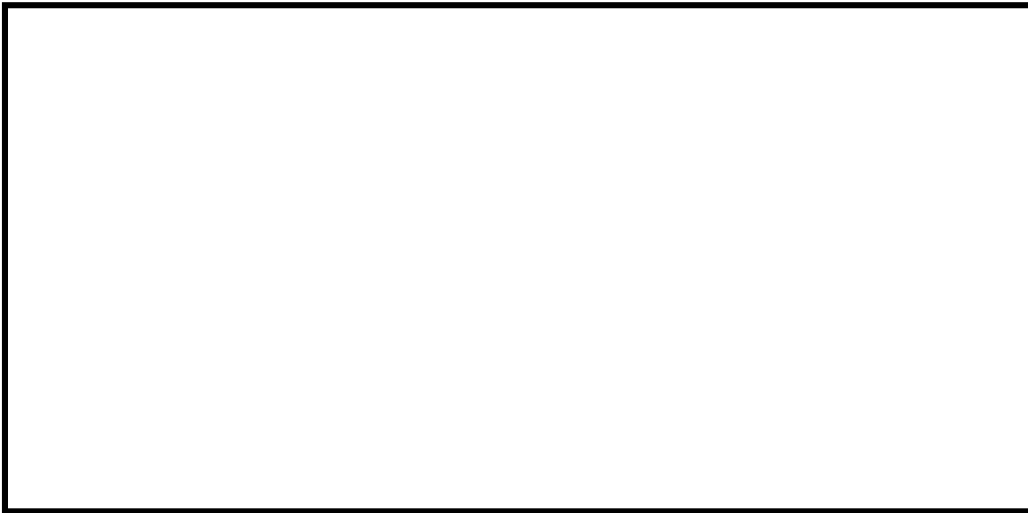


図 4 CUW 系による原子炉除熱系統 代替原子炉補機冷却系統流量評価結果（6 号炉）



図 5 CUW 系による原子炉除熱系統 代替原子炉補機冷却系統流量評価結果（7 号炉）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

表2 圧力損失内訳

除熱手段（評価ルート）		6号炉	7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	-	-
	注水先	-	-
		0（閉ループ）	0（閉ループ）
圧力差	水源	-	-
	注水先	-	-
		0（閉ループ）	0（閉ループ）
システム抵抗			

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

③ 除熱量評価

上述②の評価結果の通り、CUWによる原子炉除熱系統の代替原子炉補機冷却系統流量は、6号炉では流量 m³/h、7号炉では m³/h が確保可能であることから、それぞれの流量における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非再生熱交換器及び代替熱交換器車の性能、大容量送水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6.5MW）を除熱できることを確認した。

表3 代替熱交換器車の除熱量評価条件

代替熱交換器車	淡水系	淡水側入口温度	約 <input type="text"/> °C (6号炉) 約 <input type="text"/> °C (7号炉)
		淡水側流量	約 <input type="text"/> m ³ /h (6号炉) 約 <input type="text"/> m ³ /h (7号炉)
	海水系	海水温度	30°C
		海水流量	1200m ³ /h

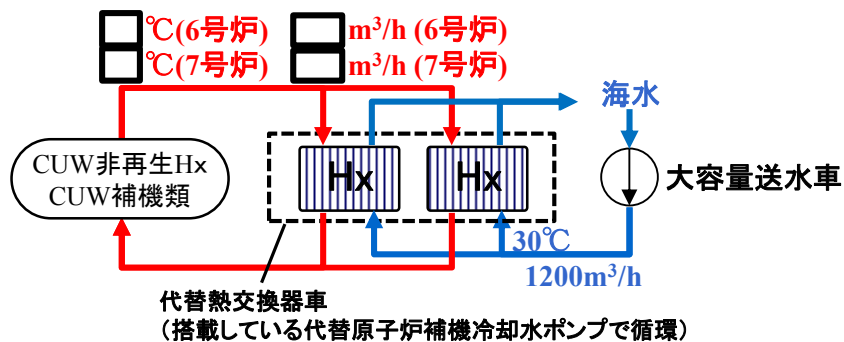


図6 CUW系による原子炉除熱系統の除熱量評価図

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、代替原子炉補機冷却系を用いたCUW系による原子炉除熱系統は事故発生30日後の崩壊熱相当（約6.5MW）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。

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) 格納容器から漏えいに起因する線量率

原子炉区域内の線量率は、「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 日後の原子炉建屋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区域内に一様に分散しているものとし、原子炉区域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。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu R}\} \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h) ※1

※1 Gy から Sv への換算係数は 1 とする。

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

Q_{γ} : 格納容器から原子炉区域内に漏えいした放射性物質による放射エネルギー (Bq : γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$: 原子炉区域内気相部容積 (86000m³)

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 : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

V_{OF} : 評価対象エリアの容積 (m³)

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

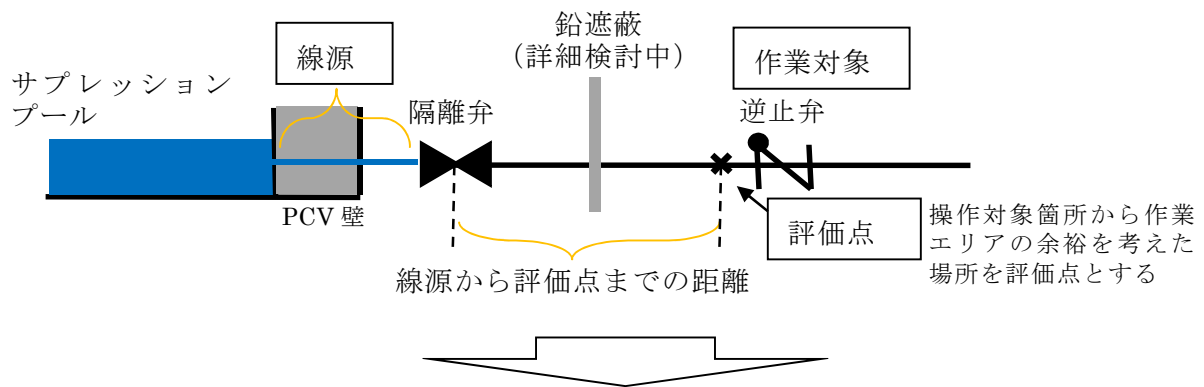
表 1 各作業エリア空間容積

作業エリア	作業エリアの空間容積 (V_{OF})
HPCF ポンプ (B) 室	600 m ³
SPCU ポンプ室	300 m ³
大物搬入口	1500 m ³
B 系弁室	300 m ³

(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>

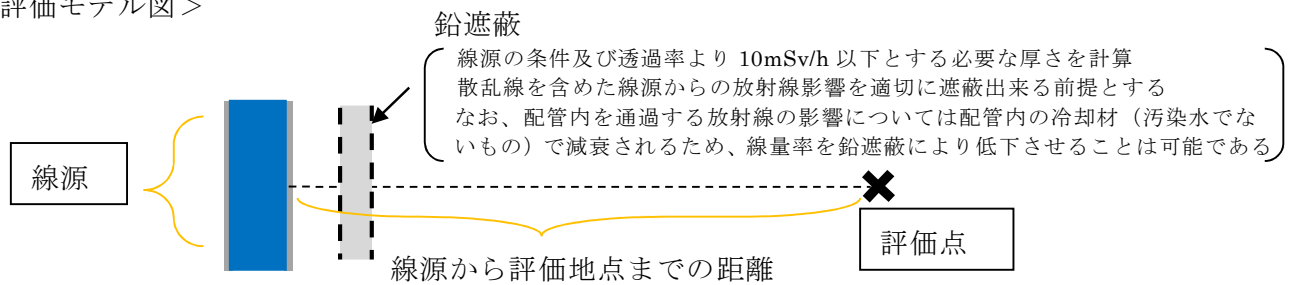


図1 線量評価概念図

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約10mSv/h以下にするために必要な鉛遮蔽厚さ
HPCF ポンプ(B)室	約2.5m	約3.9m	約9cm
SPCU ポンプ室	約2.1m	約5.7m	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	格納容器から漏えい起因する線量率	線源配管からの直接線による線量率	合計線量率
HPCF ポンプ(B)室	約 8.2mSv/h	約 10mSv/h	約 19mSv/h
SPCU ポンプ室	約 6.5mSv/h	約 10mSv/h ※1	約 17mSv/h※1
大物搬入口	約 11mSv/h	－ ※2	約 11mSv/h
B系弁室	約 6.5mSv/h	－ ※2	約 6.5mSv/h

※1 K6 では作業エリアが R/B 地下 2 階 (SPCU ポンプ室外) であるため、線源配管からの直接線による線量率を考慮不要

※2 線源配管が存在しないため、考慮不要

以上

不活性ガス系 系統概要図

可搬型格納容器除熱系統をインサービスする場合は、格納容器ベントを停止し、不活性ガス系の窒素ガス供給装置あるいは可搬型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 に不活性ガス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。

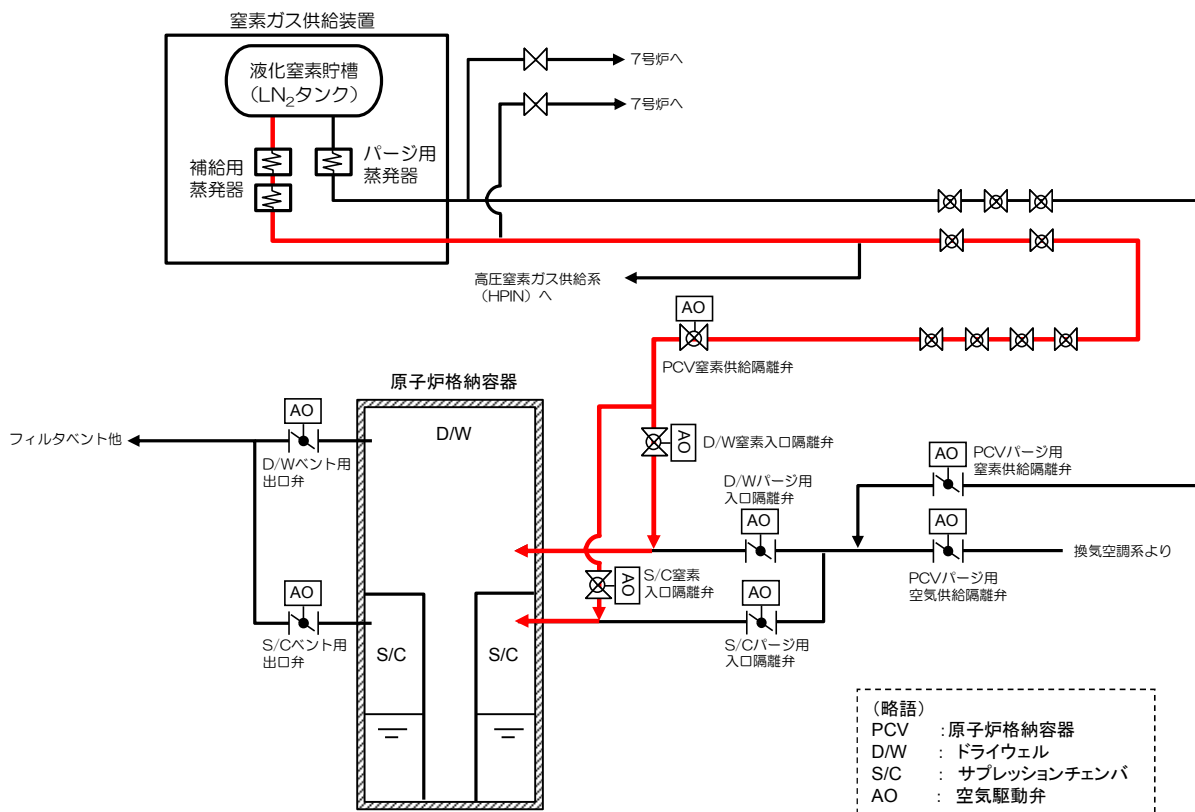


図 1 不活性ガス系 系統概要図(6号炉の例)