

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

補足説明資料

平成 29 年 7 月
日本原子力発電株式会社

目 次

1. 設備概要
 - 1.1 代替制御棒挿入機能
 - 1.2 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能
 - 1.3 過渡時自動減圧機能
 - 1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）
 - 1.5 緊急用海水系
 - 1.6 耐圧強化ベント系
 - 1.7 格納容器圧力逃がし装置
 - 1.8 代替循環冷却系
 - 1.9 常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備
 - 1.10 常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備
2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて
3. 現場操作機器配置図（建屋内）
4. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認について
5. 重要事故シーケンス等の選定
6. 判断に用いるグラフ
7. 原子炉水位及びインターロックの概要
8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について
9. 運転操作手順書における重大事故等への対応について
10. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
11. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
12. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について

13. 内部事象 P R Aにおける主要なカットセットと F V重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
14. 地震 P R A及び津波 P R Aから抽出される事故シーケンスと対策の有効性について
15. 事象発生時の状況判断について
16. 安定状態の考え方について
17. サプレッション・プール等水位上昇時の計装設備への影響について
18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について
19. 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークについて
20. 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
21. 有効性評価における解析条件の変更等について
22. 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
23. サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
24. 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について（崩壊熱除去能喪失（取水機能が喪失した場合））
25. 原子炉満水操作の概要について
26. 外部水源温度の条件設定の根拠について
27. 格納容器ベント操作について
28. ほう酸水注入系のほう酸濃度，貯蔵量， ^{10}B の比率等の初期条件
29. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について
30. 中性子束振動の判断について
31. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響
32. 原子炉停止機能喪失時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

33. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包含しているかについて
34. A D S 自動起動阻止操作失敗による評価結果への影響
35. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
36. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
37. インターフェイスシステム L O C A 発生時の低圧配管破断検知について
38. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について
39. 不確かさの影響評価の考え方について
40. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
41. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について
42. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
43. 重大事故等対策における深層防護の考え方について
44. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
45. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
46. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由
47. 同時被災時における必要な要員及び資源について
48. T B U の対応手順について
49. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における取水機能喪失の想定内容について
50. G 値について
51. 格納容器内における気体のミキシングについて
52. 水素の燃焼条件について
53. 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
54. ペデスタル（ドライウェル部）注水手順及び注水確認手段について

55. 格納容器頂部注水について
56. 放射線防護具類着用の判断について
57. 放射線環境下における作業の成立性
58. ペDESTAL（ドライウェル部）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮
59. 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）」、「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）」と「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」との対応及び要員数の比較
60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
61. 希ガス保持による減衰効果について
62. エントレインメントの影響について
63. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について
64. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響について
65. 原子炉水位不明時の対応について
66. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移について
67. 事故後長期にわたる格納容器の健全性について
68. 原子炉冷却材バウンダリを減圧するための代替設備
69. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について
70. 格納容器 pH調整の効果について
71. 原子炉停止機能喪失の300秒以降の燃料被覆管温度挙動について
72. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について
74. 使用済燃料プールの監視について
75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
76. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について
79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
80. サプレッション・プール初期水位について
81. 燃料被覆管の酸化量の評価について
82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
83. 運転員等操作の判断基準について
84. 東海第二の有効性評価解析に対する解析コード適用性について
85. 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方
86. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
87. I S L O C A時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
88. 使用済燃料プール水温の管理について
89. 「L O C A時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムL O C A」の敷地境界外線量評価の条件の違いについて
90. 必要な要員及び資源の評価方針
91. 有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業のうち、T B Pシナリオの場合の成立性評価結果
92. 全交流動力電源喪失時の屋内アクセスルート及び操作場所について
93. 自然蒸発による水位低下速度について
94. 運転停止時における現場作業員の退避について

95. 使用済燃料プールへの注水手段と優先順位
96. T R A C GコードのA T W S解析への適用例
97. 逃がし安全弁の解析条件設定について
98. 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
99. 原子炉運転中における使用済燃料プール対応の時間余裕について
100. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱
101. 炉心燃料格子について
102. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について
103. 可搬型設備の接続口の配置及び仕様について

4. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について、作業(操作)の概要、作業(操作)時間及び操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」

1. 作業概要：各作業の操作内容の概要を記載

2. 操作時間

(1) 想定時間 : 移動時間+操作時間に余裕を見て5分単位で値を設定。
(要求時間) だし、時間余裕が少ない操作については、1分単位で値を設定

(2) 操作時間 : 現地への移動時間(重大事故発生時における放射線防護具
(実績又は模擬) 着用時間含む)、訓練による実績時間、模擬による想定時間
等を記載

3. 操作の成立性について

(1) 状況 : 対応者、操作場所を記載

(2) 作業環境 : 現場の作業環境について記載
アクセス性、重大事故等の状況を仮定した環境による影響、
暗所の場合の考慮事項 など

(3) 連絡手段 : 各所との連絡手段について記載

(4) 操作性 : 現場作業の操作性について記載

(5) その他 : 対応する技術的能力条文番号を記載

表 重大事故等対策の成立性確認 (1/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作・作業 の 想定時間	訓練等 からの 実績時間	状 況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照 明	その他 (アケスルト等)			
機能喪失 の確認	高圧注水機能喪失の判断 ●高圧炉心スプレィ系及び 原子炉隔離時冷却系の手 動起動操作 (失敗)	2.1 2.2 2.6 3.2	2分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性がある が、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非 常灯が点灯すること により操作に影響は ない。 必要に応じて中央制 御室内に配備してい る可搬型照明により 、照度を確保する。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	低圧注水機能喪失の判断 ●低圧炉心スプレィ系及び 残留熱除去系(低圧注水 系)の手動起動操作(失敗)	2.1 2.6	4分	3分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程 度。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明が点灯す ることにより操作に影 響はない。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	全交流動力電源喪失の確認 ●高圧炉心スプレィ系デー ゼル系発電機の手動起 動操作 (失敗)	2.3.1 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯す ることにより操作に影 響はない。なお、直 流非常灯が使用でき ない場合には、中央 制御室内に配備して いる可搬型照明によ り、照度を確保す る。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	全交流動力電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機 等の手動起動操作 (失敗)	2.3.1 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯す ることにより操作に影 響はない。なお、直 流非常灯が使用でき ない場合には、中央 制御室内に配備して いる可搬型照明によ り、照度を確保す る。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	取水機能喪失の判断 ●残留熱除去系海水系の手 動起動操作 (失敗)	2.4.1	4分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明又は直流非 常灯が点灯すること により操作に影響は ない。 必要に応じて中央制 御室内に配備してい る可搬型照明により 、照度を確保する。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	崩壊熱除去機能喪失の確認 ●残留熱除去系によるサブ レクション・プールの冷却 操作 (失敗)	2.4.2	10分	5分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程 度。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明が点灯す ることにより操作に影 響はない。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—

表 重大事故等対策の成立性確認 (3/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作・作業 の 想定時間	訓練等 からの 実績時間	状 況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照 明	その他 (アクセス等)			
常設代替 高圧電源 装置から の受電操 作	常設代替高圧電源装置による 緊急用母線受電操作 ●常設代替高圧電源装置2台 起動及び緊急用母線受電 操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.2	4分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非 常灯が点灯すること により操作に影響は ない。必要に応じて 中央制御室内に配 備している可搬型照 明により、照度を確 保する。	周辺には支障は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施すること から、容易に操作で きる。	1.14
		2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2 全 交流動力 電源喪失 (TBD, TBU)の場 合 :30分	2.3.2 全 交流動力 電源喪失 (TBD, TBU)の場 合 :21分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯す ることにより操作に影 響はない。必要に 応じて中央制御室内 に配備している可搬 型照明により、照 度を確保する。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施すること から、容易に操作で きる。	1.14
		2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	上記以外 の場合 :35分	上記以外 の場合 :24分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程 度。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 2.6mSv/h以下	蓄電池内蔵型照明を 作業エリアに配 備しているため、 建屋内非常用照 明消灯時における 作業性を確保して いる。また、ヘッ ドライトやLED ライトを携行して いるため、蓄電池 内蔵型照明が使用 できない場合にお いても、操作に影 響はない。	アクセスルー ト上に支障と なる設備は ない。	携行型有線通話装 置、電力保安通 信電話設備(固定 電話機、PHS端 末)、送受話器の うち、使用可能 な設備により、 中央制御室との 連絡が可能であ る。	通常運転時等に行 うNFB操作と同 様であり、容易 に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (4/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シケース No.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセス等)			
常設代替 高压電源 装置から の受電操作	常設代替高压電源装置による 非常用母線受電操作 ●非常用母線受電	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2 全 交流動力 電源喪失 (TBD, TBU) の場 合 :9分	2.3.2 全 交流動力 電源喪失 (TBD, TBU) の場 合 :7分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる。	1.14
	常設代替高压電源装置による 非常用母線の受電操作 ●常設代替高压電源装置3台 追加起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	8分	7分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (5/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シケース No.	操作・作業 の 想定時間	訓練等 からの 実績時間	状 況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照 明	その他 (アクセス等)			
常設代替 高圧電源 装置から の受電操 作	直流電源の負荷切離し操作 ●不要負荷の切離し操作	2.3.1 2.3.3 2.8	6分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.14
			50分	42分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため、建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトやLEDライトを携行しているため、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても、操作に影響はない。	アクセスルータ上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う遮断器操作と同じであり、容易に操作できる。	
高圧代替 注水系に よる原子 炉の冷却	高圧代替注水系の起動準備操作 ●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	2.3.2	4分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.2
	高圧代替注水系の起動操作 ●高圧代替注水系による原子炉注水 系統構成		6分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (8/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シナリオNo.	操作・作業 の 想定時間	訓練等 からの 実績時間	状 況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照 明	その他 (アクセス等)			
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁（自動減圧機能）7開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 5.1 5.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.3
	逃がし安全弁2弁による原子炉急速減圧操作 ●逃がし安全弁2弁による原子炉急速減圧操作	3.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
各機器への給油	タンクローリによる燃料補給操作 ●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.2 2.6 2.8 3.1.3 4.1 4.2	90分	82分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <ベント前> 3.5mSv/h以下 <ベント後> 5.4mSv/h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料補給の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	1.14
	タンクローリによる燃料補給操作 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	2.6 2.8 3.1.3 4.1 4.2	適宜実施 3.5時間に 1回給油※	25分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <ベント前> 3.5mSv/h以下 <ベント後> 5.4mSv/h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料補給の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (9/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シナリオNo.	操作・作業 の 想定時間	訓練等 からの 実績時間	状 況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照 明	その他 (アクセス等)			
緊急用海水系の起動操作	緊急用海水系を用いた海水通水操作 ●緊急用海水系の起動操作	2.4.1 2.8 3.1.2 3.2	20分	16分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7
緊急用海水系を用いた残留熱除去系の起動操作	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 ●残留熱除去系による原子炉注水	2.4.1 2.8	2分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7
代替循環冷却系の起動	代替循環冷却系準備操作 ●代替循環冷却系系統構成	3.1.2 3.2	35分	27分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7
格納容器が圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器ベント準備操作 ●格納容器ベント準備 (系統構成)	2.1 2.4.2 2.6	5分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.5 1.7
	格納容器ベント準備操作 ●現場移動 (第二弁)	3.1.3	45分	40分	重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 3.5mSv/h以下	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備 (固定電話機、PHS端末)、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手动操作と同様であり、容易に操作できる。	

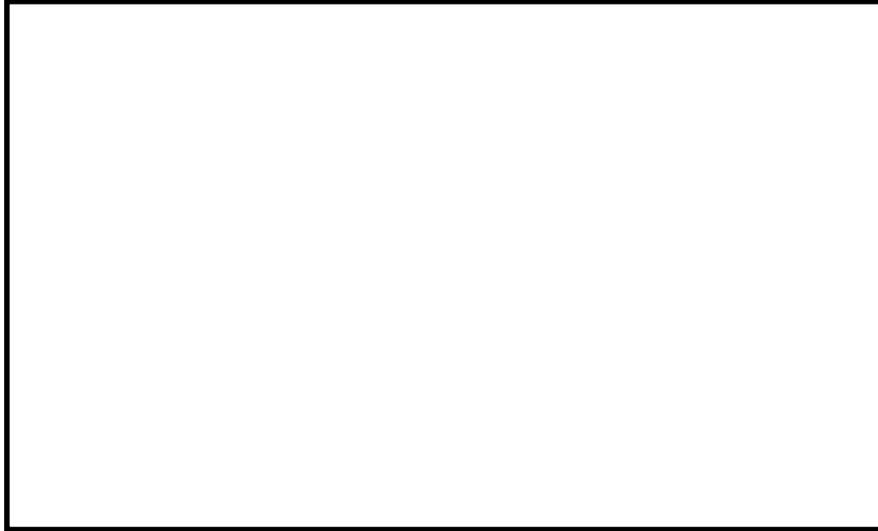
表 重大事故等対策の成立性確認 (10/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作・作業 の 想定時間	訓練等 からの 実績時間	状 況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.									
						温度・湿度	放射線環境	照 明	その他 (アクセス等)												
格納容器 圧力逃がし 装置による 格納容器 除熱操作	格納容器圧力逃がし装置等 による格納容器ペント操作 ●格納容器圧力逃がし装置 等による格納容器ペント 操作	2.1 2.4.2 2.6	格納容器 ペント実 施後適宜 状態監視	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非 常灯が点灯すること により操作に影響は ない。必要に応じて 中央制御室内に配 備している可搬型照 明により、照度を確 保する。	周辺には支障とな る設備はない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	1.5 1.7									
		3.1.3	2分	2分																	
残留熱除 去による 格納容器 除熱及び 原子炉注 水操作	残留熱除去系による原子炉 注水及び格納容器除熱 ●残留熱除去系海水系の起 動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3	4分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	直流非常灯が点灯す ることにより操作に影 響はない。必要に応 じて中央制御室内に 配備している可搬型 照明により、照度を 確保する。	周辺には支障とな る設備はない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	1.5									
		2.3.1 2.3.2 2.3.3											2分	2分							
低圧代替 注水系(可 搬型)を用 いた原子 炉注水操 作及び格 納容器ス プレイ冷 却系(可 搬型)による 格納容器 除熱操作	可搬型代替注水大型ポン プを用いた低圧代替注 水系(可搬型)の起動 準備操作 ●可搬型代替注水大型 ポンプ準備、ホース敷 設等	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	170分	144分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	車両の作業用照明・ ヘッドライト・LED ライトにより、操作 可能である。夜間 においても、操作に 影響はない。	アクセスル ト上に支障とな る設備はない。	衛星電話設備(固定 型、携帯型)、無線 連絡設備(固定型、 携帯型)、電力保安 通信用電話設備(固 定電話機、PHS端 末)、送受話器のう ち、使用可能な設 備により、災害対策 本部との連絡が可 能である。	可搬型代替注水大 型ポンプからのホ ース接続は、専用 の結合金具を使用 して容易に接続可 能である。作業エ リア周辺には、支 障となる設備はな く、十分な作業ス ペースを確保して いる。	1.13 1.4 1.6									
		2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8											125分	113分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同 程度。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	ヘッドライトやLED ライトを携帯して いるため、建屋内 非常用照明が消 灯した場合におい ても、操作に影響 はない。	アクセスル ト上に支障とな る設備はない。	携行型有線通話装 置、電力保安通 信用電話設備(固 定電話機、PHS端 末)、送受話器の うち、使用可能な 設備により、中央 制御室との連絡 が可能である。	通常運転時等 を行う電動弁の 手動操作と同 様であり、容易 に操作できる。
		2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8																			

6. 判断に用いるグラフ

(1) 最長許容炉心露出時間

手順書に記載している原子炉停止後の経過時間と炉心の健全性が確保される時間（最長許容炉心露出時間）の関係図



第 1 図 最長許容炉心露出時間

(2) 水位不明判断曲線

手順書に記載しているドライウェル空間部温度と原子炉圧力の関係図



第 2 図 水位不明判断曲線

(3) サプレッション・プール水温度禁止領域判断図

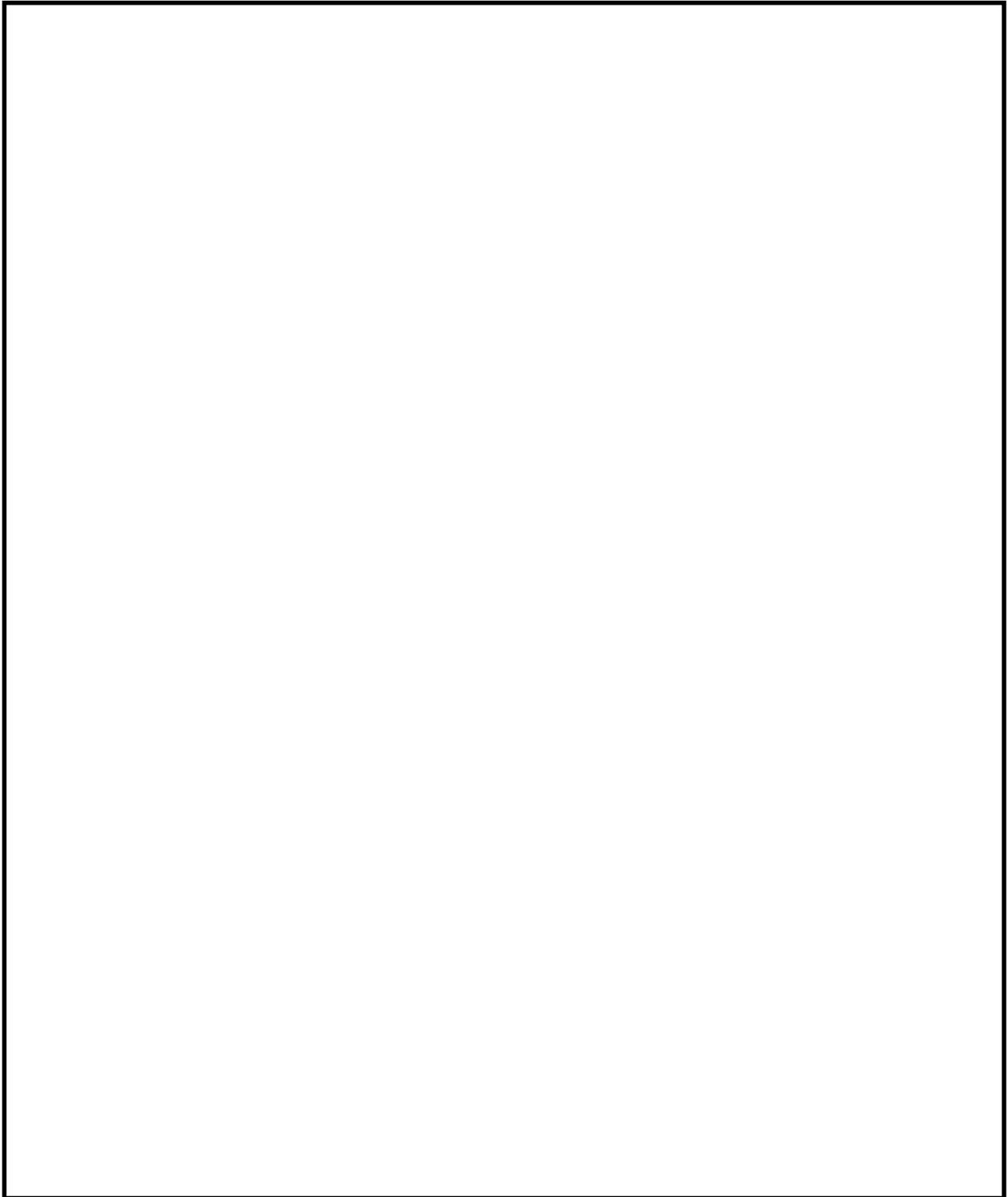
手順書に記載しているサプレッション・プール水温度と原子炉圧力
の関係図



第 3 図 サプレッション・プール水温度禁止領域判断図

7. 原子炉水位及びインターロックの概要

原子炉圧力容器水位計装概要図を第 1 図に，インターロックの概要を第 1 表に示す。



第 1 図 原子炉圧力容器水位計装概要図

第 1 表 インターロック概要

原子炉水位	基準水位との差	主要なインターロック
L 8 : 原子炉水位高 (レベル 8)	+1,400mm	原子炉隔離時冷却系自動停止 高圧炉心スプレイ系注入弁閉止
L 5 6	+900mm	通常運転水位
L 3 : 原子炉水位低 (レベル 3)	+300mm	原子炉スクラム 非常用ガス処理系自動起動
L 2 : 原子炉水位異常低下 (レベル 2)	-950mm	原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 主蒸気隔離弁閉止 再循環ポンプトリップ
L 1 : 原子炉水位異常低下 (レベル 1)	-3,800mm	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動 自動減圧系タイマー作動*
T A F : 燃料有効長頂部	-4,248mm	(燃料有効長頂部)
L 0 : ジェットポンプ上端	-5,315mm	(ジェットポンプ上端)

※：ドライウェル圧力高信号とのアンド条件で作動

8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について

1. 原子炉の手動減圧操作

炉心損傷前の原子炉の手動減圧操作には，原子炉圧力容器への熱応力の影響を考慮し，原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下を監視しながら実施する「通常の減圧」と，事故時において逃がし安全弁 7 弁を開放することにより原子炉を急速に減圧する「急速減圧」がある。

各減圧操作は，低圧で原子炉へ注水可能な手段を確保した上で，以下のとおり判断して実施する。

1.1 通常の減圧操作

通常の減圧操作は，プラント通常起動／停止時及び事故対応中で急速減圧操作の条件が成立していない場合において適用する。

本操作は，主復水器が使用できる場合には，タービンバイパス弁を用いて原子炉の発生蒸気を復水器へ，主復水器が使用できない場合には，逃がし安全弁を間欠で用いてサプレッション・プールへ導くことで原子炉の減圧を行う。

1.2 急速減圧操作

急速減圧操作は，事故対応中において以下のような場合に，逃がし安全弁 7 弁を開放することにより実施する。

① 高圧注水機能喪失等により原子炉水位が低下し，低圧注水機能により原子炉への注水を速やかに行う場合

② 高圧注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが，炉

心露出（原子炉水位が燃料有効長頂部以下）の時間が最長許容炉心露出時間を上回った場合

- ③原子炉水位不明が発生し、低圧の注水機能により原子炉压力容器を満水にする場合
- ④インターフェイスシステム L O C A が発生し、中央制御室からの遠隔隔離に失敗した場合

また、以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は、減圧による格納容器への熱負荷に留意し、格納容器圧力及び温度を監視しながら逃がし安全弁 7 弁を順次開放するが、原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下は適用されない。

- ⑤サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合
- ⑥格納容器圧力を約 $245\text{kPa}[\text{gage}]$ 以下に維持できない場合
- ⑦ドライウエル温度が約 171°C に到達した場合
- ⑧サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.270m に接近又は通常水位 - 50cm 以下となった場合

本操作は、逃がし安全弁（自動減圧機能）「7 弁」を手動開放することを第一優先とする。

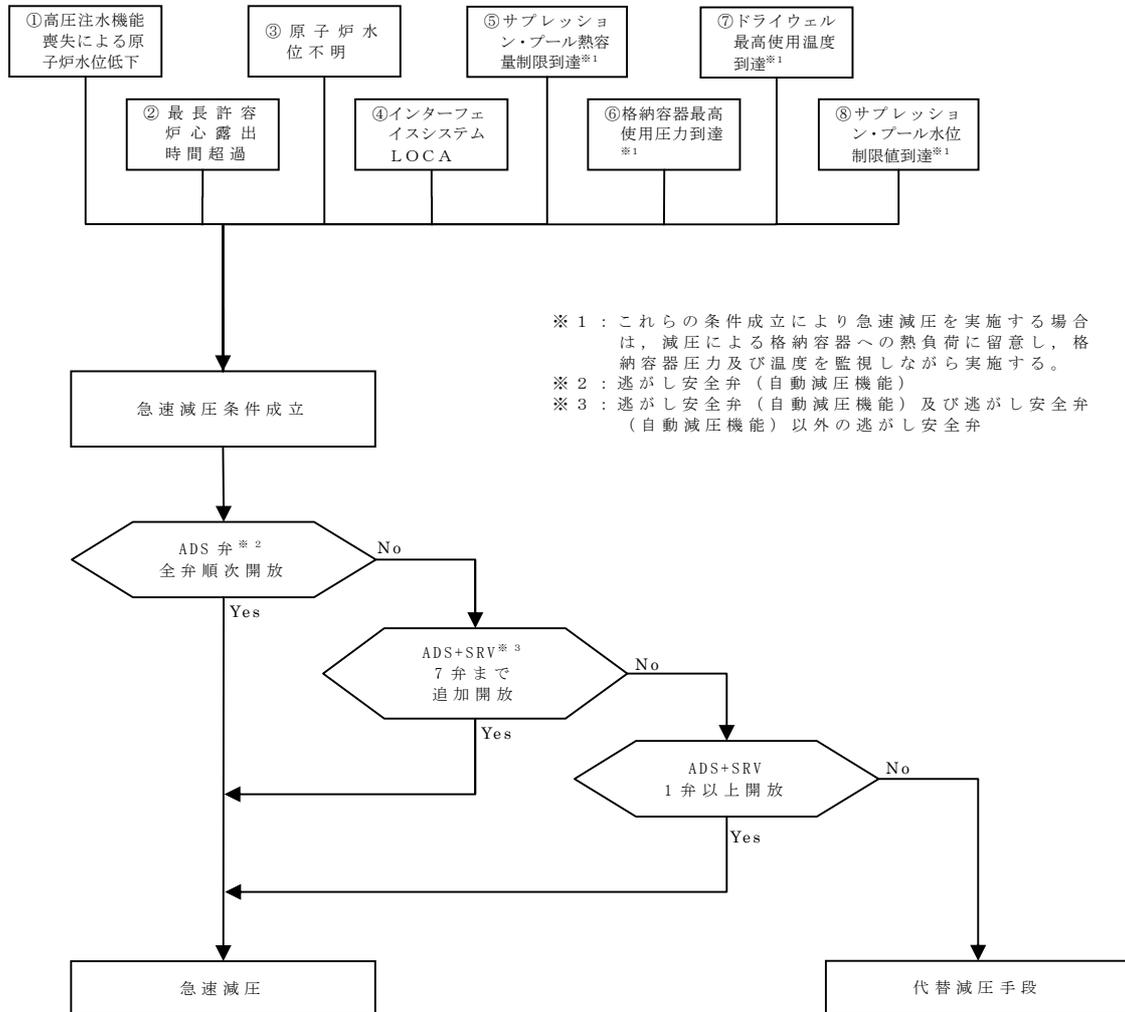
それができない場合は、逃がし安全弁（自動減圧機能）以外の逃がし安全弁を含めたものから使用可能なもの「7 弁」を手動開放する。

さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「1 弁」以上を手動開放することにより急速減圧する。逃がし安全弁（自動減圧機能）以外の逃がし安全弁による減圧ができない場合は、代替の減圧手段を試みる。

なお、急速減圧に必要な最小弁数「1 弁」は、残留熱除去系（低圧

注水系) 1 台による原子炉注水を仮定した場合に燃料被覆管最高温度が 1,200℃以下に抑えられることを条件として設定している。

急速減圧操作の概要は第 1 図のとおり。



第 1 図 急速減圧操作概要

2. 原子炉の自動減圧

1. のような運転員による手動操作がない場合でも、事故事象を収束させるための原子炉減圧として、自動減圧系及び過渡時自動減圧回路の 2 つがある。逃がし安全弁の機能を第 1 表に整理するとともに、概要を以下に示す。

なお、原子炉停止機能喪失（A T W S）の場合は、原子炉の自動減圧により低温の水が注水されることを防止するため、運転員の判断により自動減圧を阻止するための操作スイッチがある。

2.1 自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の一部であり、高圧炉心スプレイ系のバックアップ設備として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放し原子炉圧力を速やかに低下させ、低圧注水系の早期注水を促す。

具体的には、「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「格納容器圧力高」信号が120秒間継続し、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁が開放する。

2.2 過渡時自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の自動減圧機能が動作しない場合においても、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止する。

自動減圧回路の動作信号のうち、格納容器圧力高信号が成立しなくても、原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は、残留熱除去系（低圧注水系）等の起動を条件に過渡時自動減圧回路は動作する。

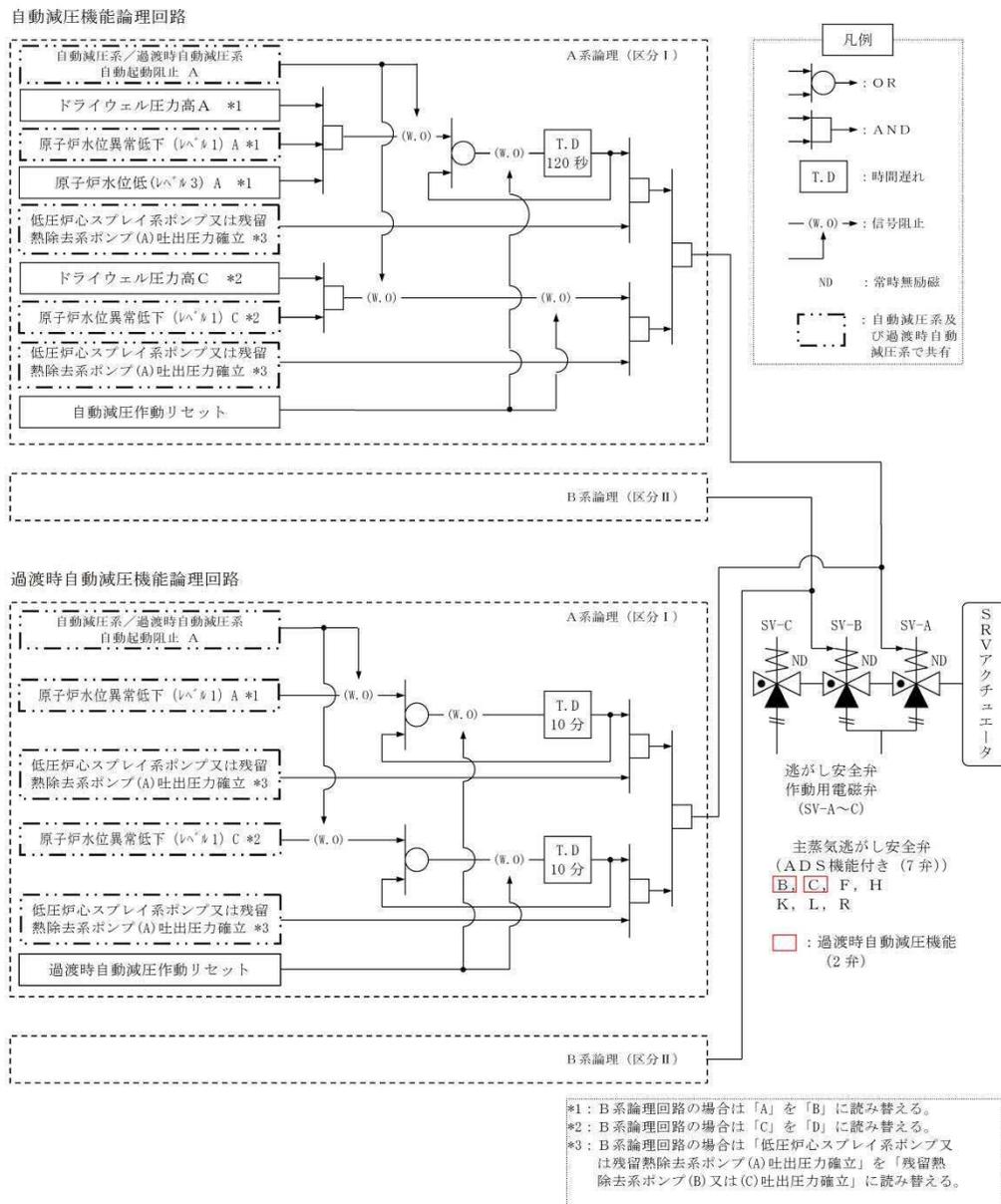
具体的には、原子炉水位異常低下（レベル1）信号が10分間継続し、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば、過渡時自動減圧機能付き逃がし安全弁2弁が開放する。

過渡時自動減圧回路は、原子炉水位異常低下（レベル1）に「10分間」の時間遅れを考慮して、炉心損傷に至らない台数を検討した結果、1弁を開放すれば炉心損傷の制限値（燃料被覆管1,200℃以下、

被覆管酸化割合 15%以下) を満足するため、余裕として 1 弁を追加して 2 弁と設定した。

第 1 表 逃がし安全弁機能一覧

弁番号	機 能			
	逃がし弁機能	安全弁機能	自動減圧回路	過渡時自動減圧回路
(A) (D) (E) (G) (J) (M) (N) (P) (S) (U) (V)	○	○	—	—
(F) (H) (K) (L) (R)	○	○	○	—
(B) (C)	○	○	○	○

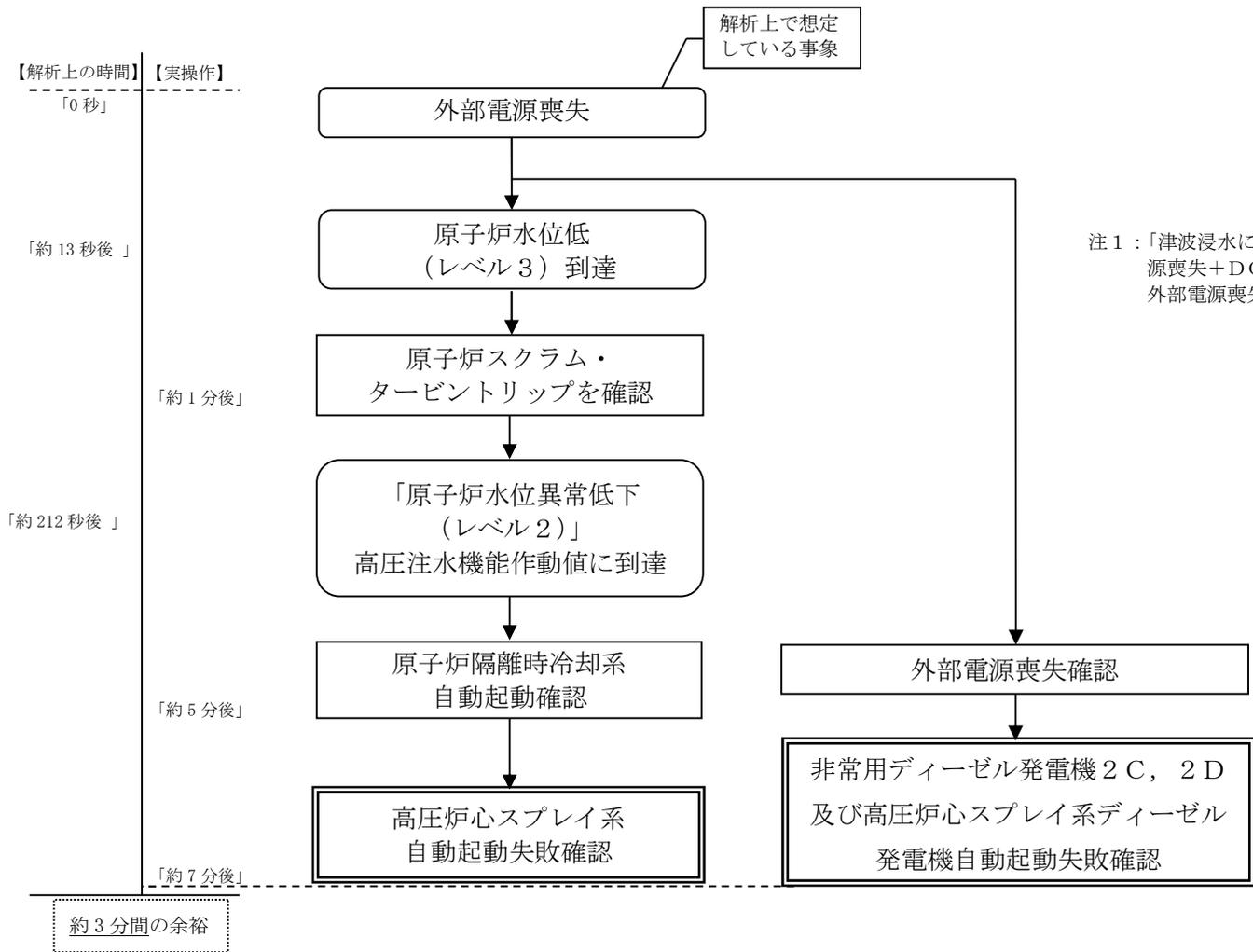
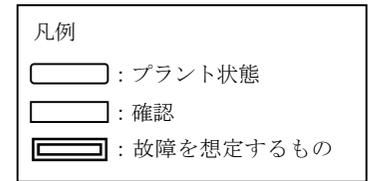


第 2 図 自動減圧機能論理回路

15. 事象発生時の状況判断について

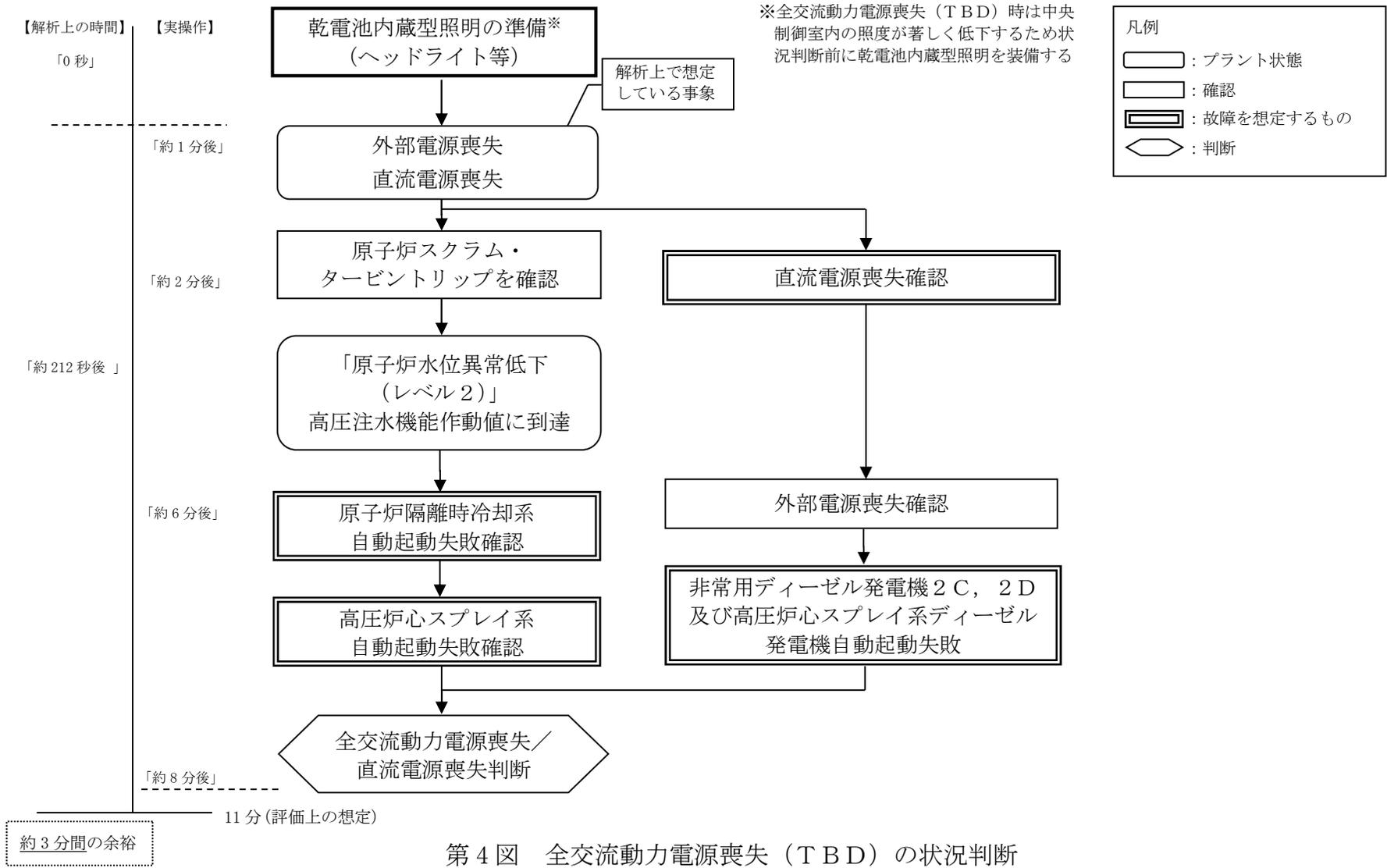
有効性評価では、事象発生後はプラント状況の確認と状況判断のみを行うこととし、事故対応操作は原則「事象発生後 10 分以降」から開始するものとしている。具体的には、状況判断の「10 分」は、起因事象の確認、原子炉スクラム・タービントリップ確認、非常用炉心冷却設備等の自動起動状態の確認、外部電源喪失の確認等を行う。状況判断を行った以降に自動起動失敗した非常用炉心冷却設備の手動起動操作を含めた事故対応操作を開始するものとしている。ここでは第 1 図から第 14 図に示すとおり、「事象発生後 10 分」間で余裕をもって状況判断ができることを示す。なお原子炉停止機能喪失事象については、スクラムに失敗する事象であり、その場合は事象緩和のために、手動で原子炉の停止操作を行う必要があるため、スクラム失敗判断後から事故対応操作を行うこととしている。また、以下の事象については、「事象発生 10 分間」の後、連続して事故対応を行うものではないため、ここでの整理の対象外としている。

- ・ 想定事故 1
- ・ 想定事故 2
- ・ 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- ・ 原子炉冷却材の流出（停止時）
- ・ 反応度の誤投入（停止時）

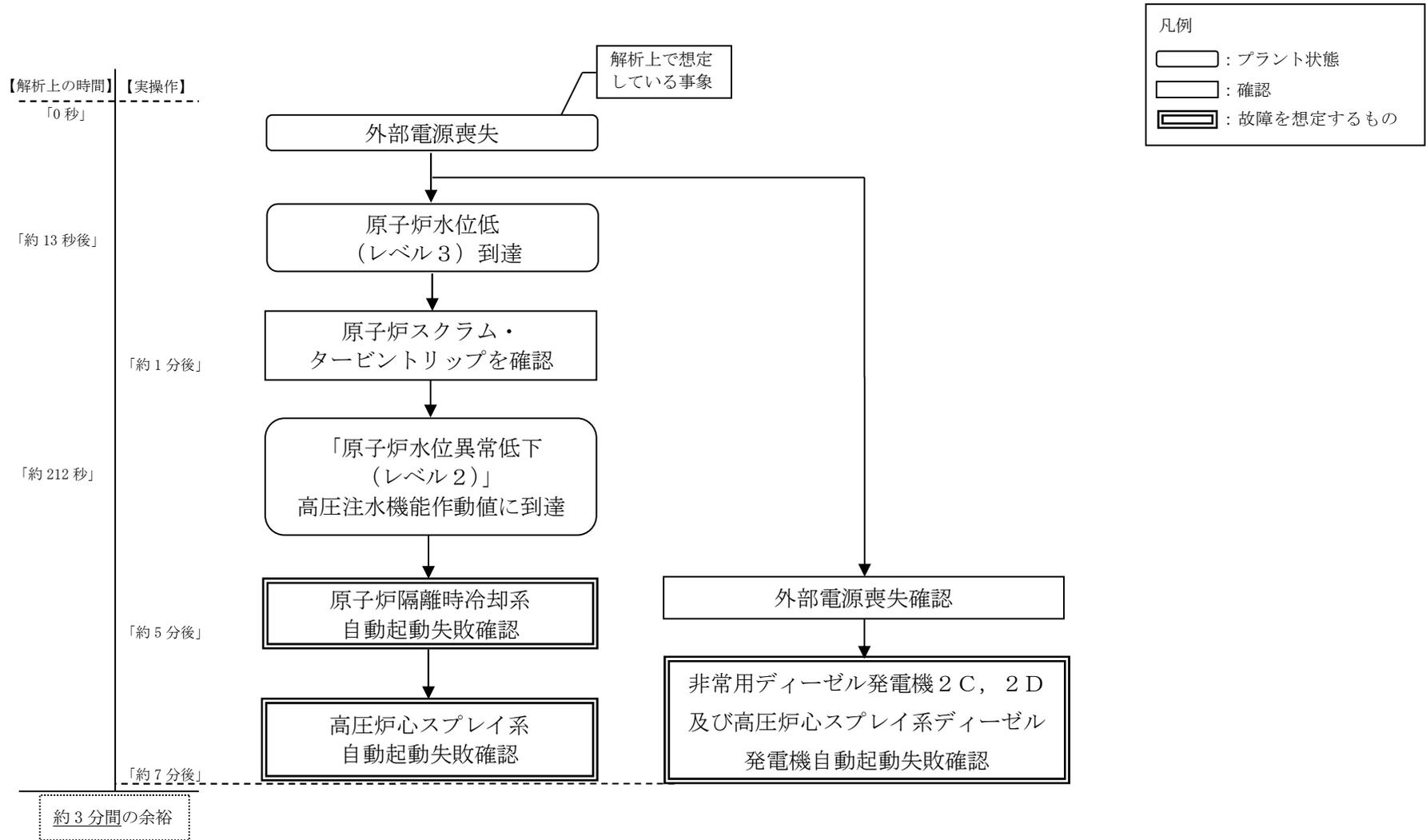


注1: 「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンスにおいては、「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)」との従属性を考慮して、外部電源喪失を想定する。

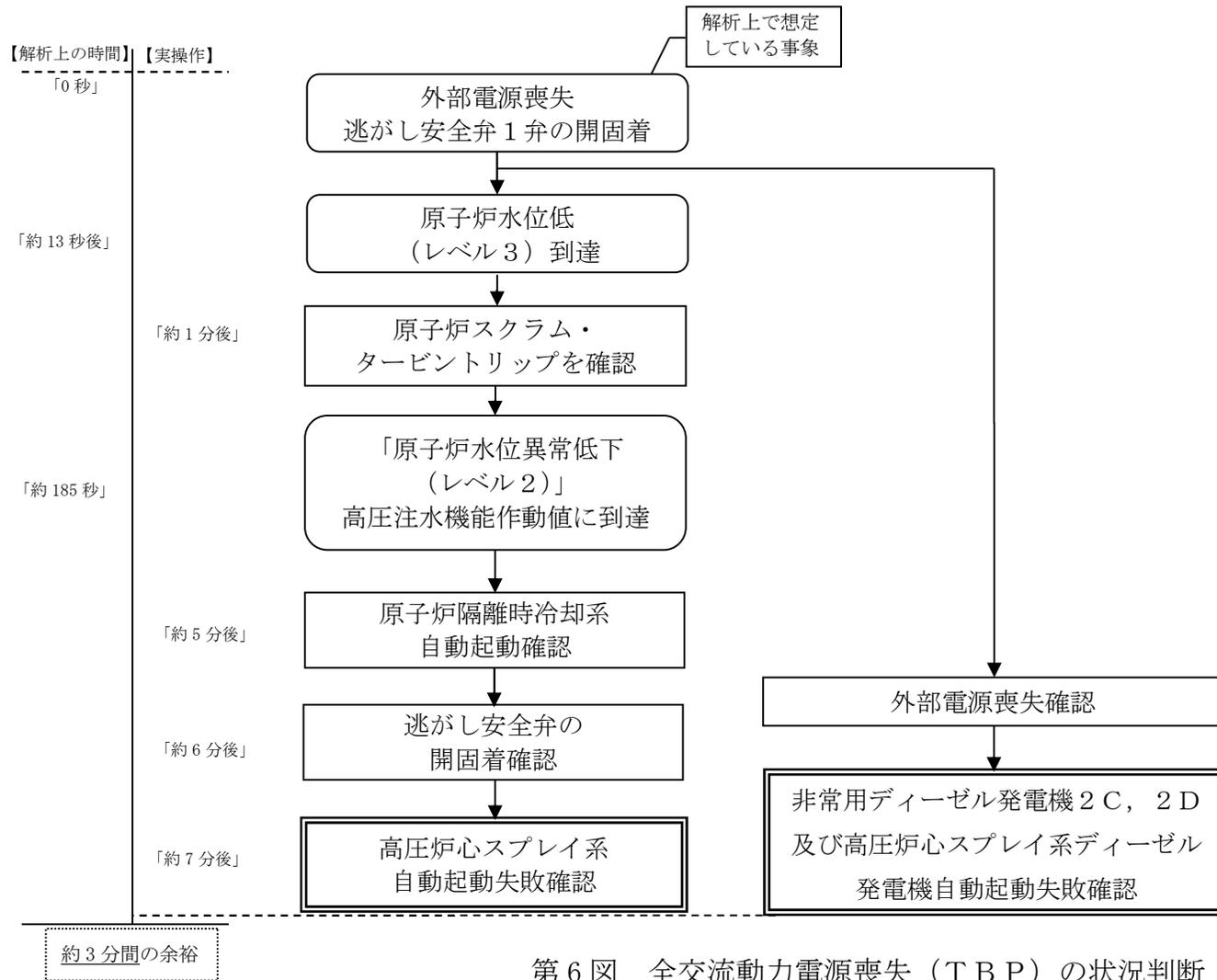
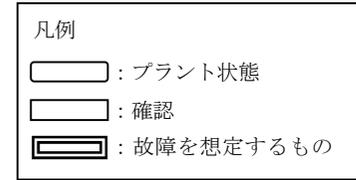
第3図 全交流動力電源喪失（長期TB）及び津波浸水による注水機能喪失の状況判断



第4図 全交流動力電源喪失(TBD)の状況判断



第5図 全交流動力電源喪失 (TBU) の状況判断



第 6 図 全交流動力電源喪失 (T B P) の状況判断

18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について

1. 原子炉隔離時冷却系について

原子炉隔離時冷却系は、全交流動力電源喪失時にも原子炉で発生した蒸気を駆動源として高圧での原子炉注水が可能で系統である。原子炉で発生した蒸気を駆動源としていることから、崩壊熱の熱エネルギーを原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用のタービンで消費することにより、サプレッション・プールへの熱負荷が低減される。また、蒸気駆動であるため、原子炉を減圧する場合には、原子炉圧力が約 0.4MPa [gage] まで低下した時点で停止するインターロックが設置されている。

原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・プール及び復水貯蔵タンクを水源として運転することが可能であり、サプレッション・プール水源で運転する場合には、サプレッション・プール水温度が 106℃ に到達するまで運転継続することが可能である。

2. 低圧注水への移行の判断について

崩壊熱除去機能が喪失している場合には、崩壊熱を消費する観点から、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。

しかし、サプレッション・プール水温度が徐々に上昇するため、サプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で、低圧で注水可能な系統の待機状態を確認した上で原子炉を減圧し、低圧の原子炉注水に移行する。

低圧で注水可能な系統が使用可能でない場合は、交流電源復旧又は可搬型設備により低圧で注水可能な系統の準備が完了するまでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、低圧で注水可能な系統の準備が完了した時点で原子炉を減圧し、低圧の原子炉注水に移行する。

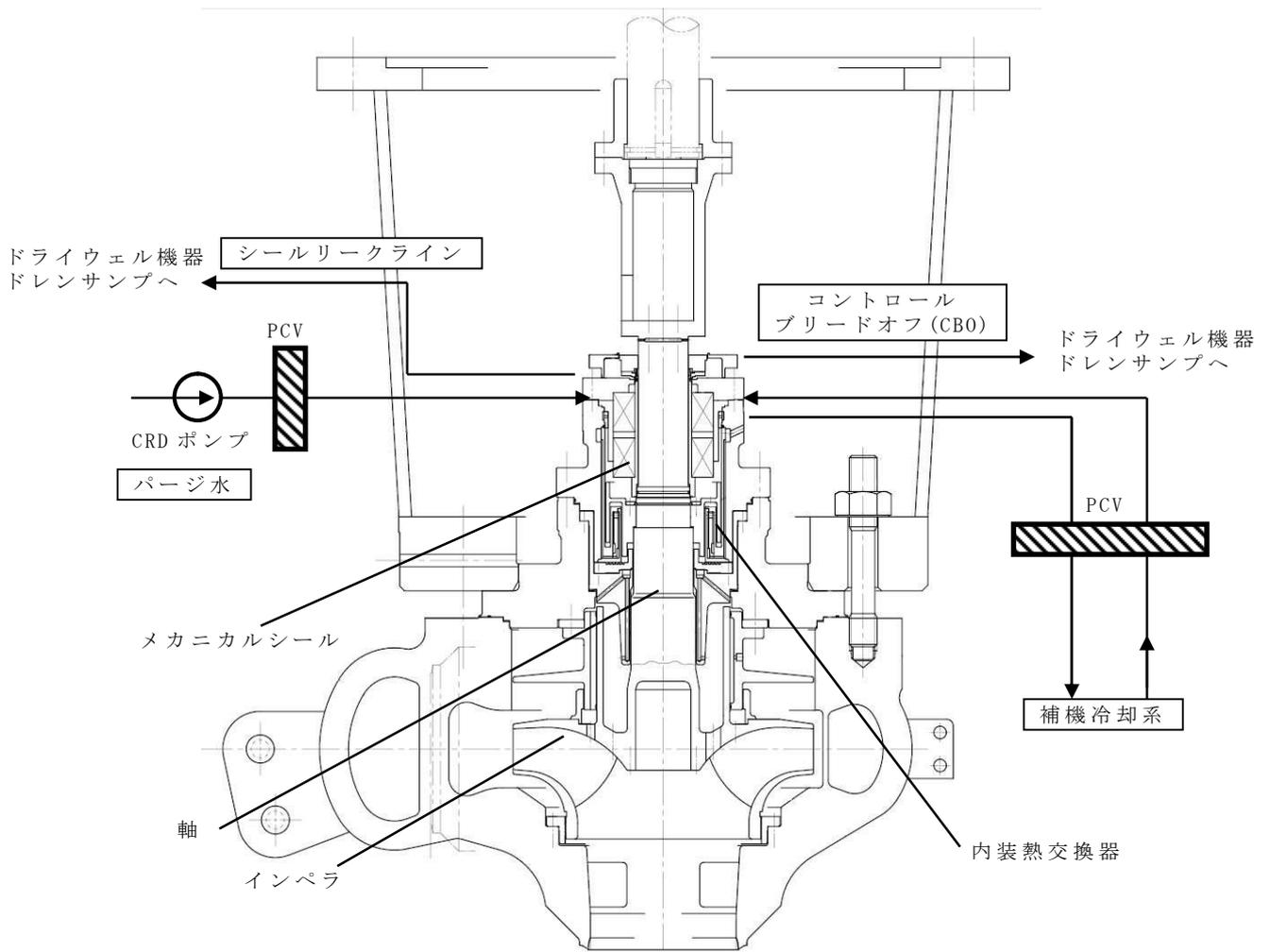
19. 原子炉再循環ポンプからのリークについて

1. はじめに

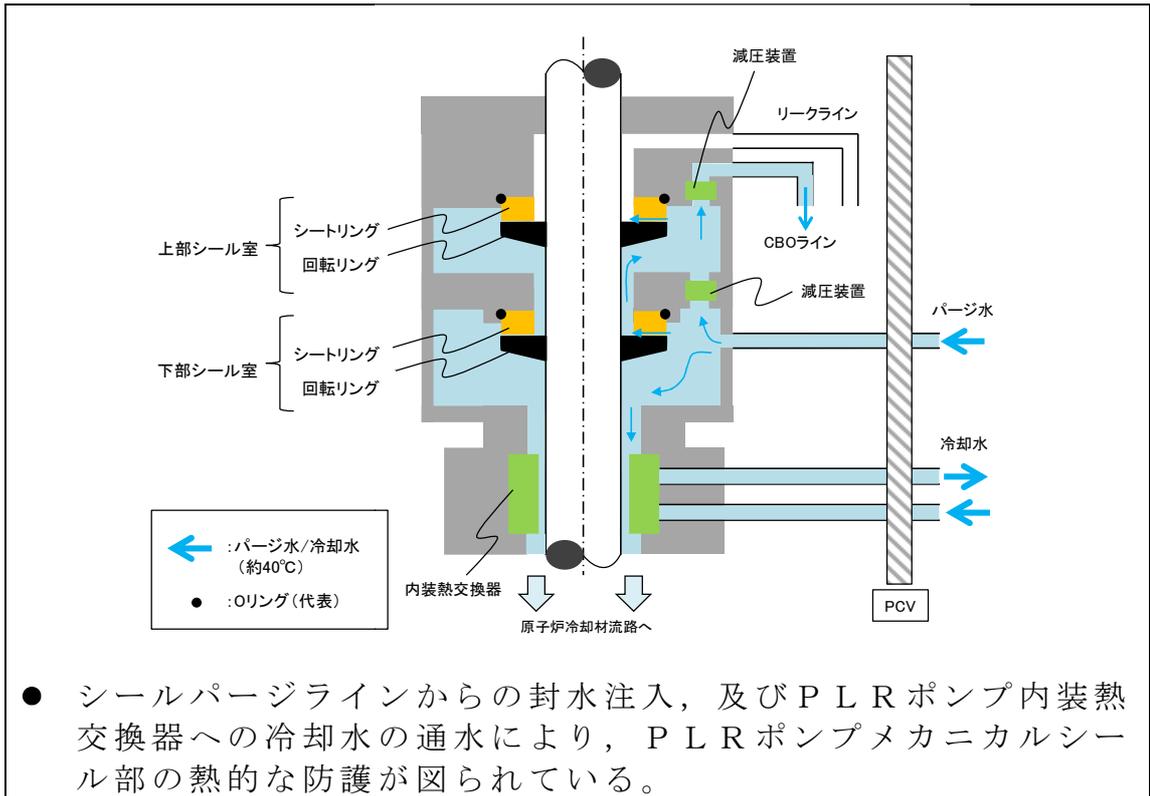
再循環ポンプ（以下「P L R ポンプ」という。）の概略図を第 1 図に示す。通常運転中，P L R ポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入，及びP L R ポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第 2 図）。

一方，全交流動力電源喪失（以下「S B O」という。）時には，制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し，シールパージラインからの封水注入，及びP L R ポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされて温度が徐々に上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合，P L R ポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（第 3 図）。

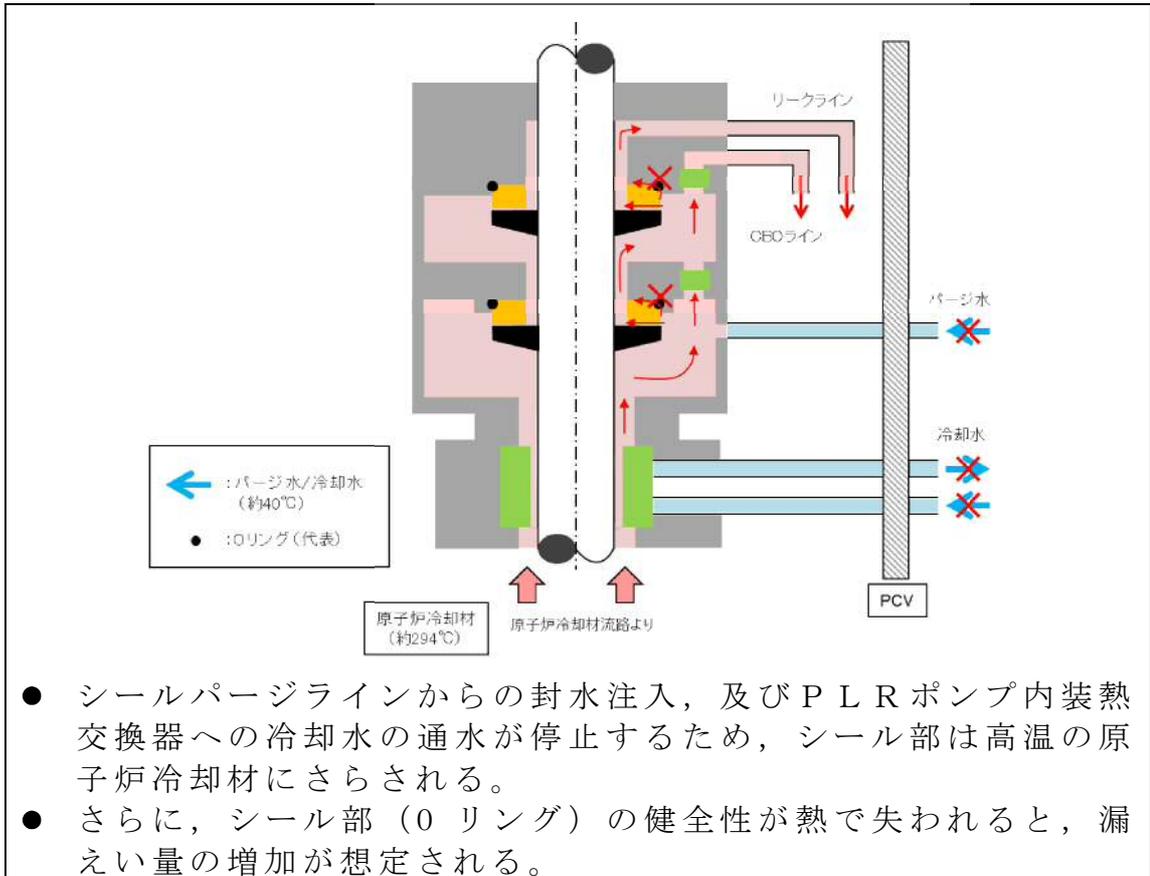
このため，S B O 時におけるP L R ポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。



第 1 図 P L R ポンプ 概略図



第 2 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



第 3 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

2. 実証試験による評価

(1) 試験概要

P L R ポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b. 試験装置：P L R ポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第4図）

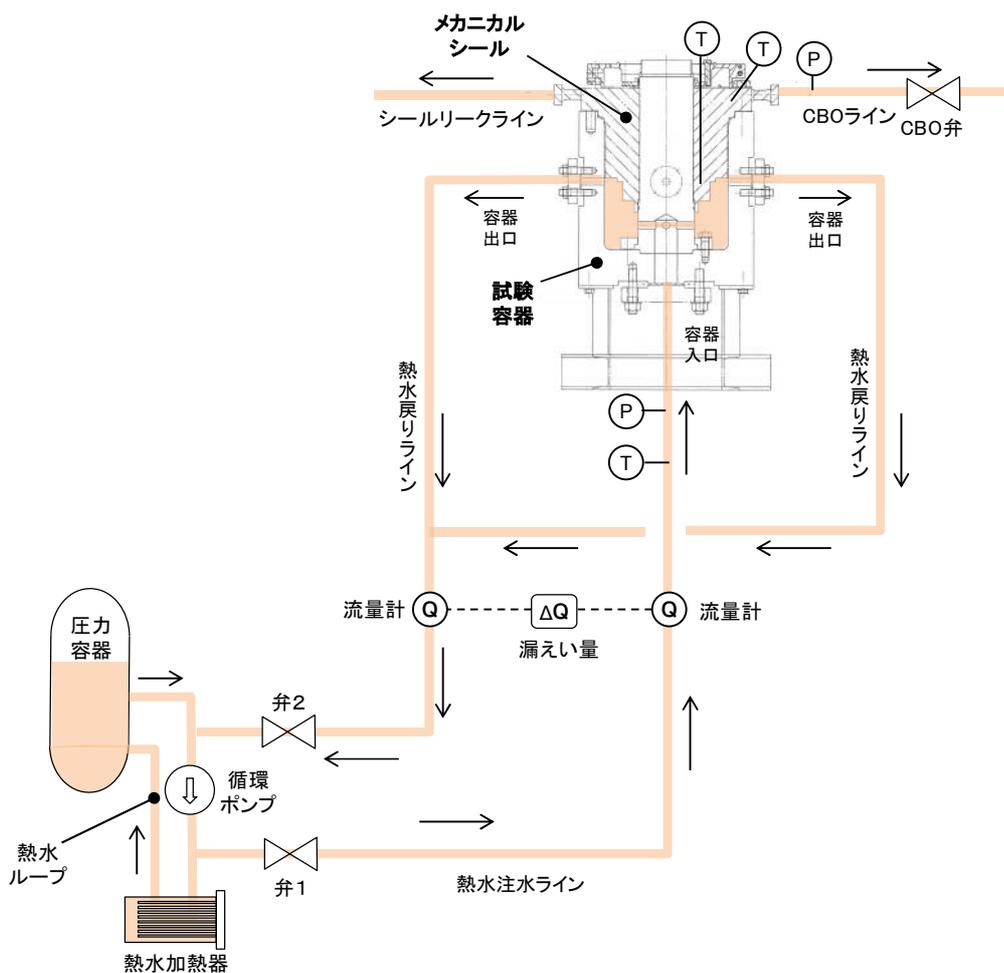
※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。B W R で使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表としてNシールを使用した。

c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第5図）

d. 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機におけるS B O 発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系（R C I C）作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。



第 4 図 試験装置外観



第 5 図 実証試験時の系統構成

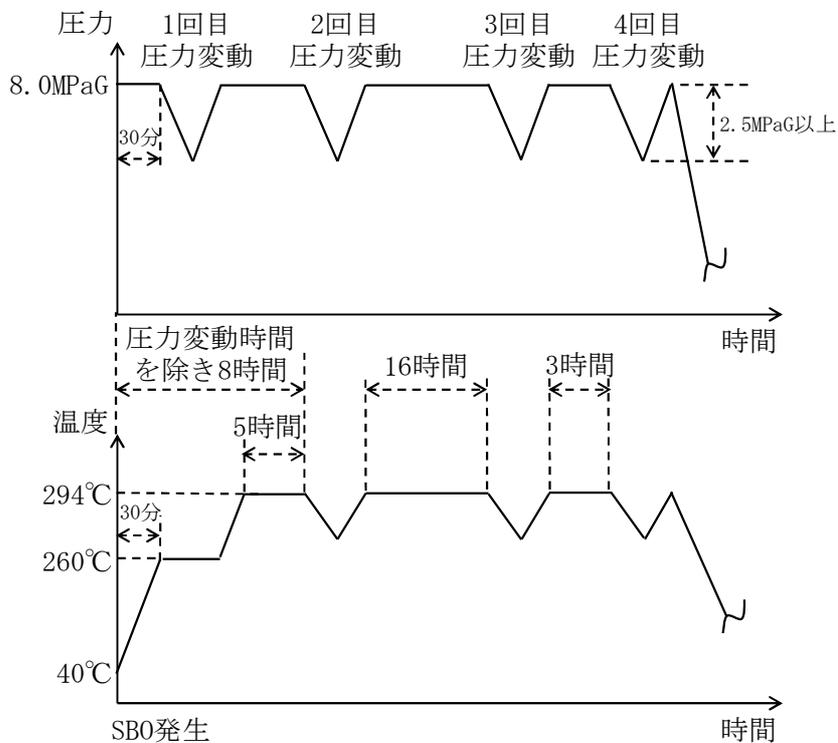
(2) 試験条件

SBO発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を第1表に示す。また、試験時間における温度・圧力を第6図に示す。

第1表 試験条件

	値	備考
圧力	8.0MPa [gage]	SBO発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	SBO発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24時間以上	SBO時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa 以上*	SBO発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※ SBO発生後, 24時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFE解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第6図 試験時間における温度及び圧力条件

3. 試験結果及び漏えい量の影響について

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。SBO時のRCIC又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールの O リングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が 24 時間以上においても、最大漏えい量は約 0.6t/h であった。

RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（RCICの注入流量の約 1%）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について

1. 有効性評価における解析条件の変更について

各シーケンスの有効性評価における解析条件の変更について1.1から1.4に、解析条件の変更前後の評価結果を別紙1に示す。

1.1 炉心損傷防止の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第1表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作条件の変更

申請時は、原子炉減圧操作条件として原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達してから10分の時間余裕を考慮していたが、設備設計の進捗に伴い運転手順に基づく前段の操作・確認事項（状況判断、高圧代替注水系の操作失敗等）の積み上げ時間（約25分後）に変更した。

(2) 炉心損傷防止対策における常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ流量の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ実施時の流量として $110\text{m}^3/\text{h}$ を設定していたが、申請解析において格納容器圧力が徐々に上昇していることを踏まえ、圧力抑制が可能な流量としてスプレイ流量を $130\text{m}^3/\text{h}$ に変更した。なお、運転手順についてもスプレイ流量の目安を同様に変更する。

- (3) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)のスプレイ停止基準の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき代替格納容器スプレイの停止の基準を、サプレッション・プール水位がウェットウェルベントラインから 1m 下に到達した時点と設定していたが、格納容器ベントに伴うサプレッション・プール減圧沸騰による一時的な水位上昇の影響を考慮し、通常水位 + 6.5m に変更した。

- (4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能の変更

申請時は、通常動作する逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待していたが、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動用窒素を供給する不活性ガス系が重大事故等対処設備ではないことを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価を除き駆動に窒素を必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）に期待した原子炉圧力制御に変更した。また、「原子炉停止機能喪失」については、原子炉水位が高めに維持された方が反応度の観点で厳しい想定であること及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水流量は原子炉圧力に依存することを考慮し、原子炉圧力制御は逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待することとしている。

なお、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作時に逃がし安全弁の駆動用窒素を供給する高圧窒素ガス供給系は重大事故等対処設備に位置づける。

- (5) 原子炉隔離時冷却系等の水源の変更

申請時は、復水貯蔵タンクに期待した有効性評価を実施していたが、基準地震動の審査状況を踏まえ復水貯蔵タンクは耐震性の観点から重大事

故等対処設備には位置づけないこととし、低圧代替注水系（常設）の水源は代替淡水貯槽、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールに変更した。また、代替淡水貯槽は地下設置とすることから水温を 30℃とした。

(6) 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」操作条件の変更

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の有効性評価では、原子炉隔離時冷却系の運転継続性が確認されているサプレッション・プール水温度約 106℃に到達するまでに可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する操作条件に変更した。また、低圧代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水大型ポンプは、原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施する容量を確保していることから、可搬型代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する操作条件に変更した。

(7) 「原子炉停止機能喪失」初期条件、操作条件等の変更

初期条件の炉心流量は、反応度の観点で厳しい条件として運転範囲の下限である 85%流量に変更した。

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、サプレッション・プール水温度 106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止する操作条件に変更した。

また、原子炉注水については給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により実施するが、このうち、原子炉隔離時冷却系による注水

が炉内の体積計算（マスバランス計算）に反映されないことが分かったため、反映されるように修正した。

(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）」破断面積の変更

申請時は、保守的に残留熱除去系（低圧注水系）注水配管の全周破断を想定していたが、構造健全性評価の結果、隔離弁の誤開等により低圧設計部分が過圧された場合でも破損が発生しないことが確認されたため、I S L O C A発生時の構造健全性評価を踏まえ、保守的に残留熱除去系熱交換器フランジ部に 21 cm^2 の漏えいが発生する想定に変更した。

(9) 緊急用海水系の設置

敷地に遡上する津波を考慮した場合にも使用可能な常設の重大事故等対処設備として緊急用海水系を設置することとした。これに伴い、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において期待する代替の海水取水設備を代替残留熱除去系海水系から緊急用海水系に変更した。ただし、操作条件（格納容器除熱の開始）及び機器条件（除熱性能）について変更はない。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第1表 解析条件の主要な変更内容（炉心損傷防止対策）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作	原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後	前段の操作・確認事項の積み上げ時間（25分後）
(2) 炉心損傷防止対策における代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ流量	110m ³ /h	130m ³ /h
(3) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位）	ベントライン-1m	通常水位+6.5m
(4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能（原子炉停止機能喪失を除く）	逃がし弁機能	安全弁機能
(5) 原子炉隔離時冷却系等の水源	復水貯蔵タンク	代替淡水貯槽 サブプレッション・プール
(6) 「全交流動力電源喪失（長期TB）」マネジメント	可搬型設備に期待しない	可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイに期待
(7) 「原子炉停止機能喪失」マネジメント, 初期炉心流量	【運転員等操作】	
	原子炉隔離時冷却系により注水継続（復水貯蔵タンク水源）	サブプレッション・プール水温度106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止
	【初期炉心流量】	
	100%流量	85%流量
(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」破断面積	低圧注水系注入配管の両端破断（463 cm ² ）	構造健全性評価を踏まえた破断（熱交換器フランジ部, 21 cm ² ）
(9) 緊急用海水系の設置	代替残留熱除去系海水系（可搬型設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	緊急用海水系（常設設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時

2. 有効性評価における柏崎刈羽 6, 7 号炉との主要な相違点について

2.1 炉心損傷防止の有効性評価における柏崎刈羽 6, 7 号炉との主要な相違点について

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7 号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	設定時間は違うが、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では実態として相違点はない。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
低圧ECCSの台数		残留熱除去系（低圧注水系）3台及び低圧炉心スプレイ系	低圧注水系1台	東海第二においては、高圧注水・減圧機能喪失時の機能喪失状態を考慮し、自動起動する低圧ECCS全台による原子炉注水を設定している。 なお、残留熱除去系（低圧注水系）1台による原子炉注水を想定した場合の感度解析を実施し、この場合にも評価項目を満足することを確認している。

(3) 全交流動力電源喪失（長期TB）

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系（サブプレッション・プール水源）にて原子炉注水を実施し、事象発生の8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系（復水貯蔵槽水源）にて原子炉注水を実施	東海第二においては、原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・プールとしていることから、サブプレッション・プール水温度上昇により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に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を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準（310kPa[gage]）に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(4) 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		高压代替注水系にて原子炉注水を実施し、事象発生の8時間1分後に原子炉を減圧し、低压代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	高压代替注水系(復水貯蔵槽水源)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、高压代替注水系の水源をサブプレッション・プールとすることから、サブプレッション・プール水温度上昇により高压代替注水系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に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を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(5) 全交流動力電源喪失 (TBP)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持されることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待しているが、事象発生時に逃がし安全弁1弁の開固着が発生する本事故シーケンスでは実態として相違点はない。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。

(6) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時に緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施し、事象発生の 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サブプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサブプレッション・プール冷却モード運転、サブプレッション・チェンバ圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが、東海第二では、操作余裕時間を確認する観点で、評価上はサブプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定している。

(7) 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
原子炉減圧後の原子炉注水手段		低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	高圧炉心注水系による原子炉注水	東海第二においては、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、評価上は注水流量が小さい低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

(8) 原子炉停止機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		REDY/SCAT	REDY/SCAT	相違点はない。
初期条件	炉心流量	85%流量	100%流量	東海第二においては、反応度の観点で厳しい条件として、初期炉心流量を運転範囲の下限である85%流量(41,060 t/h)に設定している。
操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分後	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功する	10分以内の操作に期待しているという点で相違はないが、東海第二においては、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して設定している。
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動	東海第二においては、自動減圧系等の作動阻止操作の後にほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定している。
	残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作	事象発生から17分後	サブプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達から10分後	東海第二においては、運転手順に基づき、状況判断及び残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作に要する時間を考慮して設定している。

(9) LOC A時注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は3.7cm ²	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²	破断箇所は、液相部配管を選定しており、実態として相違点はない。破断面積は、絶対値の違いはあるが、燃料被覆管の破裂防止が可能な最大面積を感度解析により確認し、感度解析ケースの事象進展がベースケースと有意な差が無いことを確認した上で、本事故シーケンスの特徴を代表できる条件を設定しているという点で、実態として相違点はない。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から25分後	事象発生から14分後	設定時間は違うが、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。

(10) インターフェイスシステム L O C A

項目	東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由	
解析コード	SAFER	SAFER	相違点はない。	
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系熱交換器フランジの破断 破断面積は約 21cm ²	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は約 10cm ²	構造健全性評価の結果に基づき破断面積を設定しているという点で実態として相違点はない。 東海第二においては、I S L O C A 発生時の構造健全性評価により低圧設計部に破損は発生しないことを確認しており、加圧範囲の中で最も大きなシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に 21cm ² の破断面積を設定している。
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム L O C A の発生を想定する残留熱除去系 B 系並びに同じ原子炉建屋西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系の機能喪失	インターフェイスシステム L O C A が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	東海第二においては、I S L O C A 発生系統の機能喪失に加えて、保守的に破断箇所から原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいにより同じ原子炉建屋西側区画に設置されている系統(高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系)が機能喪失する設定としている。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
操作条件	破断箇所の隔離操作	事象発生 5 時間	事象発生 4 時間	設定時間は違うが、作業環境を考慮し、現場移動及び操作に要する時間を考慮して設定しているという点で、実態として相違点はない。

25. 原子炉満水操作の概要について

1. 不測事態「水位不明（C3）」からの満水操作

原子炉水位が不明になった場合又は水位不明判断曲線の水位不明領域に入った場合、原子炉の満水操作を実施する。

この場合、原子炉水位をできるだけ高く維持するために逃がし安全弁を1弁以上（可能なら3弁）開とし、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）又は代替の注水系統にて原子炉へ注水し、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を□ MPa以上に維持することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

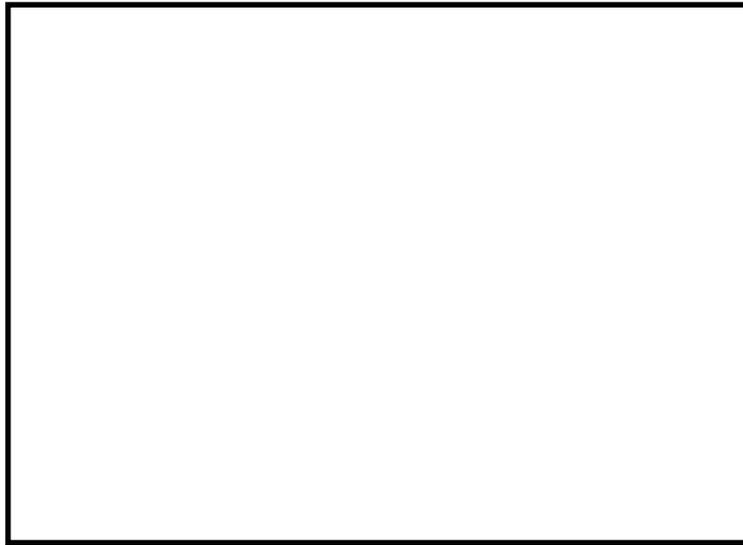
原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を□ MPa以上に維持できない場合は、逃がし安全弁の開個数を減らし（最少1弁）、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を□ MPa以上に維持する。□ MPa以上に維持できない場合は他の代替手段で原子炉の満水状態を確認する。

原子炉の満水状態を確認できない場合は、自動減圧機能付き逃がし安全弁7弁を開とし、原子炉水位をできるだけ高く維持する。

なお、原子炉の満水状態の確認に際しては、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）等の低圧の注水系統を使用し、逃がし安全弁の開弁数、注水系統数及び注水流量を調整することにより、必要な差圧を確保した上で、できるだけ原子炉圧力を低く維持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。また、低圧の注水系統にて満水状態を確認できない場合には、高圧の注水系統を用いるが、この場合も低圧の注水系統を使用する場合と同様の手順としているため、原子炉を過圧することはない。万一、原子炉圧力が上昇した場合においても、残りの逃がし安全弁が開設定圧力に到達した時点で自動開することから、原子炉を過圧するおそれはない。

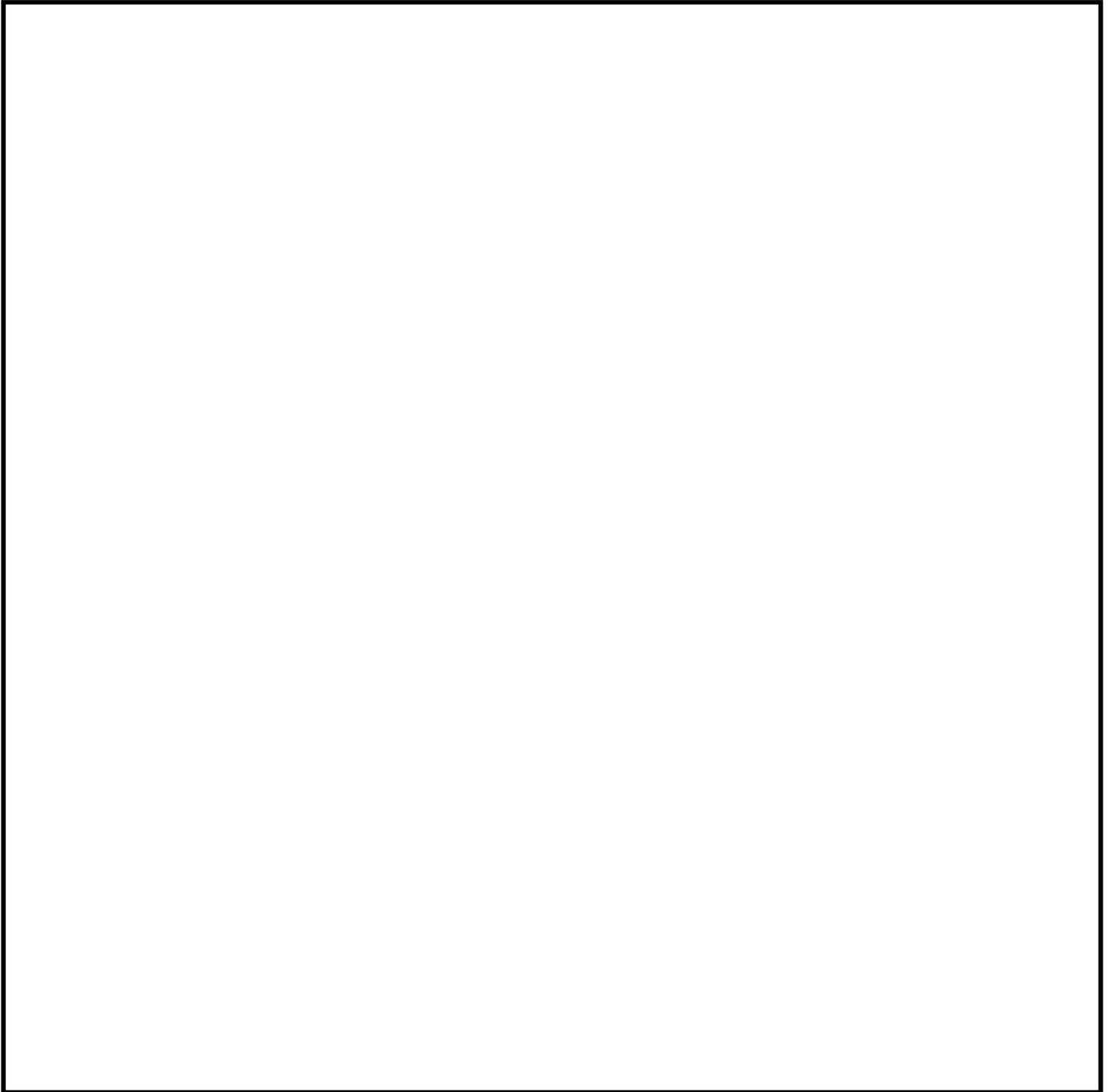
【水位不明判断条件】

- a. 原子炉水位指示計の電源が喪失した場合
- b. 原子炉水位計の指示に「バラツキ」があり，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることが判定できない場合
- c. ドライウェル空間部温度が，原子炉压力容器飽和温度に達した場合
(不測事態「水位不明 (C 3)」の中で定める水位不明判断曲線で水位不明領域に入った場合)

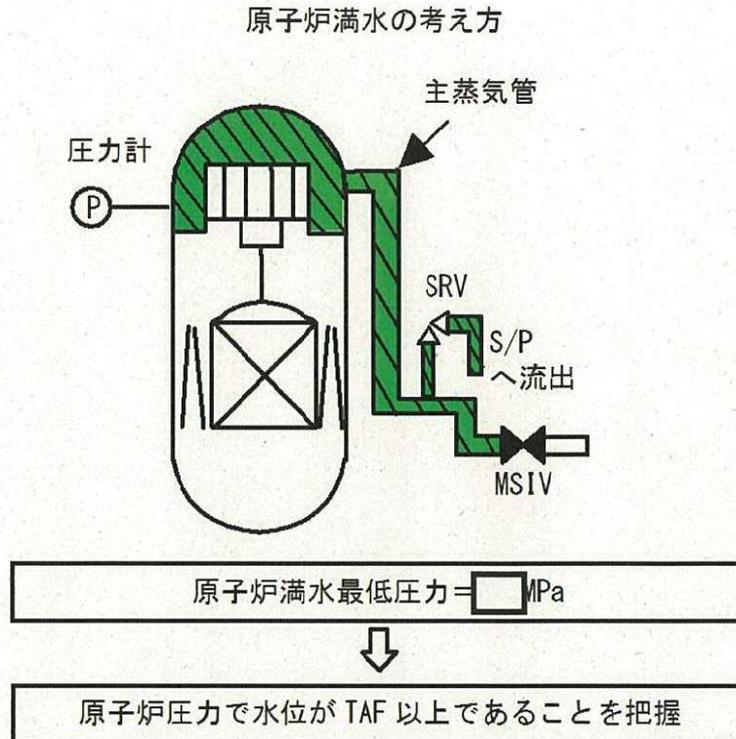


第 1 図 不測事態「水位不明 (C 3)」水位不明判断曲線

2. 満水操作フロー概要（水位不明時）



【原子炉満水状態の確認方法】



原子炉圧力はサブプレッション・チェンバ圧力より原子炉満水化に必要な差圧以上で、かつできるだけ低い圧力に維持すること。

LOCA時及び代替の注水系統を用いて注水時等、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ間の差圧を [] MPa 以上に確保できない場合の満水状態の確認方法としては、以下により行うこと。

- ① 開放逃がし安全弁排気管に設置されている温度計の指示値を温度記録計にて確認する。

この開放逃がし安全弁排気管温度が原子炉圧力容器本体の水温とほぼ同一であり、かつ、他の逃がし安全弁排気管温度と有意な差があることを確認する。

これにより、原子炉圧力容器へ注入された液体は開放逃がし安全弁及び

排気管を経由して、サプレッション・プールへ移送されていることが確認でき、また、原子炉圧力容器の水位は主蒸気管ノズルレベル以上に確保されていることが確認できる。

- ② ポンプ追加起動により原子炉圧力が上昇すれば原子炉圧力容器は満水状態であり、原子炉圧力が変化しなければ満水していないと予想される。

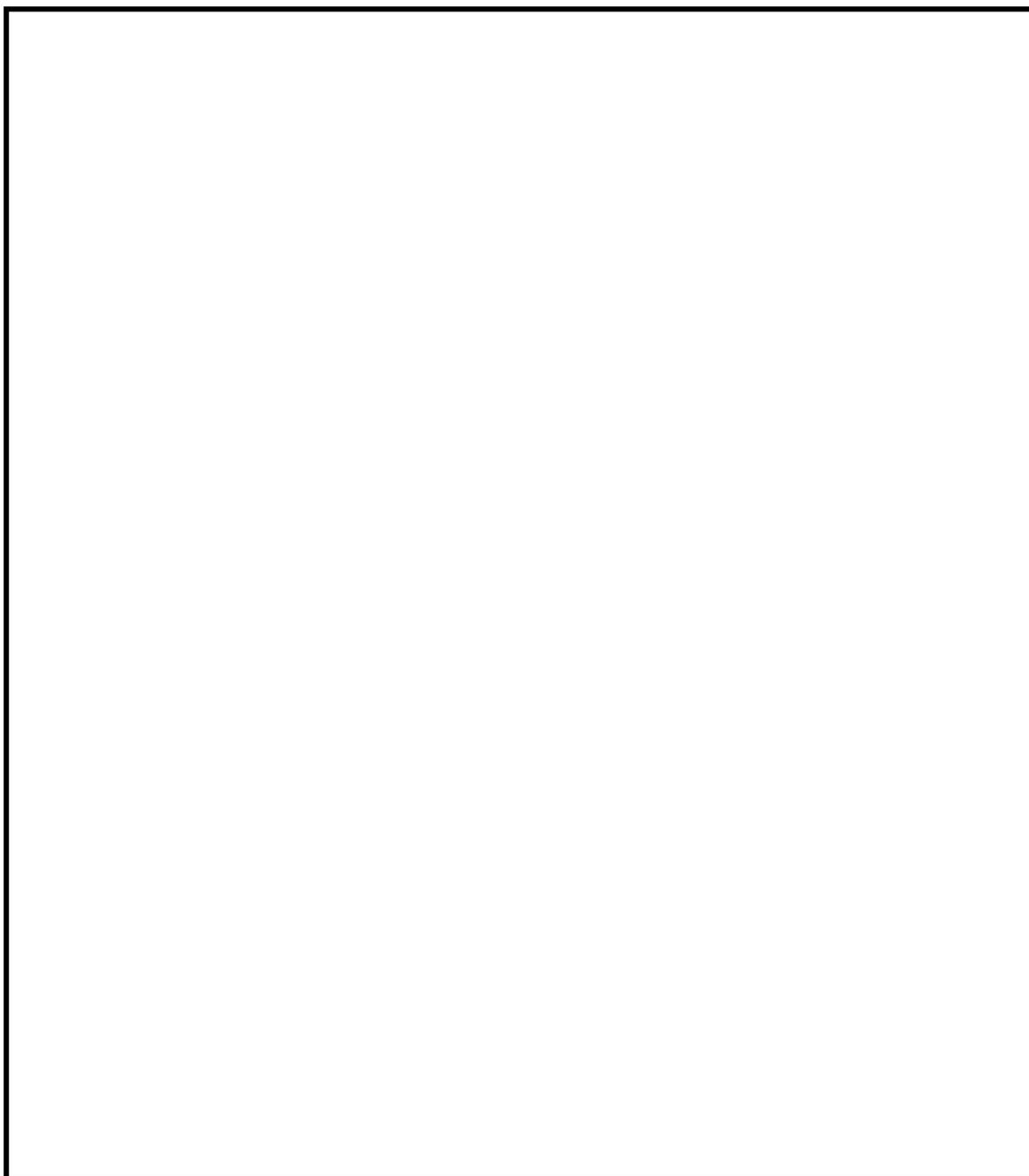
4. 「PCV圧力制御（PC/P）」からの満水操作

サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa [gage] に到達し，格納容器スプレイによる圧力抑制ができない場合に，原子炉の満水操作を実施する。

この場合，原子炉を満水にすることで，直接格納容器空間部へ熱が放出されることを防止する。また，冷却水の注入に伴う格納容器内の蒸気凝縮により，格納容器減圧を促進する効果も期待する。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために，逃がし安全弁を 3 弁以上開とし，高圧注水機能，低圧注水機能又は代替注水機能を用いて注水を実施する。

5. 満水操作フロー概要（「PCV圧力制御（PC/P）」からの満水操作）



82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため、有効性評価では、事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが、運転員等操作の仮定に際しては、以下のとおり操作余裕時間を考慮している。

1. 運転員等の操作余裕時間に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作余裕時間の設定については、以下のとおり、a から d の 4 つに分類できる。

- a. 事象発生直後の中央制御室では 10 分間^{※1}の状況確認を行うものとし、状況確認後に引き続いての操作については、状況確認 10 分 + 操作時間^{※2}とする。
- b. 操作開始条件に到達したことを起点とした操作については、操作開始条件到達時点から操作時間^{※2}を考慮する。
- c. ただし、パラメータ変化が緩やかで対応操作までの余裕時間が十分確保でき、数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については、操作開始条件に到達した時点で操作完了とする。
- d. その他、設定した時間までに余裕時間が十分ある操作については、設定時間で操作完了とする。

※1 原子炉スクラム確認は、事象発生後の最初の確認項目であり、スクラムに失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し、原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため、10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即し

た有効性評価とならないことから、原子炉停止機能喪失では、10分の状況確認時間を設定せずに、個別に状況確認時間を設定する。

※2 訓練等に基づく実移動時間や、操作等に必要な時間から保守的に設定している。

なお、運転員等は運転手書に従い、各操作条件を満たせば順次操作を実施するが、有効性評価における解析の条件設定においては、操作現場までのアクセスルート状況、操作場所の作業環境を踏まえ、実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。

2. 操作時間の積み上げについて

1. の基本設定において a . 及び b . に分類される操作時間の積み上げについては、原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし、以下の操作については、5分単位の切り上げを行わないものとする。

①原子炉スクラム失敗時の対応操作【原子炉停止機能喪失】

原子炉スクラム失敗の確認後に直ちに実施する一連の操作であり、5分単位の切り上げを行うと実際の運転手順に即した有効性評価とならないため、切り上げ処理は行わないこととする。

②可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作【全交流動力電源喪失】

余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に、一連の操作として行う短時間の単一操作であるため切り上げ処理は行わないこととする。

3. 重要事故シーケンス等ごとの運転員等の操作余裕時間

重要事故シーケンス及び評価事故シーケンスごとに考慮している
運転員等の操作余裕時間は第1表に示すとおりである。

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (3/20)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電 源喪失 (長期 T B)	逃がし安全弁（自動減圧機能）による 原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型 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）	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備 の準備時間に、短時間の単一操作である 減圧操作の時間を積み上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた 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	サプレッション・チェン バ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発 生後から緩やかに上昇するものであり、 本操作の至近に別操作もなく、操作開始 条件到達時には操作することが可能
	残留熱除去系による格納容器除熱及 び原子炉注水	事象発生から24時間10 分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要す る時間を積み上げ5分単位で切り上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (4/20)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電源 喪失 (TBD, TBU)	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み 上げ5分単位で切り上げ
	逃がし安全弁による原子炉減圧操 作(可搬型代替注水大型ポンプを用 いた低圧代替注水系(可搬型)によ る原子炉注水操作)	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備 の準備時間に、短時間の単一操作である 減圧操作の時間を積み上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用い 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	サプレッション・チェン バ圧力 279kPa[gage] 到 達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発 生後から緩やかに上昇するものであり、 本操作の至近に別操作もなく、操作開始 条件到達時には操作することが可能
	残留熱除去系による原子炉注水及 び格納容器除熱	事象発生から24時間10分 後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要す る時間を積み上げ5分単位で切り上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (5/20)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電 源喪失 (TBP)	可搬型代替注水大型ポンプを用いた 低圧代替注水系（可搬型）による原子 炉注水操作（逃がし安全弁による原子 炉減圧操作）	事象発生3時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備 の準備時間に、短時間の単一操作である 減圧操作の時間を積み上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた 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	サプレッション・チェン バ圧力 279kPa[gage] 到 達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発 生後から緩やかに上昇するものであり、 本操作の至近に別操作もなく、操作開始 条件到達時には操作することが可能
	残留熱除去系による原子炉注水及び 格納容器除熱	事象発生から24時間10分 後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要す る時間を積み上げ5分単位で切り上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（11/20）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
津波浸水による注水機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大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）	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備時間に，短時間の単一操作である減圧操作の時間を積み上げ
	可搬型代替注水大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	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage] 到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から24時間25分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間を積み上げ5分単位で切り上げ

90. 必要な要員及び資源の評価方針

(1) 必要な要員の評価

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備されている体制で評価を行い、必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される招集要員が行う作業については、事象発生2時間後までは期待しないものとする。

(2) 必要な資源の評価

重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を評価し、7日間継続してこれらの資源が供給可能であることを確認する。

具体的な評価条件は、a. ～ d. に示すとおりである。

a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

b. 水源

- (a) 炉心、格納容器等への注水において、水源となる代替淡水貯槽の保有水量（約 4,300m³：有効水量）が、淡水貯水池か

ら可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。

- (b) 淡水貯水池から代替淡水貯槽への可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送で、必要注水量以上が補給可能であることを評価する。
- (c) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから、必要注水量が多い重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。
- (d) 水源の評価において期待する水源の総量は、代替淡水貯槽（約 4,300m³：有効水量）及び淡水貯水池 2 基（1 基当たり約 2,500m³：有効水量）の合計値である約 9,300m³とする。

c. 燃料

- (a) 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）、常設代替交流電源設備、可搬型代替注水大型ポンプのうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し、消費する燃料（軽油）が、備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。
- (b) 全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスにおいては、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて常設代替交流電源設備から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

- (d) 可搬型代替注水大型ポンプの使用を想定する重要事故シーケンス等については、可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

- (e) 燃料消費量の計算においては、保守的に使用を想定する電源設備等が事象発生直後から 7 日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

d. 電 源

- (a) 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては、常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が、連続定格容量未満となることを評価する。

- (b) 外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても、外部電源が喪失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため、電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。

- (c) 各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

第1表 有効性評価の資源の評価の評価条件及び評価結果

事故シナリオ	外部電源の状態 ①有効性評価の解析条件 ②資源評価の条件	有効性評価上考慮する重大事故等対処設備の交流電源の受電元 ^{※1}		水源評価		燃料評価					
		非常用母線	緊急用母線	必要水量 ^{※2} (m ³)	可搬型設備に期待 する場合の用途	燃料消費量 ^{※2}		燃料を消費する設備の運転想定 ^{※2※4}			
						軽油貯蔵 タンク (kL)	可搬型設備 用 軽油タンク (kl)	非常用 ディーゼル 発電機2台及 び高圧中心 スプレー系 ディーゼル 発電機1台 (614.3kL)	常設代替高 圧電源装置2 台 (141.2kL)	常設代替高 圧電源装置5 台 (352.8kL)	可搬型代替 注水大型ボ ンプ1台 (36.6kL)
全交流動力電源喪失 (長期T B)	①外部電源なし ②外部電源なし	・【残留熱除去系（低圧注水系及 び格納容器スプレー冷却系）】 ・残留熱除去系海水系	—	2130	①	352.8	36.6	—	—	●	●
全交流動力電源喪失 (T B D, T B U)	①外部電源なし ②外部電源なし	・【残留熱除去系（低圧注水系及 び格納容器スプレー冷却系）】 ・残留熱除去系海水系	—	2130	①	352.8	36.6	—	—	●	●
全交流動力電源喪失 (T B P)	①外部電源なし ②外部電源なし	・【残留熱除去系（低圧注水系及 び格納容器スプレー冷却系）】 ・残留熱除去系海水系	—	2160	①	352.8	36.6	—	—	●	●
津波浸水による注水機能喪失	①外部電源あり ②外部電源なし	・【残留熱除去系（低圧注水系及 び格納容器スプレー冷却系）】	・緊急用海水系	620	①	352.8	36.6	—	—	●	●

※1：【 】は重大事故等対処設備（設計基準拡張設備）

※2：記載値は7日間の消費量

※3：準備のみの場合は、運転状態とならないため、燃料評価の対象とはしない

※4：「●」は燃料評価において運転状態を考慮する設備

99. 原子炉運転中の使用済燃料燃料プール対応の時間余裕について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合、事象発生と同時に使用済燃料プールについても注水機能及び冷却機能が喪失することが考えられる。このため、原子炉運転中における、使用済燃料プール対応の時間余裕を確認した。

1. 使用済燃料プール注水機能及び冷却機能喪失時に必要な対応

原子炉運転中の使用済燃料プール内の使用済燃料の崩壊熱は約2.1MW^{※1}であり、2.31MWの熱交換量を有する代替燃料プール冷却系（重大事故等対処設備）を起動する事で冷却機能を回復し、安定状態を維持することができる。

2. 使用済燃料プール対応の時間余裕

代替燃料プール冷却系の最高使用温度は80℃であり、使用済燃料プール水温が80℃に到達する約25.2時間後までに、代替燃料プール冷却系を起動する必要がある。代替燃料プール冷却系の起動操作は中央制御室で実施可能であり、操作に要する時間は35分程度^{※2}であることから、十分な時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱[MW]	約2.1
使用済燃料プール水温80℃までの時間[h]	約25.2

※1：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績よりも短い冷却期間30日を評価条件として設定した。

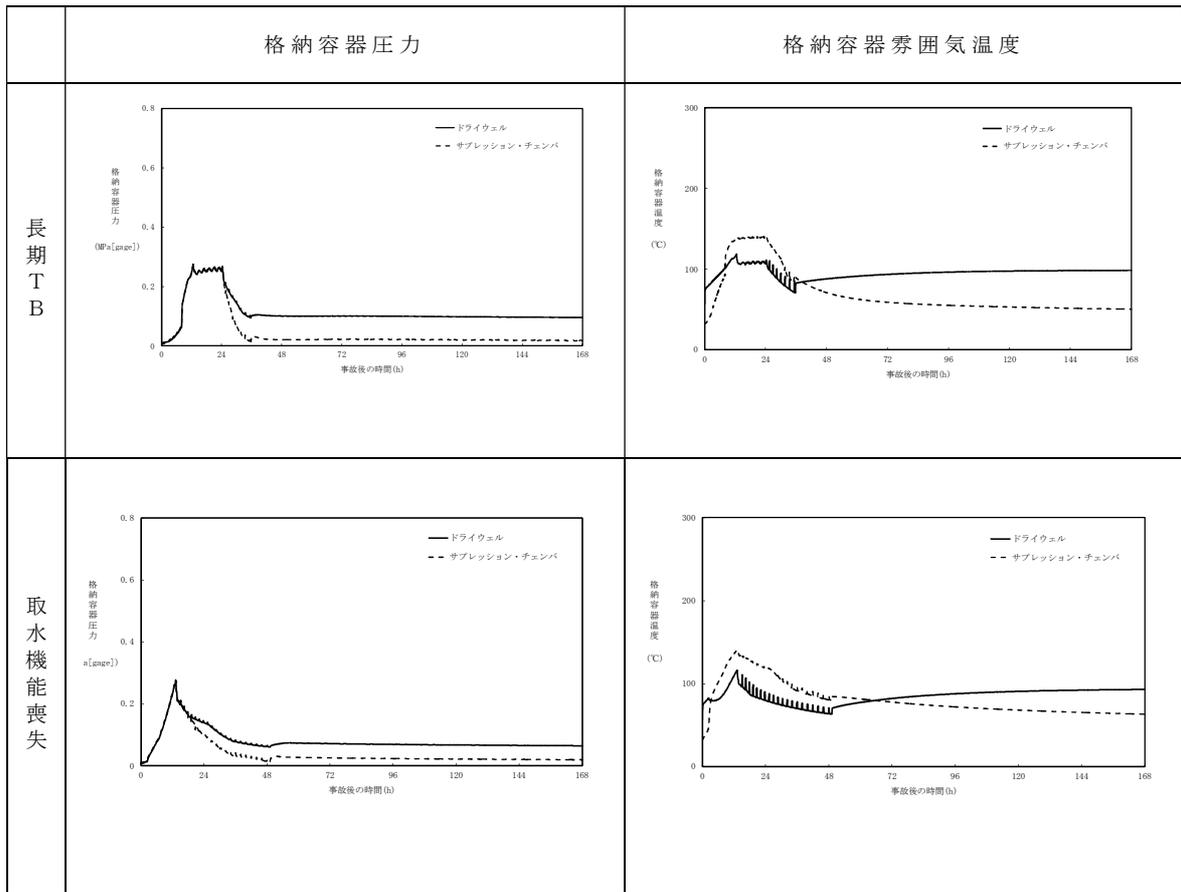
※2：既に緊急用海水系が起動している場合は15分程度となる。

100. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱

残留熱除去系による格納容器除熱において、残留熱除去系海水系に期待した場合と緊急用海水系に期待した場合の格納容器挙動の違いについて以下に述べる。

事象発生の約24時間後に残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する「全交流動力電源喪失（長期TB）」と事象発生の約13時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における格納容器圧力及び雰囲気温度の挙動の比較を第1図に示す。

いずれの事故シーケンスにおいても、格納容器圧力及び雰囲気温度は、残留熱除去系による格納容器除熱を開始してすぐに低下傾向に転じている。このため、少なくとも事象発生の13時間後以降であれば、緊急用海水系を用いた場合でも残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系と同等の除熱性能を得ることができ、評価項目となるパラメータに与える影響は軽微であると考えられる。



第 1 図 残留熱除去系海水系に期待した場合と緊急用海水系に期待した場合の解析挙動の比較

102. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について

炉心損傷防止対策の有効性評価の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、解析で計算される原子炉ドーム部圧力に原子力圧力容器頂部から再循環配管下端までの水頭差を考慮して算出している。

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の概要図を下図に示す。

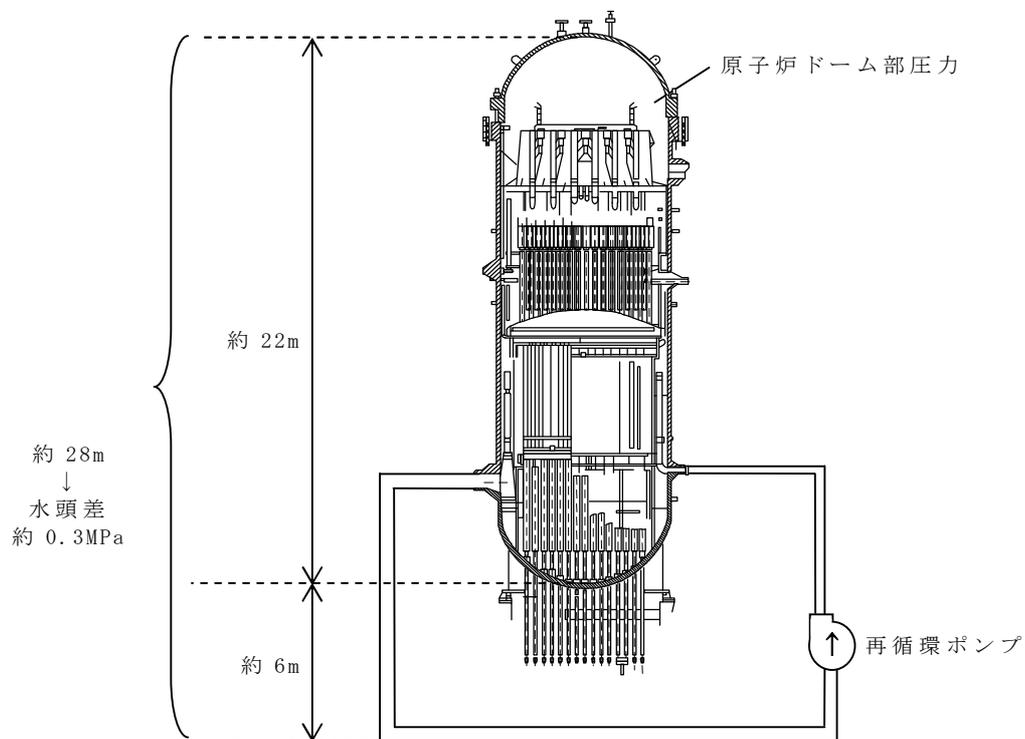


図 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の概要図

103. 可搬型設備の接続口の配置及び仕様について

1. 可搬型設備の接続口の考え方

可搬型設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものの接続口については、設置許可基準規則第43条第3項第3号の要求より、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、接続口を複数箇所に分ける。

その他の可搬型設備の接続口については、必要な容量を確保することのできる数を設けた上で、設備の信頼性等を考慮し、必要に応じて自主的に予備を確保する。

可搬型設備の接続口一覧を第1表及び第2表、接続口の写真を第1図、可搬型設備の配置図を第2図、接続場所を第3図に示す。

第1表 可搬型設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給するもの

可搬型設備名称	配置箇所	接続方法	仕様
可搬型代替注水大型ポンプ ・ 低圧代替注水系 ^{※1, ※2} ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 ^{※1, ※2} ・ 格納容器下部注水系 ^{※1} ・ 代替燃料プール注水系 ^{※1, ※2} ・ 格納容器頂部注水系 ^{※1}	2箇所 ^{※1} (東側, 西側) 1箇所 ^{※2} (11m盤)	フランジ	200A
可搬型代替低圧電源車	2箇所 (東側, 西側)	コネクタ	φ80
可搬型整流器	2箇所 (東側, 西側)	コネクタ	φ80
可搬型代替注水大型ポンプ ・ 代替残留熱除去系海水系	2箇所 (東側, 西側)	フランジ	300A
可搬型代替注水大型ポンプ ・ 代替燃料プール冷却系 (海水系)	2箇所 (東側, 西側)	フランジ	300A

第2表 その他の可搬型設備

可搬型設備名称	配置箇所	接続方法	仕様
可搬型窒素供給装置 ・格納容器窒素ガス供給系 (D/W) ・格納容器窒素ガス供給系 (S/C) ・FCVS窒素供給系	1箇所 (東側)	フランジ	50A

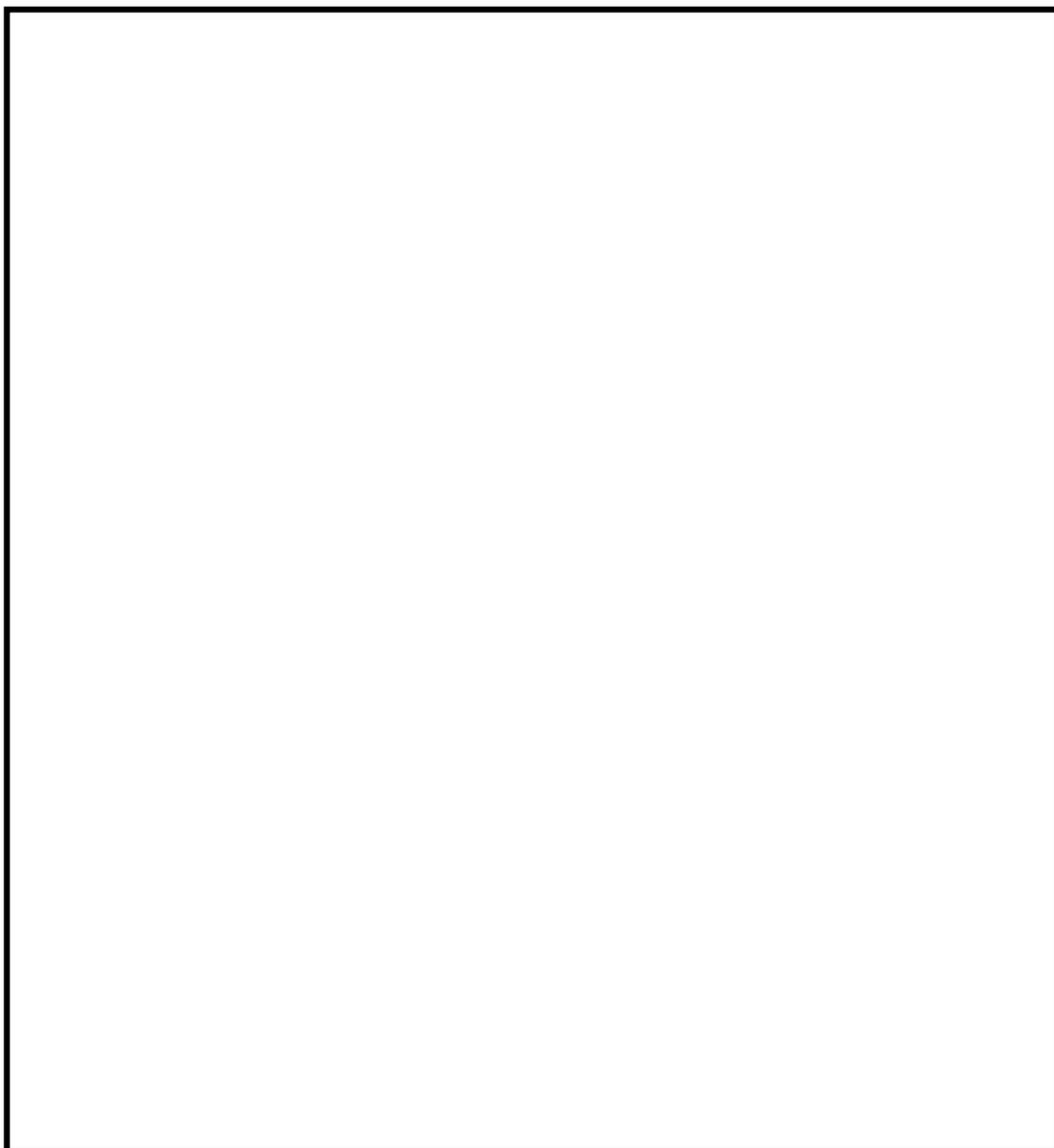


フランジ接続

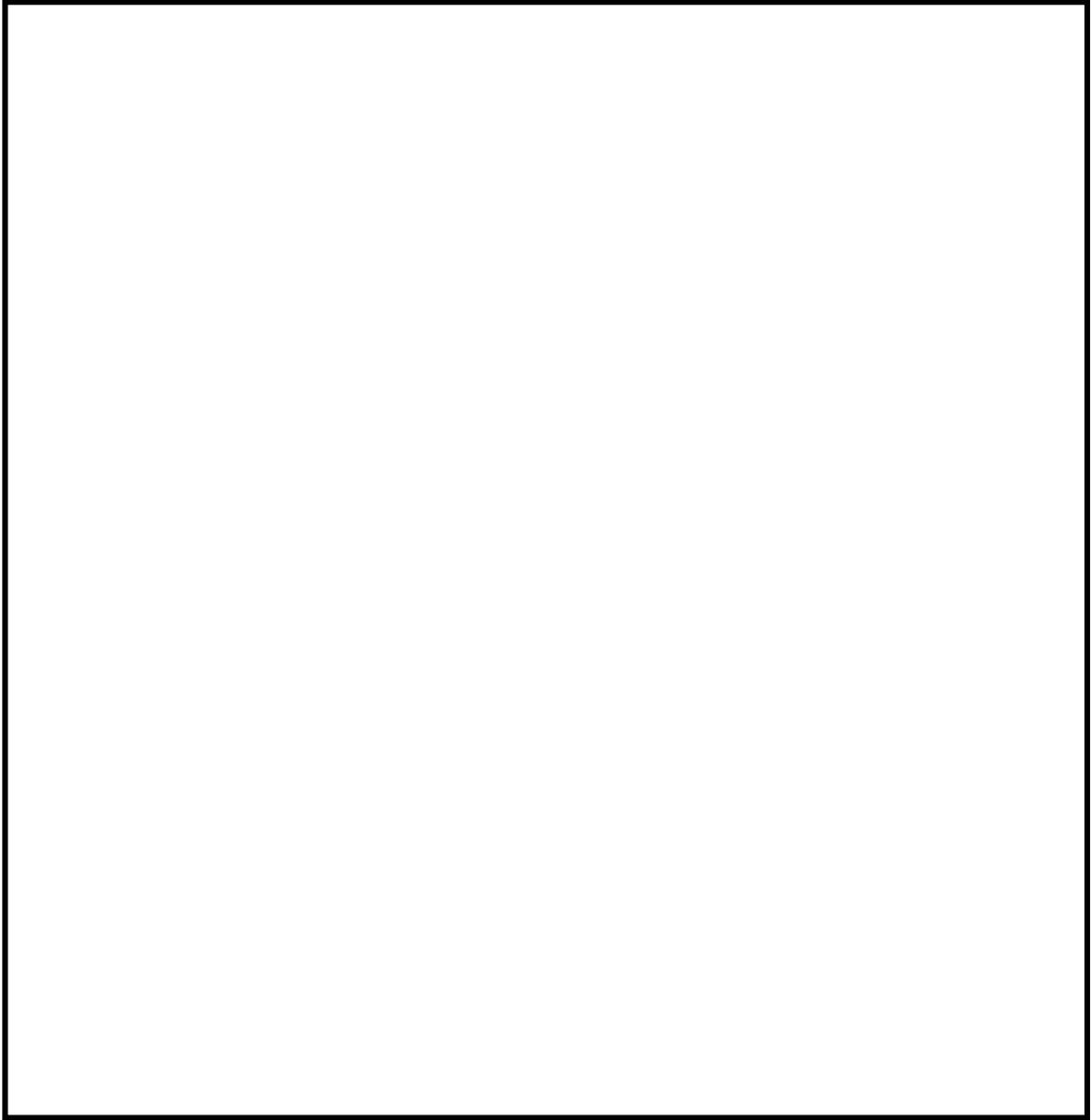


コネクタ接続

第1図 接続口の写真 (例示)



第 2 図 可搬型設備 配置図



第 3 図 可搬型設備 接続口の配置図

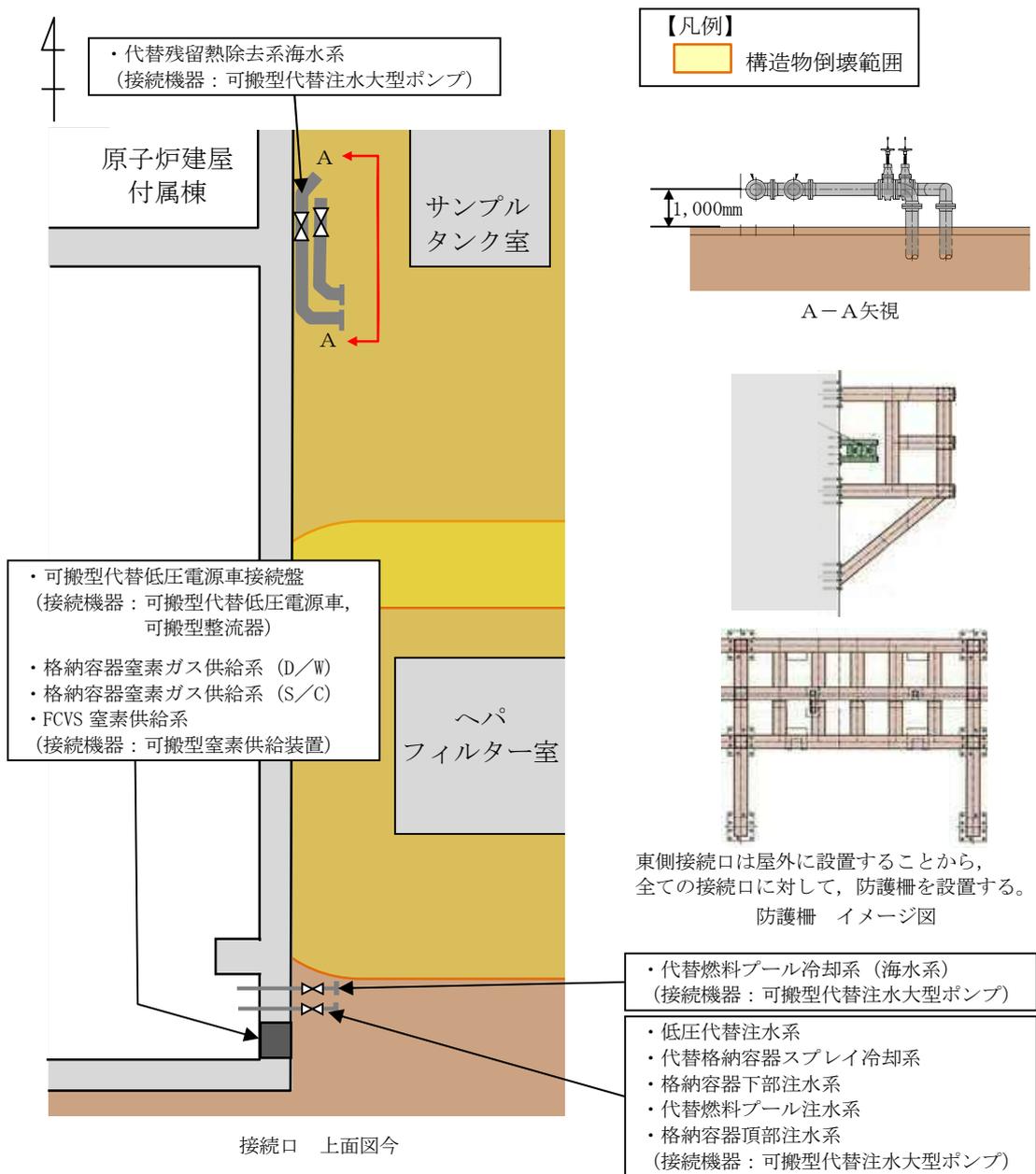
2. 可搬型設備の接続口の構造

東側接続口は屋外に設置した上で防護柵を設置、西側接続口は地下格納槽内に設置、11m盤接続口は常設代替高圧電源装置置場に設置する。接続口の構造を第4図から第6図に示す。

重大事故等発生時に残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合の対策として常設設備である緊急用海水系を設置することを考慮し、可搬型設備である代替残留熱除去系海水系を東側接続口で使用する場合には、ホースをがれき上に敷設、接続口近傍構造物（サンプルタンク室）のがれきの影響がある場合には、必要に応じて人力でがれき撤去を行うことで、ホースの接続作業を行う。

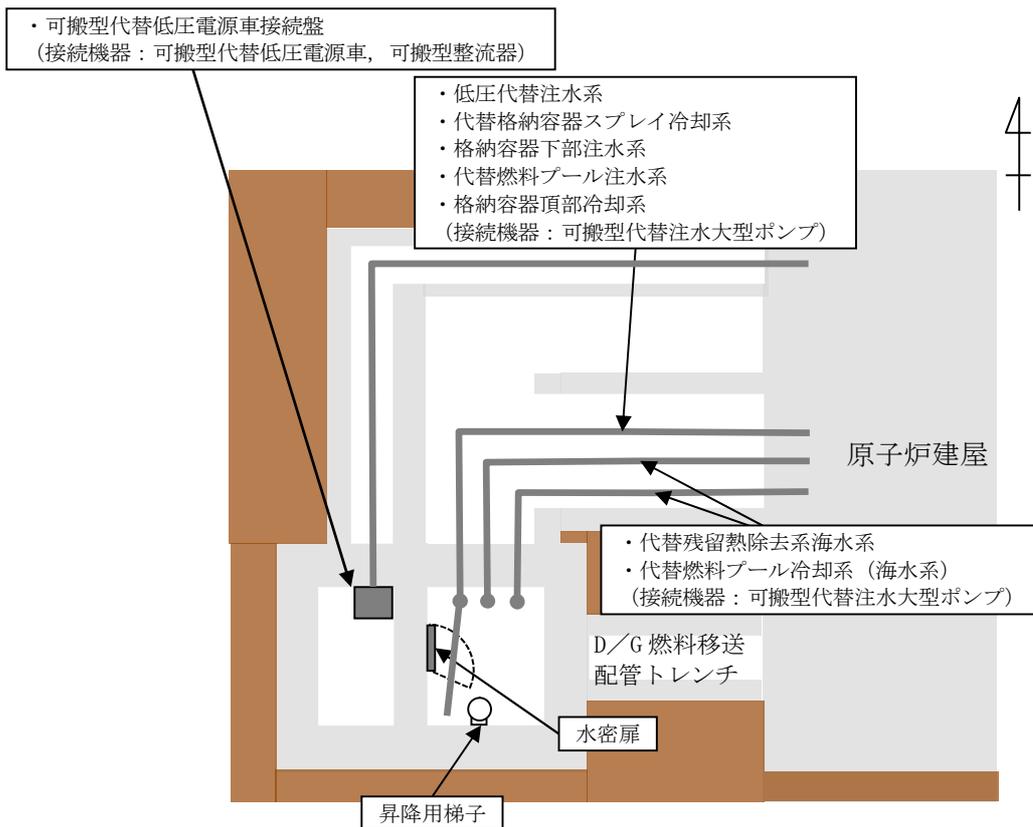
なお、代替残留熱除去系海水系の接続口は、建屋がれき等の影響を考慮した防護柵を設置することで、接続口が損壊しない設計とする。

また、11m盤接続口の注水配管は、常設代替高圧電源装置用の地下トンネル内に敷設する。

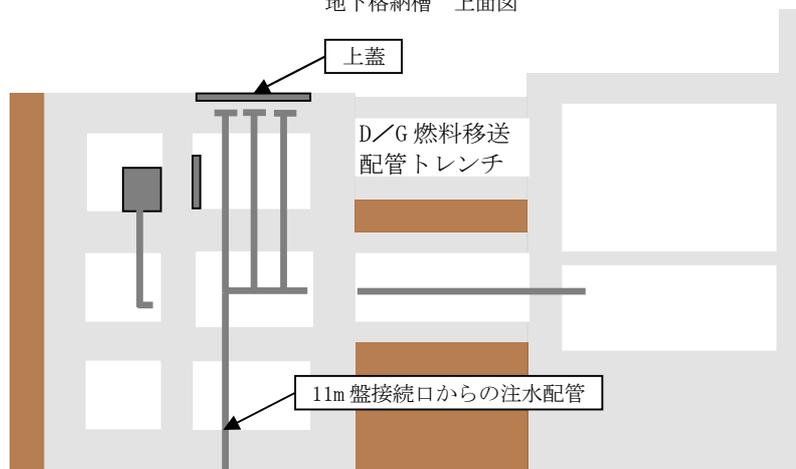


今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第 4 図 東側接続口の構造



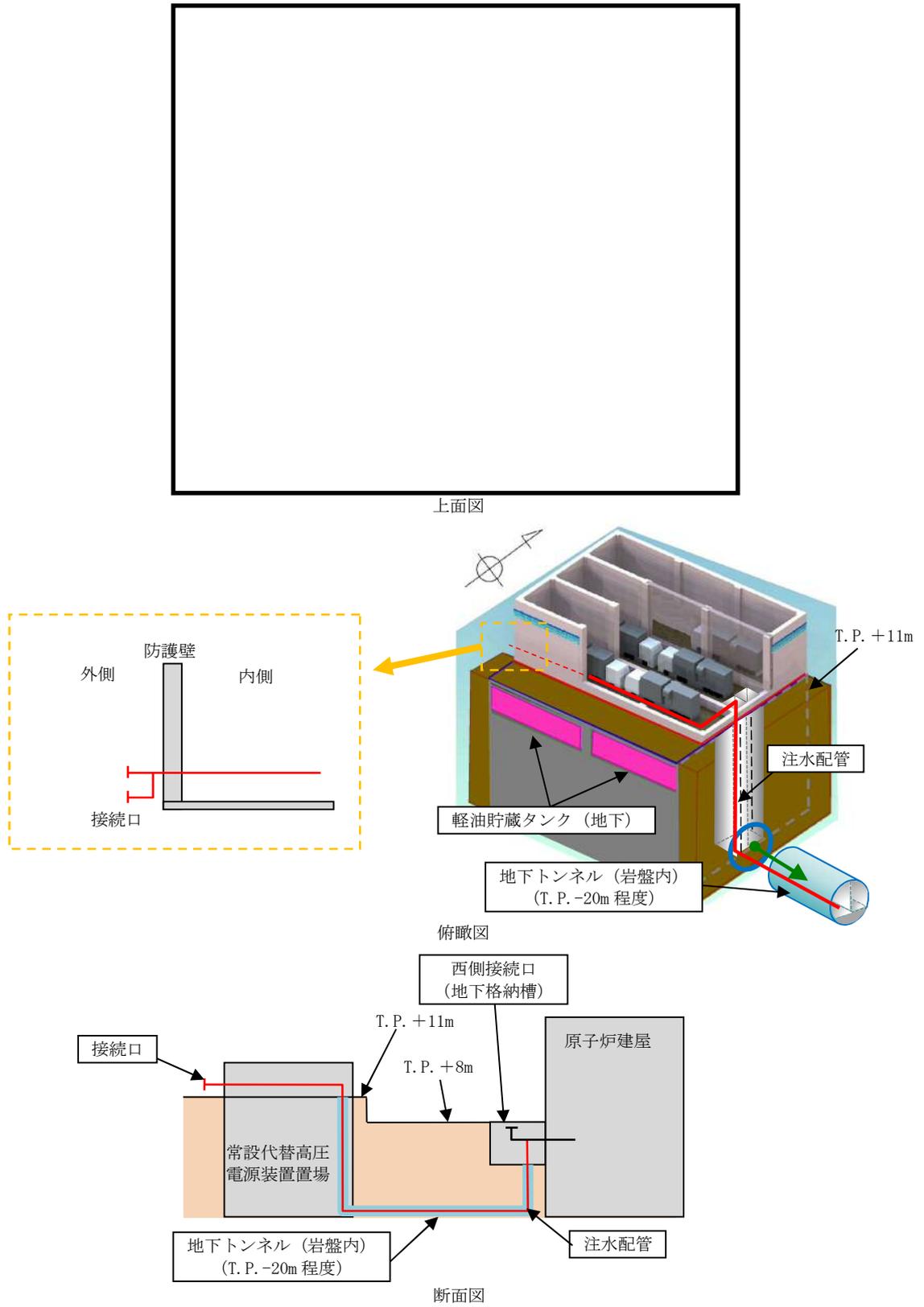
地下格納槽 上面図



地下格納槽 断面図

今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第5図 西側接続口の構造

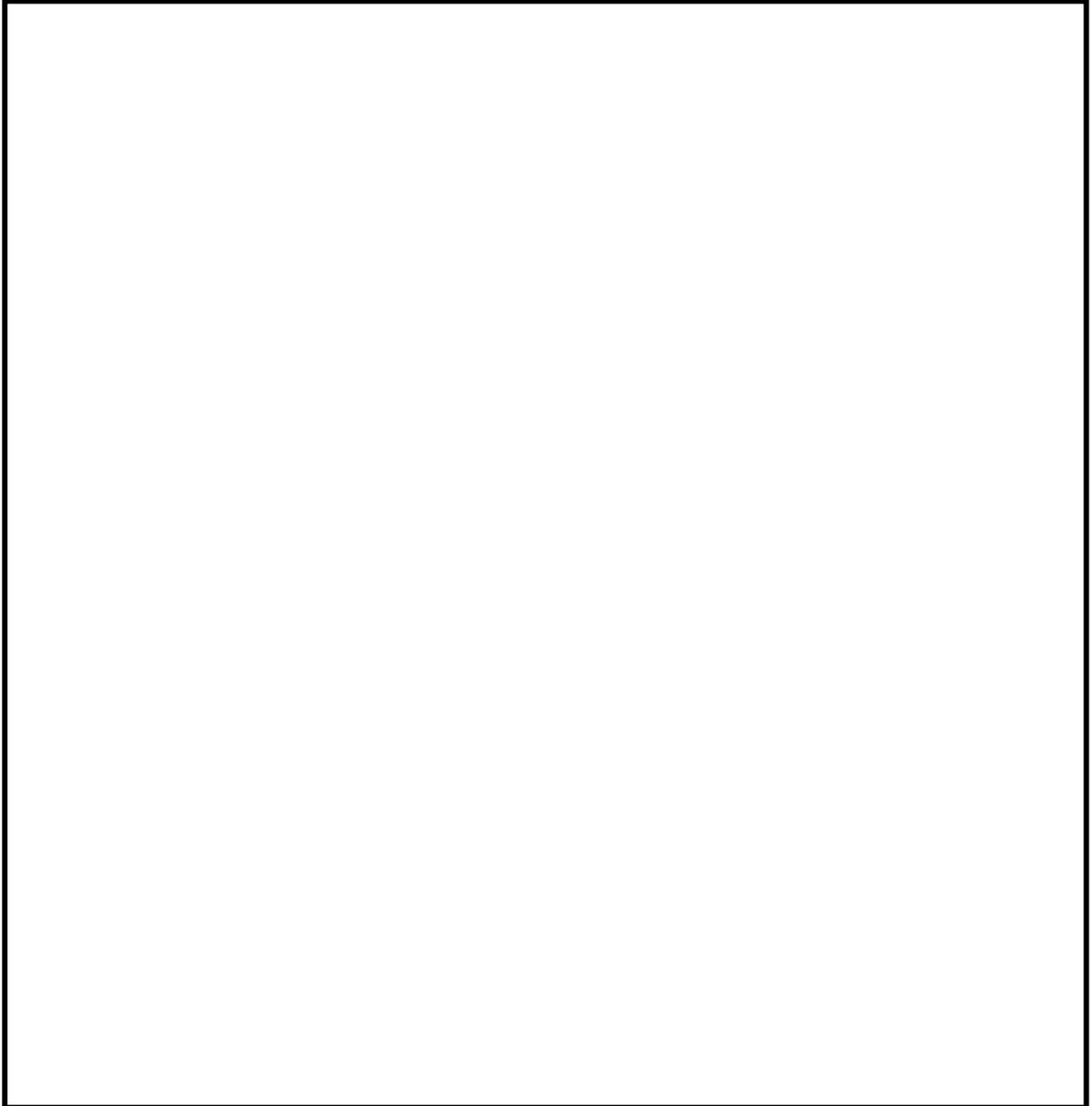


第 6 図 11m盤接続口の構造

補足 103-8

3. 可搬型設備の接続口近傍の状況

東側及び西側接続口近傍の状況を第7図に示す。



第7図 東側及び西側接続口近傍の状況