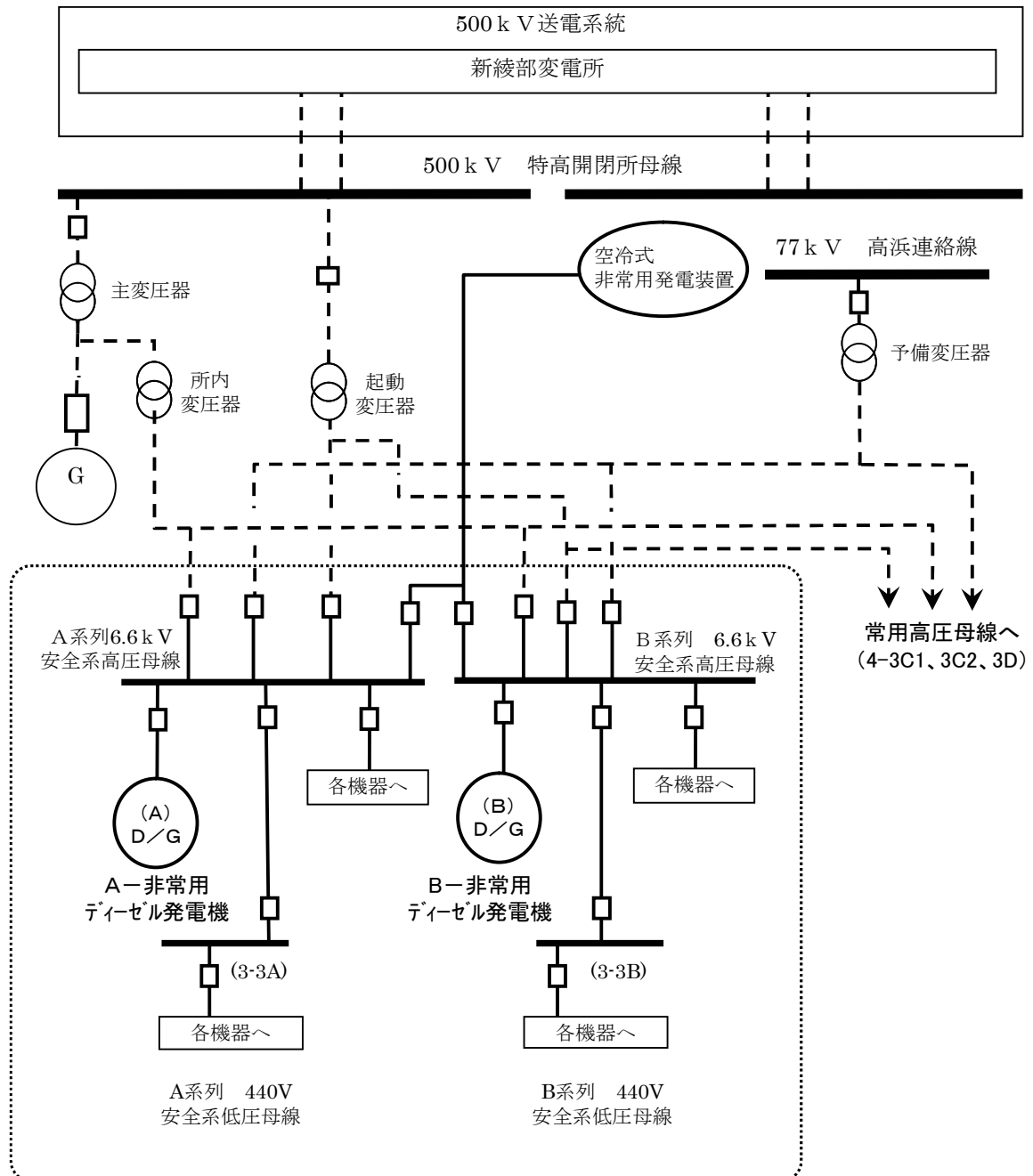
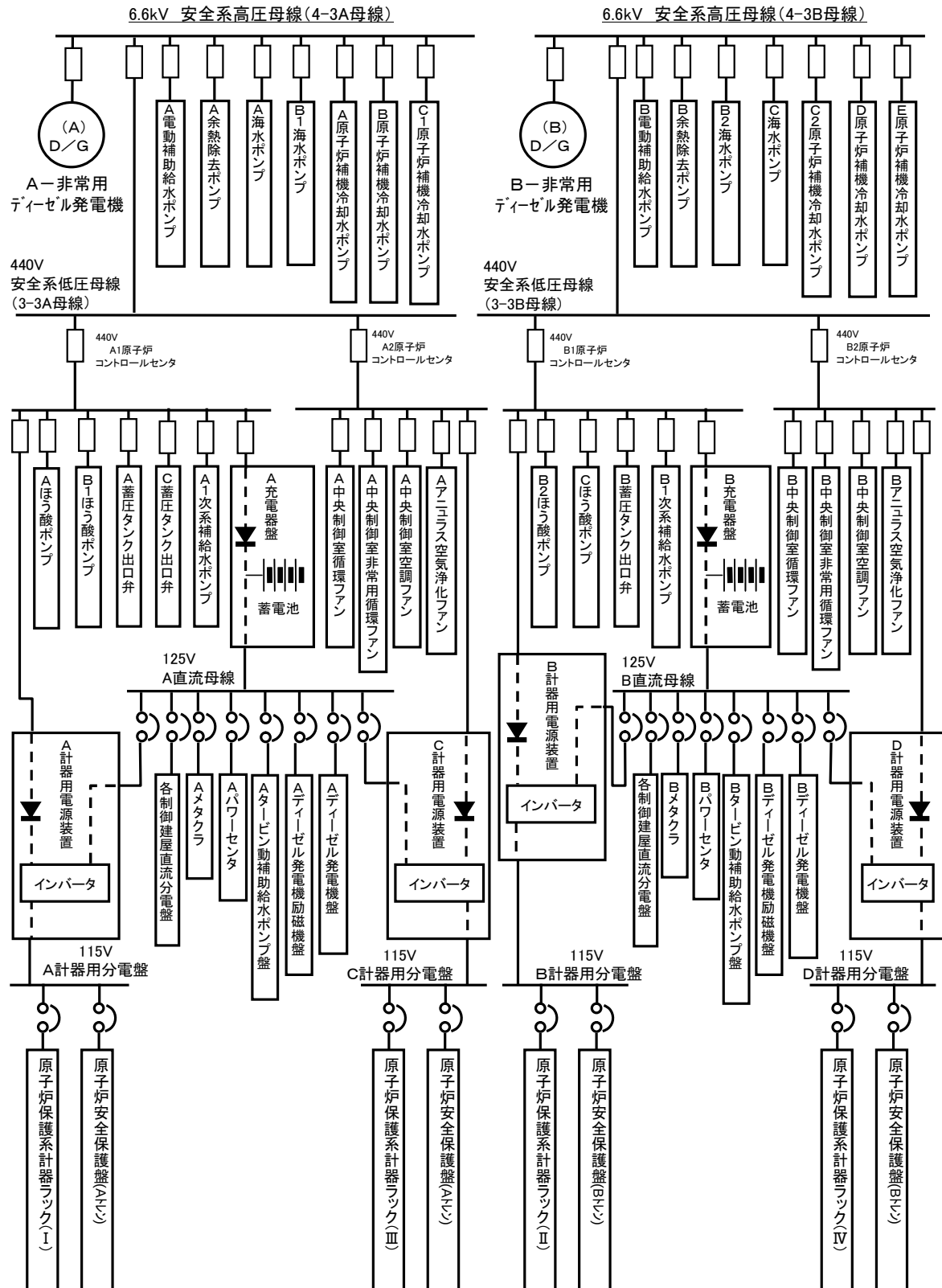


電源構成概要図 (1 / 2)

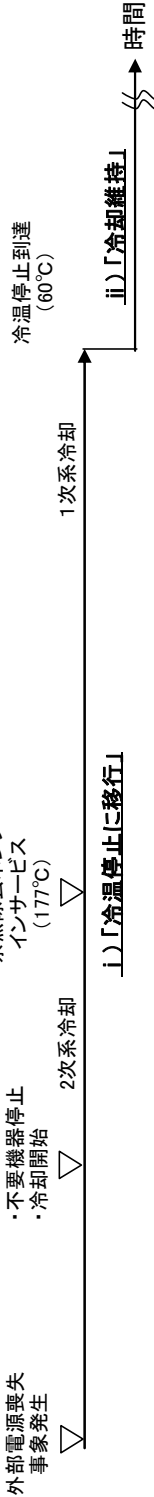


電源構成概要図 (2 / 2)



非常用ディーゼル発電機の継続運転時間

【外部電源喪失時の原子炉冷却方法】



【冷却時の必要負荷】

	i)「冷温停止に移行」								ii)「冷却維持」			
	外部電源喪失事象発生 ～ 不要機器停止 (1時間)		不要機器停止 ～ 余熱除去ポンプインサービス (9時間)		余熱除去ポンプインサービス ～ 冷温停止到達							
					(加圧器後備ヒータ使用) (1時間)		(加圧器後備ヒータ停止) (9時間)					
事象収束に必要な 主要機器	Ａトレン	Ｂトレン	Ａトレン	Ｂトレン	Ａトレン	Ｂトレン	Ａトレン	Ｂトレン	Ａトレン	Ｂトレン		
充てん/高圧注入ポンプ	780	780	780	0	780	0	780	0	780	0		
海水ポンプ	420	420	420	420	420	420	420	420	0	420		
電動補助給水ポンプ	400	400	0	0	0	0	0	0	0	0		
原子炉補機冷却水ポンプ	570	570	570	570	570	570	570	570	285	285		
余熱除去ポンプ	0	0	0	0	250	250	250	250	250	0		
加圧器後備ヒータ	485	540	485	540	485	540	0	0	0	0		
その他の負荷	1,610	1,515	723	1,192	723	1,192	723	1,192	723	1,352		
合計負荷容量(kw)	4,265	4,225	2,978	2,722	3,228	2,972	2,743	2,432	2,038	2,057		
必要な負荷量合計	約113MWh(20時間)								約4.10MW(1時間あたり)			

【非常用ディーゼル発電機の継続運転時間計算】

非常用ディーゼル発電機の燃料タンク容量は約470kLであり、燃費は約0.253kL/MWhである。

- i). 「冷温停止に移行」での燃料消費量は以下のとおり約29kLとなる。
- 燃料消費量＝0.253kL/MWh × 113MWh＝約29kL
- ii). 「冷却維持」できる時間は以下のとおり約425時間となる。
- 時間＝(470kL－29kL) / (0.253kL/MWh × 4.10MW)＝約425時間
- よって、継続運転時間は、i) + ii) より、約445時間で約18日間となる。

設備の概要及び保全内容（給水機能に係る設備）

蒸気発生器への給水機能

設 備	分類	設備概要		保全頻度	保全内容	備考
タービン動補助給水ポンプ	イ)	容 量 m ³ /h	210	4定検に1回	部品の目視点検、取替など	
		揚 程 m	900	1ヶ月間に1回	起動試験	
電動補助給水ポンプ	イ)	容 量 m ³ /h	90	10定検に1回	部品の目視点検、取替など	空冷式非常用 発電装置による 電源供給
		揚 程 m	900	1ヶ月間に1回	起動試験	
復水タンク	イ)	容 量 m ³	800	10定検に1回	各部の外観点検、ガスケットの取替など	
		基 数	1			
A-2次系純水タンク	ロ)	容 量 m ³	6000	10年間に1回	タンク内部の目視点検など	
		基 数	1			
3,4uA・B-淡水タンク	ハ)	容 量 m ³	6000	10年間に1回	タンク内部の目視点検など	
		基 数	2			
1,2uC・D-淡水タンク	ハ)	容 量 m ³	6000	10年間に1回	タンク内部の目視点検など	
		基 数	2			
消防ポンプ	ハ)	容 量 m ³ /h	46	1年間に2回	外観点検・機能点検	燃料：ガソリン
		放水圧力 MPa	0.8	1年間に1回	総合点検	
屋外消火栓	ハ)	容 量 m ³ /h	39.6(実績値)	1年間に2回	外観点検	
		放水圧力 MPa	0.25～0.6			
ディーゼル消火ポンプ (No.1/No.2)	ハ)	容 量 m ³ /h	450/1000	4年間に1回	部品の目視点検、取替など	燃料：重油
		揚 程 m	100/105	1ヶ月間に1回	起動試験	

使用済燃料ピットへの給水機能

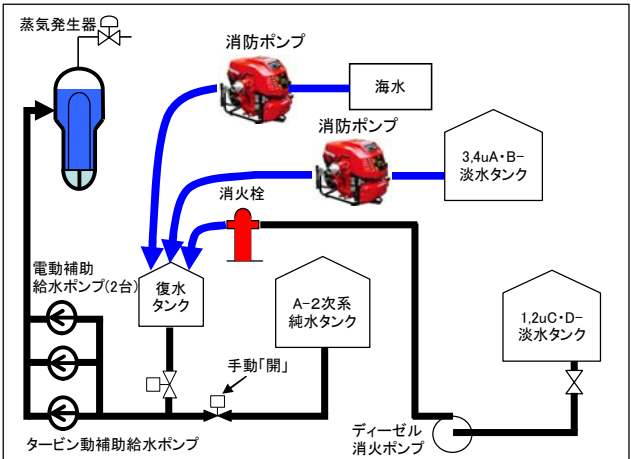
設 備	分類	設備概要		保全頻度	保全内容	備考
1,2uC・D-淡水タンク	ハ)	容 量 m ³	6000	10年間に1回	タンク内部の目視点検など	
		基 数	2			
1次系純水タンク	ハ)	容 量 m ³	320	15定検に1回	タンク内部の目視点検、ダイヤフラム取替など	
		基 数	1			
1次系補給水ポンプ	ハ)	容 量 m ³ /h	40	—	状態監視保全	空冷式非常用 発電装置による 電源供給
		揚 程 m	70	3ヶ月間に1回	定期切替	
消防ポンプ	ハ)	容 量 m ³ /h	48	1年間に2回	外観点検・機能点検	燃料：ガソリン
		放水圧力 MPa	1.0/0.8	1年間に1回	総合点検	
燃料取扱建屋内消火栓	ハ)	放水量 m ³ /h	22.2/15.0(実績値)	1年間に2回	外観点検	
		放水圧力 MPa	0.17～0.7			
屋外消火栓	ハ)	放水量 m ³ /h	27.6(実績値)	1年間に2回	外観点検	
		放水圧力 MPa	0.25～0.6			
ディーゼル消火ポンプ (No.1/No.2)	ハ)	容 量 m ³ /h	450/1000	4年間に1回	部品の目視点検、取替など	燃料：重油
		揚 程 m	100/105	1ヶ月間に1回	起動試験	

分類の説明

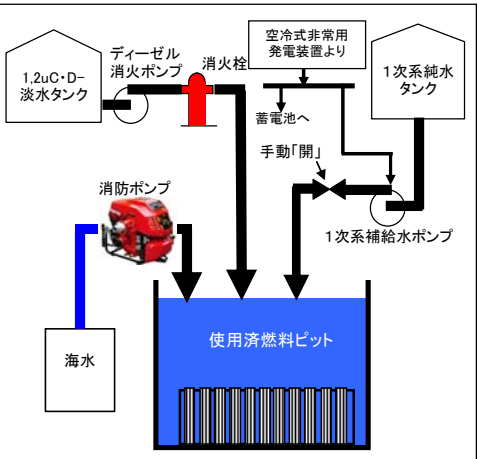
・防護措置に係る設備を以下に分類する。

記号	分類
イ)	工事計画で対象とした設備
ロ)	実施済みのアクシデントマネジメント設備
ハ)	緊急安全対策(短期)
ニ)	設備強化対策(緊急安全対策に係る実施状況報告書にて計画されているもののうち設置済みの設備)

蒸気発生器への給水機能 概念図



使用済燃料ピット給水機能 概念図



設備の概要及び保全内容（電源機能に係る設備）

電源機能

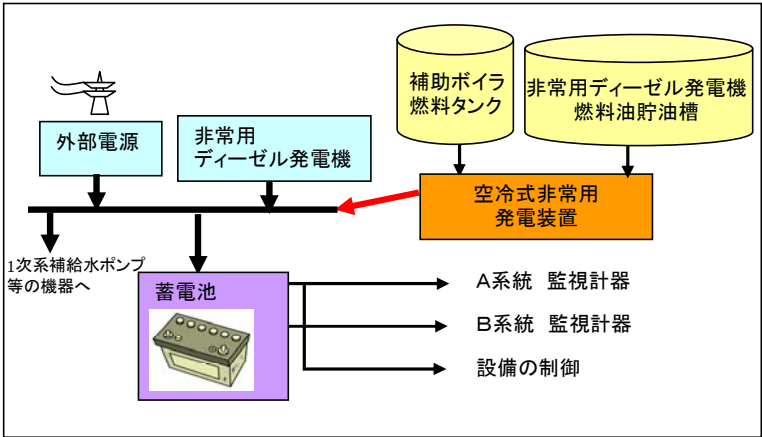
設 備	分類	設備概要		保全頻度	保全内容	備考
非常用ディーゼル発電機	イ)	出 力 kW	5400	2定検に1回	分解点検	
		台 数	2	1ヶ月間に1回	起動試験、負荷試験(各1回)	
蓄電池	イ)	定格容量 AH	1200	6ヶ月間に1回	外観点検	
		台 数	2		電圧・比重測定 均等充電など	
空冷式非常用発電装置	ニ)	容 量 kVA	1825	2週間に1回	起動試験	燃料：重油
		台 数	2	1年間に1回	外観点検・絶縁抵抗測定	
補助ボイラ燃料タンク	ハ)	容 量 m ³	460	10年間に1回	タンク内部の目視点検、パッキン類の取替など	重油を備蓄
		基 数	1			
1号機非常用ディーゼル発電機 燃料油貯油槽	ニ)	容 量 m ³	50	10定検に1回	タンク内部の目視点検、パッキン類の取替など	重油を備蓄
		基 数	2			
2号機非常用ディーゼル発電機 燃料油貯油槽	ニ)	容 量 m ³	50	10定検に1回	タンク内部の目視点検、パッキン類の取替など	重油を備蓄
		基 数	2			
3号機非常用ディーゼル発電機 燃料油貯油槽	ニ)	容 量 m ³	125	10定検に1回	タンク内部の目視点検、パッキン類の取替など	重油を備蓄
		基 数	4			
4号機非常用ディーゼル発電機 燃料油貯油槽	ニ)	容 量 m ³	125	10定検に1回	タンク内部の目視点検、パッキン類の取替など	重油を備蓄
		基 数	4			

分類の説明

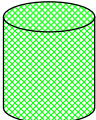
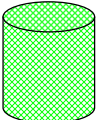
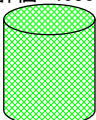
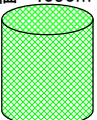
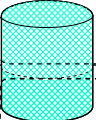
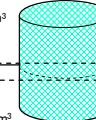
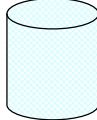
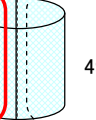
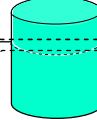
・防護措置に係る設備を以下に分類する。

記号	分類
イ)	工事計画で対象とした設備
ロ)	実施済みのアクシデントマネジメント設備
ハ)	緊急安全対策(短期)
ニ)	設備強化対策(緊急安全対策に係る実施状況報告書にて計画されているもののうち設置済みの設備)

電源系統 概要図



高浜発電所のタンクの使用割り当て(運転時)

	1号機	2号機	3号機	4号機
蒸気発生器	復水タンク 700m ³ (評価 480m ³) 	復水タンク 700m ³ (評価 480m ³) 	復水タンク 800m ³ (評価 520m ³) 	復水タンク 800m ³ (評価 520m ³) 
	A-2次系純水タンク 2700m ³ (評価 1480m ³) 	B-2次系純水タンク 2700m ³ (評価 1480m ³) 	A-2次系純水タンク 6000m ³ (評価 4050m ³) 	B-2次系純水タンク 6000m ³ (評価 4050m ³) 
使用済燃料ピット	1,2u A-淡水タンク 6000m ³ (評価 3120m ³) 1,2u C-淡水タンク 6000m ³ の1/2 (評価 1560m ³) 1,2u B-淡水タンク 6000m ³ (評価 3120m ³) 評価 3900m ³  (SG側) 2631m ³ (SFP側) 1269m ³	1,2u C-淡水タンク 6000m ³ の1/2 (評価 1560m ³) 1,2u B-淡水タンク 6000m ³ (評価 3120m ³) 評価 3900m ³  (SG側) 2631m ³ (SFP側) 1269m ³	3,4u A-淡水タンク 6000m ³ (評価 3290m ³) 3,4u B-淡水タンク 6000m ³ (評価 3290m ³) 3,4u C-淡水タンク 6000m ³ (評価 3290m ³) 評価 4935m ³  評価 4935m ³ 	1,2u D-淡水タンク 6000m ³ (評価 3120m ³) 1,2u C-淡水タンク 6000m ³ の1/2 (評価 1560m ³) 1,2u E-淡水タンク 6000m ³ (評価 3120m ³) 評価 3900m ³  (SG側) 844m ³ (SFP側) 3056m ³
	1次系純水タンク 510m ³ (評価200m ³) 	1次系純水タンク 510m ³ (評価200m ³) 	1次系純水タンク 320m ³ (評価140m ³) 	1次系純水タンク 320m ³ (評価140m ³) 

()内は評価に使用する保有水量： 復水タンクは保安規定値の水量、その他は運用水位の保有水量とした。

高浜発電所のタンクの使用割り当て(停止時)

	1号機	2号機	3号機	4号機
使用済燃料ピット	1.2u A-淡水タンク 6000m³(評価 3120m³) 1.2u C-淡水タンク 6000m³の1/2 (評価 1560m³) 1.2u B-淡水タンク 6000m³(評価 3120m³) 評価 3900m³ 1次系純水タンク 510m³(評価200m³)	1.2u B-淡水タンク 6000m³(評価 3120m³) 1.2u C-淡水タンク 6000m³の1/2 (評価 1560m³) 評価 3900m³ 1次系純水タンク 510m³(評価200m³)	1.2u D-淡水タンク 6000m³(評価3120m³) 1.2u C-淡水タンク 6000m³の1/2 (評価 1560m³) 1.2u E-淡水タンク 6000m³(評価3120m³) 評価 3900m³ 1次系純水タンク 320m³(評価140m³)	1.2u E-淡水タンク 6000m³(評価3120m³) 1.2u C-淡水タンク 6000m³の1/2 (評価 1560m³) 1.2u D-淡水タンク 6000m³(評価3120m³) 評価 3900m³ 1次系純水タンク 320m³(評価140m³)

()内は評価に使用する保有水量：運用水位の保有水量とした。

防護措置の実施に係る組織等の状況確認

1) 組織、実施体制、連絡通報体制

防護措置の実施に係る組織・体制は、高浜発電所において「電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動に係る対応所達」を制定（平成 23 年 4 月 12 日）している。添付 5-(4)-5(2/4)に体制表を示す。

この、「電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動に係る対応所達」では、電源応急復旧のための活動、蒸気発生器への給水確保のための活動および使用済燃料ピットへの給水確保のための活動を遂行するための体制、役割分担、要員配置、手順、訓練、資機材等について定めている。

2) 手順書

防護措置の実施に係る手順書は、「電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動に係る対応所達」および「高浜発電所 3・4 号機事故時操作所則」に具体的な手順書を定めている。

これら社内標準は、防護措置の実施に必要な資機材の追加・変更、または実施手順の追加・変更等がある毎に適切に改正している。

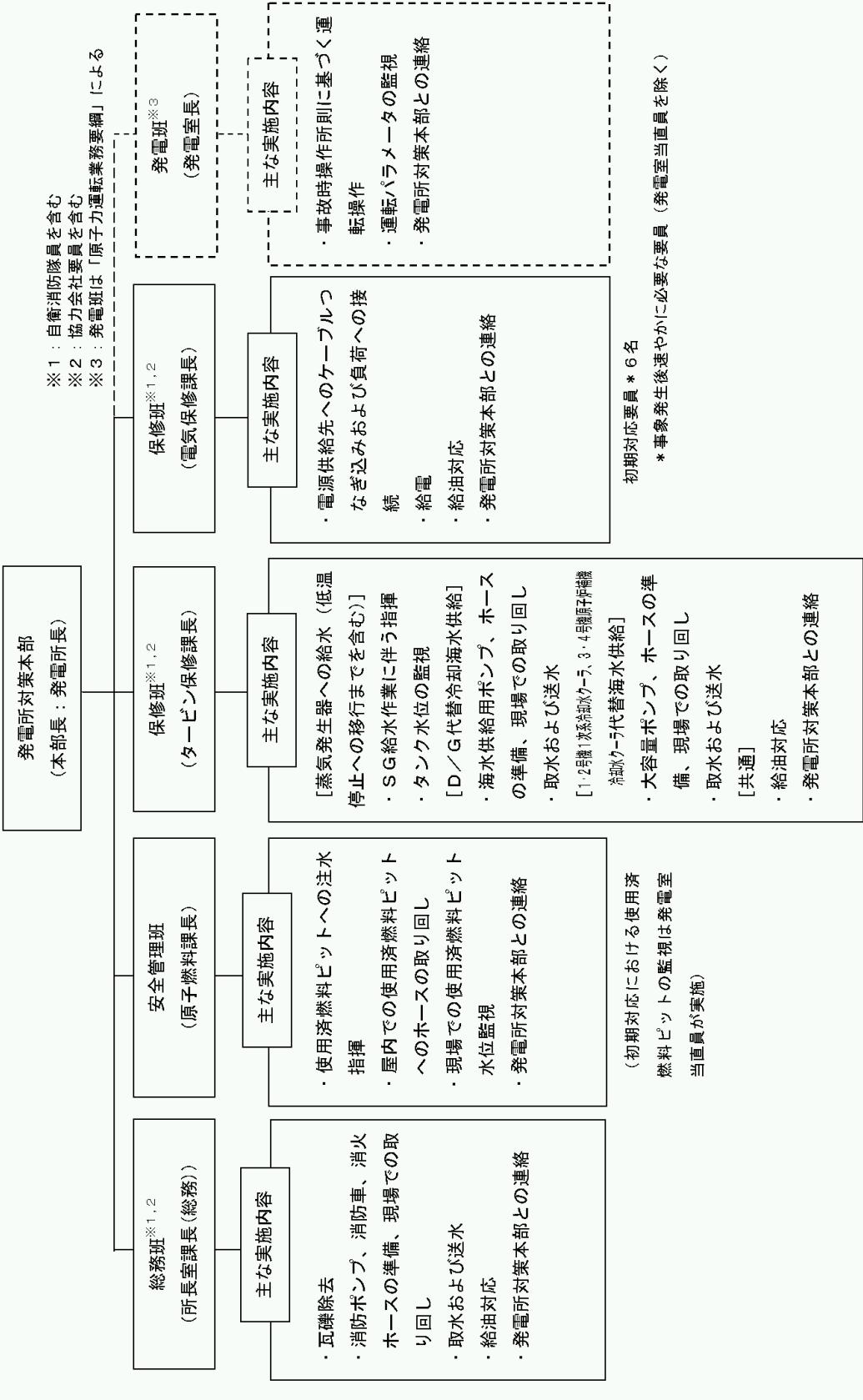
3) 教育・訓練の状況

防護措置の実施に係る教育・訓練は、「電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動に係る対応所達」および「運転員教育訓練要綱指針」に実施項目、対象者、頻度等を定めている。

「電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動に係る対応所達」の制定にあたっては、電源応急復旧のための活動、蒸気発生器への給水確保のための活動および使用済燃料ピットへの給水確保のための活動に関する全ての方法について、夜間や照明が使えない等で視界が悪い場合をも含めた訓練を実施し、改善点を抽出し、フィードバックを行った。また、実施手順の追加・変更等を踏まえて社内標準を改正する際にも、当該の手順の訓練を実施したうえで、改善点を抽出し、改正している。添付 5-(4)-5(3/4)、(4/4)に訓練の実績を示す。

また、「運転員教育訓練要綱指針」を改正し、これまでも継続的に実施しているシミュレータによる地震対応訓練において、交流電源を供給する全ての設備の機能、海水を使用して原子炉施設を冷却する全ての設備の機能および使用済燃料ピットを冷却する全ての設備の機能の喪失を想定した教育・訓練を行うことを定めている。

体制、役割分担、および要員配置



出典：高浜発電所電源機能等喪失時における原子炉施設の保全のための活動に係る対応所達（平成 24 年 4 月 18 日最終改正）

訓練実施結果

<高浜3号機>

訓練内容		訓練実施日	所要時間	訓練結果及び改善点
電源車による 電源応急復旧	電源車の配置、ケーブル敷設、制御盤への 繋ぎ込み、給電	4月8日 4月11日 ^{*1}	76分(D ／G室)	訓練結果:良好 改善点:発電機から変圧器(発電車搭載)間の配線は事前に行っておけば、作業効率が向上する。 補助ボイラ燃料タンクダイク付近に工具等を収納する箱を用意することで、作業効率が向上する。
		4月10日 ^{*2} (休日の訓練) 4月11日 ^{*1}	88分 (オープン ハッチ)	
	全ユニット(1号機～4号機)が同時に全交流電源喪失した場合の初動対応を想定した、電源車の配置、ケーブル敷設、制御盤への繋ぎ込み、給電	4月25日	121分 ^{*3}	訓練結果:良好 ^{*3} :1号機～4号機の全てのユニットへの給電が完了するまでの時間
蒸気発生器への 給水確保	方法① 復水タンクからの水補給	4月8日	—	訓練結果:良好 改善点:訓練における連絡手段の多様性確認としてPHSを使用した結果、発受信電波状況からノイズが大きくなることが確認されたため、拡声器、トランシーバー等を配備することで、作業効率が向上する。
	方法② 2次系純水タンクからの水補給	4月8日	5分	
	方法③ 淡水タンクからの水補給(消火栓)	4月8日	29分	
	方法④ 淡水タンクからの水補給(消防ポンプ)	4月8日	62分	
	方法⑤ 海水からの水補給(消防ポンプ)	4月8日	49分	
使用済燃料ピットへの 給水確保	方法① 淡水タンクからの水補給(屋内消火栓)	4月8日	38分	訓練結果:良好 改善点:手順に定めた消火ホースの数にて訓練を実施し、必要流量が確保されることを確認したが、計画していたホースの敷設距離が長過ぎるため、ホース本数を最適化することで、作業効率が向上する。
	方法② 淡水タンクからの水補給(屋外消火栓)	4月8日	48分	
	方法③ 1次系純水タンクからの水補給	4月8日	43分	
	方法④ 海水からの水補給(消防ポンプ)	4月8日	60分	

出典:平成23年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた緊急安全対策に係る
実施状況報告書(改訂版)(高浜発電所)(平成23年4月27日提出)

訓練実施結果

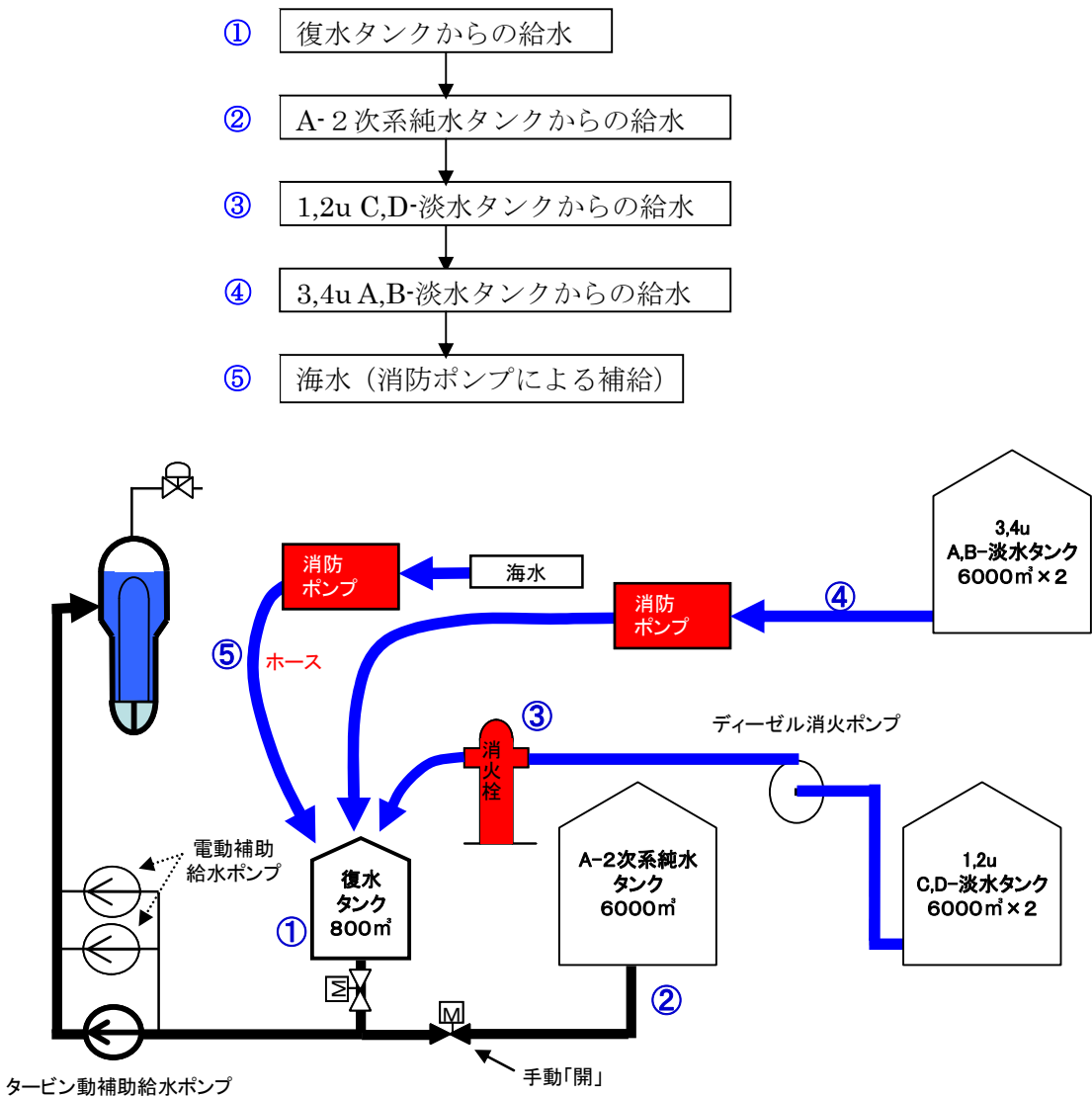
<高浜 3 号機>

訓練内容		訓練実施日	所要時間	訓練結果および改善点
空冷式非常用 発電装置による 電源応急復旧	全ユニット（1～4 号機） が同時に全交流電源喪 失した場合の初動対応 を想定したケーブルコ ネクタ接続、起動	9 月 28 日 ^{*1} 9 月 30 日	137 分 ^{*2}	訓練結果：良好 *1：燃料補給訓練を併せて実 施。 *2：全ての装置の起動が完了 するまでの時間。

蒸気発生器への給水機能（高浜 3 号機）

1. 蒸気発生器への給水方法

全交流電源喪失時に、以下の各水源からタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器 2 次側へ給水することにより、一次冷却材系統の除熱を行い、プラントを安定維持させる。



2. 蒸気発生器への補給水源

水源	容量	3 号機の評価に用いた保有水量
復水タンク	約 800 m ³	520 m ³ ：保安規定値
A-2 次系純水タンク	約 6000 m ³	4050 m ³ ：タンクの運用水位容量とした。
1,2u C,D-淡水タンク	約 6000 m ³ × 2 基	844 m ³ ：タンクの運用水位容量とした。
3,4u A,B-淡水タンク	約 6000 m ³ × 2 基	4935 m ³ ：タンクの運用水位容量とした。
海水	—	—

3. 給水量評価に用いた崩壊熱

炉心崩壊熱については、最も厳しい条件となるよう MOX 燃料が 40 体（燃焼度 45,000MWd/t（3 回照射）8 体、35,000MWd/t（2 回照射）16 体、及び 15,000MWd/t（1 回照射）16 体）が装荷され、残りは 48,000MWd/t（3 回照射）、32,000MWd/t（2 回照射）及び 16,000MWd/t（1 回照射）の燃焼度のウラン燃料（初期濃縮度 4.1wt%）が 1／3 ずつ存在するとし、約 1 年間運転した状態を想定した。

崩壊熱は、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年 7 月 20 日原子力安全委員会決定、平成 4 年 6 月 11 日一部改訂）」において使用が認められている日本原子力学会推奨値（不確定性（3σ）込み）を用いた。アクチニド崩壊熱に関しては十分実績のある ORIGEN2 コード評価値（不確定性（20%）込み）を用いた。

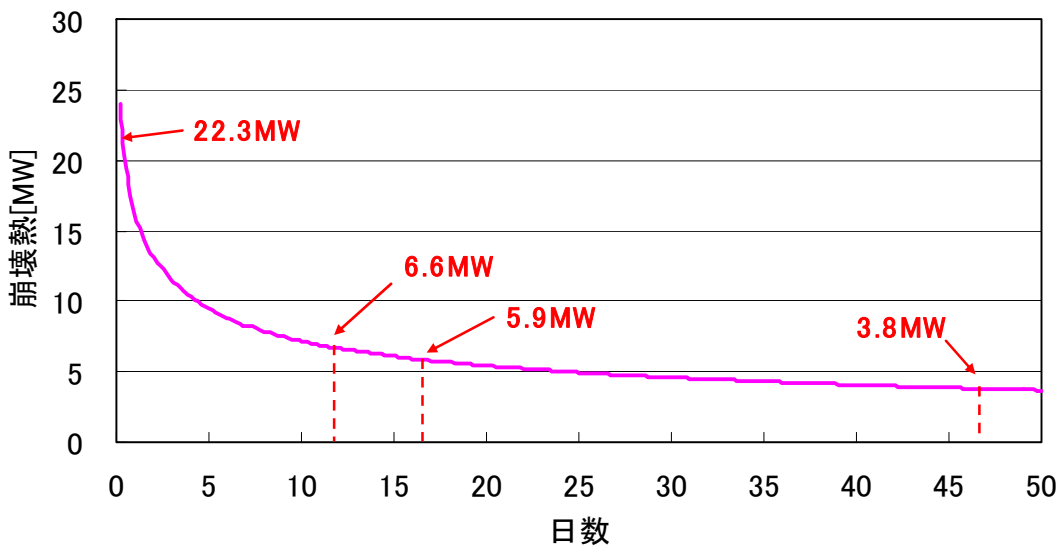


図 1 崩壊熱の変化

4. 給水流量の評価

全蒸気発生器（3 ループ分）へのトータル必要補給水量は以下の式にて計算した。

$$S/G \text{ 必要補給水量} [m^3/h] = \frac{\text{崩壊熱} [MW] \times 10^3 \times 3600}{(S/G \text{ 次側飽和蒸気比エンタルピー} - \text{補給水比エンタルピー}) [kJ/kg] \times \text{補給水密度} [kg/m^3]}$$

・・・式 1

【計算条件】 S/G2 次側飽和蒸気比エンタルピー(150℃)	: 2745 kJ/kg *1
補給水比エンタルピー(40℃)	: 167 kJ/kg *1
補給水密度(40℃)	: 992 kg/m ³ *1

* 1: 1999 日本機械学会蒸気表

- ・ 全交流電源喪失直後から5時間については、復水タンクからタービン動補助給水ポンプを用いて蒸気発生器2次側に給水する。復水タンクからの給水により、一次冷却材系統の170℃までの冷却と、全交流電源喪失からの崩壊熱除去を行う。
- ・ 復水タンクの水がなくなると、A-2次系純水タンクを水源とするよう系統を変更し、同様にタービン動補助給水ポンプにより給水を行なう。この時点での崩壊熱は、図1から、22.3 MWであり、この崩壊熱を除去するのに必要な水量は式1より約32 m³/hである。その後、崩壊熱量の低下とともに補給水量についても低減しながら原子炉冷却を進め、A-2次系純水タンク保有水量がなくなる事象発生後約12日後には、崩壊熱は6.6 MW、必要水量は約10 m³/hとなる。
- ・ その後、水源を1,2u C,D-淡水タンクに変更、復水タンクへ水を補給し、引き続き蒸気発生器2次側へ給水を行なう。1,2u C,D-淡水タンク保有水量がなくなる事象発生後約16日後（A-2次系純水タンク以降約4日後）には、崩壊熱は5.9 MW、必要水量は約9 m³/hとなる。
- ・ その後、水源を3,4u A,B-淡水タンクに変更し、復水タンクへ水を補給し、引き続き蒸気発生器2次側へ給水を行なう。
- ・ 事象発生後約47日後（1,2u C,D-淡水タンク以降約31日後）には、3,4u A,B-淡水タンク内の水もなくなり、海水を復水タンクへ補給し蒸気発生器2次側に給水することになる。この時点での崩壊熱は3.8 MW、必要となる水量は約6 m³/hである。

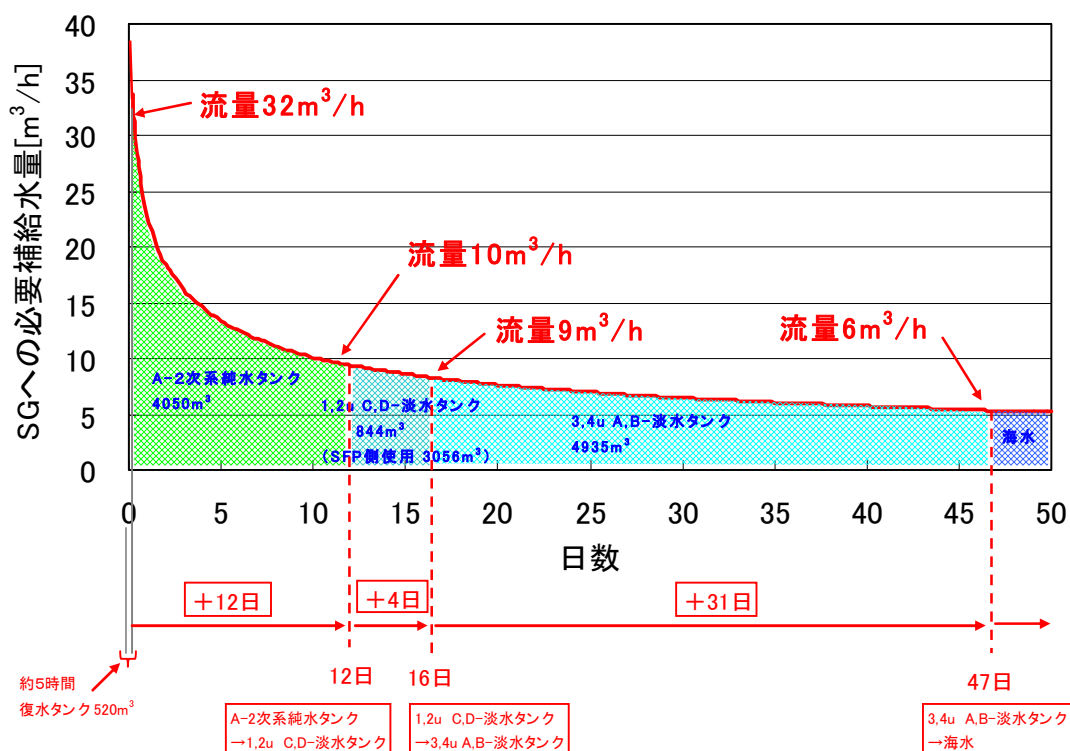


図2 水源と補給水量の変化

必要補給水量

	A-2 次系純水タンク への切替時	1,2u C,D-淡水タンク への切替時	3,4u A,B-淡水タンク への切替時	海水への 切替時
必要補給水量	約 32 m ³ /h	約 10 m ³ /h	約 9 m ³ /h	約 6 m ³ /h

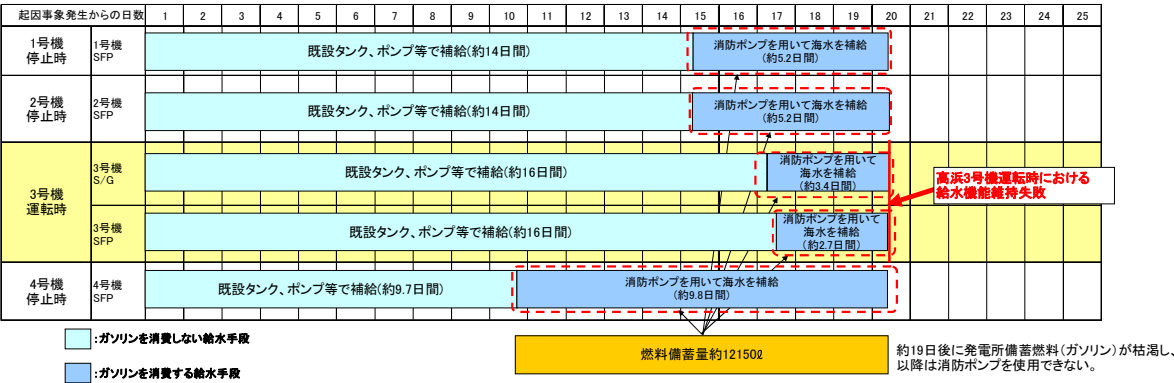
以上より、各水源からの補給水の供給可能時間は下表のとおりとなる。

補給水供給可能時間

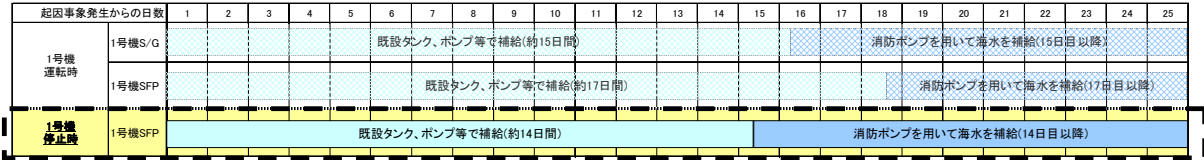
復水タンク	約 5 時間
A-2 次系純水タンク	約 1 2 日
1,2u C,D-淡水タンク	約 4 日
3,4u A,B-淡水タンク	約 3 1 日
海水	燃料補給が継続する時間

給水機能と消防ポンプ燃料(ガソリン)消費量の関係(3号機運転時)

海水等の補給に用いる消防ポンプの燃料(ガソリン)は、発電所共有としており3号機以外(1,2,4号機)にも使用することから、全号機同時に全交流電源喪失が発生したと仮定し、発電所備蓄ガソリンの消費が早くなる他号機の初期状態(運転時又は停止時)の組合せを設定して評価を行った。評価の結果、下表のとおり1,2,4号機が停止時の場合に発電所備蓄ガソリンの枯渇は早くなり、約19日後に枯渇することとなる。



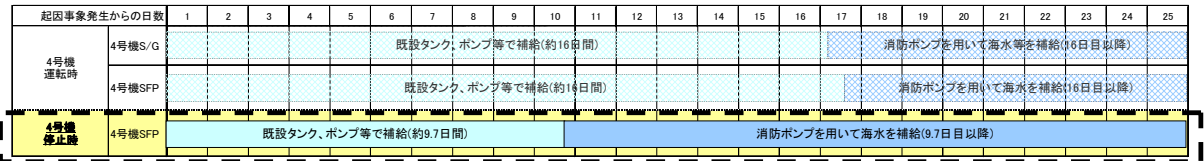
(参考) 1,2,4号機の初期状態(運転時又は停止時)の検討



⇒1号機が停止時の方がガソリン消費は早い



⇒2号機が停止時の方がガソリン消費は早い



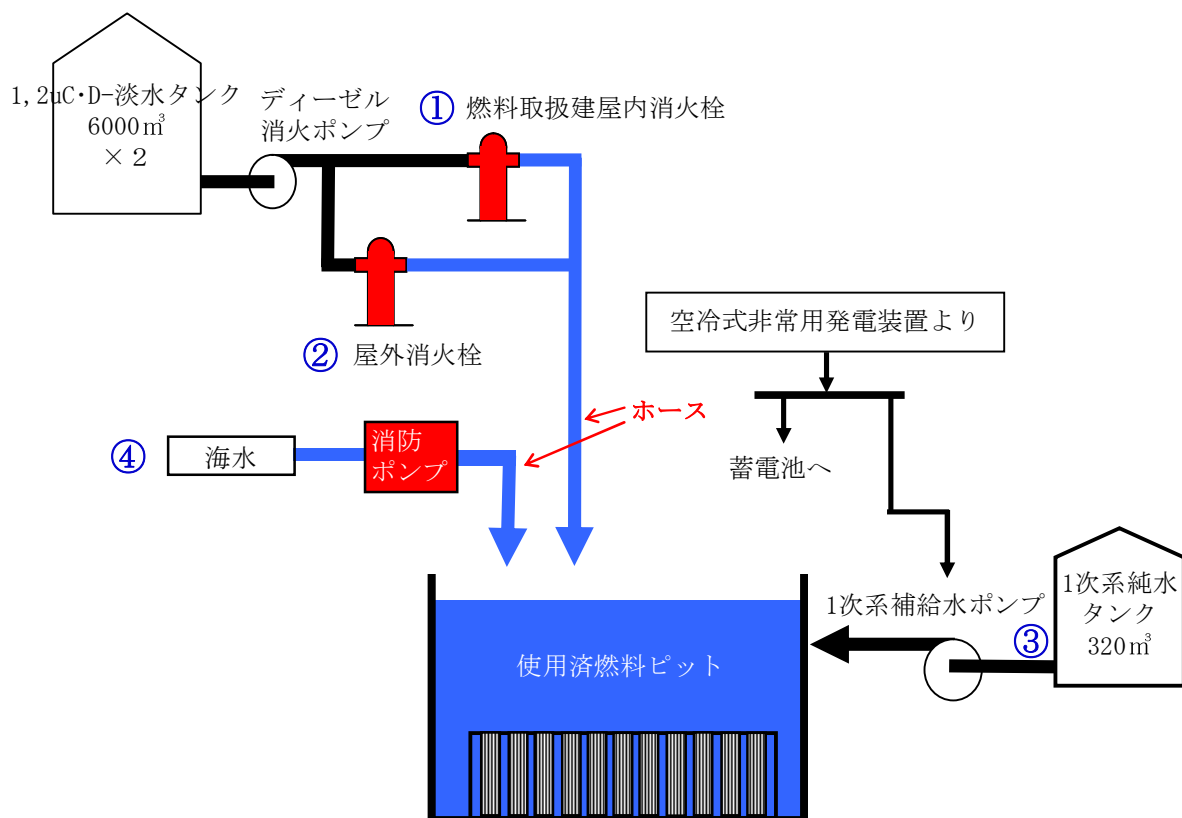
⇒4号機が停止時の方がガソリン消費は早い

使用済燃料ピット（SFP）への給水機能（高浜3号機）

1. SFPへの給水方法

全交流電源喪失時に使用済燃料ピット冷却系統が使用不能となった場合に、SFP保有水の蒸散量を補うために以下の水源からSFPへ給水を行う。なお、SFPへの給水はSFP水位を維持する形で行う。

- ① 1, 2uC・D-淡水タンクからの給水（燃料取扱建屋内消火栓）
- ② 1, 2uC・D-淡水タンクからの給水（屋外消火栓）
- ③ 1次系純水タンクからの給水（1次系補給水ポンプ）
- ④ 海水（消防ポンプによる補給）



2. SFPへの補給水源

水源	容量	評価に用いた保有水量
1, 2uC・D-淡水タンク	6,000 m³ × 2 基	停止時 3,900 m³、運転時 3,056 m³ : (タンク1基の運用管理値 3,120 m³) × 2 基のうち 3 号機用評価水量
1 次系純水タンク	320 m³ × 1 基	140 m³ : タンクの運用水位
海水	—	—

3. 給水量評価に用いた崩壊熱

SFPの崩壊熱評価条件としては、原子炉運転停止中（停止時）と原子炉運転中（運転時）の2つの条件を設定し評価した。

停止時については、原子炉の運転停止後、全ての燃料が原子炉からSFPに移送された状態とし、過去の許認可におけるSFPの崩壊熱除去に係る評価に使用した条件を用いた。評価条件を表1に示す。

運転時については、上記評価に対し、運転中の状態を考慮し以下の条件を追加した。

- ・ 停止時に一時的に取り出された 1 回及び 2 回照射燃料については炉心に装荷されているため SFP の評価ではこれらは考慮しない。
- ・ 使用済燃料の冷却期間については、運転開始（停止期間 30 日）直後とする。

なお、核分裂生成物崩壊熱に関しては「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年 7 月 20 日原子力安全委員会、平成 4 年 6 月 11 日一部改訂）」においてその使用が認められている日本原子力学会推奨値（不確定性（3 σ ）込み）を用いて評価を行い、アクチニド崩壊熱に関しては、十分実績のある ORIGEN2 コード評価値（不確定性（20%）込み）を用いて両評価を行った。

表 1 崩壊熱評価条件

	高浜 3 号機
燃料条件	ウラン燃料 ・ 燃焼度（3 号及び 4 号機）：3 回照射燃料 48,000MWd/t 2 回照射燃料 32,000MWd/t 1 回照射燃料 16,000MWd/t ・ ウラン濃縮度（3 号及び 4 号機）：4.1wt% ・ 燃焼度（1 号及び 2 号機）：3 回照射燃料 55,000MWd/t ・ ウラン濃縮度（1 号及び 2 号機）：4.6wt% MOX 燃料（3 号機） ・ 燃焼度：3 回照射燃料 45,000MWd/t 2 回照射燃料 35,000MWd/t 1 回照射燃料 15,000MWd/t
運転期間	1 3 ヶ月
停止期間	3 0 日
燃料取出期間	8. 5 日

注：高浜1，2号機55Gw/d燃料使用等に伴う原子炉設置変更許可申請（平成20年8月申請）安全審査におけるSFP冷却設備の評価条件

4. 給水流量の評価

SFPへの必要補給水量は、SFP保管の燃料の崩壊熱 Q による保有水の蒸散量 $\Delta V / \Delta t$ (m^3/h) として、下記式1で計算した。

$$\Delta V / \Delta t \text{ (m}^3/\text{h)} = Q \text{ (kW)} \times 3600 / (\rho \text{ (kg/m}^3) \times h_{fg} \text{ (kJ/kg)}) \times 1 \quad \cdots \text{【式 1】}$$

ρ (飽和水密度)	: 958kg/m ³	* 2 (プラント共通)
h_{fg} (飽和水蒸発潜熱)	: 2,257kJ/kg	* 2 (プラント共通)
Q (S F P崩壊熱)	: 10,408kW	* 3 (高浜3(4)号機, 停止時)
	: 4,738kW	* 3 (高浜3(4)号機, 運転時)

- *1 : $(\rho \times \Delta V)$ (kg) の飽和水が蒸気になるための熱量は $h_{fg} \times (\rho \times \Delta V)$ (kJ) で、
使用済燃料の Δt 時間あたりの崩壊熱量 $Q \Delta t$ に等しい。
なお、保有水は保守的に大気圧下での飽和水 (100℃) として評価している。
- *2 : 物性値の出典：国立天文台編「理科年表」
- *3 : 表 3. 燃料取出スキーム参照

以上から、崩壊熱による保有水の蒸散を補うために必要な補給水量は、蒸散量 $\Delta V / \Delta t$ (m^3/h) と等しく、全炉心取出しを考慮する停止時については $17.33m^3/h$ 、運転時については $7.89m^3/h$ となる。

各水源からの補給水の供給可能時間は、水源の容量と上記補給水量から求められ、表 2 のとおりである。

表 2 各水源からの補給水の供給可能時間

	停止時	運転時
1, 2uC・D-淡水タンク	約 9 日	約 16 日
1 次系純水タンク	約 8 時間	約 17 時間
海水	燃料補給が継続する期間	燃料補給が継続する期間

以上

表3-1 燃料取出スキーム（高浜3（4）号機）停止時

高浜3（4）号機からの発生分						冷却期間	高浜4（3）号機からの発生分			高浜1，2号機からの発生分	
取出燃料	冷却期間	ウラン燃料		MOX燃料			ウラン燃料		発生分		
		燃料数	崩壊熱(MW)*	燃料数	崩壊熱(MW)*		燃料数	崩壊熱(MW)*	燃料数	崩壊熱(MW)*	
13サイクル冷却済燃料	13×（13ヶ月+30日）+8.5日	9	0.006								
12サイクル冷却済燃料	12×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.027	16	0.041						
						10×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.028	1／3炉心	0.048	
11サイクル冷却済燃料	11×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.028	16	0.041						
						9×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.029	1／3炉心	0.049	
10サイクル冷却済燃料	10×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.029	16	0.042						
						8×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.029	1／3炉心	0.051	
9サイクル冷却済燃料	9×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.030	16	0.043						
						7×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.031	1／3炉心	0.053	
8サイクル冷却済燃料	8×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.031	16	0.043						
						6×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.033	1／3炉心	0.057	
7サイクル冷却済燃料	7×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.034	16	0.044						
						5×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.035	1／3炉心	0.060	
6サイクル冷却済燃料	6×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.037	16	0.045						
						4×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.040	1／3炉心	0.066	
5サイクル冷却済燃料	5×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.042	16	0.048						
						3×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.045	1／3炉心	0.076	
4サイクル冷却済燃料	4×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.050	16	0.051						
						2×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.057	1／3炉心	0.094	
3サイクル冷却済燃料	3×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.067	16	0.061						
						1×（13ヶ月+30日）+21ヶ月	1／3炉心-16	0.085	1／3炉心	0.135	
2サイクル冷却済燃料	2×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.105	16	0.085						
						21ヶ月	1／3炉心-16	0.140	1／3炉心	0.214	
1サイクル冷却済燃料	1×（13ヶ月+30日）+8.5日	1／3炉心-16	0.198	16	0.168						
定検時取出燃料3	8.5日	1／3炉心-8	2.051	8	0.534						
定検時取出燃料2	8.5日	1／3炉心-16	1.578	16	1.036						
定検時取出燃料1	8.5日	1／3炉心-16	1.452	16	0.906						
小計			5.765		3.188			0.552		0.903	
崩壊熱合計（MW）				崩壊熱：10.408MW（燃料体数：1,769体）							

*：崩壊熱の合計は、四捨五入の関係で個々の発生熱量の合計とはならない場合がある。

注1：高浜1，2号機55,000MWd/t燃料使用等に伴う原子炉設置変更許可申請（平成20年8月申請）安全審査におけるSFP冷却設備の評価条件

注2：高浜3（4）号機のSFPの燃料保管容量は1，769体

表 3-2 燃料取出スキーム（高浜 3（4）号機）運転時

高浜 3（4）号機からの発生分						冷却期間	高浜 4（3）号機からの発生分		高浜 1， 2号機からの発生分	
取出燃料	冷却期間	ウラン燃料		MOX燃料			ウラン燃料		発生分	
		燃料数	崩壊熱(MW)*	燃料数	崩壊熱(MW)*		燃料数	崩壊熱(MW)*	燃料数	崩壊熱(MW)*
1 3 サイクル冷却済燃料	1 3 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	9	0.006							
1 2 サイクル冷却済燃料	1 2 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.027	16	0.041					
1 1 サイクル冷却済燃料	1 1 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.028	16	0.041	1 0 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.028	1／3 炉心	0.048
1 0 サイクル冷却済燃料	1 0 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.029	16	0.042	9 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.029	1／3 炉心	0.049
9 サイクル冷却済燃料	9 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.030	16	0.043	8 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.029	1／3 炉心	0.051
8 サイクル冷却済燃料	8 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.031	16	0.043	7 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.031	1／3 炉心	0.053
7 サイクル冷却済燃料	7 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.034	16	0.043	6 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.033	1／3 炉心	0.057
6 サイクル冷却済燃料	6 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.037	16	0.045	5 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.035	1／3 炉心	0.060
5 サイクル冷却済燃料	5 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.041	16	0.047	4 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.040	1／3 炉心	0.066
4 サイクル冷却済燃料	4 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.049	16	0.051	3 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.045	1／3 炉心	0.076
3 サイクル冷却済燃料	3 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.065	16	0.059	2 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.057	1／3 炉心	0.094
2 サイクル冷却済燃料	2 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.103	16	0.083	1 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.085	1／3 炉心	0.135
1 サイクル冷却済燃料	1 ×（1 3 ヶ月＋3 0 日）＋3 0 日	1／3 炉心-16	0.190	16	0.159	2 1 ヶ月	1／3 炉心-16	0.140	1／3 炉心	0.214
定検時取出燃料 3	3 0 日	1／3 炉心-8	1.178	8	0.376					
定検時取出燃料 2	(炉心)	0	0	8	0.362					
定検時取出燃料 1	(炉心)	0	0	0	0					
小計			1.848		1.435			0.552		0.903
崩壊熱合計（MW）				崩壊熱：4.738MW（燃料体数：1,673体）						

*：崩壊熱の合計は、四捨五入の関係で個々の発生熱量の合計とはならない場合がある。

電源容量と継続時間評価

1. 蓄電池

高浜 3 号機の直流電源装置は、蓄電池及び充電器で構成されており、直流母線に接続されている。安全系蓄電池は容量 1200AH のものが 2 系列あり、440V 安全系交流母線より各々充電器を介して接続されている。

全交流電源喪失後、電源車による給電が開始されるまでの間は、蓄電池により直流母線へ給電されるが、現状の蓄電池定格容量と 5 時間給電必要容量を比較した結果、5 時間の給電が可能であることを確認している。

なお、容量評価については、据置蓄電池の容量算出法（電池工業会規格 SBA-S-0601:2001）に基づき算出した。

1200AH（定格容量）	>	1091AH（5 時間必要容量）
--------------	---	------------------

◆蓄電池負荷パターン

3A 蓄電池負荷リスト

負荷名称	0～10秒	10～60秒	1～5分	5～30分	30～60分	60～299分	299～300分
3 A 1 制御建屋直流分電盤	44.55	39.12	39.12	39.12	39.12	39.12	39.12
3 A 2 制御建屋直流分電盤							
4－3 A メタクラ	59.83	46.83	5.83	5.83	5.83	5.83	41.83
3－3 A パワーセンタ	12.84	25.26	3.99	3.99	3.99	3.99	25.26
3 A ディーゼル発電機盤	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15
3 A ディーゼル発電機界磁	125.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
3 A 計器用インバータ	37.15	37.15	37.15	37.15	37.15	37.15	37.15
3 C 計器用インバータ	47.76	47.76	47.76	47.76	47.76	47.76	47.76
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3 A メタクラ試験箱	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3 A タービン動補助給水ポンプ盤	47.20	47.20	4.20	4.20	4.20	4.20	4.20
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
合 計 (A)	376.6	245.6	140.3	140.3	140.3	140.3	197.6

3B 蓄電池負荷リスト

負荷名称	0～10秒	10～60秒	1～5分	5～30分	30～60分	60～299分	299～300分
3 B 1 制御建屋直流分電盤	43.22	37.79	37.79	37.79	37.79	37.79	37.79
3 B 2 制御建屋直流分電盤							
4－3 B メタクラ	59.83	46.83	5.83	5.83	5.83	5.83	41.83
3－3 B パワーセンタ	14.61	25.26	3.99	3.99	3.99	3.99	25.26
3 B ディーゼル発電機盤	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15
3 B ディーゼル発電機界磁	125.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
3 B 計器用インバータ	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43
3 D 計器用インバータ	43.78	43.78	43.78	43.78	43.78	43.78	43.78
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3 B メタクラ試験箱	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3 B タービン動補助給水ポンプ盤	47.20	47.20	4.20	4.20	4.20	4.20	4.20
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
予備	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
合 計 (A)	382.4	249.6	144.3	144.3	144.3	144.3	201.6

◆評価条件

蓄電池形式 :CS 1200Ah

最低許容電圧:1.75V

周囲温度 :25℃

◆評価結果

[3A 蓄電池]

$$C_{300} = \{1/0.9\} * \{376.6 * 6.28 + (140.3 - 376.6) * 6.24 + (197.6 - 140.3) * 1.14\} = 1063\text{Ah}$$

よって、1200Ah > 1063Ah となり、5 時間の給電は可能である。

[3B 蓄電池]

$$C_{300} = \{1/0.9\} * \{382.4 * 6.28 + (144.3 - 382.4) * 6.24 + (201.6 - 144.3) * 1.14\} = 1091\text{Ah}$$

よって、1200Ah > 1091Ah となり、5 時間の給電は可能である。

2. 空冷式非常用発電装置

全交流電源喪失後は直流電源装置の蓄電池により、中央制御室の監視機器等に電気を供給するが、蓄電池が枯渇する前に空冷式非常用発電装置を安全系母線に接続し、継続的に電気を供給する必要がある。

プラント監視機能を維持しつつ、原子炉及び使用済燃料ピットを冷却するために必要となる電源容量は約 362kVA と評価しており、その容量を上回る空冷式非常用発電装置を配備している。

原子炉除熱、運転監視継続のために必要な機器類の電源容量

プラント	緊急安全対策に必要な容量 [kVA] * 1	シビアアクシデント対応での追加対策に必要な容量 [kVA] * 2	必要容量 [kVA]	配備容量 [kVA]
高浜 1 号機	約 390	約 162	約 552	1825
高浜 2 号機	約 390	約 13	約 403	1825
高浜 3 号機	約 258	約 104	約 362	1825
高浜 4 号機	約 258	約 44	約 302	1825

* 1 「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた緊急安全対策に係る実施状況報告書（改訂版）（高浜発電所）（平成 23 年 4 月）」にて給電するとして設備（直流電源、計器用電源、1 次系純水ポンプ、ほう酸ポンプ）

* 2 「平成 23 年福島第一原子力発電所事故を踏まえたシビアアクシデントへの対応に関する措置に係る実施状況報告書（平成 23 年 6 月）」にて給電するとして設備（アニュラス排気設備、中央制御室空調設備）

また、空冷式非常用発電装置は、発電所構内にある補助ボイラ燃料と非常用ディーゼル発電機燃料を消費しつつ発電するが、高浜 1～4 号機の各々に配備された空冷式非常用発電装置が同時に燃料を消費することを想定すると、1 時間当たり約 499.5 リットルの燃料が必要となる。一方、補助ボイラ燃料タンク容量（60%）は約 276m³、非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク容量（使用可能量）は約 1004m³であるが、ディーゼル消火ポンプが消費する重油約 80.0m³を除き、燃料が枯渇する時間（給油可能連続日数）を約 100 日と評価している。

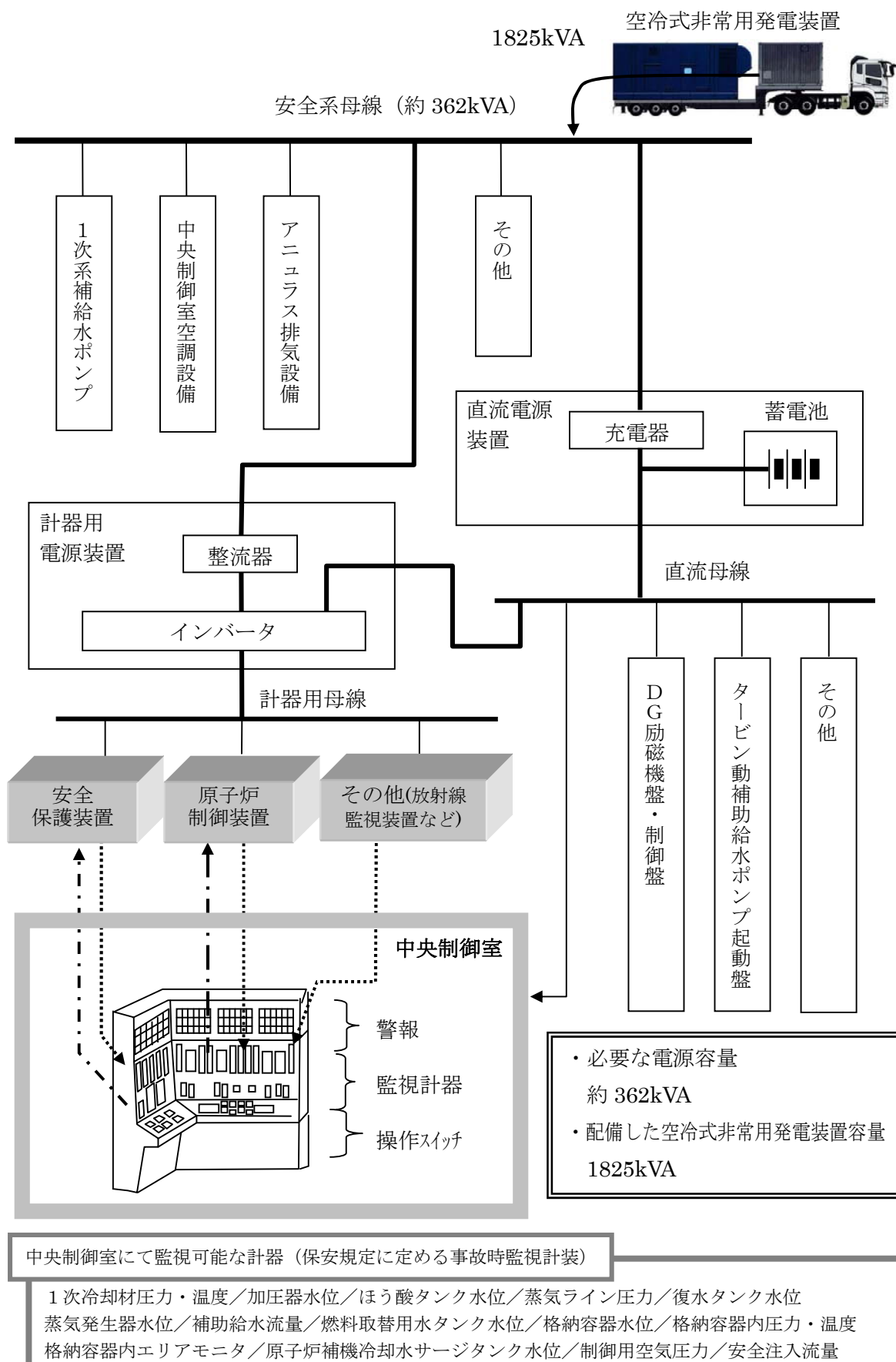
空冷式非常用発電装置の運転継続時間

プラント	必要な電源容量 [kVA]	配備容量 [kVA]	実負荷時の燃費 [L/h]		補助ボイラ燃料タンク容量(60%) [m ³]	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク容量(使用可能量) [m ³]	継続運転日数 [日]
高浜 1 号機	約 552	1825	約 499.5	約 152.7	約 276	約 80	約 100*
高浜 2 号機	約 403	1825		約 124.8		約 80	
高浜 3 号機	約 362	1825		約 116.9		約 422	
高浜 4 号機	約 302	1825		約 105.1		約 422	

* 運転継続日数は、ディーゼル消火ポンプが消費する重油を除いた日数

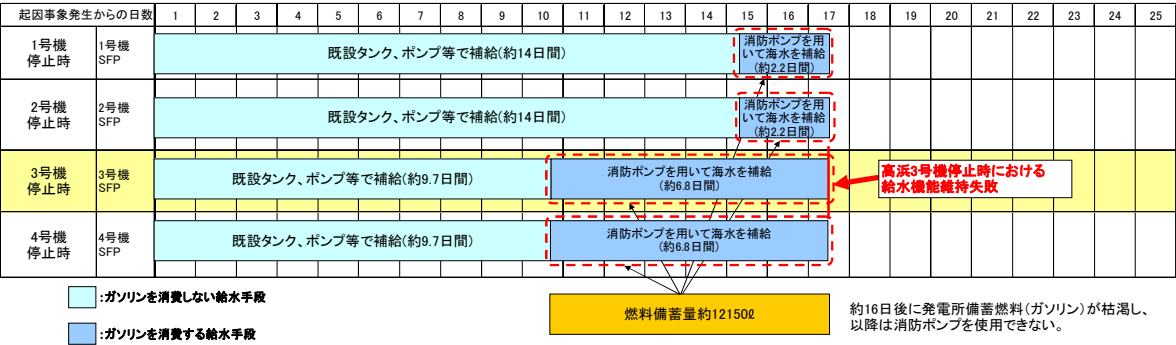
以 上

交流電源と直流電源および計器用電源負荷のイメージ（高浜 3 号機の例）

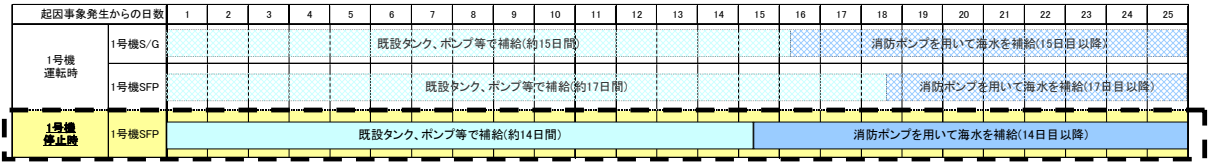


給水機能と消防ポンプ燃料(ガソリン)消費量の関係 (3号機停止時)

海水等の補給に用いる消防ポンプの燃料(ガソリン)は、発電所共有としており3号機以外(1,2,4号機)にも使用することから、全号機同時に全交流電源喪失が発生したと仮定し、発電所備蓄ガソリンの消費が早くなる他号機の初期状態(運転時又は停止時)の組合せを設定して評価を行った。評価の結果、下表のとおり1,2,4号機が停止時の場合に発電所備蓄ガソリンの枯渇は早くなり、約16日後に枯渇することとなる。



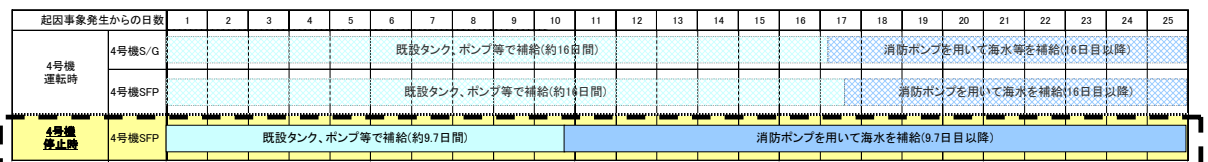
(参考) 1, 2, 4 号機の初期状態 (運転時又は停止時) の検討



⇒1号機が停止時の方がガソリン消費は早い



⇒2号機が停止時の方がガソリン消費は早い



⇒4号機が停止時の方がガソリン消費は早い

設備強化対策で今後設置を計画している設備の効果

添付 4-1 に示す設備強化対策のうち、外部電源喪失事象や全交流電源喪失事象に対して効果が期待できる以下の項目について、その効果を評価した。

1. 恒設非常用発電機の設置

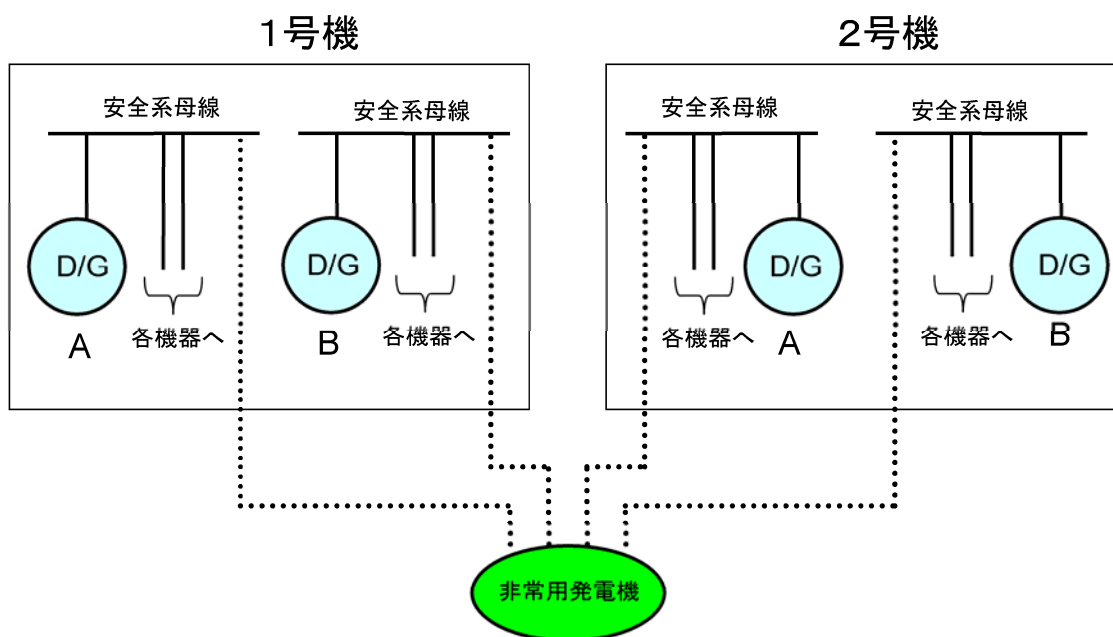
外部電源喪失事象が発生した場合、非常用発電機が起動し、バックアップ電源として事象収束に必要な機器に電源を供給する。非常用発電機の燃料の枯渇等により非常用発電機が停止した場合には全交流電源喪失事象に至ることになる。

恒設非常用発電機は既設の2台の非常用発電機に加えてさらなるバックアップ電源として機能することから、外部電源喪失から全交流電源喪失に至るまでのバックアップ電源の継続時間が増えることになる。(対策の概要は(2/2)参照)

設備強化対策の概要 (恒設非常用発電機の設置)

○原子力安全・保安院からの「非常用発電設備の保安規定上の取扱いについて(指示)」(H23. 4. 9発出)により、低温停止状態および燃料交換において、非常用発電設備が2台動作可能であることが要求されたことを受け、非常用発電設備を追設する。

2ユニットに1台設置する場合の例



出典：平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた緊急安全対策に係る
実施状況報告書（改訂版）（高浜発電所）（平成 23 年 4 月 27 日提出）