

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間			
										A系*8	B系*8		
40条	津波による損傷の防止	有	—	(電源が必要な設備が要求されない)	—	—	—	—	—	—	—		
41条	火災による損傷の防止	有	41-1	水素検知器 (8-1と同じ)	DB	—	—	—	8時間	24時間	24時間		
41条	火災による損傷の防止	有	41-2	火災防護対策設備*2 (8-2と同じ)	DB	—	—	専用電源から供給	—	—	—		
42条	特定重大事故等対処施設	有	—	(申請対象外)	—	—	—	—	—	—	—		
43条	重大事故等対処設備	有	—	(電源が必要な具体的な設備については、各設備の条文にて設備の抽出を行う。)	—	—	—	—	—	—	—		
44条	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備	有	44-1	化学体積制御設備 (充てんポンプ、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁)	DB/SA	—	—	—	—	—	—	—	
			44-2	高圧注入系 (19-1と同じ)	DB/SA	—	—	—	—	—	—	—	
			44-3	補助給水設備 (電動補助給水ポンプ) (21-2と同じ)	DB 拡張	—	—	—	—	—	—	—	
			44-4	補助給水設備 (タービン動補助給水ポンプ) *3 (21-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	5分	5分	5分
			44-5	共通要因故障対策盤	SA	○	—	—	—	—	1時間	1時間	1時間
			44-6	1次冷却設備 (加圧器逃がし弁) (17-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	1時間	1時間	1時間
			44-7	主蒸気設備 (主蒸気逃がし弁) (21-4と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	1時間	1時間	1時間
			44-8	主蒸気設備 (主蒸気隔離弁)	DB/SA	○	—	—	—	—	1時間	1時間	1時間
			44-9	補助給水設備 (補助給水ポンプ 出口流量調節弁) (21-5と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	24時間	24時間	24時間

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求 時間	供給可能時間		
										A系*8	B系*8	
45 条	原子炉冷却材圧力バウンダリ 高圧時に発電用原子炉を冷却 するための設備	有	45-1	高圧注入系 (19-1と同じ)	DB/ SA	○	—	—	5分	5分	5分	
			45-2	低圧注入系 (19-2,21-1と同じ)	DB/ SA	○	—	—	1 時間	1 時間	1時間	
			45-3	補助給水設備 (電動補助給水ポンプ) (21-2と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	—
			45-4	補助給水設備 (タービン動補助 給水ポンプ) *3 (21-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	—
			45-5	1次冷却設備 (加圧器逃がし 弁) (17-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	—
			45-6	主蒸気設備 (主蒸気逃がし弁) (21-4と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	—
			45-7	補助給水設備 (補助給水ポンプ 出口流量調節弁) (21-5と同 じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	—
46 条	原子炉冷却材圧力バウンダリ を減圧するための設備	有	46-1	高圧注入 (19-1と同じ)	DB/ SA	○	—	—	—	—	—	
			46-2	低圧注入系 (19-2,21-1と同じ)	DB/ SA	○	—	—	—	—	—	
			46-3	蓄圧注入系 (19-3と同じ)	DB/ SA	○	—	—	—	—	—	
			46-4	補助給水設備 (電動補助給水ポンプ) (21-2と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	
			46-5	補助給水設備 (タービン動補助 給水ポンプ) *3 (21-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	
			46-6	1次冷却設備 (加圧器逃がし 弁) (17-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	—	—	—	

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間			
										A系*8	B系*8		
46条	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備	有	46-7	主蒸気設備（主蒸気逃がし弁）（21-4と同じ）	DB 拡張	○	—	—	1時間	1時間	1時間		
			46-8	補助給水設備（補助給水ポンプ出口流量調節弁）（21-5と同じ）	DB 拡張	○	—	—	24時間	24時間	24時間		
47条	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	有	47-1	化学体積制御設備（充てんポンプ）（20-1と同じ）	DB/ SA					交流電源復旧後に使用			
			47-2	原子炉格納容器スプレイ設備（32-2と同じ）	DB 拡張						交流電源復旧後に使用		
			47-3	高圧注入系（19-1と同じ）	DB/ SA							交流電源復旧後に使用	
			47-4	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（21-2と同じ）	DB 拡張							交流電源復旧後に使用	
			47-5	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）*3（21-3と同じ）	DB 拡張	○	—	—	—	5分	5分	5分	5分
			47-6	主蒸気設備（主蒸気逃がし弁）（21-4と同じ）	DB 拡張	○	—	—	—	—	1時間	1時間	1時間
			47-7	補助給水設備（補助給水ポンプ出口流量調節弁）（21-5と同じ）	DB 拡張	○	—	—	—	—	24時間	24時間	24時間
48条	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備	有	48-1	補助給水設備（電動補助給水ポンプ）（21-2と同じ）	DB 拡張					交流電源復旧後に使用			
			48-2	補助給水設備（タービン動補助給水ポンプ）*3（21-3と同じ）	DB 拡張	○	—	—	5分	5分	5分	5分	
			48-3	高圧注入系（19-1と同じ）	DB/ SA						交流電源復旧後に使用		

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求 時間	供給可能時間	
										A系*8	B系*8
48条	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備	有	48-4	補助給水設備（補助給水ポンプ 出口流量調節弁）（21-5と同じ）	DB 拡張	○	—	—	24 時間	24 時間	24 時間
49条	原子炉格納容器内の冷却等のための設備	有	49-1	原子炉補機冷却水設備 （22-1と同じ）	DB 拡張			交流電源復旧後に使用			
			49-2	原子炉補機冷却海水設備 （22-2と同じ）	DB 拡張			交流電源復旧後に使用			
50条	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備	有	50-1	原子炉格納容器スプレイ設備 （32-2と同じ）	DB 拡張			交流電源復旧後に使用			
			50-2	原子炉補機冷却水設備 （22-1と同じ）	DB 拡張			交流電源復旧後に使用			
			50-3	原子炉補機冷却海水設備 （22-2と同じ）	DB 拡張			交流電源復旧後に使用			
51条	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備	有	51-1	原子炉格納容器スプレイ設備 （32-2と同じ）	DB 拡張			交流電源復旧後に使用			
			51-2	高圧注入系 （19-1と同じ）	DB/ SA			交流電源復旧後に使用			
			51-3	低圧注入系 （19-2,21-1と同じ）	DB/ SA			交流電源復旧後に使用			
52条	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備	有	51-4	化学体積制御設備（充てんポンプ）（20-1と同じ）	DB/ SA			交流電源復旧後に使用			
			52-1	格納容器水素イグナイタ温度計	SA	—	○	—	24 時間	24 時間	24 時間
			52-2	原子炉格納容器内水素処理装置 温度計	SA	—	○	—	—	24 時間	24 時間
53条	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備	有	52-3	可搬型格納容器水素濃度計測ユニット	SA			交流電源復旧後に使用			
			53-1	アニュラス空気浄化設備 （32-1と同じ）	DB/ SA			交流電源復旧後に使用			

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間		
										A系*8	B系*8	
53条	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備	有	53-2	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット	SA	—	—	—	24時間	24時間	24時間	
54条	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備	有	54-1	使用済燃料ピット水位 (AM用)	SA	—	—	○	24時間	24時間	24時間	
54条	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備	有	54-2	使用済燃料ピット水位 (可搬型)	SA	—	—	○	24時間	24時間	24時間	
			54-3	使用済燃料ピット温度 (AM用)	SA	—	—	○	24時間	24時間	24時間	
			54-4	使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ*4	SA	交流電源復旧後に使用						
55条	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備	有	—	(電源が必要な設備が要求されない)	—	—	—	—	—	—	—	
56条	重大事故等の収束に必要な水の供給設備	有	56-1	高压注入系 (19-1と同じ)	DB/ SA	交流電源復旧後に使用						
			56-2	原子炉格納容器スプレイ設備 (32-2と同じ)	DB 拡張	交流電源復旧後に使用						
			56-3	1次冷却設備 (加圧器逃がし弁) (17-3と同じ)	DB 拡張	○	—	—	1時間	1時間	1時間	
57条	電源設備	有	—	(電源が必要な具体的な設備については、各設備の条文にて設備の抽出を行う。)								
58条	計装設備	有	58-1	出力領域中性子束 (23-1と同じ)	DB/ SA	○	—	—	24時間	24時間	24時間	24時間
			58-2	中間領域中性子束 (23-2と同じ)	DB/ SA	○	—	—	24時間	24時間	24時間	24時間
			58-3	中性子源領域中性子束 (23-3と同じ)	DB/ SA	○	—	—	24時間	24時間	24時間	24時間
			58-4	補助給水流量 (23-18と同じ)	DB 拡張	○	—	—	24時間	24時間	24時間	24時間

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心 *5	格納 *6	燃料 *7	要求 時間	供給可能時間			
										A系*8	B系*8		
58条 計装設備		有	58-5	蒸気発生器水位 (狭域) (23-12と同じ)	DB 拡張	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間		
			58-6	蒸気発生器水位 (広域) (23-13と同じ)	DB 拡張	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			58-7	補助給水ピット水位 (23-19と同じ)	DB 拡張	○	○	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			58-8	1次冷却材温度 (広域-高温 側) (23-8と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			58-9	1次冷却材温度 (広域-低温 側) (23-9と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			58-10	1次冷却材圧力 (広域) (23-7と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			58-11	加圧器水位 (23-6と同じ)	DB/ SA	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			58-12	高压注入流量 (23-16と同じ)	DB 拡張								
			58-13	燃料取替用水ピット水位 (23-26と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間
			58-14	格納容器再循環サンプ水位 (広 域) (23-21と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	1 時間	24 時間	24 時間	24 時間
			58-15	格納容器再循環サンプ水位 (狭 域) (23-22と同じ)	DB/ SA	○	○	-	24 時間	1 時間	24 時間	24 時間	24 時間
			58-16	主蒸気ライン圧力 (23-11と同じ)	DB 拡張	○	-	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間
			58-17	低圧注入流量 (23-17と同じ)	DB 拡張								
			58-18	原子炉格納容器圧力 (23-15と同じ)	DB/ SA	-	○	-	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間
			58-19	格納容器内温度 (23-14と同じ)	DB/ SA	-	○	-	24 時間	1 時間	24 時間	24 時間	24 時間

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間			
										A系*8	B系*8		
58 条	計表設備	有	58-20	格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) (23-27と同じ)	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間		
			58-21	格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) (23-28と同じ)	DB/SA	○	○	-	24時間	1時間	24時間		
			58-22	原子炉容器水位	SA	○	-	-	24時間	24時間	24時間		
			58-23	代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量	SA					交流電源復旧後に使用			
			58-24	格納容器圧力 (AM用)	SA			-	○	-	24時間	24時間	
			58-25	B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 (AM用)	SA						交流電源復旧後に使用		
			58-26	原子炉補機冷却水サージタンク水位 (23-23と同じ)	DB拡張			○	○	-	24時間	1時間	24時間
			58-27	ほう酸タンク水位 (23-20と同じ)	DB/SA			○	-	-	24時間	24時間	24時間
			58-28	格納容器水位	SA			-	○	-	24時間	24時間	24時間
			58-29	原子炉下部キャビティ水位	SA			-	○	-	24時間	24時間	24時間
59 条	原子炉制御室	有	58-30	格納容器内水素濃度	SA						交流電源復旧後に使用		
			58-31	アニュラス水素濃度 (可搬型)	SA							交流電源復旧後に使用	
			59-1	中央制御室空調装置 (26-4と同じ)	DB/SA								交流電源復旧後に使用
59-2	アニュラス空気浄化設備 (32-1と同じ)	DB/SA									交流電源復旧後に使用		

条文	内容	追加要求事項の有無	番号	電源供給する設備	機能	炉心*5	格納*6	燃料*7	要求時間	供給可能時間	
										A系*8	B系*8
60条	監視測定設備	有	60-1	可搬型モニタリングポスト	SA			専用電源から供給			
61条	緊急時対策所	有	61-1	可搬型気象観測設備	SA			専用電源から供給			
62条	緊急時対策所 通信連絡を行うために必要な設備	有	62-1	緊急時対策所 (34-1と同じ) 通信連絡設備 (35-1と同じ)	DB/ SA			専用電源から供給			
-	-	無	-	蒸気タービン保安装置等	-			-	-	1時間	1時間

: 蓄電池 (非常用) (トレンA) から電源供給
 : 交流電源が回復するまでは系統として機能しない設備

: 蓄電池 (非常用) (トレンB) から電源供給
 : 建設段階から直流電源の供給を必要とした設備

- *1：外の状態を監視する設備は、監視カメラ（構内監視カメラ、津波監視カメラ）、潮位計、取水ピット水位計、気象観測設備及び気象庁の警報情報を受信するための端末等があり、このうち津波監視カメラ及び取水ピット水位計は24時間監視可能な設計とする。
- *2：火災防護対策設備で電源が必要な設備は、火災感知設備（火災感知器（アナログ式を含む。）及び受信機）及び消火設備（全域ガス消火設備）であるが、全交流動力電源喪失後、常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から給電されるまでの約25分に余裕を考慮した約70分間は専用電源から給電可能な設計とする。
- *3：タービン動補助給水ポンプで電源が必要な設備は、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁、タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプであるが、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁は、外部電源喪失からタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の動作が完了するまでの1分間、タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプは、タービン動補助給水ポンプの油圧が確立し、これらのポンプが自動停止するまでの5分間は給電可能な設計とする。
- *4：使用済燃料ピット可搬型エリアモニタは使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷を防止するための設備であるが、使用済燃料ピット水位（AM/可搬型）、使用済燃料ピット温度（AM）及び使用済燃料ピット監視カメラにて使用済燃料ピットの状態を把握できることから、交流電源復旧後に使用する。
- *5：重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷防止のために必要な設備。
- *6：重大事故等が発生した場合において、原子炉格納容器の破損防止のために必要な設備。
- *7：重大事故等が発生した場合において、使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷防止のために必要な設備。
- *8：後備蓄電池からの給電も含めた供給可能時間を記載している。

第2.2.2表 全交流動力電源喪失時に電源供給が必要な計装設備

主要設備	設置許可基準規則														
	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
出力領域中性子束	○			○											
中間領域中性子束	○			○											
中性子源領域中性子束	○			○											
補助給水流量	○	○	○	○	○		○						○		○
蒸気発生器水位 (狭域)	○	○	○	○	○		○						○		○
蒸気発生器水位 (広域)		○	○	○	○		○						○		○
補助給水ピット水位		○	○	○	○	○							○		○
1次冷却材温度 (広域—高温側)	○	○	○	○	○								○		○
1次冷却材温度 (広域—低温側)	○	○	○	○	○								○		○
1次冷却材圧力 (広域)	○	○	○	○	○			○	○				○		○
加圧器水位		○	○	○	○			○	○				○		○
高圧注入流量	○	○	○	○				○	○				○		○
燃料取替用水ピット水位	○	○	○	○			○				○		○		○
格納容器再循環サンプ水位 (広域)		○		○			○						○		○
格納容器再循環サンプ水位 (狭域)		○		○					○				○		○
主蒸気ライン圧力	○	○	○	○									○		○
低圧注入流量				○									○		○
原子炉格納容器圧力	○	○	○	○	○		○		○				○		○
格納容器内温度	○	○	○	○	○		○		○				○		○
格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)				○					○				○		○
格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ)				○									○		○
原子炉容器水位				○											○
代替格納容器スレーブポンプ出口積算流量		○		○			○		○				○		○

主要設備	設置許可基準規則														
	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
格納容器圧力 (AM用)	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○		○
B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 (AM用)				○			○	○				○	○		○
原子炉補機冷却水サージタンク水位							○								○
ほう酸タンク水位	○		○	○									○		○
格納容器水位				○			○								○
原子炉下部キャビティ水位								○							○
格納容器内水素濃度							○		○						○
原子炉格納容器内水素処理装置温度									○						○
格納容器水素イグナイト温度									○						○
アニユラス水素濃度 (可搬型)										○					○
使用済燃料ピット水位 (AM用)											○	○			○
使用済燃料ピット水位 (可搬型)											○	○			○
使用済燃料ピット温度 (AM用)											○	○			○
使用済燃料ピット可搬型エアモニタ											○	○			○
使用済燃料ピット監視カメラ											○	○			○

◻ : 交流電源復旧後に使用する設備

第 2.2.3 表 有効性評価の各シナリオで直流電源から電源供給が必要な設備

主要設備	有効性評価																
	7.1.1	7.1.2	7.1.3	7.1.4	7.1.5	7.1.6	7.1.7	7.1.8	7.2.1.1	7.2.1.2	7.2.4	7.3.1	7.3.2	7.4.1	7.4.2	7.4.3	7.4.4
【動力電源供給対象】																	
補助給水設備 (補助給水ポンプ出口流量調節弁)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
【制御電源供給対象】																	
出力領域中性子束	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
中間領域中性子束	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
中性子源領域中性子束	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
補助給水流量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
蒸気発生器水位 (狭域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
蒸気発生器水位 (広域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
補助給水ピット水位	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
1 次冷却材温度 (広域-高温側)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
1 次冷却材温度 (広域-低温側)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
1 次冷却材圧力 (広域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
加圧器水位	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
高圧注入流量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料取替用水ピット水位	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
格納容器再循環サンプ水位 (広域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
格納容器再循環サンプ水位 (狭域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
主蒸気ライン圧力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
低圧注入流量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉格納容器圧力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
格納容器内温度	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

主要設備	有効性評価																
	7.1.1	7.1.2	7.1.3	7.1.4	7.1.5	7.1.6	7.1.7	7.1.8	7.2.1.1	7.2.1.2	7.2.4	7.3.1	7.3.2	7.4.1	7.4.2	7.4.3	7.4.4
格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)	○	○	○	○		○	○		○	○	○						
格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ)	○	○	○	○		○	○		○	○	○						
原子炉容器水位	○	○	○			○											
代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量	○	○	○						○	○	○			○	○		
格納容器圧力 (AM用)	○	○	○	○					○	○	○			○	○		
B-1格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 (AM用)				○			○	○	○	○	○						
原子炉補機冷却水サージタンク水位				○													
ほう酸タンク水位					○												○
格納容器水位									○	○	○						
原子炉下部キャビティ水位									○	○	○						
格納容器内水素濃度																	
原子炉格納容器内水素処理装置温度											○						
格納容器水素イグナイト温度																	
アニュラス水素濃度 (可搬型)																	
使用済燃料ピット水位 (AM用)												○	○				
使用済燃料ピット水位 (可搬型)												○	○				
使用済燃料ピット温度 (AM用)												○	○				
使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ												○	○				
使用済燃料ピット監視カメラ												○	○				

□ : 有効性評価において全交流電源喪失を想定しているシナリオ

■ : 交流電源復旧後に使用する設備

(3) 【参考】全交流動力電源喪失時の電源供給の方法

A蓄電池及びB蓄電池から24時間電源供給が必要な直流電源設備に電源供給を行う場合、各蓄電池の容量を考慮し、以下のとおり負荷切離し及び後備蓄電池の接続を行う運用とする。

【全交流動力電源喪失から1時間後】

- ・ A蓄電池の不要な負荷の切離し
- ・ B蓄電池の不要な負荷の切離し

*中央制御室又は中央制御室に隣接する安全系計装盤室での簡易な切離し操作にて可能

【全交流動力電源喪失から8時間後】

- ・ A蓄電池の不要な負荷の切離し
- ・ B蓄電池の不要な負荷の切離し

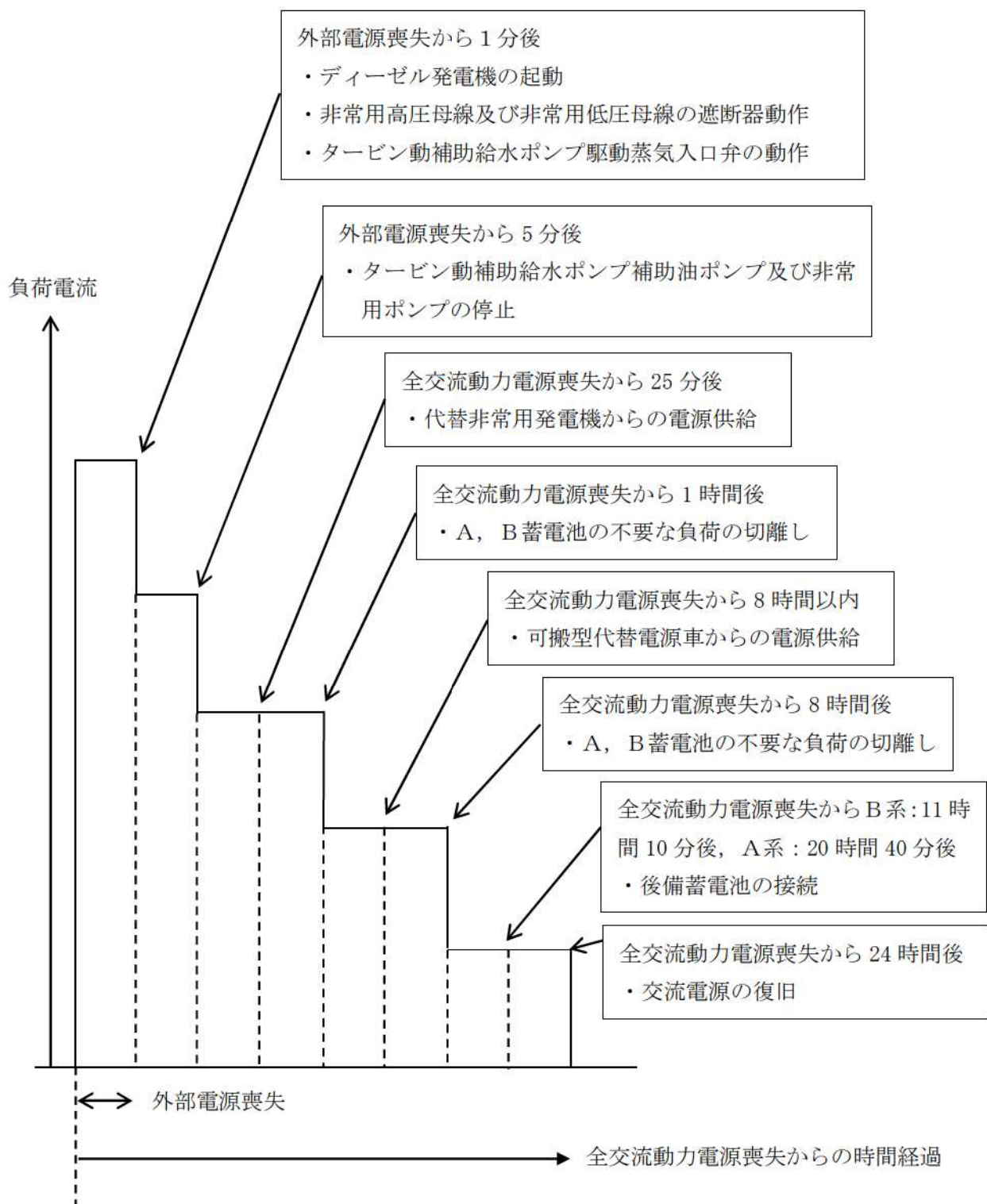
【全交流動力電源喪失から11時間10分後】

- ・ B系非常用直流母線への後備蓄電池の接続

【全交流動力電源喪失から20時間40分後】

- ・ A系非常用直流母線への後備蓄電池の接続

全交流動力電源喪失直後から24時間後までの電源供給方法と、電源供給が必要な直流設備を第2.2.1図に示す。



第 2. 2. 1 図 全交流動力電源喪失後の各時間において発生する設備操作の時系列

2.3 蓄電池（非常用）の配置について

蓄電池（非常用）の配置を示す。蓄電池（非常用）及びその附属設備は、非常用2系統を別の場所に設置しており、共通要因により機能喪失しないよう多重性及び独立性を確保することとし、地震、津波、内部火災、溢水の観点から、これら共通要因により機能が喪失しないよう頑健性を有していることを確認している。

これにより、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合にも、機能が確保される設計とする。（設置許可基準第33条（保安電源）まとめ資料2.2.1.1.3「非常用電源設備の配置」参照）

第2.3.1表 蓄電池（非常用）の共通要因に対する状況

共通要因	対応(確認)方針	状況
地震	設計基準地震動に対して、十分な耐震性を有する設計とする。	設計基準地震動に対して、建屋及び安全系の電気設備が機能維持できる設計としている。
津波	設計基準津波に対して、浸水や波力等により機能喪失しない設計とする。	施設の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計としている。また、取水路及び放水路から施設へ流入させない設計としている。
火災	適切な耐火能力を有する耐火壁（障壁）で分離を行うか、適切な遠隔距離で分離した配置設計とする。	安全補機開閉器室等は、3時間耐火能力を有する耐火壁（障壁）により分離した設計としている。（厚さ150mm以上のコンクリート壁を満足する、200mm以上を有している。） 外部火災については、外部火災影響評価にて、設備、居住空間に影響を及ぼさないことを確認している。
溢水	想定すべき溢水（没水、蒸気、被水）に対し、影響のないことを確認、もしくは溢水源等に対して溢水影響のないよう設備対策を実施する。	配置エリアにおいて、溢水源となる機器、配管等は存在しない。また、消火については、ハロン消火設備による消火を行うことから、配置エリアにおける消火水の放出はない。隣接するエリアにおける内部溢水に対しては、配置エリア外からの溢水流入を防止する対策（止水板）を施すことにより系統機能を失わないことを内部溢水影響評価で確認する。



第2.3.1図 蓄電池（非常用）配置図 T.P.10.3m

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

2.4 電気容量の設定

2.4.1 蓄電池（非常用）の容量について

2.4.1.1 蓄電池（非常用）の運用方法について

蓄電池（非常用）の運用方法は以下のとおり。

（A系）

全交流動力電源喪失から1時間後にA蓄電池の不要な負荷の切離しを中央制御室又は中央制御室に隣接する安全系計装盤室にて簡易な操作により行う。その後、8時間後に重大事故等の対処に不要な負荷の切離しを行い、20時間40分後に後備蓄電池を接続することにより全交流動力電源喪失から24時間後まで使用する。

（B系）

全交流動力電源喪失から1時間後にB蓄電池の不要な負荷の切離しを中央制御室又は中央制御室に隣接する安全系計装盤室にて簡易な操作により行う。その後、8時間後に重大事故等の対処に不要な負荷の切離しを行い、11時間10分後に後備蓄電池を接続することにより全交流動力電源喪失から24時間後まで使用する。

2.4.1.2 A蓄電池の容量

(1) A蓄電池の負荷内訳

A蓄電池は、以下の第2.4.1.2.1表に示す負荷に電力を供給する。また、A蓄電池による負荷給電パターンを第2.4.1.2.1図に示す。

なお、21時間10分の値については参考として示す。

第2.4.1.2.1表 A蓄電池負荷一覧表

負荷名称	1秒	60秒	5分	60分	8時間 30分 ^{*1}	21時間 10分 ^{*5}
直流分電盤 ^{*2}	23.8	23.8	23.8	23.8	18.8	18.8
遮断器操作回路 ^{*3}	44.0	42.0	2.0	2.0	2.0	2.0
タービン動補助給水ポンプ起動盤	59.4	167.5	47.5	2.4	2.4	2.4
A計装用インバータ ^{*4}	78.6	78.6	78.6	78.6	65.9	53.5
C計装用インバータ ^{*4}	74.8	74.8	74.8	74.8	0.0	0.0
ディーゼル発電機制御盤	3.5	143.5	3.5	3.5	3.5	0.0
補助給水ポンプ出口流量調節弁盤	1.9	1.9	6.9	6.9	6.9	6.9
合計電流 (A)	286.0	532.1	237.1	192.0	99.5	87.1

*1：事象発生後8時間から負荷切り離し作業を実施するが、作業時間を考慮し、容量計算では8時間30分まで給電を継続するものとしている。

*2：直流分電盤の負荷は以下の設備

地下水排水設備、循環水ポンプの自動停止インターロック、共通要因故障対策盤、格納容器水素イグナイタ温度計、原子炉格納容器内水素処理装置温度計、使用済燃料ピット水位（AM用）、使用済燃料ピット水位（可搬型）、使用済燃料ピット温度（AM用）、原子炉容器水位、格納容器圧力（AM用）、格納容器水位、原子炉下部キャビティ水位、蒸気タービン保安装置等

*3：遮断器操作回路の負荷は以下の設備

メタルクラッド開閉装置、パワーコントロールセンタ

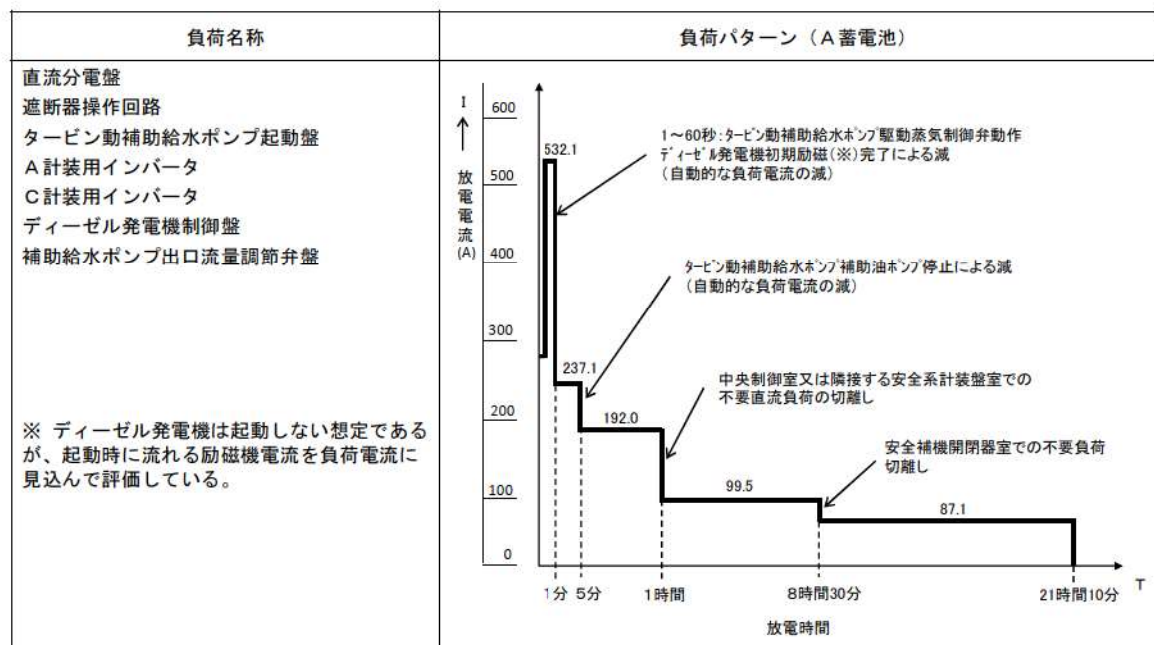
遮断器操作回路は外部電源喪失時に必要となる投入・開放動作を約1分以内に完了するが、表示灯及び警報監視等のため24時間電源供給を行う。

*4：計装用インバータの負荷は以下の設備

津波監視カメラ、水素検知器、格納容器サンプル水位上昇率測定装置、凝縮液量測定装置、主蒸気逃がし弁、出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束、加圧器

圧力，加圧器水位，1次冷却材圧力（広域），1次冷却材温度（広域－高温側），1次冷却材温度（広域－低温側），1次冷却材流量，主蒸気ライン圧力，蒸気発生器水位（狭域），蒸気発生器水位（広域），格納容器内温度，原子炉格納容器圧力，補助給水流量，補助給水ピット水位，ほう酸タンク水位，格納容器再循環サンプル水位（広域），格納容器再循環サンプル水位（狭域），原子炉補機冷却水サージタンク水位，燃料取替用水ピット水位，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ），格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ），原子炉保護設備，使用済燃料ピット監視カメラ，加圧器逃がし弁，主蒸気隔離弁等

*5：事象発生後 20 時間 40 分から後備蓄電池接続作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 21 時間 10 分まで給電を継続するものとしている。



第 2.4.1.2.1 図 A蓄電池負荷給電パターン

(2) A蓄電池の容量計算結果

必要容量 $C_1 \sim C_4$ は以下のとおり算出される。

なお、 C_5 は参考として示す。

$$C_1 = \frac{1}{0.9} (1.62 \times 532.1) = \underline{958 \text{ (Ah)}}$$

$$C_2 = \frac{1}{0.9} [1.77 \times 532.1 + 1.74 \times (237.1 - 532.1)] = \underline{477 \text{ (Ah)}}$$

$$C_3 = \frac{1}{0.9} [2.93 \times 532.1 + 2.90 \times (237.1 - 532.1) + 2.82 \times (192.0 - 237.1)] \\ = \underline{641 \text{ (Ah)}}$$

$$C_4 = \frac{1}{0.9} [10.22 \times 532.1 + 10.20 \times (237.1 - 532.1) + 10.14 \times (192.0 - 237.1) \\ + 9.47 \times (99.5 - 192.0)] \\ = \underline{1,218 \text{ (Ah)}}$$

$$C_5 = \frac{1}{0.9} [22.89 \times 532.1 + 22.87 \times (237.1 - 532.1) + 22.80 \times (192.0 - 237.1) \\ + 21.89 \times (99.5 - 192.0) + 14.39 \times (83.6 - 99.5)] \\ = \underline{2,391 \text{ (Ah)}}$$

*小数点第一位繰上げ

上記計算より、A蓄電池の蓄電池容量は2,400Ahで問題ない。

2.4.1.3 B蓄電池の容量

(1) B蓄電池の負荷内訳

B蓄電池は、以下の第2.4.1.3.1表に示す負荷に電力を供給する。また、B蓄電池による負荷給電パターンを第2.4.1.3.1図に示す。

なお、11時間40分の値については参考として示す。

第2.4.1.3.1表 B蓄電池負荷一覧表

負荷名称	1秒	60秒	5分	60分	8時間 30分*1	11時間 40分*5
直流分電盤*2	33.1	33.1	33.1	33.1	28.1	28.1
遮断器操作回路*3	43.9	41.9	1.9	1.9	1.9	1.9
タービン動補助給水ポンプ起動盤	59.4	167.5	47.5	2.4	2.4	2.4
B計装用インバータ*4	87.9	87.9	87.9	87.9	68.2	55.9
D計装用インバータ*4	80.3	80.3	80.3	80.3	58.0	51.6
ディーゼル発電機制御盤	3.5	143.5	3.5	3.5	3.5	0.0
補助給水ポンプ出口流量調節弁盤	1.0	1.0	3.5	3.5	3.5	3.5
合計電流 (A)	309.1	555.2	257.7	212.6	165.6	143.4

*1：事象発生後8時間から負荷切り離し作業を実施するが、作業時間を考慮し、容量計算では8時間30分まで給電を継続するものとしている。

*2：直流分電盤の負荷は以下の設備

地下水排水設備、取水ピット水位計、循環水ポンプの自動停止インターロック、共通要因故障対策盤、格納容器水素イグナイタ温度計、原子炉格納容器内水素処理装置温度計、使用済燃料ピット水位（AM用）、使用済燃料ピット水位（可搬型）、使用済燃料ピット温度（AM用）、原子炉容器水位、格納容器圧力（AM用）、格納容器水位、原子炉下部キャビティ水位、蒸気タービン保安装置等

*3：遮断器操作回路の負荷は以下の設備

メタルクラッド開閉装置、パワーコントロールセンタ

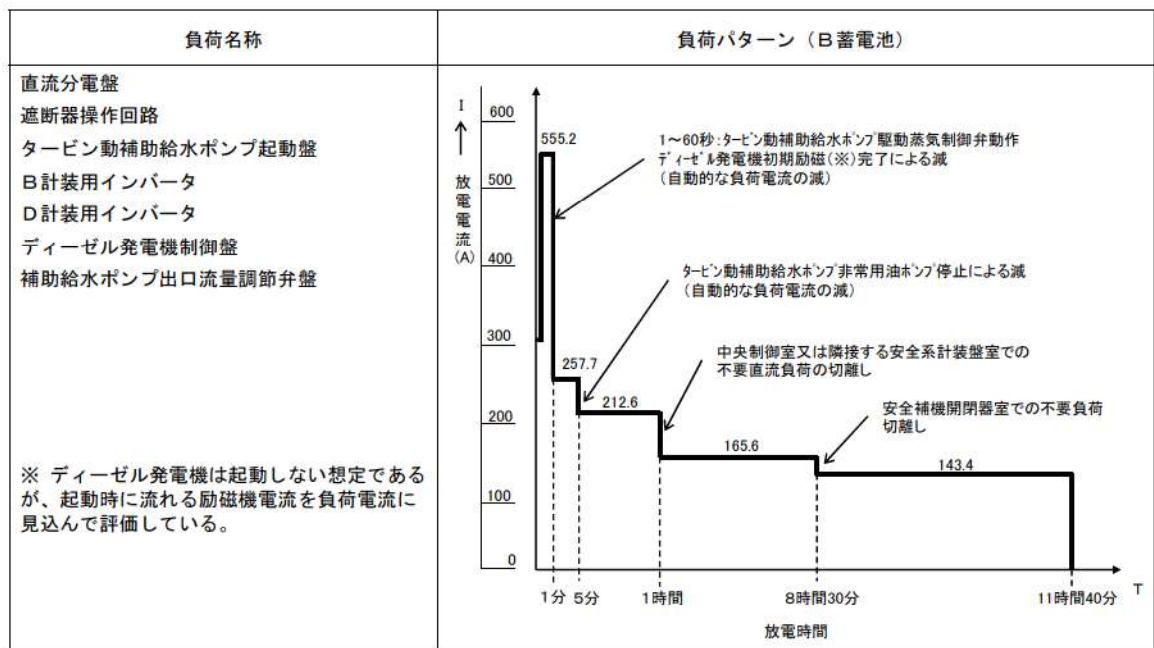
遮断器操作回路は外部電源喪失時に必要となる投入・開放動作を約1分以内に完了するが、表示灯及び警報監視等のため24時間電源供給を行う。

*4：計装用インバータの負荷は以下の設備

津波監視カメラ、水素検知器、主蒸気逃がし弁、出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束、加圧器圧力、加圧器水位、1次冷却材圧力（広域）、1次冷却材温

度（広域－高温側），1次冷却材温度（広域－低温側），1次冷却材流量，主蒸気ライン圧力，蒸気発生器水位（狭域），蒸気発生器水位（広域），格納容器内温度，原子炉格納容器圧力，補助給水流量，補助給水ピット水位，ほう酸タンク水位，格納容器再循環サンプル水位（広域），格納容器再循環サンプル水位（狭域），原子炉補機冷却水サージタンク水位，燃料取替用水ピット水位，格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ），格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ），原子炉保護設備，使用済燃料ピット監視カメラ，共通要因故障対策盤，加圧器逃がし弁，主蒸気隔離弁等

*5：事象発生後 11 時間 10 分から後備蓄電池接続作業を実施するが，作業時間を考慮し，容量計算では 11 時間 40 分まで給電を継続するものとしている。



第 2.4.1.3.1 図 B蓄電池負荷給電パターン

(2) B蓄電池の容量計算結果

必要容量 $C_1 \sim C_4$ は以下のとおり算出される。

なお、 C_5 は参考として示す。

$$C_1 = \frac{1}{0.9} (1.62 \times 555.2) = \underline{1,000 \text{ (Ah)}}$$

$$C_2 = \frac{1}{0.9} [1.77 \times 555.2 + 1.74 \times (257.7 - 555.2)] = \underline{517 \text{ (Ah)}}$$

$$C_3 = \frac{1}{0.9} [2.93 \times 555.2 + 2.90 \times (257.7 - 555.2) + 2.82 \times (212.6 - 257.7)] \\ = \underline{708 \text{ (Ah)}}$$

$$C_4 = \frac{1}{0.9} [10.22 \times 555.2 + 10.20 \times (257.7 - 555.2) + 10.14 \times (212.6 - 257.7) \\ + 9.47 \times (165.6 - 212.6)] \\ = \underline{1,931 \text{ (Ah)}}$$

$$C_5 = \frac{1}{0.9} [13.39 \times 555.2 + 13.37 \times (257.7 - 555.2) + 13.30 \times (212.6 - 257.7) \\ + 12.39 \times (165.6 - 212.6) + 5.45 \times (143.4 - 165.6)] \\ = \underline{2,393 \text{ (Ah)}}$$

*小数点第一位繰上げ

上記計算より、B蓄電池の蓄電池容量は2,400Ahで問題ない。

2.4.1.4 まとめ

蓄電池（非常用）の定格容量及び保守率を考慮した必要容量の算出結果を第2.4.1.4.1表に示す。

本結果より，全交流動力電源喪失に備えて，蓄電池（非常用）が，発電用原子炉の安全停止，停止後の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保のために必要とする電気容量を一定時間（8時間）以上確保でき，設置許可基準規則第14条の要求事項を満足する。

第2.4.1.4.1表 蓄電池（非常用）の容量判定

	定格容量	各時間までの保守率を考慮した必要容量	保守率を考慮した必要容量	判定 (保守率を考慮した必要容量<定格容量)
A蓄電池	2,400Ah	1分間→958Ah 5分間→477Ah 1時間→641Ah 8時間30分→1,218Ah (21時間10分→2,391Ah)	1,218Ah (2,391Ah)	○
B蓄電池	2,400Ah	1分間→1,000Ah 5分間→517Ah 1時間→708Ah 8時間30分→1,931Ah (11時間40分→2,393Ah)	1,931Ah (2,393Ah)	○

2.5 蓄電池（非常用）の保守について

蓄電池（非常用）は、以下の点検を実施し、健全性を確認している。また、社内規程類に基づき蓄電池の取替周期を定めており、容量試験等劣化状態を把握したうえで蓄電池容量が必要容量を下回る前に更新することとしている。

表 2.5.1 蓄電池（非常用）の点検内容

<p>■ 巡視点検</p> <p>○ 蓄電池点検</p> <p> 期間：1回/日</p> <p> 内容：外観の異常有無，異音，異臭，液位，液漏れ有無等の確認 蓄電池電圧指示値確認</p>
<p>■ 日常点検</p> <p>○ 蓄電池点検</p> <p> 期間：1回/月</p> <p> 内容：外観点検（液位，液漏れ，損傷有無等確認） 電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）</p> <p>○ 均等充電</p> <p> 期間：1回/運転サイクル（プラント運転時に実施）</p> <p> 内容：均等充電（均等充電を実施する） 電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）</p>
<p>■ 定期点検</p> <p>○ 蓄電池点検</p> <p> 期間：1回/定検</p> <p> 内容：外観点検（液位，液漏れ，損傷有無等確認） 電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）</p> <p>○ 均等充電</p> <p> 期間：1回/定検（プラント停止時に実施）</p> <p> 内容：均等充電（均等充電を実施する） 電圧及び比重測定（電圧，電解液比重，温度を測定し異常の有無を確認）</p> <p>○ 容量試験</p> <p> 期間：1回/定検</p> <p> 内容：容量試験（電圧及び比重測定結果から判定基準に対して裕度の少ない数セルを選定し，規定容量があることを確認）</p>
<p>■ 定期事業者検査</p> <p>○ 機能・性能検査</p> <p> 期間：1回/定検</p> <p> 項目：電圧，比重，温度，液位</p>
<p>■ 蓄電池交換</p> <p>○ 蓄電池交換</p> <p> 期間：1回/17年</p> <p> 内容：交換を行う</p>

参考資料1 蓄電池の容量算出方法

1. 計算条件

- (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。
電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2001)
- (2) 蓄電池温度は+10°Cとする。
- (3) 放電終止電圧は下記のとおりとする。(参考資料3)
A蓄電池, B蓄電池: 1.80V/セル
- (4) 保守率は0.9とする。
- (5) 容量算出の一般式

$$C_n = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

ここで,

C_i : +10°Cにおける定格放電率換算容量 (Ah)

L : 保守率

K_i : 容量換算時間 放電時間, 放電終止電圧, 蓄電池温度により定まる容量に換算するための係数

I_i : 放電電流 (A)

サフィックス1, 2, 3..., n: 放電電流の変化順に付番

C_i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$) で最大となる値が保守率を考慮した必要容量である

2. 計算例 (B蓄電池)

B蓄電池の場合，1分間（第1図参照），5分間（第2図参照），1時間（第3図参照），8時間30分（第4図参照）及び11時間40分（第5図参照）給電での蓄電池容量のうち，最大となる $C_5 = 2,393\text{Ah}$ が保守率を考慮した必要容量となる。

1分間給電

$$C_1 = \frac{1}{0.9} (1.62 \times 555.2) = \underline{1,000 \text{ (Ah)}}$$

5分間給電

$$C_2 = \frac{1}{0.9} [1.77 \times 555.2 + 1.74 \times (257.7 - 555.2)] = \underline{517 \text{ (Ah)}}$$

1時間給電

$$\begin{aligned} C_3 &= \frac{1}{0.9} [2.93 \times 555.2 + 2.90 \times (257.7 - 555.2) + 2.82 \times (212.6 - 257.7)] \\ &= \underline{708 \text{ (Ah)}} \end{aligned}$$

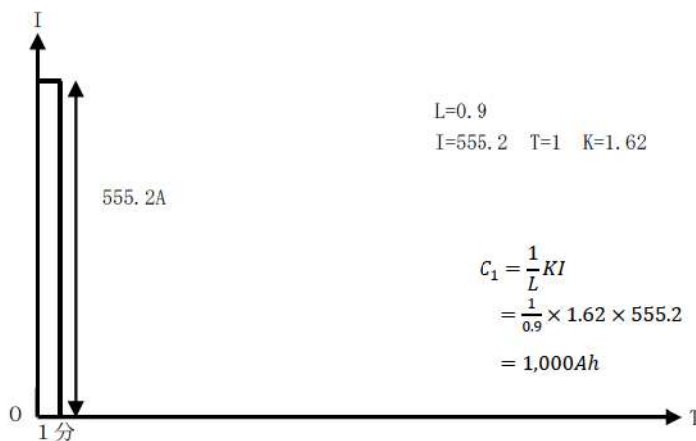
8時間30分給電

$$\begin{aligned} C_4 &= \frac{1}{0.9} [10.22 \times 555.2 + 10.20 \times (257.7 - 555.2) + 10.14 \times (212.6 - 257.7) \\ &\quad + 9.47 \times (165.6 - 212.6)] = \underline{1,931 \text{ (Ah)}} \end{aligned}$$

11時間40分

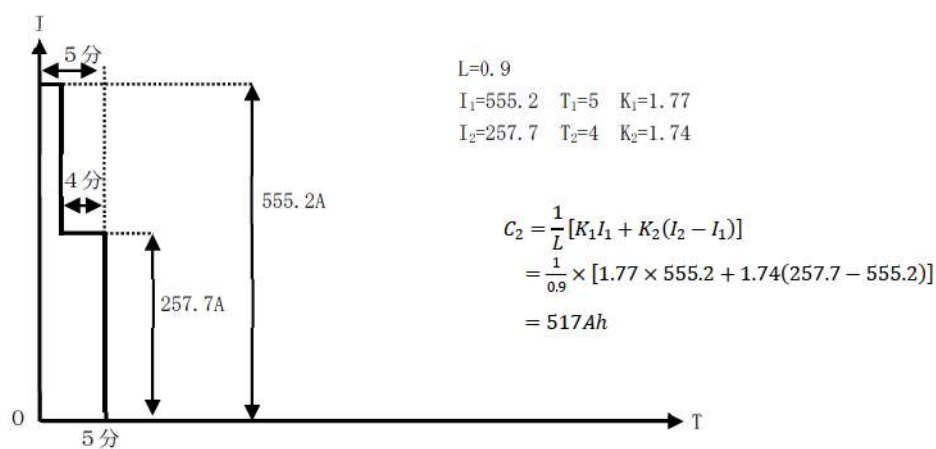
$$\begin{aligned} C_5 &= \frac{1}{0.9} [13.39 \times 555.2 + 13.37 \times (257.7 - 555.2) + 13.30 \times (212.6 - 257.7) \\ &\quad + 12.39 \times (165.6 - 212.6) + 5.45 \times (143.4 - 165.6)] = \underline{2,393 \text{ (Ah)}} \end{aligned}$$

給電開始から1分後までの蓄電池容量 $C_1 = 1,000\text{Ah}$ である。



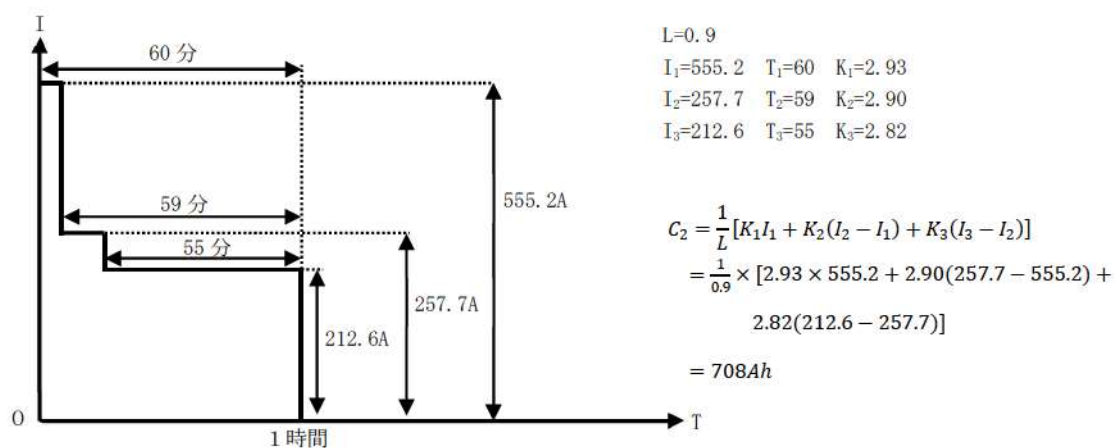
第1図 給電開始から1分後までの負荷曲線

給電開始から5分後までの蓄電池容量 $C_2 = 517Ah$ である。



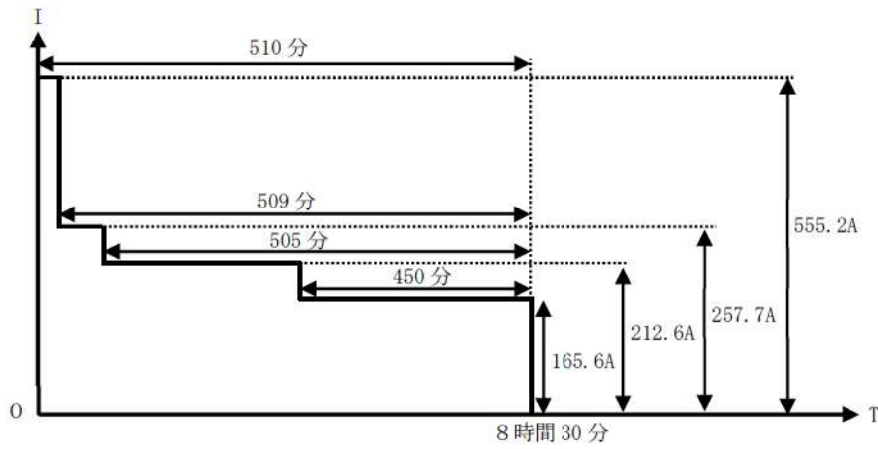
第2図 給電開始から5分後までの負荷曲線

給電開始から1時間後までの蓄電池容量 $C_3 = 708Ah$ である。



第3図 給電開始から1時間後までの負荷曲線

給電開始から 8 時間 30 分後までの蓄電池容量 $C_4 = 1,931Ah$ である。



$L=0.9$

$I_1=555.2 \quad T_1=510 \quad K_1=10.22$

$I_2=257.7 \quad T_2=509 \quad K_2=10.20$

$I_3=212.6 \quad T_3=505 \quad K_3=10.14$

$I_4=165.6 \quad T_4=450 \quad K_4=9.47$

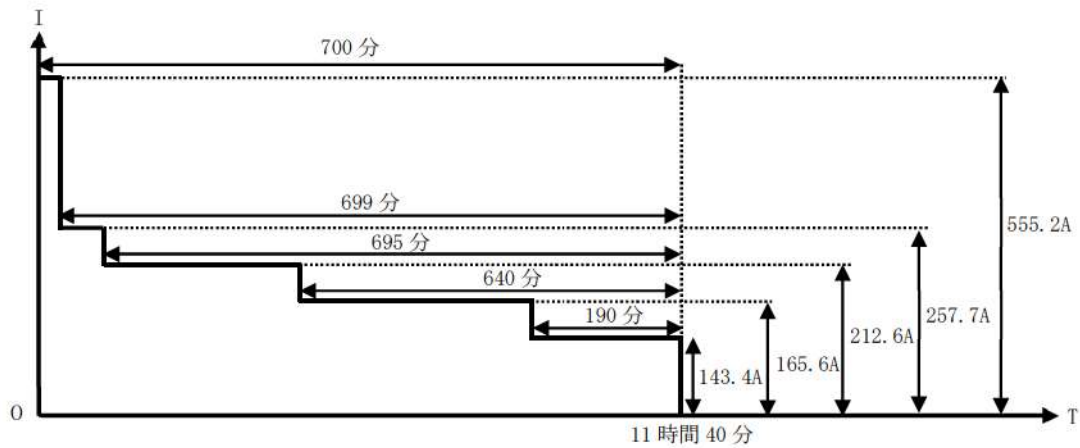
$$C_2 = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + K_4 (I_4 - I_3)]$$

$$= \frac{1}{0.9} \times [10.22 \times 555.2 + 10.20(257.7 - 555.2) + 10.14(212.6 - 257.7) + 9.47(165.6 - 212.6)]$$

$$= 1,931Ah$$

第 4 図 給電開始から 8 時間 30 分後までの負荷曲線

給電開始から 11 時間 40 分後までの蓄電池容量 $C_5 = 2,393Ah$ である。



$L=0.9$

$I_1=555.2 \quad T_1=700 \quad K_1=13.39$

$I_2=257.7 \quad T_2=699 \quad K_2=13.37$

$I_3=212.6 \quad T_3=695 \quad K_3=13.30$

$I_4=165.6 \quad T_4=640 \quad K_4=12.39$

$I_5=143.4 \quad T_5=190 \quad K_5=5.45$

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + K_4 (I_4 - I_3) + K_5 (I_5 - I_4)]$$

$$= \frac{1}{0.9} \times [13.39 \times 555.2 + 13.37(257.7 - 555.2) + 13.30(212.6 - 257.7) + 12.39(165.6 - 212.6) + 5.45(143.4 - 165.6)]$$

$$= 2,393Ah$$

第 5 図 給電開始から 11 時間 40 分後までの負荷曲線

参考資料 2 蓄電池の容量換算時間K値一覧

蓄電池（非常用）の容量換算時間を第1表に示す。

第1表 A蓄電池及びB蓄電池（ベント式）

放電時間T（分）	容量換算時間K（時）
1	1.62
4	1.74
5	1.77
55	2.82
59	2.90
60	2.93
190	5.45
450	9.47
505	10.14
509	10.20
510	10.22
640	12.39
695	13.30
699	13.37
700	13.39
760	14.39
1210	21.89
1265	22.80
1269	22.87
1270	22.89

参考資料 3 蓄電池の放電終止電圧

蓄電池の容量換算時間K値は、蓄電池の放電終止電圧に依存する。蓄電池の放電終止電圧は、蓄電池から電源供給を行う負荷の最低動作電圧に、蓄電池から負荷までの電路での電圧降下を加味して決定される。

泊発電所3号炉では、放電終止電圧を次のとおりとする。

○A蓄電池，B蓄電池：1.80V/セル

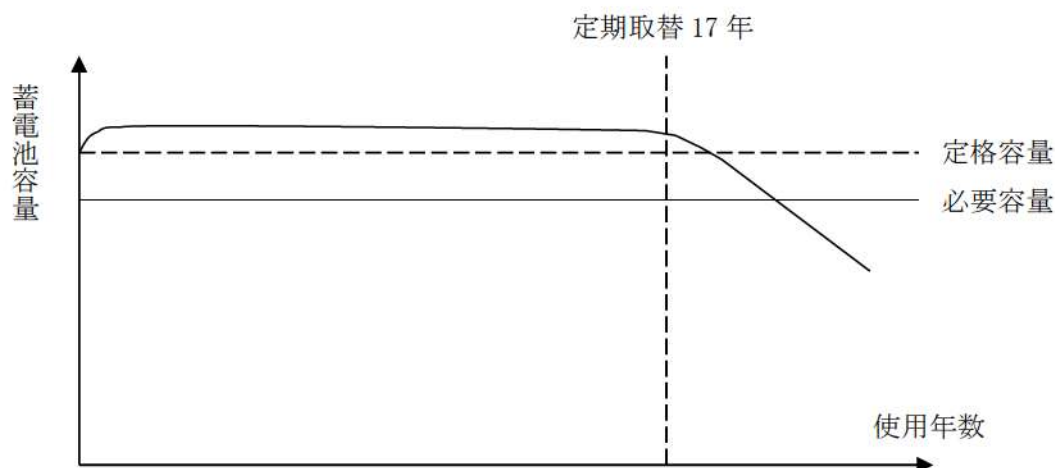
参考資料4 蓄電池容量の保守性の考え方

蓄電池の容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量は次の理由から必要容量に対し、容量に余裕を持った設計とする。

- (1) 当社原子力発電所では以下の理由で保守率 0.9 を採用しており、必要容量に対して余裕を持った定格容量を設定している。(定格容量 > 必要容量 / 保守率 0.9)
 - ① 日常点検及び定期点検を適切に実施しており、劣化の兆候を確認している。
 - ② 定期点検により、蓄電池の定格容量の 90% (保守率 0.9 相当) 以上を確保していることを確認している。

なお、次の理由からも蓄電池容量が必要容量を満足している。

- (2) 各負荷の電流値、運転時間は実負荷ではなく設計値を用いている。



第1図 蓄電池容量の変化 (イメージ)

参考資料 5 計測制御用電源

計測制御用電源設備は、第 1 図に示すように非常用として計装用交流母線 8 母線、また、常用として計装用交流母線 8 母線及び計装用後備母線 5 母線で構成し、母線電圧は100Vである。

非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する計装用インバータ（無停電電源装置）で構成する。

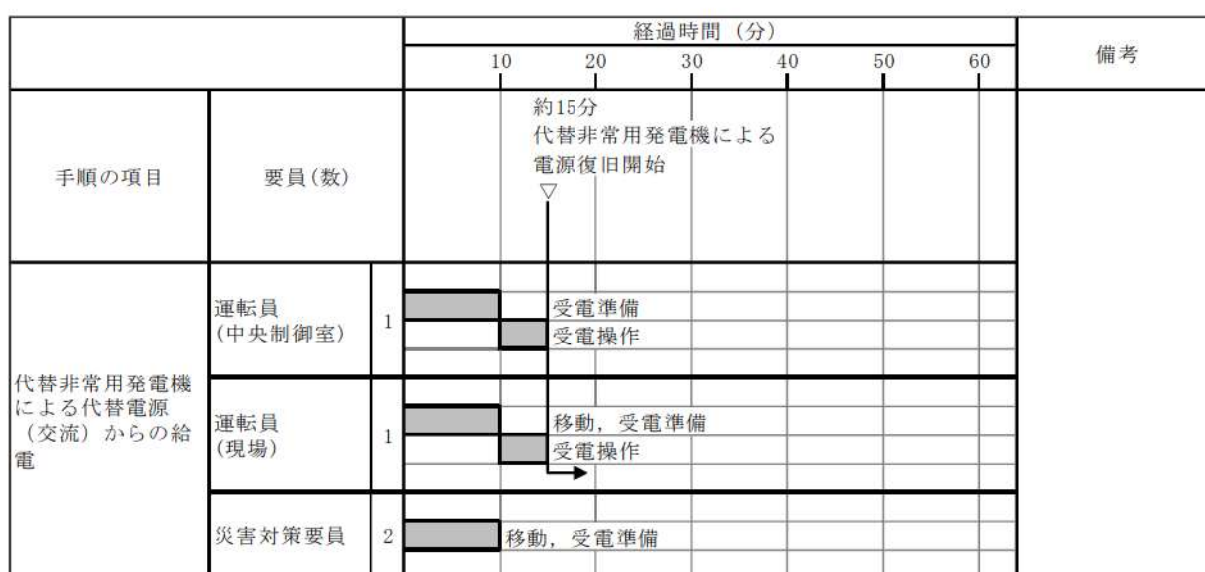
原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は、非常用の計装用交流母線に接続する。多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は、チャンネル毎に分離し、独立性を持たせる。

なお、非常用の計装用交流母線のうち 4 母線は、計装用後備変圧器からも受電できる。

参考資料6 常設代替交流電源設備から電源供給を開始する時間

常設代替交流電源設備からの電源供給開始に要する時間は、「泊発電所3号炉「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について」において、詳細を提示する。常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から非常用高圧母線A系及びB系を受電するまでのタイムチャートを第1図に示す。

代替非常用発電機から非常用高圧母線A系及びB系を受電するまでは、給電操作に要する時間約15分に、状況判断に要する時間10分を加え約25分で可能である。



第1図 常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）による代替電源（交流）からの給電

なお、必要な操作は以下のとおり操作時間、想定時間を設定している。

○操作概要

・受電準備

- ①現場の安全補機開閉器室においてディーゼル発電機の隔離，並びに非常用高圧母線の受電遮断器及び非常用低圧母線の各遮断器の開放を実施する。
- ②受電後負荷の自動起動を防止するため，中央制御室にて操作器を「切」及び現場の安全補機開閉器室にて遮断器を開放する。

・受電操作

- ③中央制御室にて代替非常用発電機を起動し，代替非常用発電機電圧等を確認する。
- ④現場の安全補機開閉器室にてS A用代替電源受電遮断器を投入し，非常用高圧母線の電圧により，メタクラ及びパワーコントロールセンタの受電を確認する。

○操作時間及び想定時間

想定時間：15分

操作時間：13分

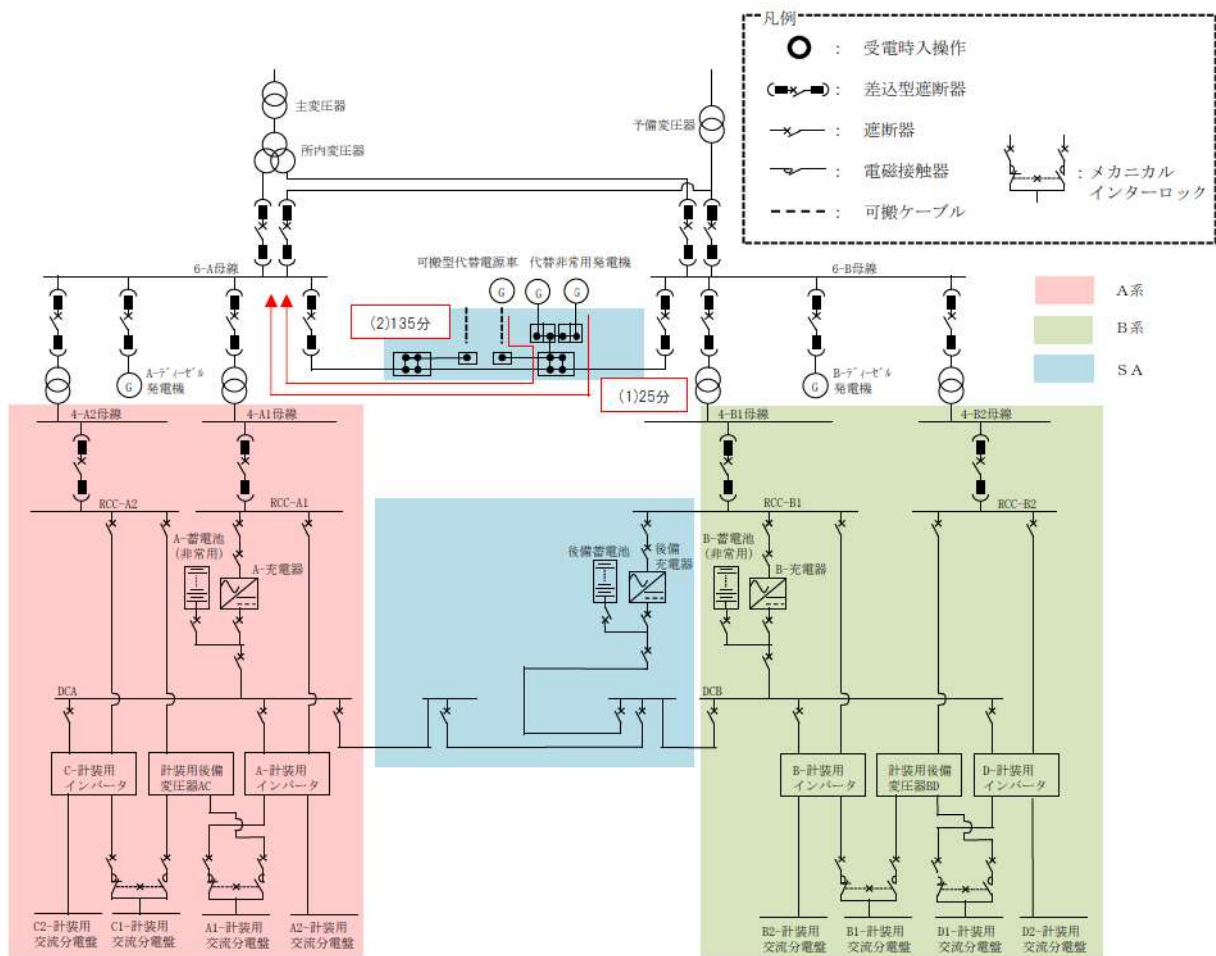
よって常設代替交流電源設備（代替非常用発電機）から電源供給が開始される時間を25分としていることは妥当である。

参考資料7 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）から電源供給を開始する時間

蓄電池による給電に期待する時間は「全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間」であり、泊発電所3号炉では、常設代替交流電源設備から電源供給が開始されるまでの約25分を満足する、8時間分の容量をもつ蓄電池を設置している。

一方で、常設代替交流電源設備からの給電が失敗した場合には可搬型代替交流電源設備による給電を、「泊発電所3号炉「実用発電用原子炉にかかる発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止について必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について」で整理しており、常設代替交流電源設備である代替非常用発電機の起動失敗から、可搬型代替交流電源設備である可搬型代替電源車の電源供給成功まで、訓練実績時間（1時間58分）に余裕を見込み、最長約2時間40分かかると想定している。（第1図及び第2図参照）

蓄電池（非常用）の容量8時間については、この約2時間40分を考慮しても必要な負荷に電源供給可能であることを確認している。



第1図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）による給電開始までの電源供給系統図

		経過時間(分)							備考
		25	60	120	180	240	300	360	
蓄電池による電源供給可能時間	480分	[Bar chart showing power supply from 25 to 480 minutes]							
状況判断	訓練実績時間	[Bar chart showing training time]							
	想定時間	[Bar chart showing estimated time]							
代替非常用発電機による代替電源(交流)からの給電	13分	15分	[Bar chart showing power supply from 13 to 15 minutes]						電源供給不可
可搬型代替電源車による代替電源(交流)からの給電	95分	135分	[Bar chart showing power supply from 95 to 135 minutes]						

第2図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）による代替電源（交流）からの給電

泊発電所 3 号炉

技術的能力説明資料 全交流動力電源喪失対策設備

14 条 全交流動力電源喪失対策設備

【追加要求事項】

14 条 全交流動力電源喪失対策設備

発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

【解釈】

第14条について、全交流動力電源喪失（外部電源喪失及び非常用所内交流動力電源喪失の重畳）に備えて、非常用所内直流電源設備は、原子炉の安全停止、停止後の冷却及び原子炉格納容器の健全性の確保のために必要とする電気容量を一定時間（重大事故等に対処するための電源設備から電力が供給されるまでの間）確保できること。

下線部は追加要求事項

蓄電池

必要な負荷への電源供給

原子炉停止後、交流電源が回復するまでは、1次冷却系においては1次冷却材の自然循環、2次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ並びに主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁により、約8時間程度は発電用原子炉の冷却を確保できる設計とする。

電源供給時間の確保

全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約25分間電源供給が可能であること。

蓄電池（非常用）の設置
（約2,400Ah）2組（既設）

運用による対応

設備による対応

技術的能力に係る運用対策等（設計基準）

【14条 全交流動力電源喪失対策設備】

対象項目	区分	運用対策等
蓄電池（非常用）	運用・手順	—
	体制	（通常体制）
	保守・点検	蓄電池に要求される機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。
	教育・訓練	蓄電池に係る保守管理に関する教育を行う。

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	DB17 r.7.0
提出年月日	令和5年1月24日

泊発電所3号炉

設置許可基準規則等への適合状況について
(設計基準対象施設等)

第17条 原子炉冷却材圧力バウンダリ

令和5年1月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第17条：原子炉冷却材圧力バウンダリ

<目 次>

1. 基本方針

- 1.1 要求事項の整理
- 1.2 追加要求事項に対する適合性
 - (1)位置，構造及び設備
 - (2)安全設計方針
 - (3)適合性説明
- 1.3 気象等
- 1.4 設備等（手順等含む）

2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ

- 2.1 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の抽出
- 2.2 誤操作防止措置対象弁の運用及び管理について
- 2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の配管・弁の仕様について
- 2.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の強度・耐震評価について
- 2.5 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の配管・弁の保全方法について
- 2.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲，原子炉格納容器バウンダリに対する漏えい検査への影響について
- 2.7 クラス1機器とクラス2機器の設計・製作・据付時の検査の違いについて

別紙1 原子炉冷却材圧力バウンダリ弁抽出フロー

別紙2 原子炉冷却材圧力バウンダリ概要図

別紙3 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の抽出プロセスについて

別紙4 原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される小口径配管について

別紙5 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に使用されているフェライト系鋼に対する管理について

3. 技術的能力説明資料

(別添資料) 原子炉冷却材圧力バウンダリ

< 概 要 >

1. において、設計基準対象施設の設置許可基準規則、技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに、それら要求に対する泊発電所3号炉における適合性を示す。
2. において、設計基準対象施設について、追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備又は運用等について説明する。
3. において、追加要求事項に適合するための技術的能力（手順等）を抽出し、必要となる運用対策等を整理する。

1. 基本方針

1.1 要求事項の整理

設置許可基準規則第17条並びに技術基準規則第27条及び第28条の要求事項を表1に示す。また、表1において、新規制基準に伴う追加要求事項を明確化する。

表1 設置許可基準規則第17条並びに技術基準規則第27条及び第28条 要求事項 (1/2)

設置許可基準規則 第17条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ)	技術基準規則 第27条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ)	備考
<p>発電用原子炉施設には、次に掲げる ところにより、原子炉冷却材圧力バ ウンダリを構成する機器 (安全施設 に属するものに限る。以下この条に おいて同じ。) を設けなければなら ない。</p>	<p>—</p>	<p>変更なし (ただし、解釈にて、原子 炉冷却材圧力バウンダリの 範囲が拡大)</p>
<p>一 通常運転時、運転時の異常な過 渡変化時及び設計基準事故時に生 ずる衝撃、炉心の反応度の変化によ る荷重の増加その他の原子炉冷却 材圧力バウンダリを構成する機器 に加わる負荷に耐えるものとする こと。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリを構成 する機器は、一次冷却系統に係る発 電用原子炉施設の損壊その他の異常 に伴う衝撃、炉心の反応度の変化に よる荷重の増加その他の原子炉冷却 材圧力バウンダリを構成する機器に 加わる負荷に耐えるように施設しな ければならない。</p>	<p>変更なし (従来の原子炉冷却材圧力 バウンダリと同等の耐圧強 度、材料である。また、強 度・耐震評価において基準 を満足していることを確認 している。)</p>

表1 設置許可基準規則第17条並びに技術基準規則第27条及び第28条 要求事項 (2/2)

設置許可基準規則 第17条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ)	技術基準規則 第28条 (原子炉冷却材圧力バウンダリの隔離装置等)	備考
二 原子炉冷却材の流出を制限するため隔離装置を有するものとする。	原子炉冷却材圧力バウンダリには、原子炉冷却材の流出を制限するよう、隔離装置を施設しなければならない。	変更なし (隔離装置である第1隔離弁の範囲から、第2隔離弁を含む範囲までに変更した。)
三 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬時的破壊が生じないよう、十分な破壊じん性を有するものとする。	—	変更なし (オーステナイト系ステンレス鋼であり十分な破壊じん性を有している。 また、強度評価において、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に生じる圧力において、瞬時的破壊が生じないことを確認している。)
四 原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を有するものとする。	2 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を施設しなければならない。	変更なし (各種測定装置等を設けており、異常を検出した場合は、中央制御室に警報を発するよう設計している。なお、原子炉冷却材圧力バウンダリが拡大した範囲について、漏えいを検出する方法に変更はない。)

1.2 追加要求事項に対する適合性

(1) 位置、構造及び設備

五 発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備

ロ. 発電用原子炉施設の一般構造

(3) その他の主要な構造

(i) 本発電用原子炉施設は、(1)耐震構造、(2)耐津波構造に加え、以下の基本の方針のもとに安全設計を行う。

a. 設計基準対象施設

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器（安全施設に属するものに限る。）は、以下を考慮した設計とする。

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に生ずる衝撃、炉心の反応度の変化による荷重の増加その他の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に加わる負荷に耐えられる設計とする。

原子炉冷却材の流出を制限するために隔離装置を有する設計とする。

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬間的破壊が生じないよう、十分な破壊じん性を有する設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を有する設計とする。

なお、原子炉冷却材圧力バウンダリに含まれる接続配管の範囲は以下とする。

(一) 通常時開及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉側からみて、第2隔離弁を含むまでの範囲とする。

(二) 通常時又は事故時に開となるおそれがある通常時閉及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉側からみて、第2隔離弁を含むまでの範囲とする。

(三) 通常時閉及び事故時閉となる弁を有するもののうち、(二)以外のものは、原子炉側からみて、第1隔離弁を含むまでの範囲とする。

(四) 通常時閉及び原子炉冷却材喪失時閉となる弁を有する非常用炉心冷却系等も(一)に準ずる。

(五) 上記において「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時施錠管理等でロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。

なお、通常時閉、事故時閉となる手動弁のうち個別に施錠管理を行う弁は、開となるおそ

れがなく、上記（三）に該当するものとする。

【説明資料(2.1, 2.2)】

(2) 安全設計方針

該当なし

(3) 適合性説明

1.12.3 発電用原子炉設置変更許可申請に係る安全設計の方針

1.12.3.1 発電用原子炉設置変更許可申請（平成25年7月8日申請）に係る実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則への適合

（第十七条 原子炉冷却材圧力バウンダリ）

発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

- 一 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に生ずる衝撃、炉心の反応度の変化による荷重の増加その他の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に加わる負荷に耐えるものとする。
- 二 原子炉冷却材の流出を制限するため隔離装置を有するものとする。
- 三 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬間的破壊が生じないように、十分な破壊じん性を有するものとする。
- 四 原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を有するものとする。

適合のための設計方針

第1項について

原子炉冷却材圧力バウンダリは、次の範囲の機器及び配管とする。

- (1) 原子炉容器及びその付属物（本体に直接付けられるもの及び制御棒駆動機構ハウジング等）
- (2) 1次冷却系を構成する機器及び配管（1次冷却材ポンプ、蒸気発生器の水室・管板・管、加圧器、1次冷却系配管、弁等）
- (3) 接続配管

- a. 通常時開及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉側からみて、第2隔離弁を含むまでの範囲とする。
- b. 通常時又は事故時に開となるおそれがある通常時閉及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉側からみて、第2隔離弁を含むまでの範囲とする。
- c. 通常時閉及び事故時閉となる弁を有するもののうち、b.以外のは、原子炉側からみて、第1隔離弁を含むまでの範囲とする。
- d. 通常時閉及び原子炉冷却材喪失時開となる弁を有する非常用炉心冷却系等も a. に準ずる。
- e. 上記において「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時ロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。

なお、通常時閉、事故時閉となる手動弁のうち、個別に施錠管理を行う弁は、開となるおそれがなく、上記c.に該当するものとする。

原子炉冷却材圧力バウンダリの拡大範囲（以下「拡大範囲」という。）となる余熱除去系統入口ラインについては、従来クラス2機器としていたが、上記b.に該当するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲としてクラス1機器における要求を満足することを確認する。

拡大範囲については、クラス1機器供用期間中検査を行うとともに、拡大範囲のうち配管と管台の溶接継手に対して追加の非破壊検査（浸透探傷検査）を検査間隔にて全数（100%）継続的に行い健全性を確認する。

第1項第1号及び第2号について

通常運転時のうち原子炉運転中においては、加圧器圧力制御系により原子炉圧力を一定に保持する設計とする。また、原子炉起動時又は停止時においては、1次冷却材の加熱率及び冷却率を制限値以下に抑えること等ができる設計とする。

負荷の喪失等の運転時の異常な過渡変化時においては、「原子炉圧力高」等の原子炉トリップ信号を発信する安全保護系を設け、また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁を設けること等により、原子炉冷却材圧力バウンダリ過渡最大圧力が原子炉冷却材圧力バウンダリの最高使用圧力である17.16MPaの1.1倍である18.88MPa以下となる設計とする。

設計基準事故時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となる可能性があるものとして、主給水管破断等がある。これについては「蒸気発生器水位低」等の原子炉トリップ信号を発信する安全保護系を設け、加圧器安全弁等の動作とあいまって原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確保できる設計とする。また、原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力は、設計基準事故時において最高使用圧力である17.16MPaの1.2倍である20.60MPa以下となる設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリとならない部分からの異常な漏えいが生じた場合において、1次冷却材の喪失を停止させるため、配管系の通常運転時の状態及び使用目的を考慮し、適切な隔離弁を設ける設計とする。

【説明資料（2.1～2.7）】

第1項第3号について

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、保守時、試験時及び設計基準事故時における原子炉冷却材圧力バウンダリの脆性的挙動及び急速な伝播型破断の発生を防止するために、フェライト系鋼で製作する機器に対しては、材料選択、設計、製作及び試験に特別の注意を払う。

（使用材料管理）

溶接部を含む使用材料に起因する不具合や欠陥の介在を防止するため次の管理を行う。

- (1) 材料仕様
- (2) 機器の製造・加工・工程
- (3) 非破壊検査の実施
- (4) 破壊靱性の確認（関連温度の妥当性の確認、原子炉容器材料の試験片による衝撃試験の実施）

（使用圧力・温度制限）

フェライト系鋼製機器の非延性破壊や、急速な伝播型破断を防止するため比較的低温で加圧する水圧試験時には加える圧力に応じ、最低温度の制限を加える。

（使用期間中の監視）

供用期間中検査（溶接部等の非破壊検査、耐圧部の耐圧、漏えい試験）を実施し、構成機器の構造や気密の健全性を評価し、また、欠陥の発生の早期発見のため漏えい監視設備を設置して監視を行えるよう設計する。

また、原子炉容器の母材、溶接熱影響部及び溶接金属については、試験片を原子炉容器内に挿入して、原子炉容器と同様な条件で照射し、計画的に取り出し、衝撃試験及び引張試験を行い関連温度等の妥当性の確認を行う。

鋼板（フェライト系）としては、圧力容器用調質型マンガンモリブデン鋼及びマンガンモリブデンニッケル鋼鋼板相当品を、鍛鋼（フェライト系）としては、圧力容器用調質型合金鋼鍛鋼品相当品を使用する。

【説明資料（2.3）】

第 1 項第 4 号について

通常運転時、原子炉冷却材圧力バウンダリからの 1 次冷却材の漏えいの早期検出用として、原子炉格納容器内への漏えいに対しては、格納容器ガスモニタ、格納容器じんあいモニタ、格納容器サンプル水位上昇率測定装置及び凝縮液量測定装置からなる漏えい監視設備を設ける。凝縮液量測定装置及び格納容器サンプル水位上昇率測定装置により約 3.8L/min の漏えいを 1 時間以内に検出できるよう設計する。

また、1 次冷却材の 2 次冷却系への漏えいに対しては、蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器排気ガスモニタ及び高感度型主蒸気管モニタを設ける。

これらの検出装置が異常を検知した場合は中央制御室に警報を発するよう設計する。

1.3 気象等

該当なし

1.4 設備等（手順等含む）

5. 原子炉冷却系統施設

5.1 1 次冷却設備

5.1.1 通常運転時等

5.1.1.3 主要設備

(6) 弁類

1 次冷却設備の弁類として、加圧器安全弁、加圧器逃がし弁、加圧器逃がし弁元弁、加圧器スプレイ弁、ベント弁、ドレン弁、逆止弁等を設け、このうち主要な弁については、中央制御室に弁の開閉表示を行う。

1 次冷却設備に接続され、その一部が原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管系には、原子炉冷却材圧力バウンダリとならない部分からの異常な漏えいが生じた場合において、1 次冷却材の流出を制限するため、その配管系を通じての漏えいが、通常時の充てんポンプによる充てん流量等を考慮し許容できる程度に小さいものを除いて、次のとおり隔離弁を設ける。

- a. 通常時開及び事故時閉の場合は 2 個の隔離弁
- b. 通常時開又は事故時開となるおそれがある通常時閉及び事故時閉の場合は 2 個の隔離弁
- c. 通常時閉及び事故時閉のうち b. 以外の場合は 1 個の隔離弁

d. 通常時閉及び原子炉冷却材喪失時開の非常用炉心冷却系等は a. に準ずる。

ここで「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時ロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。

また、通常時閉及び事故時閉となる手動弁のうち、個別に施錠管理を行う弁は、開となるおそれがなく、上記 c. に該当することから、1 個の隔離弁を設けるものとする。

弁が 1 次冷却材に接する主要部分は、すべてステンレス鋼を使用する。

【説明資料(2.1～2.3)】

大口徑の弁類は、ステムリークオフを設け、下部グランドパッキンの漏えい水を液体廃棄物処理設備に送る。また、小口径の弁類についても、可能な限りグランド部にベローズ、金属ダイヤフラム又はグラフォイルパッキンを用いてステムからの漏えいを防止し、1 次冷却設備から原子炉格納容器内への漏えいを実質的に零にする。

加圧器安全弁は、ばね式で、加圧器逃がしタンクからの背圧変動が加圧器安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から、水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。

加圧器安全弁の吹出圧力は、1 次冷却設備の最高使用圧力に設定し、加圧器安全弁の総容量は 100% 負荷喪失時に主蒸気安全弁のみが作動した時の加圧器最大サージ流量以上の値としている。加圧器安全弁により、原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力を最高使用圧力の 1.1 倍以下、また、事故時において最高使用圧力の 1.2 倍以下に抑えることができる。

加圧器逃がし弁は、定格負荷の 50% 相当までの負荷急減時において制御棒制御系及びタービンバイパス系の作動とあいまって原子炉圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量を有する。加圧器逃がし弁は自動制御により作動し、また、手動遠隔操作することもできる。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に、加圧器逃がし弁を隔離するため、遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。

また、1 次冷却系の加熱時、冷却時における誤操作等による過圧を防止するため、加圧器逃がし弁の動作により圧力上昇を許容範囲内に制限する制御系を設置する。

加圧器スプレイ弁は、10% 負荷減少時において加圧器逃がし弁を作動させないで、圧力変動を吸収し得る容量とする。加圧器スプレイ弁は、加圧器スプレイ流量を自動調節して、1 次冷却系の圧力が過大となるのを防止する。加圧器スプレイ管及び加圧器サ

ージ管内の温度維持並びに加圧器内とそれ以外の1次冷却材ほう素濃度に差が生じないようにするため、加圧器スプレイ弁と並列に手動の加圧器スプレイバイパス弁を設けて、少量のスプレイ水を連続的に流す。

各配管系には、水張り及び水抜きのために、ベント弁及びドレン弁を設ける。

1次冷却設備の主要弁類の設備仕様の概略を第5.1.1.7表に示す。

(8) 漏えい監視設備

原子炉冷却材圧力バウンダリから原子炉格納容器内及び2次冷却系への漏えいに対する監視設備として、格納容器ガスモニタ、格納容器じんあいモニタ、凝縮液量測定装置及び格納容器サンプル水位上昇率測定装置並びに蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器排気ガスモニタ及び主蒸気管モニタを設ける。

これらの監視設備が異常を検知した場合には、中央制御室に警報を発する。

a. 原子炉格納容器内への漏えいに対する監視設備

原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいが発生すると、漏えい流体の一部は蒸気となり、原子炉格納容器内に循環している空気流に混合される。格納容器ガスモニタ及び格納容器じんあいモニタは、原子炉格納容器内空気の放射能を測定することにより漏えいを検知する。

凝縮液量測定装置は、漏えい蒸気が格納容器再循環ユニット及び制御棒駆動装置冷却ユニットの冷却コイルで凝縮されることを利用して、その凝縮液量を測定することにより漏えいを検知する。

格納容器サンプル水位上昇率測定装置は、漏えい液体が最終的に格納容器サンプルに集まることからその水位上昇を測定することにより漏えいを検知する。

以上の漏えい監視設備により約3.8L/minの漏えいであれば1時間以内に検知できる。

凝縮液量測定装置及び格納容器サンプル水位上昇率測定装置の系統構成を第5.1.1.14図に示す。

b. 2次冷却系への漏えいに対する監視設備

1次冷却材の蒸気発生器1次側より2次側への漏えいは、蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器排気ガスモニタ及び主蒸気管モニタで、放射能を測定することにより早期に検知する。

5.1.1.6 手 順 等

原子炉冷却材圧力バウンダリについては、以下の内容を含む手順を定め、適切な管理を行う。

- (1) 1次冷却系ループドレン弁及び加圧器ベント弁については、通常時又は事故時開となるおそれがないように施錠管理によるハンドルロックを実施する。
- (2) 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する弁等については、適切に保守管理を実施するとともに必要に応じ補修を行う。

5.1.1.7 評価

- (1) 原子炉冷却系統施設は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、余熱除去系及び非常用炉心冷却系と相まって炉心を冷却できる設計としている。
- (2) 原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力は、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の設置により通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において最高使用圧力の1.1倍以下にできる設計としている。
- (3) 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器は、原子力規制委員会規則等に基づき、最低使用温度を考慮して、非延性破壊を防止できる設計としている。
- (4) 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器及び配管は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に想定される圧力、温度等を考慮し、地震時に生じる荷重をも適切に重ね合わせ、変動時間、繰り返し回数等の過渡条件を想定し、材料疲労や腐食を考慮しても健全性を損なわない構造強度を有する設計としている。
- (5) 1次冷却設備を構成する系統及び機器は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に健全性を損なわない構造強度を有し、かつその支持構造物は、温度変化による膨張収縮に伴う変位を吸収し得る設計としている。
- (6) 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管は、破断前漏えい概念を適用して想定する破損形態を決定し、その配管の破損（破断又は漏えい）時にその他の安全上重要な構築物、系統及び機器が損傷しないように配置上考慮するとともに、必要に応じて適宜配管むち打ち防止対策等を行う設計としている。
- (7) 原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいが生じた場合に、その程度を適切かつ早期に判断し得るよう漏えい監視設備を設ける設計としている。
- (8) 下記の試験検査を行うことができる設計としている。
 - a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ供用期間中検査
 - b. 原子炉構造材監視試験
 - c. 加圧器安全弁機能検査
 - d. 加圧器逃がし弁機能検査
 - e. 1次系弁検査

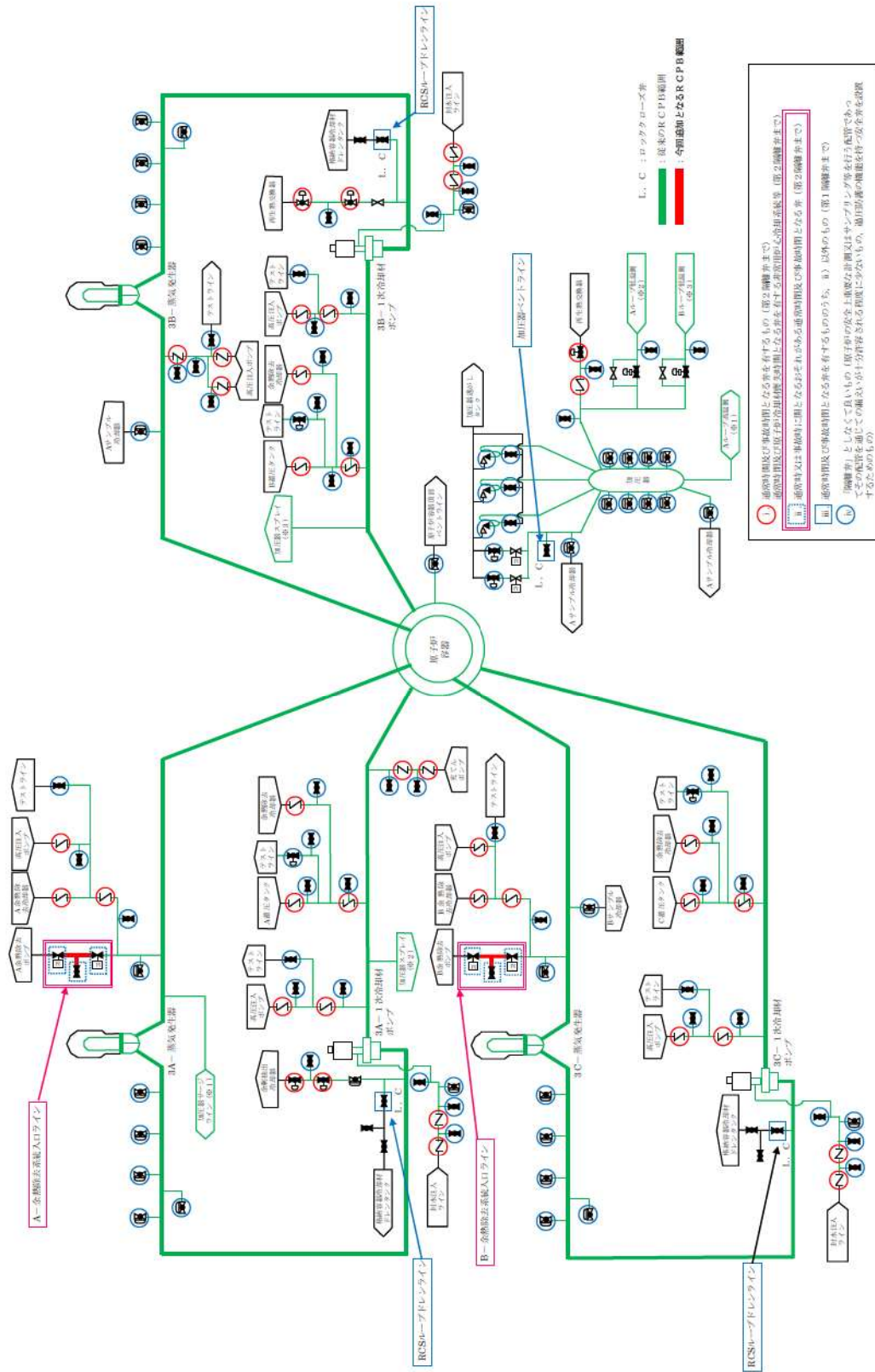
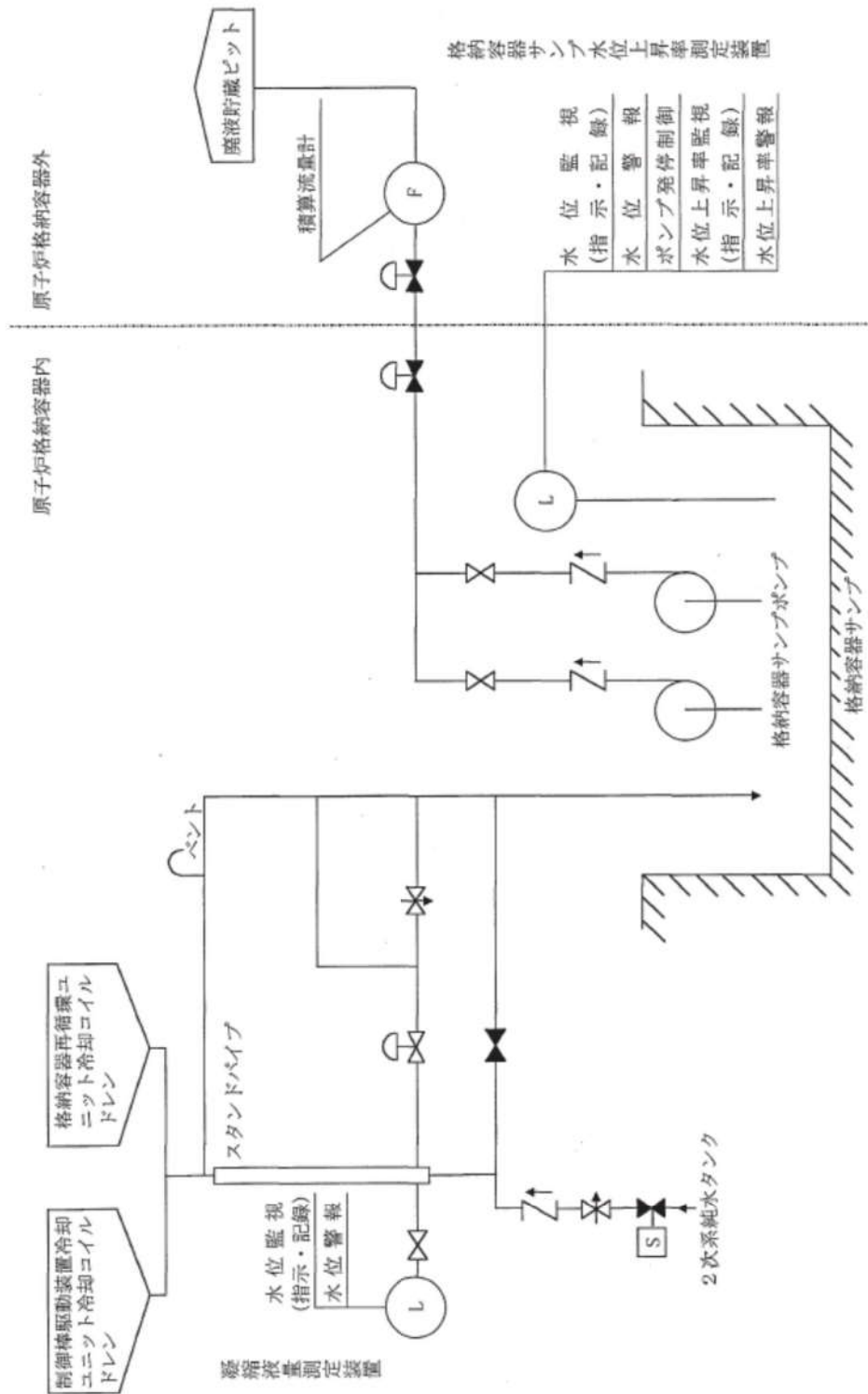


図 5.1.1 泊 3 号炉 原子炉冷却材圧力バウンダリ図



第 5.1.1.4 図 凝縮液量測定装置及び格納容器サンプ水位上昇率測定装置系統概要図

2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ

2.1 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の抽出

1 次冷却設備に接続され、その一部が原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管系には、原子炉冷却材圧力バウンダリとならない部分からの異常な漏えいが生じた場合において、1 次冷却材の流出を制限するため、その配管系を通じての漏えいが、通常運転時の充てんポンプによる充てん流量等を考慮し許容できる程度に小さいものを除いて、次のとおり隔離弁を設ける。

- a. 通常運転時開、事故時閉の場合は 2 個の隔離弁
- b. 通常運転時閉、事故時閉の場合は 1 個の隔離弁
- c. 通常運転時閉、原子炉冷却材喪失時開の非常用炉心冷却系等は a. に準ずる。

なお、b. に準ずる隔離弁において、通常運転時又は事故時に開となるおそれのある場合は、2 個の隔離弁を設ける。ここで、「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時ロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。また、通常運転時閉、事故時閉となる手動弁のうち施錠管理を行う弁は、開となるおそれがなく、上記 b. に該当することから、1 個の隔離弁を設けるものとする。

(1) 範囲が拡大される可能性のあるものの抽出

設置許可基準規則第 17 条第 1 項の解釈に基づき、原子炉容器に接続される全ての配管系を対象として、従来は原子炉側から見て第 1 隔離弁までの範囲としていたものが第 2 隔離弁を含む範囲に拡大される箇所の有無について、原子炉冷却材圧力バウンダリ全体を対象に別紙 1 のフローに基づき確認した。

このフローに基づき原子炉冷却材圧力バウンダリに接続される各配管及び弁を選別した結果を別紙 2 に示す。

別紙 2 に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリの範囲が拡大される可能性があるものとして以下のものが抽出された。

- ・余熱除去系統入口ライン
- ・1 次冷却系ループドレンライン
- ・加圧器ベントライン

(2) 拡大要否の検討

1 次冷却系ループドレンライン及び加圧器ベントラインの弁は、施錠により弁ハンドルの固定が行われている手動弁である。

従って、当該ラインの弁については、弁ハンドルの固定を行うことで弁の誤操作防止措置を講じており、「通常時又は事故時において開となるおそれはない」ことから、原子炉冷却材圧力バウンダリの範囲は拡大されないことを確認した。

一方、余熱除去系統入口ラインに設置している隔離弁については、第 1 隔離弁に原子炉冷却材圧力が高い場合には開放しないようインターロックを設けているが、中央制御室から遠隔操作する電動弁であるため、誤動作により「開となるおそれ」が否定できない。

よって、余熱除去系統入口ラインについては、第1隔離弁から第2隔離弁を含むまでの範囲が原子炉冷却材圧力バウンダリとして拡大されることを確認した。(図1)

また、第2隔離弁については、通常運転時、閉弁で電源切りとし弁が開放しないよう運用している。

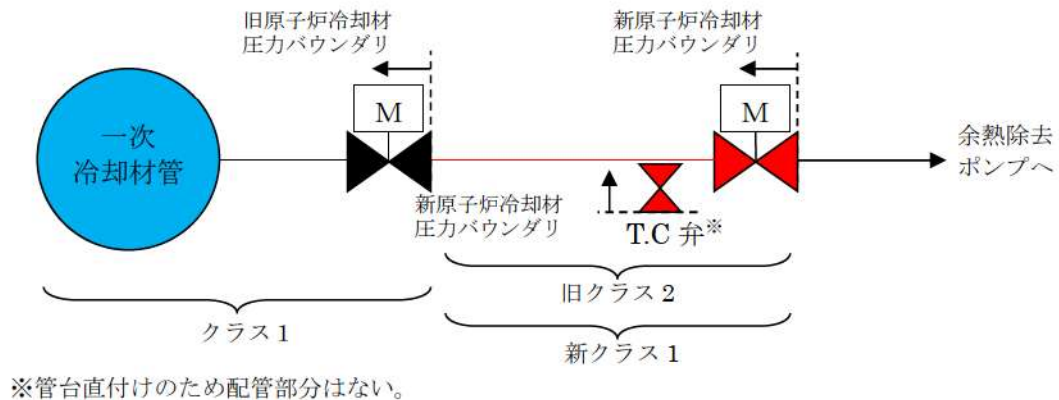


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲図

2.2 誤操作防止措置対象弁の運用及び管理について

1次冷却系ループドレンライン及び加圧器ベントラインの手動弁は以下に示すとおり、施錠により弁ハンドルを固定し、誤操作防止措置を行う運用及び管理を実施している。

- ・当該弁の操作を禁止するために、チェーンで弁ハンドルを固縛した上で南京錠を使用し施錠しており、施錠弁の鍵については、発電課長(当直)が管理及び保管している。
- ・当該弁がある原子炉格納容器のエアロックは、原子炉起動前までに施錠している。
- ・1次冷却系ループドレンライン、加圧器ベントラインの施錠した手動弁の閉止及び施錠状態の確認は、原子炉起動前までに運転員が起動前の系統構成確認として、手順に基づき実施し、その結果を発電課長(当直)が確認している。
- ・当該弁の閉止及び施錠状態を確認する手順は、保安規定の下位文書である運転要領に定めている。
- ・開操作については、当該弁は原子炉格納容器内の弁であることから、通常運転中に開操作を行わない。定期検査時においては、系統の水抜き等のため、発電課長(当直)が承認した保修票等に基づいて開放し、その後、復旧操作として閉止している。

なお、上記のとおり原子炉起動前までに系統構成確認として、閉止及び施錠状態を確認することから、当該弁は確実に閉止・施錠している。

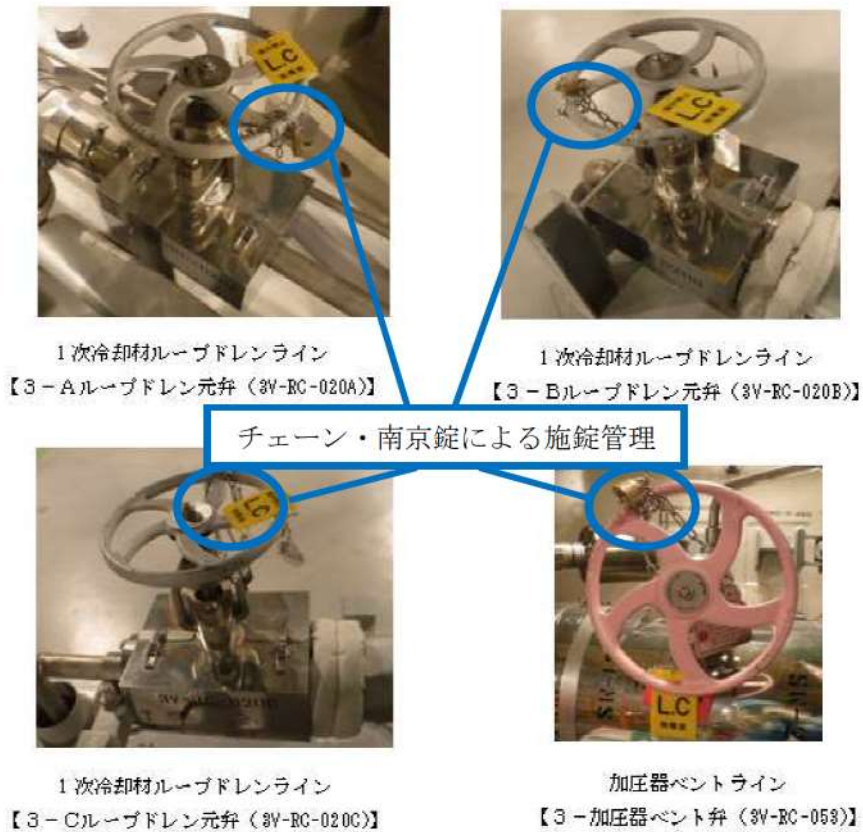


図2 弁施錠状態

表2 手動弁の施錠管理リスト

隔離弁となる手動弁の種類	系統	弁番号
通常時閉及び事故時閉となる弁を有するもの※ ¹ (第1隔離弁まで) ※ ²	加圧器ベント	3V-RC-053
	1次冷却系ループドレン	3V-RC-020A
		3V-RC-020B
		3V-RC-020C

※1：余熱除去系統入口ラインは除く

※2：原子炉冷却材圧力バウンダリ図（添付2）の青四角実線で示す弁

2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の配管・弁の仕様について

原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲拡大に伴い、新たに原子炉冷却材圧力バウンダリとなる配管・弁については、表3及び表4のとおり、従来の原子炉冷却材圧力バウンダリ内の系統の仕様（最高使用圧力、最高使用温度）と同じ仕様であるとともに、強度評価を行い、強度上問題がないことを確認している。

表 3 余熱除去系統入口ラインの配管の仕様

	最高 使用圧力	最高 使用温度	材料 (呼び厚さ)
第 1 隔離弁上流の配管	17.16MPa	343℃	SUS316TP (Sch160)
第 1 隔離弁から 第 2 隔離弁間の配管	17.16MPa	343℃	SUS316TP (Sch160)
主配管から T.C 弁間の 配管 (管台のみ)	17.16MPa	343℃	SUSF316 (Sch160)

表 4 余熱除去系統入口ラインの弁の仕様

	最高 使用圧力	最高 使用温度	主要寸法 (呼び径)	材料 (弁箱・弁ふた)
第 1 隔離弁	17.16MPa	343℃	12B	SCS14A
第 2 隔離弁	17.16MPa	343℃	12B	SCS14A
T.C 弁	17.16MPa	343℃	3/4B	SUSF316

2.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の強度・耐震評価について

(1) 主配管の強度・耐震評価

原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲拡大に伴い、クラス1機器となる主配管に関する強度・耐震評価を行った。結果は以下のとおりであり、強度・耐震について、問題がないことを確認している。

【強度評価結果】

機器等の区分	項目 (単位)	値 (最も厳しい値を記載)	許容値	
クラス1配管	管の厚さ (mm)	29.1	22.7以上	
	穴の補強面積 (mm ²)	1302	367以上	
	設計条件 (一次応力) (MPa)	57	171	
	供用状態C (一次応力) (MPa)	61	226	
	供用状態D (一次応力) (MPa)	76	252	
	供用状態A B	一次+二次応力 (MPa)	298	402
		疲労累積係数	0.00602	1.0

追而理由【地震側審査の反映】

【耐震評価結果】

(単位：MPa (疲労累積係数を除く))

管種	項目	最大値	許容値
クラス1配管	一次応力 (ねじり応力による)	23	83
	一次応力 (曲げ応力含む)	93	342
	一次+二次応力 ^(注1)	167	342
	疲労累積係数 ^(注2)	0.00602	1.0

(注1) 地震のみによる一次+二次応力変動値。

(注2) 地震による疲労累積係数と供用状態A, Bによる疲労累積係数との和を示す。

※工事認可申請書 添付資料に、詳細な評価内容を記載している。

追而

(2) 主要弁の強度評価

原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲拡大に伴い、クラス1機器となる主要弁に関する強度評価を行った。結果は以下のとおりであり、強度について問題がないことを確認している。

弁箱, 弁ふたの厚さ		d n / d m*が1.5以下である 弁箱のネック部の厚さ	
計算上必要な厚さ t (mm)	実際使用最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ t m (mm)	実際使用最小厚さ (mm)
48.2	弁箱	48.2	□
	弁ふた		

※ d n : ネック部内径, d m : 弁入口流路内径

機器等の区分	項目 (単位)	値 (最も厳しい値を記載)	許容値	
クラス1弁	弁箱	内圧による一次応力	62	125
		配管反力による二次応力 (MPa)	33, 64, 64	187
		軸方向, 曲げ, ねじり		
		一次+二次応力 (MPa)	196, 153	375
		起動時及び停止時, 起動時及び停止時以外		
		局部一次応力 (MPa)	139	281
		疲労累積係数	0.10162	1
		弁体の応力 (MPa)	81	172
		フランジの応力 (MPa) 軸方向, 半径方向, 周方向	92, 51, 39	172
		ボルトの応力 (MPa) 使用状態, ガasket縮付時	115, 21	190

(3) T.C弁の強度評価

原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲拡大に伴い、クラス1機器となるT.C弁に関する強度評価を行った。結果は以下のとおりであり、強度について問題がないことを確認している。

弁箱, 弁ふたの厚さ		d n / d m*が1.5以下である 弁箱のネック部の厚さ	
計算上必要な厚さ t (mm)	実際使用最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ t m (mm)	実際使用最小厚さ (mm)
6.1	弁箱	7.2	□
	弁ふた		

※ d n : ネック部内径, d m : 弁入口流路内径

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

2.5. 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の配管・弁の保全方法について

新たに原子炉冷却材圧力バウンダリとなる配管・弁は、従来はクラス2機器として供用期間中検査を実施していることから、今後は、クラス1機器として供用期間中検査に組み込み、検査を行っていく。日本機械学会発電用原子力設備規格維持規格（2008年版）に基づくクラス1機器またはクラス2機器に対する検査項目を表5に示す。

なお、クラス1機器供用期間中検査に新たに組み込まれた部位については、クラス1機器としての現時点での健全性を確認するために、今施設定期検査時に検査対象となる部位全数の検査を実施する。

UT、PT検査対象部位については、クラス1機器として要求されるUT、PT試験は完了しており、異常のないことを確認している。その他の検査対象部位についても、現場確認等を行い検査対象範囲の検査性について問題ないことを確認している。

表5 供用期間中検査項目

検査対象	供用期間中検査				検査・点検 実績
	クラス2機器		クラス1機器		
	試験方法	試験程度 ^{※2}	試験方法	試験程度 ^{※2}	
主配管の 溶接継手	UT (板厚の 1/3t) +PT 〔100A を超える 溶接継手〕	溶接継手数の 7.5%/10年	UT (全体積) 〔100A 以上の 溶接継手〕	溶接継手数の 25%/10年	実施済 (H25.10)
	対象外 〔50A 以上 100A 以下 の対象部位なし〕		PT (100A 未満)		— (対象部位なし)
主配管と管台の 溶接継手	対象外	—	PT	溶接継手数の 25%/10年	実施済 (H25.10)
主配管の支持部 材取付け溶接継 手	PT	溶接継手数の 7.5%/10年	PT	溶接継手数の 7.5%/10年	実施済 (H19.1)
支持構造物	VT	全数の 7.5%/10年	VT	全数の 25%/10年	実施済 (H24.6)
弁のボルト締付 け部	対象外	—	VT	類似弁毎に 1台の 25%/10年	実施済 (H26.6)
弁本体の内表面	対象外	—	VT	類似弁毎に 1台/10年	実施済 (H26.6)
全ての耐圧機器 (漏えい試験) ^{※1}	VT	100%/10年	VT	100%/1定検	実施予定

※1 系の漏えい試験における圧力保持範囲は、全ての弁が通常の原子炉起動に要求される開閉状態での原子炉冷却材圧力バウンダリと一致していなければならない。今回原子炉冷却材圧力バウンダリとして拡大した範囲のうち第1隔離弁は通常閉であることから、系の漏えい試験の圧力保持範囲は原子炉側から見て第1隔離弁までの範囲となる。なお、第1隔離弁は、原子炉冷却材圧力が高い場合には開放しないようインターロックを設置しており、高圧では開とならない設計としている。

※2 試験部位の選定は、機器と配管の溶接継手等の構造不連続部位、使用環境条件の厳しい部位、過去の損傷発生部位等を当該機器の重要性、接近性等の検査性、過去の検査実績等を勘案して選定する。

2.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲、原子炉格納容器バウンダリに対する漏えい検査への影響について

原子炉冷却材圧力バウンダリについて

原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の漏えい検査についてはクラス2機器漏えい検査からクラス1機器漏えい検査に格上げする。漏えい検査については、下記に示す日本機械学会「発電用原子力設備規格維持規格（2008年版）」に基づき、実施する。

IB-3200系の漏えい試験

IB-3210

- (1) 系の漏えい試験は、100%定格出力時の定常運転圧力以上の圧力で行わなければならない。
(2) 系の漏えい試験の昇圧、昇温は系の起動に対して定められた上限速度以下の速度としなければならない。

IB-3220

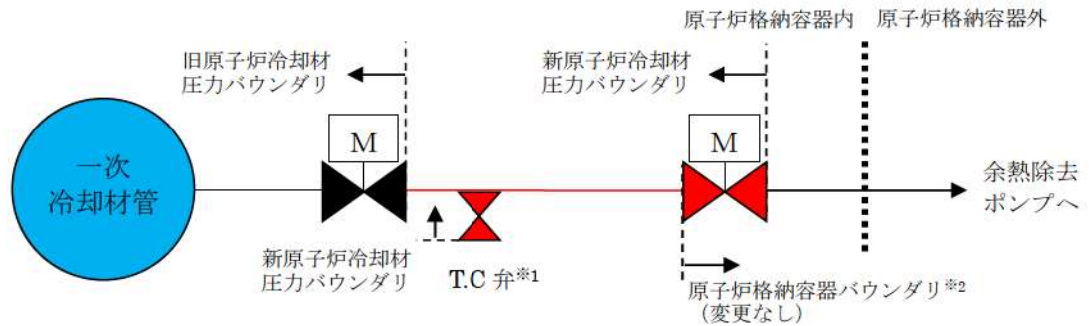
圧力保持範囲は、全ての弁が通常の原子炉起動に要求される開閉状態での原子炉冷却材圧力バウンダリと一致しなければならない。ただし、目視試験の範囲は、原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続しているがクラス1機器から除外されている機器および小口径管（ベント管、ドレン管）の最も近い弁までの範囲（当該弁も含む）を含まなければならない。

以上より、通常運転時における余熱除去系統入口ラインの弁の開閉状態は原子炉側から見て第1隔離弁が「閉」であることから、従前の原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲を圧力保持範囲とし、拡大範囲である余熱除去系統入口ライン（第1隔離弁～第2隔離弁）を含め、漏えい検査を実施する。

なお、拡大範囲は据付時の使用前検査において、最高使用圧力である17.16MPaの1.5倍の圧力にて耐圧・漏えい検査を実施しており、これまでクラス2供用期間中検査にて漏えい検査を実施し、健全性を確認している。

原子炉格納容器バウンダリについて

原子炉格納容器バウンダリの範囲に変更はないことから、漏えい検査に影響はないことを確認している。



- ※1 管台直付けのため配管部分はない。
- ※2 構造上内部に滞留する液体により原子炉格納容器内の放射性物質が外部へ漏えいするおそれがない管であることから、隔離弁は内側のみ設置

図3 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大概念図

2.7 クラス1機器とクラス2機器の設計・製作・据付時の検査の違いについて

原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲拡大に伴い、新たに原子炉冷却材圧力バウンダリとなる配管・弁は、従来、クラス2機器であり、設計・製作・据付時の検査はクラス1機器と違いがある。以下にクラス1機器として格上げした場合の設計・製作・据付時の検査について整理した。

(設計)

クラス1機器とクラス2機器の設計時の要求は異なるが、当該部位については、従来の原子炉冷却材圧力バウンダリ内の系統の仕様（最高使用圧力、最高使用温度）と同仕様であることを確認した。また、クラス1機器としての強度評価を行い、同等の設計であることを確認している。

※工事認可申請書 添付資料に、詳細な評価内容を記載している。

(製作・据付時の検査)

クラス1機器とクラス2機器の製作・据付時における検査は異なるが、当該部位については、表6のとおりクラス1機器と同じ製品構造や型番であり、同一の製造工程・製造過程で製造・据付をしていることを確認した。従って、品質についても同等であることを確認した。

なお、配管については、溶接部の全数及び溶接部に隣接する母材10mmの範囲について超音波探傷試験を実施しており、欠陥等は検出されていない。

以上のように、新たに原子炉冷却材圧力バウンダリに組み込まれた部位はクラス1機器と同等の品質であり、検査実績のないT.Cライン管台及びT.C弁についても、検査を実施し健全性を確認している。

なお、供用期間中検査は、2.5項の記載のとおり、従来クラス2機器として検査を実施していたことから、今後は、クラス1機器として供用期間中検査に組み込み、検査を行う。

表6. クラス1機器とクラス2機器の比較

名称	クラス1機器とクラス2機器の比較			
	製造メーカ	製造プロセス	製品構造・型番	
配管	配管メーカ	クラス1機器としての実績有	クラス1機器と同一※1	クラス1機器と同一
管台	素材メーカ	同上	同上	同上
エルボ	継手メーカ	同上	同上	同上
第2隔離弁	弁メーカA	同上	同上	同上
T.C弁	弁メーカB	同上	同上	同上

※1：表7の素材非破壊検査要否が相違するが、それ以外の製造プロセスは同一

表 7. 泊 3 号 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の検査項目 (製作・据付時の検査)

部位	検査要求		検査実績	備考	
	クラス 1	クラス 2			
配管	第 1 隔離弁から第 2 隔離弁間の配管 (エルボ以外) ①	—	UT+PT (一部)	配管メーカーにおいて円周方向の UT を実施している。	
	第 1 隔離弁から第 2 隔離弁間の配管 (エルボ) ①	—	—	UT+PT を実施する。	
弁	主配管と T.C 弁間の管台②	—	—	UT+PT を実施する。	
	第 2 隔離弁③	RT	RT+PT (一部)	PT を実施する※2。	
	T.C 弁④	弁箱, 弁蓋, 弁体	—	—	PT(MT) を実施する。
		ボルト, ナット	—	PT (一部)	PT を実施する※2。
溶接部 ※3	主配管の溶接継手⑤	RT	RT+PT	【供用期間中検査項目】	
	主配管と管台の溶接継手⑥	UT(1/3t)+PT	UT(全体積)	当該箇所は今後 ISI として全数検査を実施する。(点検方法及び点検頻度は変更なし) ※6	
		1/2PT(MT)※4+PT	PT(MT)	RT+PT	
	主配管の支持部材取付け溶接継手⑦	PT	PT	【供用期間中検査項目】	
管台と T.C 弁の溶接継手⑧	PT(MT)	PT(MT)	PT	【供用期間中検査項目】	
	PT	—	対象外		

UT: 超音波探傷試験, PT: 浸透探傷試験, MT: 磁粉探傷試験, RT: 放射線透過試験, —: 検査要求なし

○: クラス 1 機器の検査要求と同等の検査実績がある, △: クラス 1 機器の検査要求と同等の検査実績が一部ある, ×: 検査実績なし, —: 対象外

※ 1: 一部, PT の検査実績あり (弁メーカーによる加工後の PT 実施済み範囲)

※ 2: シート部等にステラライト等を溶接している範囲や弁内面の探傷材の除去が困難な範囲は除く。弁メーカーによる加工後の PT 実施済み範囲は除く。

※ 3: 溶接部については, 維持規格に求められる供用期間中検査の一環として, 供用前検査に相当する検査を対象となる全溶接線に対して実施している。

※ 4: 溶接深さ 2 分の 1 ことしの浸透探傷試験または磁粉探傷試験

※ 5: 耐圧試験を実施している。

※ 6: 1/2PT で検出される欠陥及びその欠陥に対する施工プロセス等での対策を踏まえ, 当該箇所には, 発生の可能性は極めて低いと考えられる。また, 劣化モードとして外面からの疲労を想定したとしても, 当該箇所は従来の原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲より過渡頻度, 環境条件が厳しくないため, クラス 1 機器の ISI 検査で定められている検査方法 (外面 PT) 及び検査頻度にて経年監視することが妥当と考えられる。よって, 当該箇所の点検方法及び頻度については, クラス 1 機器の ISI 検査で定められている検査方法 (外面 PT) 及び検査頻度にて今後の検査を実施する。しかしながら, 1/2PT を実施していないということに鑑み, 全数を検査対象とす。なお, 今定検にて当該部位の外面 PT を実施したが欠陥は認められていない。

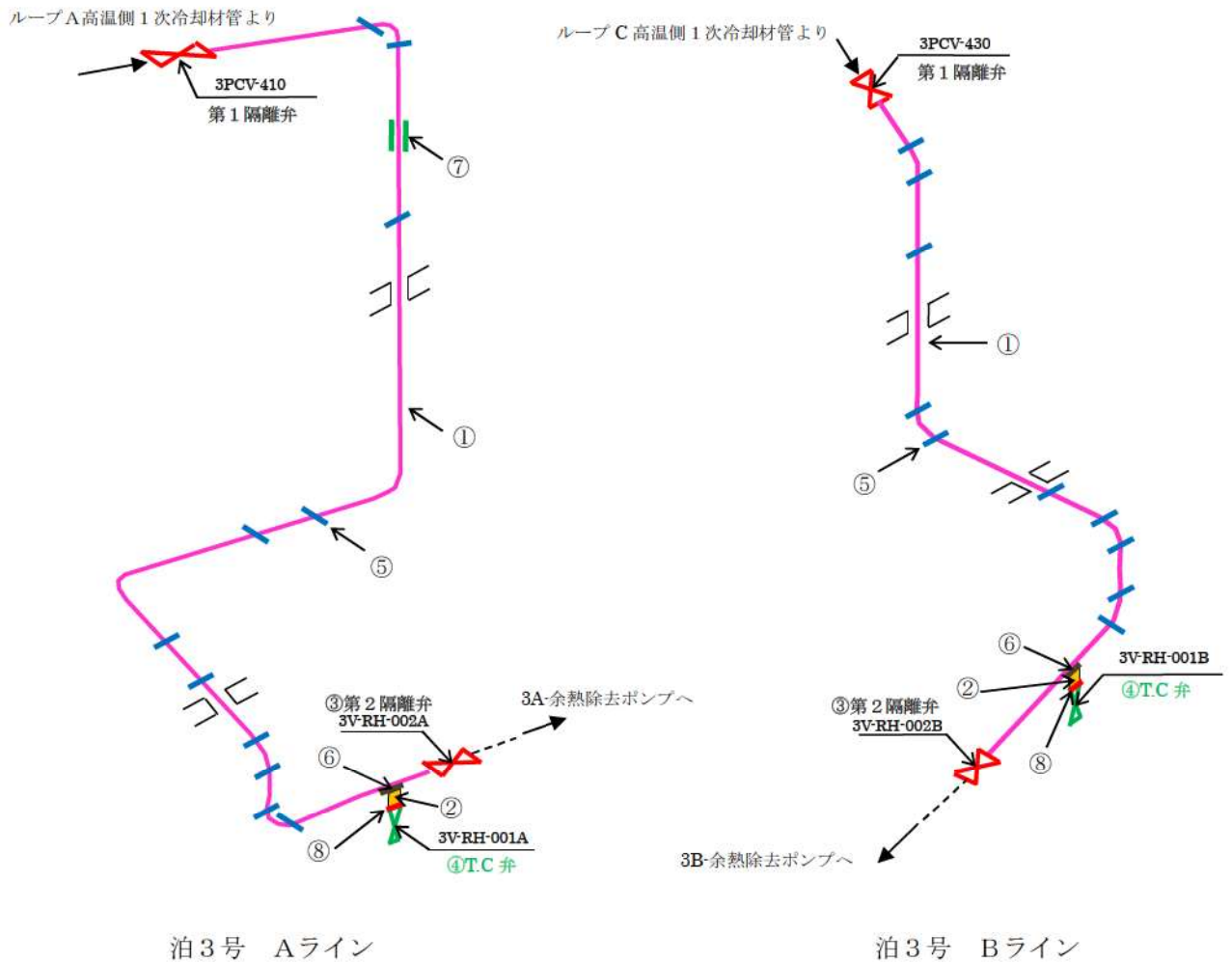


図4. 検査実施範囲

- <凡例>
- ①第1隔離弁から第2隔離弁間の配管（エルボ含む）
 - ②主配管とT.C弁間の管台
 - ③第2隔離弁
 - ④T.C弁
 - ⑤主配管の溶接継手
 - ⑥主配管と管台の溶接継手
 - ⑦主配管の支持部材取付け溶接継手
 - ⑧管台とT.C弁の溶接継手

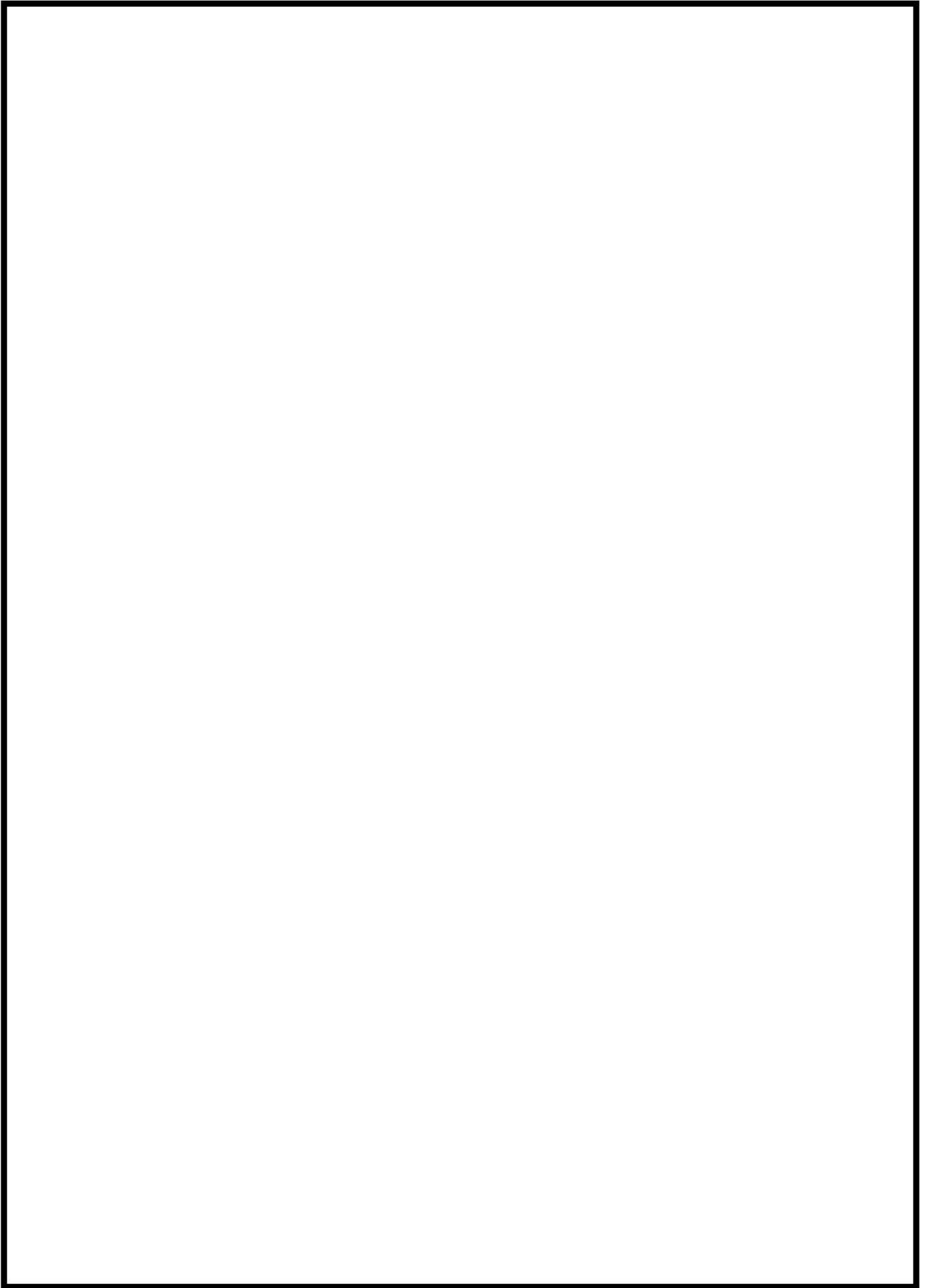



図5. 配管の製造プロセスフロー図

図6. 配管の据付プロセス（例）フロー図

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

【参考】管台と母管との溶接継手について

(1) 当該箇所今後の点検の妥当性について

原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の枝管の管台と母管の溶接継手については、従前はクラス2機器であったため、クラス1機器の溶接時の検査として要求される1/2PTを実施していない。これに鑑み、当該溶接継手の今後の点検の妥当性について検討した。

a. 1/2PTの方法及び検査目的

1/2PTとは、溶接深さの2分の1の外表面に対して浸透探傷試験を行う検査であり、溶接深さの2分の1における溶接欠陥を検出することにより、最終層まで溶接した際に内在する欠陥を未然に防止するために実施するものである。(図7参照) 検出される欠陥としては、表8に示すものがある。

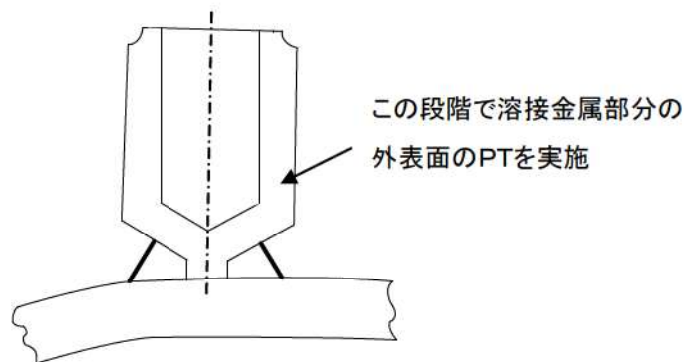


図7. 1/2PT概念図

表8. 検出される欠陥の種類

高温割れ	溶接部の凝固温度範囲、またはその直下のような高温で発生する割れ。
低温割れ	溶接後、溶接部の温度が常温付近に低下してから発生する割れ。
スラグ巻き込み	溶接金属中または母材との融合部にスラグが残ること。
融合不良	溶接境界面が互いに十分に溶け合っていないこと。

b. 想定される内在欠陥の発生の可能性

表8の欠陥に対して施工プロセス等を踏まえて以下の観点から発生の可能性を検討した。

(a) 欠陥ごとに対する対策の観点

<高温割れ, 低温割れ>

高温割れについては、その発生防止のためステンレス鋼の溶接金属には不純物(リン, 硫黄)の含有量を低減するとともに、適切なデルタフェライトを含む成分設計

としており、施工時においても高温割れ防止のため、溶接時の収縮ひずみ緩和の観点から層間温度の上限を管理していることから、高温割れの発生可能性は低い。

また、低温割れについては、主に炭素鋼や低合金鋼にて発生が想定される欠陥であるため、当該部材のオーステナイト系ステンレス鋼においては、低温割れの発生は無い。

<スラグ巻き込み、融合不良>

当該箇所は溶接検査対象であることから、国にて認可された溶接士が溶接を実施することで、スラグ巻き込み、融合不良の原因となる多層盛り時の層間でのスラグ除去、開先及びビード境界面の溶解を実施している。また、溶接棒は吸湿により性能劣化となるが、適切に乾燥・保温された溶接棒を選定しており、施工法においてもクラス1と同等の要領であることから、スラグ巻き込み、融合不良による欠陥発生の可能性は低い。

(b) 施工上の観点

当該箇所については、管台と母管を最終層まで溶接したあとに穴あけ加工を実施する施工方法であることから、溶接部において最も溶接欠陥が発生しやすいと考えられる初層部*は穴あけ切削時に除去される（図8参照）。

従って、溶接による内部欠陥のリスクは低減されている。

また、本施工を現地ではなく溶接がしやすいような作業環境、条件が確保される工場で行っているため、欠陥発生リスクはさらに低減される。

※：初層部に溶接欠陥が発生しやすい要因

当該溶接部の開先形状は、初層部の開先形状が狭いことから他層に比べ溶接棒の操作性が悪く、溶接が困難。

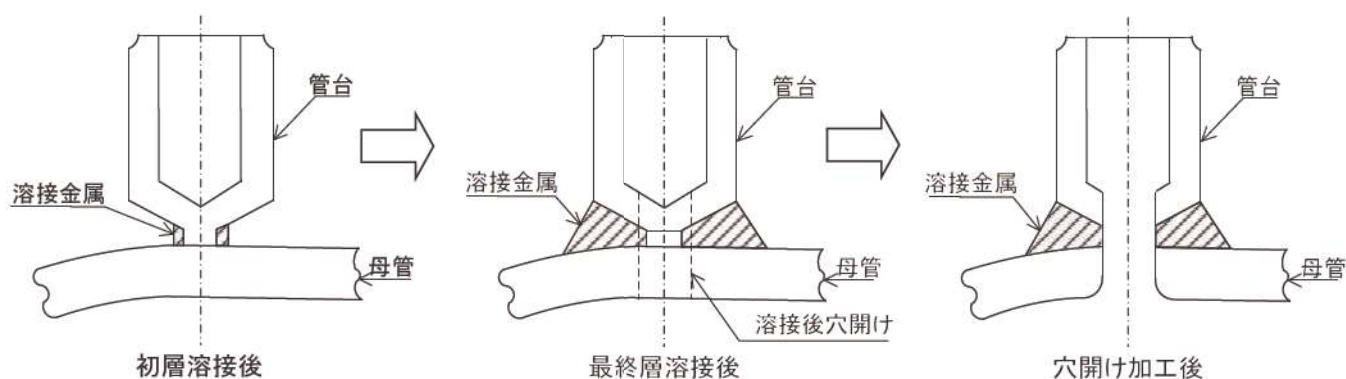


図8. 初層溶接部の除去

(c) 検査の観点

当該箇所は、溶接検査対象であることから、当時の法令に従い、適切な手段を経て技術的妥当性が確認された施工法及び技量により施工している。

また、溶接検査にて適切な施工法及び技量が適用されていることを確認しており、溶接施工に関する全ての作業は、都度適切に管理され、溶接の各段階における欠陥の発生に対する予防措置を十分に講じている。

当該溶接部は、溶接検査において1/2PTの前工程である材料検査、開先検査、溶接検査の各工程において所定の検査に合格しているとともに、後工程の最終層PT、耐圧・外観検査についても合格している。

また、当該溶接部の最終層には上述の欠陥は発生していないことから、1/2層位置でも同等の品質は得られていると考える。

表9. 欠陥の発生の可能性

	対策	発生の可能性
高温割れ	<ul style="list-style-type: none"> ・高温割れの原因となる不純物 (P, S) 低減材の使用。 ・高温割れ防止となるデルタフェライトを含む成分設計を採用。 ・高温割れ防止の観点から、溶接時の収縮ひずみ緩和のため、層間温度の上限の管理を実施。 	無
低温割れ	<ul style="list-style-type: none"> ・低温割れが想定される炭素鋼や低合金鋼ではないステンレス鋼を使用。 	無
ブローホール	<ul style="list-style-type: none"> ・ブローホールの原因となる開先面の錆や油分、メッキやプライマー等の表付着物を除去する。 ・溶接材料は清浄な状態で管理されたものを使用。 	低 ^{※1}
スラグ巻込み	<ul style="list-style-type: none"> ・多層盛りの層間でスラグ除去を実施。 ・国に認可された溶接士が行い、クラス1機器と同等の要領で施工している。 	無 ^{※2}
融合不良	<ul style="list-style-type: none"> ・溶接面を清浄かつ滑らかにし、開先や前ビードとの境界に十分に入熱を与え、溶込み不良の発生を防止するよう施工している。 ・次の層またはパスを溶接する前に必要に応じてビード形状を修正している。 ・国に認可された溶接士が行い、クラス1機器と同等の要領で施工している。 	低 ^{※1}

※1 当該部位の施工段階における欠陥の発生の可能性については予防措置が十分に講じられており、発生の可能性は極めて低い。

※2 当該部位の溶接方法はTIG溶接であり、スラグ巻込みの可能性は無い。

表9の検討結果に示すように、当該箇所において、想定される内在欠陥の発生の可能性は考えがたい。

なお、過去のPWR実績にて当該箇所を起因とした損傷事例を調査したが、現時点では確認されておらず、この点からも内在欠陥を起点とした損傷の可能性は極めて小さいと考える。

(d) 1/2 PTの代替検査の可否

原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の枝管の管台と母管の溶接継手については、1/2 PTを実施していないが、代替検査として、UT（超音波探傷試験による体積検査）、RT（放射線透過試験による体積検査）の実施可否を検討した。

<UT>

以下の理由により、UTでは探傷できない。

- ・当該溶接部は管台溶接であり、管台側に斜角探触子を置いて探傷した場合、溶接部に超音波がほとんど入らない。（図9参照）
- ・母管内面側からの探傷は、既に当該配管が発電所に据え付けられているため、探触子をアクセスさせることができず、探傷できない。

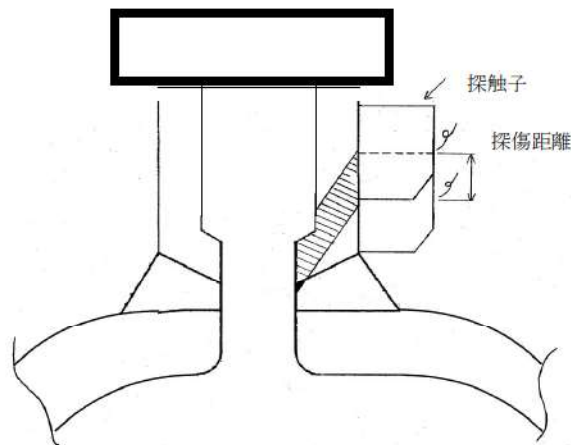


図9. UT直射探傷範囲図

<RT>

RTでは、試験部の放射線の透過厚さが均一であり、フィルム及び透過度計を線源の照射方向に対して直角かつ、試験部にすきまなく設置することで、溶接規格に規定の濃度及び具備すべき透過度計の基準穴を満足したフィルムの撮影をすることができる。

上記を満足するような当該の管台溶接の撮影配置を考えると、図10のとおりとなる。

しかし、この撮影配置では試験部の放射線の透過厚さは均一でなく、またフィルムは狭隘形状のために試験部にすきまなく設置することができず、溶接規格に規定の濃度及び具備すべき透過度計の基準穴を満足したフィルムの撮影ができないため、適切なRTを実施することはできない。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

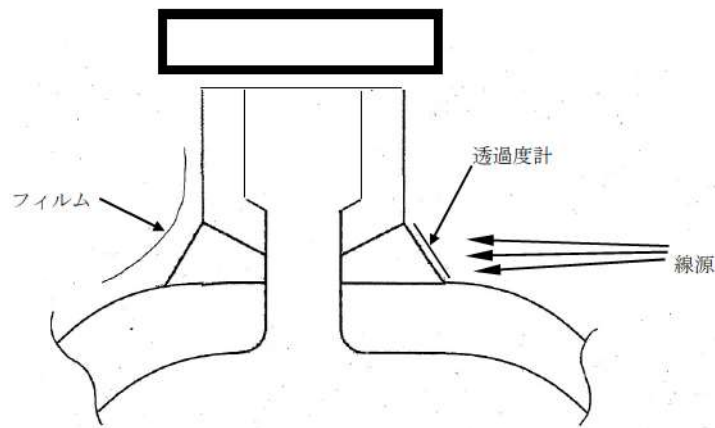


図10. RT検討図

c. 劣化モード

当該箇所 の 供 用 期 間 中 の 劣 化 モ ー ド に つ い て ， 使 用 条 件 等 か ら 発 生 の 可 能 性 を 検 討 し た 。 検 討 結 果 を 表 10 に 示 す 。

表10. 劣化モードの検討

劣化モード	評価	発生の可能性
疲労	<ul style="list-style-type: none"> 設計対策*を実施しており、有意な振動及び圧力過渡は受けないが、余熱除去系統使用時に、軽微な圧力過渡を受ける。 また、多層盛りの溶接部であり、初層は除去されているため、応力は内面側が低く、外面側が高いと考えられる。 よって、発生の可能性は極めて低いが、劣化モードを想定するならば、外面からの疲労が想定される。 	低 (外面から)
SCC	<ul style="list-style-type: none"> 内部流体は管理された1次系水質のため、発生は考えがたい。 	無
全面腐食	<ul style="list-style-type: none"> 耐食性に優れたステンレス鋼のため、発生は考えがたい。 	無
減肉	<ul style="list-style-type: none"> プラント運転中は流れがなく、耐食性に優れたステンレス鋼のため、発生は考えがたい。 	無

- ※：・当該部の1次冷却材管側にある第1隔離弁がプラント運転中閉止されているため、当該部は1次冷却材の圧力・温度過渡及び流体振動を直接受けない。
- ・当該管台に取り付けられているT.C弁は、端部を固定していない構造であり、当該部は温度過渡に伴う応力が発生しにくい。
 - ・当該部は、振動源である余熱除去ポンプからの距離が十分離れており、同ポンプから直接振動を受けない。

表10に示すように、当該箇所には、発生の可能性は極めて低いが、劣化モードとして、外面からの疲労を想定する。

ただし、当該部位は、プラント運転中は使用しない系統であり、従来の原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲よりも圧力・温度等の過渡を受けにくく、使用する際も従来の原子炉冷却材圧力バウンダリより低温、低圧環境である。



枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

d. 点検方法及び点検頻度

表10の当該箇所劣化モードの検討結果より、外面からの疲労を想定し、クラス1機器のISIで定められた外面からのPTを行なう。

また、当該箇所は従来の原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲より過渡頻度、環境条件を考慮し、クラス1機器のISIで定められている検査頻度にて経年監視する。

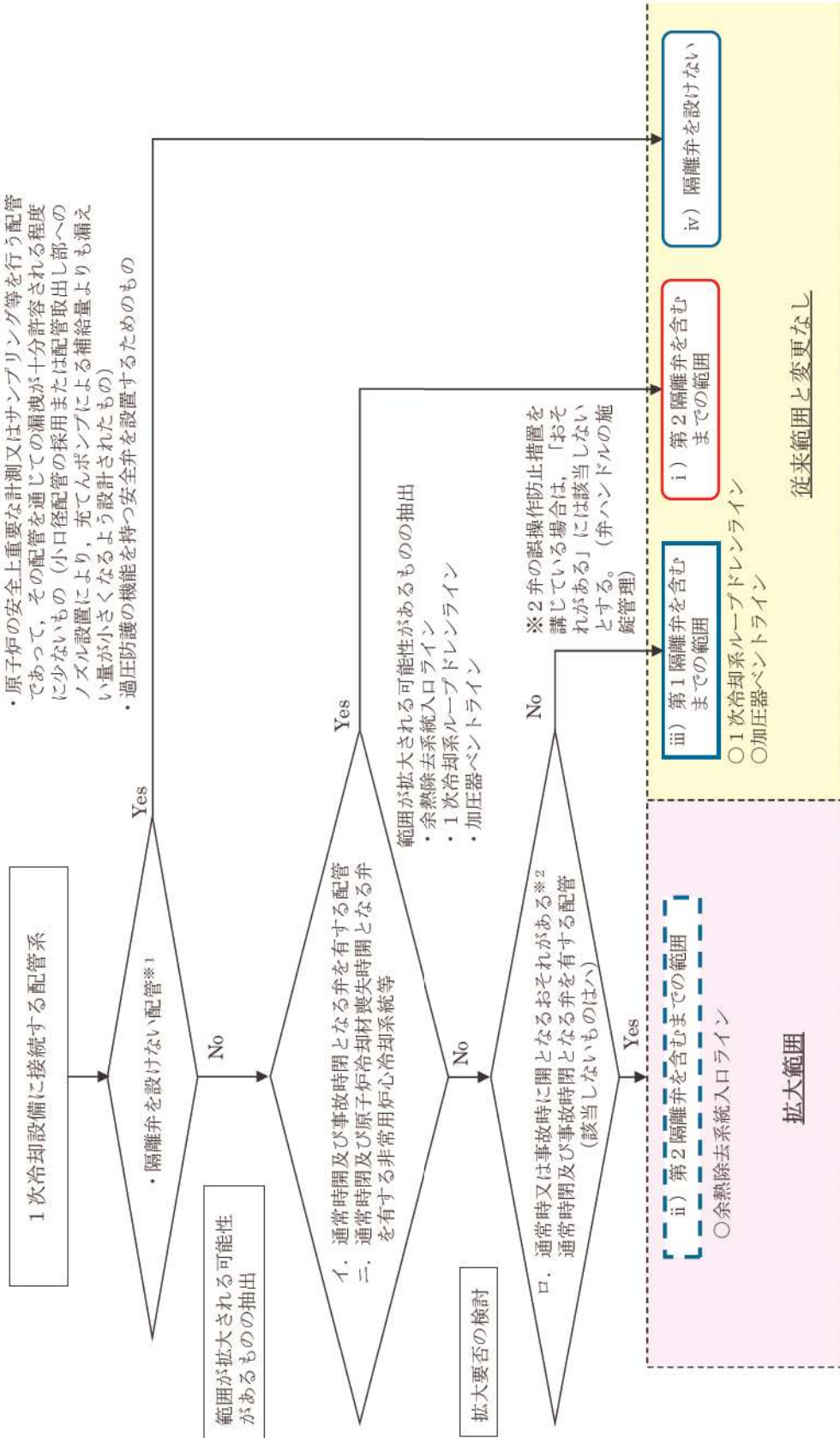
e. 今後実施する点検

以上から、当該箇所の点検方法及び頻度については、クラス1機器のISIで定められている検査方法（外面PT）及び検査頻度にて今後の検査を実施する。

また、検査対象箇所は、クラス1機器のISIにおいて、箇所数の25%が対象となるが、当該箇所は1/2PTを実施していないことを踏まえ、全数を検査対象とする。

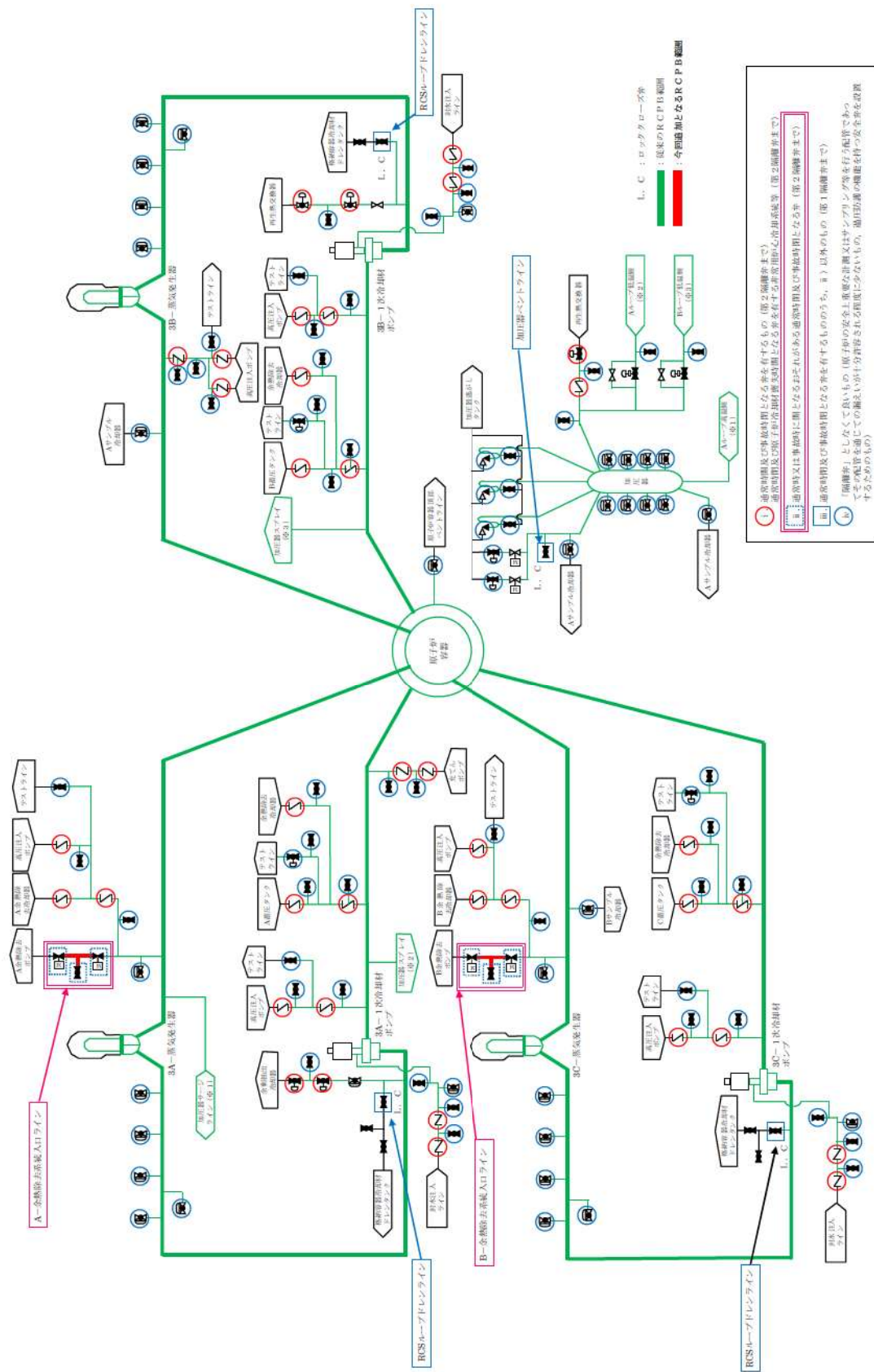
なお、今定検にて当該部位の外面PTを実施し、健全性を確認している。

※1 <規則の解釈第17条第3項に基づき除外される範囲>
 ・原子炉の安全上重要な計測又はサンプリング等を行う配管であって、その配管を通じての漏洩が十分許容される程度に少ないもの（小口径配管の採用または配管取出し部へのノズル設置により、充てんポンプによる補給量よりも漏えい量が小さくなるよう設計されたもの）
 ・過圧防護の機能を持つ安全弁を設置するためのもの



上記フローに記載のイ、ロ、ハ、ニは、規則の解釈第17条第1項第3号 接続配管のイ、ロ、ハ、ニに該当する

原子炉冷却材圧力バウンダリ弁抽出フロー



泊3号炉 原子炉冷却材圧力バウンダリ図

原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の抽出プロセスについて

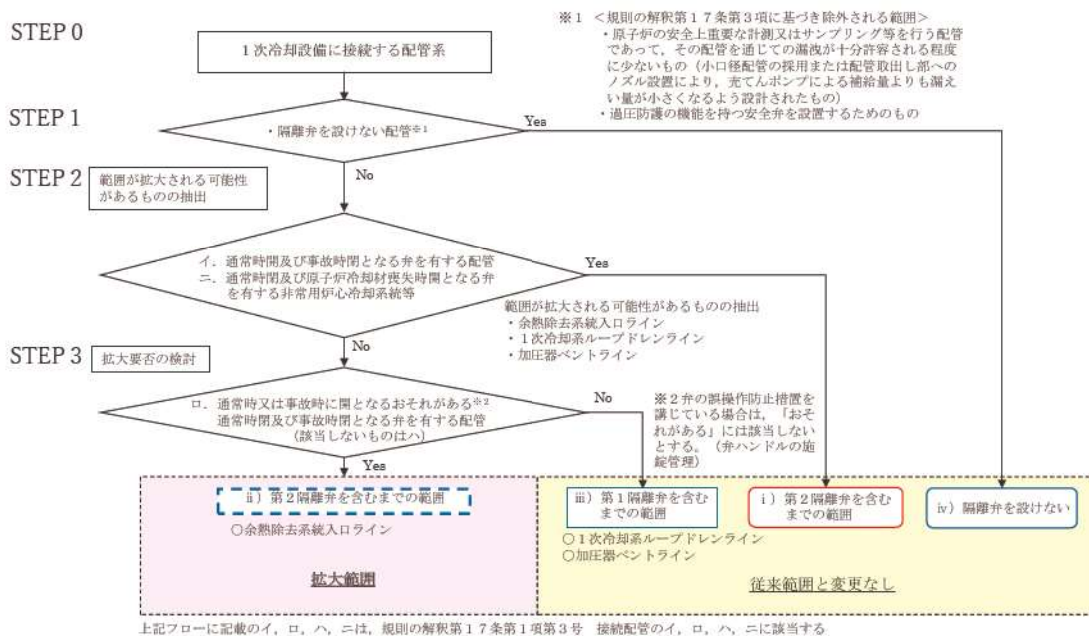


図 原子炉冷却材圧力バウンダリ拡大範囲の抽出プロセス

【抽出プロセス】

STEP 0（母集団の確認）

- ・設計図書（原子炉容器外形図）を用いて、原子炉容器のノズルを抽出する。
- ・ノズルに接続されている配管を、配管装置図を用いて抽出する。
- ・第2隔離弁までの範囲について、要求される機能、配管口径、内部流体を確認する。

STEP 1（隔離弁を設けない配管（規則の解釈第17条第3項に基づき除外される範囲）の抽出）

- ・原子炉の安全上重要な計測又はサンプリング等を行う配管であって、その配管を通じての漏えいが十分許容される程度に少ないもの※、過圧防護の機能を持つ安全弁を設置するためのものを抽出する。

※原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する3/4 B以下の小口径配管に、内径9.5 mmの流量制限ノズルを設置するものを抽出する。（別紙4参照）

STEP 2（範囲が拡大される可能性のあるものの抽出）

- ・ 通常時開及び事故時閉となる弁を有する配管を抽出する。
- ・ 通常時閉及び原子炉冷却材喪失時開となる弁を有する非常用炉心冷却系統等を抽出する。

STEP 3（拡大要否の検討）

- ・ 通常時又は事故時に開となる「おそれがある」通常時閉及び事故時閉となる弁を有する配管を抽出する。

※ 弁の誤操作措置を講じている場合は、「おそれがある」には該当しないとし、第1隔離弁を含むまでの範囲とする（2.2 誤操作防止措置対象弁の運用及び管理について参照）

原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される小口径配管について

1. 泊 3 号炉における原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される小口径配管の考え方について、以下に示す。

「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」 第 17 条より、隔離弁を設けない配管として、「原子炉の安全上重要な計測又はサンプリング等を行う配管であって、その配管を通じての漏えいが十分許容される程度に少ないもの」が規定されており、充てんポンプによる補給によって 1 次冷却系への冷却水の補給が十分可能なほど破断時の流出流量が少ない小口径配管については、原子炉冷却材圧力バウンダリから除外するものとしている。

泊 3 号炉においては、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する 3/4B 以下の小口径配管に、内径 9.5 mm の流量制限ノズルを設置することで、充てんポンプから 1 次冷却設備に充てんされる流量が、原子炉冷却材圧力バウンダリの 1 次冷却材が内径 9.5 mm の流量制限ノズルから流出する流量を上回るため、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する 3/4B 以下の小口径配管を、原子炉冷却材圧力バウンダリから除外している。

以下に、充てんポンプから 1 次冷却設備に充てんされる流量が、内径 9.5 mm の流量制限ノズルから原子炉格納容器へ流出する 1 次冷却材の流出流量を上回ることを説明する。

(1) 前提条件

- a. 原子炉は通常運転状態とする。
- b. 原子炉格納容器内圧力は大気圧とする。
- c. 充てんポンプから 1 次冷却系への補給水量は、充てんポンプ運転流量 47.8 m³/h からミニマムフローライン流量 (13.6 m³/h) 及び封水戻り流量 (2.0 m³/h) を差し引いた 32 m³/h (≒32.2 m³/h) とする。

(2) 算出方法

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する内径 9.5 mm の流量制限ノズルから、1 次冷却材が流出する流量は、内径 9.5 mm の流量制限ノズル直後が破断した場合、式①で表される。

$$\begin{aligned}
Q_{RCS} &= C d \times A \times \sqrt{\frac{2 \times g \times (P_1 - P_0)}{\gamma_{RCS}}} \times 3600 \quad \dots \textcircled{1} \text{ (注1)} \\
&= 0.59 \times 7.09 \times 10^{-5} \times \sqrt{\frac{2 \times 9.8 \times (161 \times 10^4 - 1 \times 10^4)}{754}} \times 3600 \\
&= 30.7
\end{aligned}$$

Q_{RCS}	: 流量制限ノズルからの流出流量 (m ³ /h)	
$C d$: 流量制限ノズルの縮流係数 (-)	= 0.59 (注2)
A	: 流量制限ノズルの断面積 (m ²)	= 7.09 × 10 ⁻⁵ (注3)
g	: 重力加速度 (m/s ²)	= 9.8
P_1	: 1次冷却材圧力 (kg/m ² abs)	= 161 × 10 ⁴ (注4)
P_0	: 原子炉格納容器圧力 (kg/m ² abs)	= 1 × 10 ⁴ (注4)
γ_{RCS}	: 1次冷却材の比重量 (kg/m ³)	= 754 (注5)
3,600	: m ³ /s から m ³ /h の単位換算係数	

(注1) 「FLOW OF FLUIDS THROUGH VALVES, FITTINGS, AND PIPE.」(CRANE 社) より。

流出流量が大きくなるように考慮し、流体は液体の単層流とする。

(注2) 「FLOW OF FLUIDS THROUGH VALVES, FITTINGS, AND PIPE.」(CRANE 社) A-20 表 SQUARE EDGE ORIFICE より。

(注3) 流量制限ノズルの断面積は以下のとおり求まる。

$$A = \pi / 4 \times D^2 = \pi / 4 \times 0.0095^2 = 7.09 \times 10^{-5}$$

A : 流量制限ノズルの断面積 (m²)

D : 流量制限ノズルの内径 (m) = 0.0095

(注4) 流量制限ノズルの流出流量の算定には、流量制限ノズルの差圧が大きくなるように考慮し、1次冷却材圧力を 15.7 MPa (=161 kg/cm²abs) とし、原子炉格納容器圧力を大気圧 0.1 MPa[abs] (=1 kg/cm²abs) とする。

(注5) 流量制限ノズルの流出流量の算定には、1次冷却材の比重量が大きくなるように考慮し、無負荷運転時温度 286.1 °C を用い、1次冷却材圧力 15.7 MPa と無負荷運転時温度 286.1 °C における比重量 (754 kg/m³) を使用する。

以上より、内径 9.5 mm の流量制限ノズル直後が破断した場合、1次冷却材が流出する流量は、30.7 m³/h となる。

1次冷却材の流出流量 30.7 m³/h の重量流量は、以下のとおり、23.1 × 10³ kg/h である。

$$M = Q_{RCS} \times \gamma_{RCS} = 30.7 \times 754 = 23.1 \times 10^3 \text{ kg/h}$$

M : 流量制限ノズルからの流出する重量流量 (kg/h)
 Q_{RCS} : 流量制限ノズルからの流出する流出流量 (m³/h) = 30.7
 γ_{RCS} : 1次冷却材の比重量 (kg/m³) = 754

したがって、1次冷却材が 30.7 m³/h 流出するときの、必要充てん流量は、以下のとおり、23.2 m³/h となる。

$$Q_{CH} = M \times \gamma_{CH} = 23.1 \times 10^3 / 994 = 23.2 \text{ m}^3/\text{h}$$

Q_{CH} : 必要充てん流量 (m³/h)
 M : 流量制限ノズルからの流出する重量流量 (kg/h) = 23.1 × 10³
 γ_{CH} : 充てんラインの比重量 (kg/m³) = 994 (注6)

(注6) 圧力 17.7 MPa[abs]及び 54.4℃における比重量

(3) 算出結果

内径 9.5 mm の流量制限ノズル直後が破断した場合、1次冷却材が流出する流量は、30.7 m³/h となり、その時の必要充てん流量は 23.2 m³/h となる。

この結果から、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する 3/4B 以下の小口径配管には、内径 9.5 mm の流量制限ノズルを設置しているため、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する 3/4B 以下の小口径配管を、原子炉冷却材圧力バウンダリから除外できる。

また、この結果として除外される小口径配管を下図に示す。

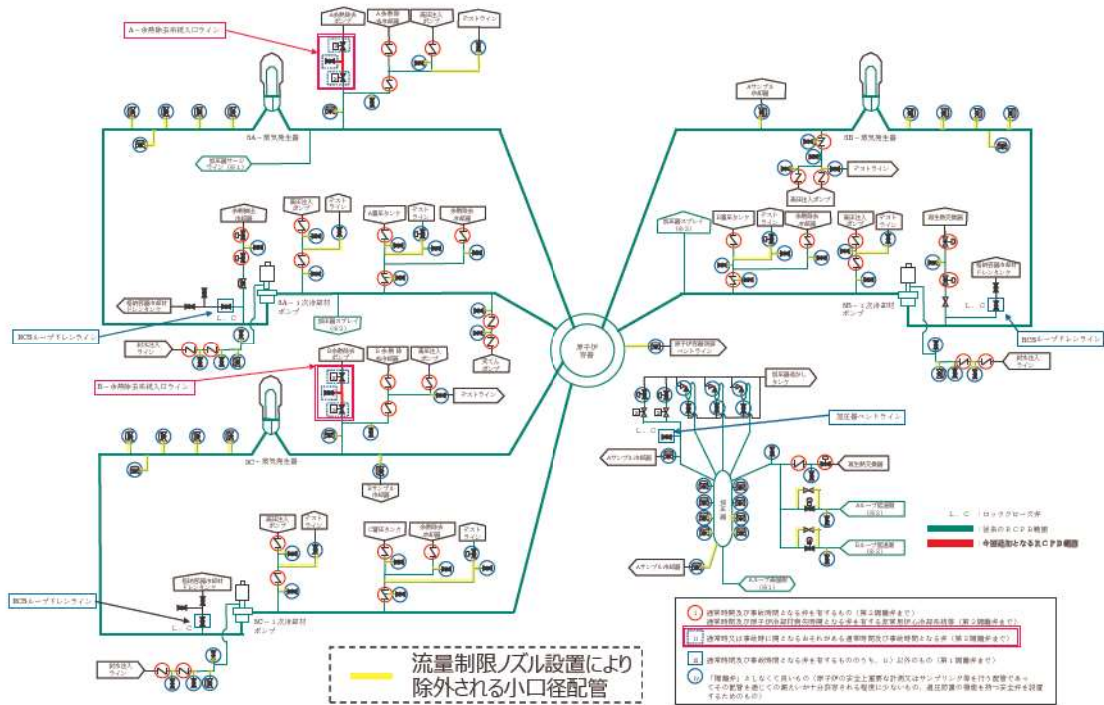


図 原子炉冷却材圧力バウンダリから除外される小口径配管

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に使用されている
フェライト系鋼に対する管理について

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器については、第17条第1項第3号において、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬時的破壊が生じないよう、十分な破壊靱性を有するものとするのが要求されている。泊3号炉においては、フェライト系鋼の脆性的挙動及び急速な伝播型破断の発生を防止するため、建設当時から告示501号等の技術基準の要求に従って、以下の管理を実施してきている。

○使用材料管理

適用規格基準：告示501号（昭和55年）

- 管理事項：・材料の選定
・破壊靱性試験の実施
・素材段階での非破壊検査（体積検査，表面検査）の実施

○使用圧力・温度制限

適用規格基準：JEAC4206（2000）原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法

- 管理事項：耐圧漏えい試験時の試験温度の制限

○使用期間中の監視

適用規格基準：JEAC4205（1986）軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査

JEAC4201（2000）原子炉構造材の監視試験方法

- 管理事項：・供用期間中検査での欠陥発生有無の確認
・監視試験による脆性遷移温度の管理（原子炉圧力容器）

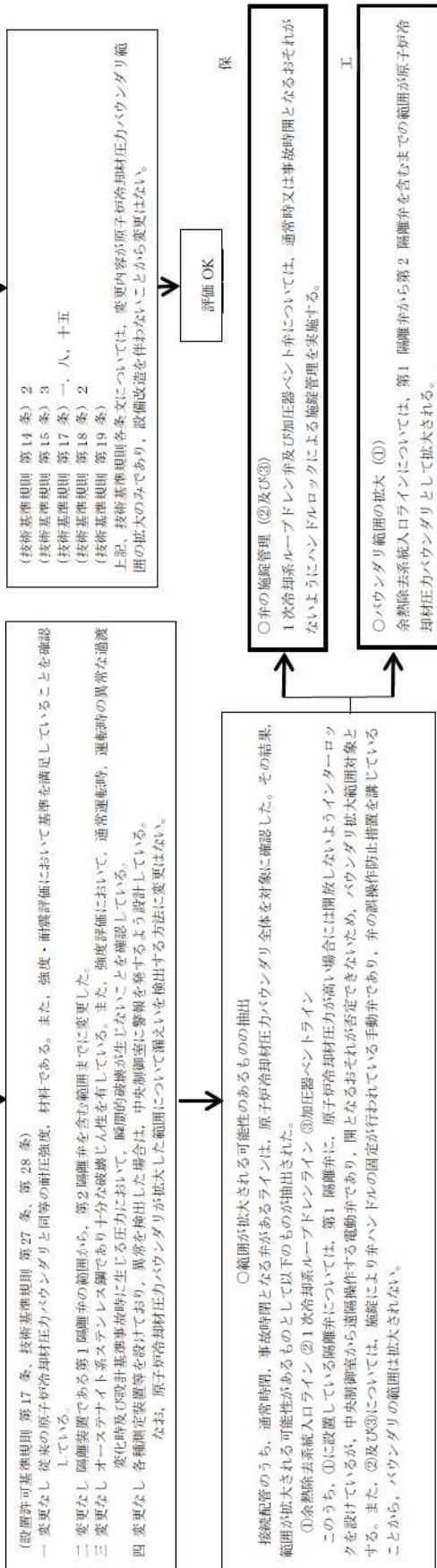
以上

泊発電所 3 号炉

技術的能力説明資料 原子炉冷却材圧力バウンダリ

第 17 条 原子炉冷却材圧力バウンダリ

<p>(設置許可基準規則 第 17 条)</p> <p>一 通常運転時、運転時の異常な過度変化時及び設計基準事故時に生ずる衝撃、炉心の反応度の変化による荷重の増加その他の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に加わる負荷に関するものとする。</p> <p>二 原子炉冷却材の流出を制限するため隔離装置を有するものとする。</p> <p>三 通常運転時、運転時の異常な過度変化時及び設計基準事故時に隔膜的破壊が生じないよう、十分な破壊じん性を有するものとする。</p> <p>四 原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を有するものとする。</p>	<p>(技術基準規則 第 18 条) 使用中の亀裂等による破壊の防止</p> <p>2 使用中のクラス 1 機器の耐圧部分には、その耐圧部分を貫通する亀裂その他の欠陥があつてはならない。</p> <p>(技術基準規則 第 19 条) 流体振動等による損傷の防止</p> <p>燃料体及び反射材並びに炉心支持構造物、熱遮蔽材並びに一次冷却系統に係る容器、管、ポンプ及び弁は、一次冷却材又は二次冷却材の腐蝕、沸騰その他の一次冷却材又は二次冷却材の挙動により生ずる流体振動又は温度差のある流体の混合その他の一次冷却材又は二次冷却材の挙動により生ずる温度変動により損傷を受けないように施設しなければならない。</p>
<p>(技術基準規則 第 14 条) 安全設備</p> <p>2 安全設備は、設計基準事故に至るまでの間に起定される全ての環境条件において、その機能を発揮することができるよう、施設しなければならない。</p>	<p>(技術基準規則 第 27 条) 原子炉冷却材圧力バウンダリ</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器は、一次冷却系統に係る常用原子炉施設の損壊その他の異常に伴う衝撃、炉心の反応度の変化による荷重の増加その他の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に加わる負荷に耐えるように施設しなければならない。</p>
<p>(技術基準規則 第 15 条) 設計基準対象施設の構造</p> <p>3 設計基準対象施設は、通常運転時において容器、配管、ポンプ、弁その他の機械又は器具から放射性物質を含む流体が著しく漏えいする場合は、流体状の放射性廃棄物を処理する設備によりこれを安全に処理するよう施設しなければならない。</p>	<p>(技術基準規則 第 28 条) 原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を施設しなければならない</p> <p>2 常用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を施設しなければならない</p>
<p>(技術基準規則 第 17 条) 材料及び製造</p> <p>一 クラス 1 機器及びクラス 1 支持構造物に使用する材料は、次に定めるところによること。</p> <p>八 クラス 1 機器及びクラス 1 支持構造物の構造及び強度は、次に定めるところによること。</p> <p>十五 クラス 1 容器、クラス 1 管、クラス 2 容器、クラス 2 管、クラス 3 容器、クラス 3 管、クラス 4 管及び原子炉格納容器のうち主要な耐圧部の溶接部（溶接金属部及び熱影響部をいう。）は、次に定めるところによること。</p>	<p>(技術基準規則 第 14 条) 2</p> <p>(技術基準規則 第 15 条) 3</p> <p>(技術基準規則 第 17 条) 一、八、十五</p> <p>(技術基準規則 第 18 条) 2</p> <p>(技術基準規則 第 19 条) 2</p> <p>上記、技術基準規則各条文については、変更内容が原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲の拡大のみであり、設備改造を伴わないことから変更はない。</p>



【後段規制との対応】
 工：工認（基本設計方針、添付資料）
 保：保安規定（運用、手順に係る事項、下文文書を含む）

【添付六、八への反映事項】
 ：添付六、八に反映
 ：当該条文に該当しない（他条文での反映事項他）

設置許可 基準対象 条文	対象 項目	区分	運用対策等
第 17 条 原子炉冷 却材圧力 バウンダ リ	施錠管理	運用・手 順	—
		体制	—
		保守・点 検	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1 次冷却系ループドレン弁及び加圧器ベント弁については、通常時又は事故時開となるおそれがないようにハンドルロックによる施錠管理を行う。 ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する弁等については、適切に保守・点検を実施するとともに必要に応じ補修を行う。
		教育・訓 練	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る対象弁等の保守点検に関する教育を適宜実施する。

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	DB33 r. 8. 0
提出年月日	令和5年1月24日

泊発電所3号炉

設置許可基準規則等への適合状況について
(設計基準対象施設等)

第33条 保安電源設備

令和5年1月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 33 条 保安電源設備

<目 次>

1. 基本方針

1.1 要求事項の整理

1.2 追加要求事項に対する適合性

(1) 位置, 構造及び設備

(2) 安全設計方針

(3) 適合性説明

1.3 気象等

1.4 設備等 (手順等含む)

2. 追加要求事項に対する適合方針

2.1 保安電源設備の概要

2.1.1 常用電源設備の概要

2.1.2 非常用電源設備の概要

2.2 保安電源の信頼性

2.2.1 発電所構内における電気系統の信頼性

2.2.1.1 安全施設に対する電力系統の異常の検知とその拡大防止

2.2.1.1.1 安全施設の保護装置について

2.2.1.1.1.1 送電線保護装置

2.2.1.1.1.2 275kV 母線保護装置

2.2.1.1.1.3 変圧器保護装置

2.2.1.1.1.4 その他設備に対する保護装置

2.2.1.1.2 1相開放故障への対策について

2.2.1.1.2.1 米国バイロン2号炉の事象の概要と問題点

2.2.1.1.2.2 非常用高圧母線への電力供給について

- 2.2.1.1.2.3 1相開放故障時における検知性
- 2.2.1.1.2.4 1相開放故障時に非常用高圧母線へ電源供給した場合の検知性
- 2.2.1.1.2.5 1相開放故障時の対応操作について
- 2.2.1.1.3 電気設備の保護
- 2.2.1.2 電気系統の信頼性
 - 2.2.1.2.1 系統分離を考慮した母線構成
 - 2.2.1.2.2 電気系統を構成する個々の機器の信頼性
 - 2.2.1.2.3 非常用所内電源系からの受電時等の母線の切替操作
- 2.2.2 電線路の独立性
 - 2.2.2.1 外部電源受電回路について
 - 2.2.2.2 複数の変電所又は開閉所との接続
 - 2.2.2.2.1 変電所等と活断層等の位置
 - 2.2.2.2.2 変電所又は開閉所の停止想定
 - 2.2.2.2.2.1 西野変電所全停時の供給系統
 - 2.2.2.2.2.2 西双葉開閉所全停時の供給系統
 - 2.2.2.2.2.3 国富変電所全停時の供給系統
- 2.2.3 電線路の物理的分離
 - 2.2.3.1 送電鉄塔への架線方法について
 - 2.2.3.2 送電線の信頼性向上対策
 - 2.2.3.2.1 鉄塔基礎の安定性
 - 2.2.3.2.2 送電線の交差・近接箇所の共倒れリスク
 - 2.2.3.2.3 送電線の風雪対策について
- 2.2.4 複数号炉を設置する場合における電力供給確保
 - 2.2.4.1 電線路が2回線喪失した場合の電力の供給

- 2.2.4.1.1 2回線喪失時の電力供給継続
- 2.2.4.1.2 変圧器多重故障時の電力供給
- 2.2.4.1.3 外部電源受電設備の設備容量について
- 2.2.4.2 受送電設備の信頼性
 - 2.2.4.2.1 開閉所設備等の耐震性評価について
 - 2.2.4.2.2 送変電設備の碍子及び遮断器等の耐震性
 - 2.2.4.2.3 開閉所基礎の設置地盤の支持性能について
 - 2.2.4.2.4 CV ケーブルトンネル及び CV ケーブルダクトの設置地盤の支持性能について
 - 2.2.4.2.5 基礎並びに CV ケーブルトンネル及び CV ケーブルダクトの不等沈下による影響について
 - 2.2.4.2.6 設置地盤の液状化について
 - 2.2.4.2.7 津波の影響，塩害対策
- 2.3 外部電源喪失時における発電所構内の電源の確保
 - 2.3.1 非常用電源設備及びその附属設備の信頼性
 - 2.3.1.1 多重性又は多様性及び独立性
 - 2.3.1.1.1 非常用電源設備及びその附属設備の配置
 - 2.3.1.1.2 非常用電源設備及びその附属設備の共通要因に対する頑健性
 - 2.3.1.2 容量について
 - 2.3.1.3 燃料貯蔵設備
 - 2.3.2 隣接する発電用原子炉施設に属する非常用電源設備等への依存
 - 2.3.2.1 他の発電用原子炉施設に属する非常用電源設備との取り合い

2.3.2.2 ディーゼル発電機の共用について

別紙 1 鉄塔基礎の安定性について

別紙 2 吊り下げ設置型高圧遮断器について

別紙 3 変圧器 1 次側の 1 相開放故障について

別紙 4 1 相開放故障発生箇所の識別とその後の対応操作について

別紙 5 非常用電源設備の配置の基本方針

別紙 6 泊発電所に接続する送電線等の経過地における風速について

別紙 7 変電所等の津波影響について

別紙 8 北海道電力ネットワーク株式会社の送電鉄塔の設計及び耐震性

別紙 9 275kV 送電線近接区間における鉄塔基礎強化

別紙 10 66kV 送電線の津波影響について

別紙 11 送変電設備の碍子及び遮断器等の耐震性

別紙 12 275kV 開閉所の塩害対策について

別紙 13 66kV 送電線から後備変圧器を介した電力供給ルート
の確保について

参考 1 非常用電源設備の多重性及び独立性について

3. 技術的能力説明資料

別添 泊発電所 3 号炉 運用, 手順説明資料 (保安電源設備)

< 概 要 >

1. において、設計基準対象施設の設置許可基準規則、技術基準規則の追加要求事項を明確化するとともに、それら要求に対する泊発電所3号炉における適合性を示す。

2. において、設計基準対象施設について、追加要求事項に適合するために必要となる機能を達成するための設備又は運用等について説明する。

3. において、追加要求事項に適合するための技術的能力（手順等）を抽出し、必要となる運用対策等を整理する。

1. 基本方針

1.1 要求事項の整理

保安電源設備について，設置許可基準規則第 33 条及び技術基準規則第 45 条において，追加要求事項を明確化する（表 1）。

表 1 設置許可基準規則第 33 条及び技術基準規則第 45 条 要求事項

設置許可基準規則 第 33 条 (保安電源設備)	技術基準規則 第 45 条 (保安電源設備)	備考
<p>発電用原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系したものでなければならぬ。</p>	<p>—</p>	<p>変更なし</p>
<p>2 発電用原子炉施設には、非常用電源設備（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。</p>	<p>発電用原子炉施設には、電線路及び当該発電用原子炉施設において常時使用される発電機からの電力の供給が停止した場合において発電用原子炉施設の安全性を確保するために必要な装置の機能を維持するため、内燃機関を原動力とする発電設備又はこれと同等以上の機能を有する非常用電源設備を施設しなければならない。</p>	<p>変更なし</p>
<p>—</p>	<p>2 設計基準対象施設の安全性を確保する上で特に必要な設備には、無停電電源装置又はこれと同等以上の機能を有する装置を施設しなければならない。</p>	<p>変更なし</p>
<p>3 保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は、電線路、発電用原子炉施設において常時使用される発電機及び非常用電源設備から安全施設への電力の供給が停止することがないよう、機器の損壊、故障その他の異常を検知するとともに、その拡大を防止するものでなければならない。</p>	<p>3 保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）には、<u>第一項の電線路、当該発電用原子炉施設において常時使用される発電機及び非常用電源設備から発電用原子炉施設の安全性を確保するために必要な装置への電力の供給が停止することがないよう、次に掲げる措置を講じなければならない。</u></p> <p>一 <u>高エネルギーのアーク放電による電気盤の損壊の拡大を防止するために必要な措置</u></p> <p>二 <u>前号に掲げるもののほか、機器の損壊、故障その他の異常を検知し、及びその拡大を防止するために必要な措置</u></p>	<p>追加要求事項</p>

設置許可基準規則 第33条 (保安電源設備)	技術基準規則 第45条 (保安電源設備)	備考
<p>4 設計基準対象施設に接続する電線路のうち少なくとも二回線は、それぞれ互いに独立したものであって、当該設計基準対象施設において受電可能なものであり、かつ、それにより当該設計基準対象施設に連系するものでなければならぬ。</p>	<p>4 設計基準対象施設に接続する第一項の電線路のうち少なくとも二回線は、それぞれ互いに独立したものであって、当該設計基準対象施設において受電可能なものであり、かつ、使用電圧が六万ボルトを超える特別高圧のものであり、かつ、それにより当該設計基準対象施設を電力系統に連系するように施設しなければならぬ。</p>	追加要求事項
<p>5 前項の電線路のうち少なくとも一回線は、設計基準対象施設において他の回線と物理的に分離して受電できるものでなければならぬ。</p>	<p>5 前項の電線路のうち少なくとも一回線は、当該設計基準対象施設において他の回線と物理的に分離して受電できるように施設しなければならぬ。</p>	追加要求事項
<p>6 設計基準対象施設に接続する電線路は、同一の工場等の二以上の発電用原子炉施設を電力系統に連系する場合には、いずれの二回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの発電用原子炉施設への電力の供給が同時に停止しないものでなければならぬ。</p>	<p>6 設計基準対象施設に接続する電線路は、同一の敷地内の二以上の発電用原子炉施設を電力系統に連系する場合には、いずれの二回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの発電用原子炉施設への電力の供給が同時に停止しないように施設しなければならぬ。</p>	追加要求事項
<p>7 非常用電源設備及びその附属設備は、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故に対処するための設備がその機能を確保するために十分な容量を有するものでなければならぬ。</p>	<p>7 非常用電源設備及びその附属設備は、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故に対処するための設備がその機能を確保するために十分な容量を有するものでなければならぬ。</p>	追加要求事項 設置許可基準 規則 解釈

設置許可基準規則 第33条 (保安電源設備)	技術基準規則 第45条 (保安電源設備)	備考
<p>8 <u>設計基準対象施設及びその附属設備から受電する場合には、当該非常用電源設備から供給される電力に過度に依存しないものでなければならない。</u></p>	<p>8 <u>設計基準対象施設は、他の発電用原子炉施設に属する非常用電源設備から受電する場合には、当該非常用電源設備から供給される電力に過度に依存しないように設計しなければならない。</u></p>	<p>追加要求事項</p>

1.2 追加要求事項に対する適合性

(1) 位置，構造及び設備

ロ．発電用原子炉施設の一般構造

(3) その他の主要な構造

(i) 本発電用原子炉施設は，(1)耐震構造，(2)耐津波構造に加え，以下の基本的方針のもとに安全設計を行う。

a. 設計基準対象施設

(ab) 保安電源設備

発電用原子炉施設は，重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため，電力系統に連系した設計とする。

また，発電用原子炉施設には，非常用電源設備（安全施設に属するものに限る。以下，本項において同じ。）を設ける設計とする。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）（2.1.2：P33条-81～84）】

保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は，電線路，発電用原子炉施設において常時使用される発電機，外部電源系及び非常用所内電源系から安全施設への電力の供給が停止することがないように，発電機，送電線，変圧器，母線等に保護継電器を設置し，機器の損壊，故障その他の異常を検知するとともに，異常を検知した場合は，ガス絶縁開閉装置あるいはメタルクラッド開閉装置等の遮断器が動作することにより，その拡大を防止する設計とする。

【説明資料（2.2.1.1：P33条-85～93，110～111）】

特に重要安全施設においては、多重性を有し、系統分離が可能である母線で構成し、信頼性の高い機器を設置するとともに、非常用所内電源系からの受電時の母線切替操作が容易な設計とする。

【説明資料（2.2.1.2：P33条-112～116）】

また、変圧器1次側において3相のうちの1相の電路の開放が生じ、安全施設への電力の供給が不安定になった場合においては、自動（地絡や過電流による保護継電器の動作）若しくは手動操作で、故障箇所の隔離又は非常用母線の健全な電源からの受電へ切替えることにより安全施設への電力の供給の安定性を回復できる設計とする。

【説明資料（2.2.1.1：P33条-93～109）】

設計基準対象施設に接続する電線路のうち少なくとも2回線は、それぞれ互いに独立したものであって、当該設計基準対象施設において受電可能なものであり、かつ、それにより当該設計基準対象施設を電力系統に連系するとともに、電線路のうち少なくとも1回線は、設計基準対象施設において他の回線と物理的に分離して受電できる設計とする。

【説明資料（2.2.2：P33条-117～122）

（2.2.3.1：P33条-123～140）】

設計基準対象施設に接続する電線路は、同一の発電所内の2以上の発電用原子炉施設を電力系統に連系する場合には、いずれの2回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの発電用原子炉施設への電力の供給が同時に停止しない設計とする。

【説明資料（2.2.3：P33条-123～150）

（2.2.4：P33条-151～175）】

非常用電源設備及びその附属設備は、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故に対処するための設備がその機能を確保するために十分な容量を有する設計とする。

【説明資料（2.3.1.1：P33条-176～179）

（2.3.1.2：P33条-180～188）】

7日間の外部電源喪失を仮定しても、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故に対処するためにディーゼル発電機2台を7日間連続運転することにより必要とする電力を供給できる容量以上の燃料を敷地内のディーゼル発電機燃料油貯油槽に貯蔵する設計とする。

【説明資料（2.3.1.3：P33条-189～190）】

設計基準対象施設は、他の発電用原子炉施設に属する非常

用電源設備及びその附属設備から受電する場合には、当該非常用電源設備から供給される電力に過度に依存しない設計とする。

ヌ. その他発電用原子炉の附属施設の構造及び設備

A. 3号炉

(1) 常用電源設備の構造

(i) 発電機

台数	1
容量	約 1,020,000kVA

(ii) 外部電源系

275kV	4回線(1号, 2号及び3号炉共用, 既設) (「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用)
66kV	2回線(1号, 2号及び3号炉共用, 既設) (「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用)

発電機, 外部電源系, 非常用所内電源系, その他の関連する電気系統の機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流に対し, 検知できる設計とする。

(iii) 変圧器

a. 主変圧器

台数	1
容量	約 950,000kVA
電圧	21kV/275kV(1次/2次)

b. 所内変圧器

台数	1
容量	約 72,000kVA
電圧	21kV/6.9kV(1次/2次)

c. 予備変圧器

台数	1
容量	約 30,000kVA
電圧	280kV／6.9kV（1次／2次）

d. 後備変圧器

台数	1
容量	約 20,000kVA
電圧	64.5kV／6.9kV（1次／2次）

(2) 非常用電源設備の構造

(i) 受電系統

275kV	4回線（1号、2号及び3号炉共用、既設） （「常用電源設備の構造」と兼用）
66kV	2回線（1号、2号及び3号炉共用、既設） （「常用電源設備の構造」と兼用）

(ii) ディーゼル発電機

a. ディーゼル発電機（「ディーゼル発電機」及び「代替電源設備」と兼用）

台数	2
出力	約 5,600kW（1台当たり）
起動時間	約 10秒

b. ディーゼル発電機燃料油貯油槽

(「ディーゼル発電機」, 「代替電源設備」及び「補機駆動用燃料設備」と兼用)

基 数	4
容 量	約 146m ³ (1基当たり)

7日間の外部電源喪失を仮定しても, 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故に対処するためにディーゼル発電機2台を7日間連続運転することにより必要とする電力を供給できる容量以上の燃料を敷地内のディーゼル発電機燃料油貯油槽に貯蔵する設計とする。

(iii) 蓄電池

a. 蓄電池 (非常用) (「蓄電池」及び「代替電源設備」と兼用)

型 式	鉛蓄電池
組 数	2
容 量	A蓄電池 約 2,400Ah (1組) B蓄電池 約 2,400Ah (1組)

(2) 安全設計方針

該当なし

(3) 適合性説明

(保安電源設備)

第三十三条 発電用原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系したものでなければならない。

2 発電用原子炉施設には、非常用電源設備（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

3 保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は、電線路、発電用原子炉施設において常時使用される発電機及び非常用電源設備から安全施設への電力の供給が停止することがないよう、機器の損壊、故障その他の異常を検知するとともに、その拡大を防止するものでなければならない。

4 設計基準対象施設に接続する電線路のうち少なくとも二回線は、それぞれ互いに独立したものであって、当該設計基準対象施設において受電可能なものであり、かつ、それにより当該設計基準対象施設を電力系統に連系するものでなければならない。

5 前項の電線路のうち少なくとも一回線は、設計基準対象施設において他の回線と物理的に分離して受電できるものでなければならない。

6 設計基準対象施設に接続する電線路は、同一の工場等の二以上の発電用原子炉施設を電力系統に連系する場合には、いずれの二回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの発電用原子炉施設への電力の供給が同時に停止しないものでなければならない。

- 7 非常用電源設備及びその附属設備は、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故に対処するための設備がその機能を確保するために十分な容量を有するものでなければならない。
- 8 設計基準対象施設は、他の発電用原子炉施設に属する非常用電源設備及びその附属設備から受電する場合には、当該非常用電源設備から供給される電力に過度に依存しないものでなければならない。

適合のための設計方針

第1項について

発電用原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、275kV送電線（北海道電力ネットワーク株式会社泊幹線（以下「泊幹線」という。）及び北海道電力ネットワーク株式会社後志幹線（以下「後志幹線」という。））2ルート各2回線（1号、2号及び3号炉共用、既設）及び66kV送電線（北海道電力ネットワーク株式会社泊地中支線（以下「泊地中支線」という。）（北海道電力ネットワーク株式会社泊支線（以下「泊支線」という。）及び北海道電力ネットワーク株式会社茅沼線（以下「茅沼線」という。）を一部含む。））1ルート2回線（1号、2号及び3号炉共用、既設）で電力系統に連系した設計とする。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

第 2 項について

発電用原子炉施設に、非常用所内電源設備として非常用交流電源設備であるディーゼル発電機及び非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。また、それらに必要な燃料等を備える設計とする。

【説明資料（2.1.2：P33 条-81～84）】

第 3 項について

保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は、電線路、発電用原子炉施設において常時使用される発電機、外部電源系及び非常用所内電源系から安全施設への電力の供給が停止することがないように、発電機、外部電源、非常用所内電源設備、その他の関連する電気系統機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等を保護継電器にて検知できる設計とする。また、故障を検知した場合は、ガス絶縁開閉装置あるいはメタルクラッド開閉装置等の遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

変圧器 1 次側において 3 相のうちの 1 相の電路の開放が生じ、安全施設への電力の供給が不安定になった場合においては、自動（地絡や過電流による保護継電器の動作）若しくは手動操作で、故障箇所の隔離又は非常用母線の健全な電源からの受電へ切替えることにより安全施設への電力の供給の安定性を回復できる設計とする。また、送電線は複数回線との接続を確保し、巡視点検による異常の早期検知ができるよう、送電線引留部の外観確認が可能な設計とする。

なお、1相開放故障事象の知見を手順書に反映し、運転員に対して定期的に教育を実施するとともに、変圧器等の巡視点検を1日1回実施することや手動による受電切替時に、変圧器等の巡視点検を実施することで、可能な限り異常の早期検知に努める。

また、保安電源設備は、重要安全施設の機能を維持するために必要となる電力の供給が停止することがないように、以下の設計とする。

- ・ 送電線の回線数と開閉所の母線数は、供給信頼度の整合が図れた設計とし、電気系統の系統分離を考慮して、275kV母線は2母線、66kV母線は1母線で構成する。275kV送電線は母線連絡遮断器を設置したタイラインにより予備変圧器を介して又は主変圧器及び所内変圧器を介して、66kV送電線は後備変圧器を介して発電用原子炉施設へ給電する設計とするとともに発電機からの発生電力は、所内変圧器を介して発電用原子炉施設へ給電する設計とする。非常用母線を2母線確保することで、多重性を損なうことなく、系統分離を考慮して母線を構成する設計とする。
- ・ 電気系統を構成する送電線（泊幹線、後志幹線、泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））、母線、変圧器、非常用所内電源設備、その他関連する機器については、電気学会電気規格調査会にて定められた規格（JEC）又は日本産業規格（JIS）等で定められた適切な仕様を選定し、信頼性の高い設計とする。
- ・ 非常用所内電源系からの受電時等の母線切替は、故障を検知した場合、自動又は手動で容易に切替わる設計とする。

【説明資料（2.2.1：P33条-85～116）】

第 4 項について

設計基準対象施設は、送受電可能な回線として、275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）2 ルート各 2 回線（1 号，2 号及び 3 号炉共用，既設）及び受電専用の回線として 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））1 ルート 2 回線（1 号，2 号及び 3 号炉共用，既設）の合計 3 ルート 6 回線にて、電力系統に接続する設計とする。

275kV 送電線（泊幹線）1 ルート 2 回線は、約 67km 離れた北海道電力ネットワーク株式会社西野変電所（以下「西野変電所」という。）に、275kV 送電線（後志幹線）1 ルート 2 回線は、約 66km 離れた北海道電力ネットワーク株式会社西双葉開閉所（以下「西双葉開閉所」という。）に連系する。また、66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））1 ルート 2 回線は約 19km 離れた北海道電力ネットワーク株式会社国富変電所（以下「国富変電所」という。）に連系する設計とする。

上記 3 ルート 6 回線の送電線の独立性を確保するため、万一、送電線の上流側接続先である西野変電所が停止した場合でも、外部電源からの電力供給が可能となるよう、西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。また、西双葉開閉所が停止した場合には、西野変電所又は国富変電所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。さらに、国富変電所が停止した場合には、西野変電所又は西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。

【説明資料（2.2.2：P33 条-117～122）】

第5項について

設計基準対象施設に連系する 275kV 送電線（泊幹線）2 回線と 275kV 送電線（後志幹線）2 回線及び 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））2 回線は、同一の送電鉄塔に架線しないよう、それぞれに送電鉄塔を備える設計とする。66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））は、一部を地中に埋設する設計とする。

また、送電線は、大規模な盛土の崩壊、大規模な地滑り、急傾斜地の崩壊による被害の最小化を図るため、鉄塔基礎の安定性を確保することで、鉄塔の倒壊を防止するとともに、台風等による強風発生時又は着氷雪の事故防止対策を図ることにより、外部電源系からの電力供給が同時に停止することのない設計とする。

さらに、275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）と 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））の交差・近接箇所については、仮に 1 つの鉄塔が倒壊しても、すべての送電線が同時に機能喪失しない絶縁距離及び水平距離を確保する設計とする。

これらにより、設計基準対象施設に連系する送電線は、互いに物理的に分離した設計とする。

【説明資料（2.2.3：P33 条-123～150）】

第 6 項について

設計基準対象施設に連系する送電線は、275kV 送電線 4 回線と 66kV 送電線 2 回線とで構成する設計とする。

これらの送電線は 1 回線で 3 号炉の停止に必要な電力を供給し得る容量とし、いずれの 2 回線が喪失しても、発電用原子炉施設が同時に外部電源喪失に至らない構成とする。

なお、275kV 送電線は母線連絡遮断器を設置したタイラインにより予備変圧器を介して又は主変圧器及び所内変圧器を介して、66kV 送電線は後備変圧器を介して発電用原子炉施設へ接続する設計とする。

開閉所からの送受電設備は、十分な支持性能を持つ地盤に設置するとともに、碍子は可とう性のある懸垂碍子を使用し、遮断器等は重心の低いガス絶縁開閉装置を採用する等、耐震性の高いものを使用する。さらに、防潮堤等により津波の影響を受けないエリアに設置するとともに、塩害を考慮し、開閉所を塩害の影響の小さい陸側後背地へ設置するとともに、送電線引留部の碍子に対しては、遮風建屋内に絶縁性能が高いポリマー碍管を設置し、遮断器等に対しては、電路がタンクに内包されているガス絶縁開閉装置を採用する設計とする。

【説明資料（2.1.1：P33 条-77～80）

（2.2.4：P33 条-151～175）】

第7項について

ディーゼル発電機及びその附属設備は、多重性及び独立性を考慮して、必要な容量のものを各々別の場所に2台備え、共通要因により機能が喪失しない設計とするとともに、各々非常用高圧母線に接続する。

蓄電池は、非常用2系統をそれぞれ異なる区画に設置し、多重性及び独立性を確保し共通要因により機能が喪失しない設計とする。

これらにより、その系統を構成する機器の単一故障が発生した場合にも、機能が確保される設計とする。

7日間の外部電源喪失を仮定しても、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故に対処するためにディーゼル発電機2台を7日間連続運転することにより必要とする電力を供給できる容量以上の燃料を敷地内のディーゼル発電機燃料油貯油槽に貯蔵する設計とする。

【説明資料（2.3.1：P33条-176～190）】

第8項について

設計基準事故時において、発電用原子炉施設に属する非常用所内電源設備及びその附属設備は、発電用原子炉ごとに単独で設置し、他の発電用原子炉施設と共用しない設計とする。

【説明資料（2.3.2：P33条-191～196）】

1.3 気象等

該当なし

1.4 設備等（手順等含む）

10. その他発電用原子炉の附属施設

10.1 非常用電源設備

10.1.1 通常運転時等

10.1.1.1 概要

発電用原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系する設計とする。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

非常用の所内高圧母線は2母線で構成し、予備変圧器，所内変圧器，非常用交流電源設備であるディーゼル発電機及び後備変圧器のいずれからも受電できる設計とする。

非常用の所内低圧母線は4母線で構成し、非常用高圧母線から動力変圧器を通して受電する。

所内機器は、工学的安全施設に関係する機器とその他の一般機器に分類する。工学的安全施設に関係する機器は非常用母線に、その他の一般機器は原則として常用母線に接続する。所内機器で2台以上設置するものは、単一の所内母線の故障があっても、全部の機器電源が喪失しないよう2母線以上に分割接続し、所内電力供給の安定を図る。

安全保護系及び工学的安全施設に関係する機器は、単一の非常用母線の故障があっても、他の系統に波及して多重性を損なうことがないよう系統ごとに分離して非常用母線に接続する。

2台のディーゼル発電機は、275kV送電線が停電した場合にそ

れぞれの非常用母線に電力を供給する。1台のディーゼル発電機が作動しないと仮定した場合でも燃料体及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えることなく炉心を冷却でき、あるいは、原子炉冷却材喪失事故時にも炉心の冷却とともに、原子炉格納容器等安全上重要な系統機器の機能を確保できる容量と機能を有する設計とする。

また、発電所の安全に必要な直流電源を確保するため蓄電池（非常用）を設置し、安定した交流電源を必要とするものに対しては、非常用の無停電電源装置を設置する。非常用直流電源設備は、非常用所内電源系として125V 2系統から構成し、2系統のうち1系統が故障しても発電用原子炉の安全性は確保できる設計とする。

発電機、外部電源、非常用所内電源設備、その他の関連する電気系統機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、非常用所内電源設備からの受電時に、容易に母線切替操作が可能な設計とする。

【説明資料（2.1.2：P33条-81～84）】

10.1.1.2 設計方針

10.1.1.2.1 非常用所内電源系

安全上重要な構築物、系統及び機器の安全機能を確保するため非常用所内電源系を設ける。安全上重要な系統及び機器へ電

力を供給する電気施設は、その電力の供給が停止することがないように、発電機、外部電源、非常用所内電源設備、その他の関連する電気系統機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、非常用所内電源設備からの受電時に、容易に母線切替操作が可能な設計とする。

【説明資料（2.2.1.1：P33条-85～111）

（2.1.2：P33条-81～84）】

非常用所内電源系である非常用所内電源設備及びその附属設備は、多重性及び独立性を確保し、その系統を構成する機器の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において発電用原子炉の安全性が確保できる設計とする。

【説明資料（2.3.1.1：P33条-176～179）

（2.3.1.2：P33条-180～188）】

非常用所内電源系のうち非常用交流電源設備であるディーゼル発電機については、燃料体及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えることなく炉心を冷却でき、あるいは、原子炉冷却材喪失事故時にも炉心の冷却とともに、原子炉格納容器等安全上重要な系統機器の機能を確保できる容量と機能を

有する設計とする。

また、7日間の外部電源喪失を仮定しても、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故に対処するためにディーゼル発電機2台を7日間連続運転することにより必要とする電力を供給できる容量以上の燃料を敷地内のディーゼル発電機燃料油貯油槽に貯蔵する設計とする。

【説明資料（2.3.1.3：P33条-189～190）】

10.1.1.2.2 全交流動力電源喪失

発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約25分を包絡した約8時間に対し、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）を設ける設計とする。

【説明資料（2.3.1.2：P33条-180～188）】

10.1.1.3 主要設備の仕様

主要設備の仕様を第10.1.1表から第10.1.5表に示す。

10.1.1.4 主要設備

10.1.1.4.1 所内高圧系統

非常用の所内高圧系統は、6.6kVで第10.1.1図に示すように

2 母線で構成する。

非常用高圧母線（6-A， 6-B）

予備変圧器， 所内変圧器， ディーゼル発電機， 後備変圧器
から受電する母線

これらの母線は， 母線ごとに一連のメタルクラッド開閉装置
で構成し遮断器には真空遮断器を使用する。故障を検知した場
合には， 遮断器により故障箇所を隔離することによって， 故障
による影響を局所化できるとともに， 他の安全機能への影響を
限定できる設計とする。

非常用高圧母線のメタルクラッド開閉装置は， 耐震性を有し
た原子炉補助建屋内に設置する。

非常用高圧母線には， 工学的安全施設に係る機器を振り
分ける。

通常時， 275kV 送電線から予備変圧器を介して， 予備変圧器
から受電できなくなった場合には， 所内変圧器を介して非常用
高圧母線に給電する。また， 所内変圧器から受電できなくなっ
た場合には， ディーゼル発電機から非常用高圧母線に給電する。
さらに， ディーゼル発電機から受電できない場合には， 66kV
送電線から後備変圧器を介して非常用高圧母線に給電する設
計とする。

【説明資料（2.1.2：P33 条-81～84）】

10.1.1.4.2 所内低圧系統

非常用の所内低圧系統は， 440V で第 10.1.1 図に示すように
4 母線で構成する。

非常用低圧母線（4-A1, 4-A2, 4-B1, 4-B2）

非常用高圧母線から動力変圧器を通して受電する母線

これらの母線は、母線ごとに一連のキュービクルで構成し、遮断器は配線用遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

非常用低圧母線のパワーコントロールセンタは、耐震性を有した原子炉補助建屋内に設置する。

工学的安全施設に係る機器を接続している非常用低圧母線には、非常用高圧母線から動力変圧器を通して降圧し給電する。通常時、275kV送電線から予備変圧器を介して、予備変圧器から受電できなくなった場合には、所内変圧器を介して非常用高圧母線を通して非常用低圧母線に給電する。

また、所内変圧器から受電できなくなった場合には、ディーゼル発電機から非常用高圧母線を通して非常用低圧母線に給電する。さらに、ディーゼル発電機から受電できない場合には、66kV送電線から後備変圧器を介して非常用高圧母線を通して非常用低圧母線に給電する設計とする。

【説明資料（2.1.2：P33条-81～84）】

10.1.1.4.3 ディーゼル発電機

ディーゼル発電機は、275kV外部電源が喪失した場合には発電用原子炉を安全に停止するために必要な電力を供給し、また、275kV外部電源が喪失し同時に原子炉冷却材喪失が発生した場

合には工学的安全施設作動のための電力も供給する。

ディーゼル発電機は多重性を考慮して、2台を備え、各々非常用高圧母線に接続する。各ディーゼル発電設備は、耐震性を有したディーゼル発電機建屋内又は原子炉建屋内のそれぞれ独立した部屋に設置する。

【説明資料（2.3.1.1：P33条-176～179）】

非常用高圧母線が停電若しくは原子炉冷却材喪失事故が発生すると、ディーゼル発電機が起動する。

非常用高圧母線が停電した場合には、非常用高圧母線に接続される負荷は、動力変圧器を除いてすべて遮断される。

その後、ディーゼル発電機電圧及び周波数が定格値になると、ディーゼル発電機は非常用高圧母線に自動的に接続され、発電用原子炉を安全に停止するために必要な負荷が自動的に投入される。

原子炉冷却材喪失事故によりディーゼル発電機が起動した場合で、非常用高圧母線が停電していない場合は、ディーゼル発電機は待機運転状態となり、手動で停止するまで運転を継続する。

また、原子炉冷却材喪失事故と外部電源喪失が同時に起こった場合、ディーゼル発電機に工学的安全施設に関する負荷が自動的に投入される。

また、7日間の外部電源喪失を仮定しても、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故に対処するためにディーゼル発電機2台を7日間連続運転できる燃料貯蔵設備を発電所内に設

ける。

外部電源喪失のみが発生した場合，各ディーゼル発電機に接続する主要な負荷は次のとおりである。

充てんポンプ	1 台
制御用空気圧縮機	1 台
安全補機開閉器室給気ファン	1 台
中央制御室給気ファン	1 台
中央制御室循環ファン	1 台
原子炉補機冷却水ポンプ	2 台
電動補助給水ポンプ	1 台
原子炉補機冷却海水ポンプ	2 台
空調用冷凍機	2 台
格納容器再循環ファン	2 台
制御棒駆動装置冷却ファン	1 台
原子炉容器室冷却ファン	1 台
軸受冷却水ポンプ	1 台

上記以外にも，必要に応じて負荷を接続できる。

また，原子炉冷却材喪失事故と外部電源喪失が同時に発生した場合，各ディーゼル発電機に接続する主要な負荷は次のとおりである。

原子炉格納容器隔離弁等	数十台
アニュラス空気浄化ファン	1 台
中央制御室給気ファン	1 台
中央制御室循環ファン	1 台
中央制御室非常用循環ファン	1 台

高圧注入ポンプ	1台
余熱除去ポンプ	1台
安全補機開閉器室給気ファン	1台
原子炉補機冷却水ポンプ	1台
電動補助給水ポンプ	1台
原子炉補機冷却海水ポンプ	1台
格納容器スプレイポンプ	1台
制御用空気圧縮機	1台
空調用冷凍機	2台

上記以外にも、必要に応じて負荷を接続できる。

なお、格納容器スプレイポンプは、原子炉格納容器スプレイ作動信号が発信した場合に接続する。

ディーゼル発電機の負荷が最も大きくなる外部電源喪失又は原子炉冷却材喪失事故と外部電源喪失が同時に起こった場合の負荷曲線例を第 10.1.2 図に示す。

【説明資料（2.3.1.2：P33 条-180～188）】

10.1.1.4.4 直流電源設備

非常用直流電源設備は、第 10.1.3 図に示すように、非常用所内電源系として、直流 125V 2 系統（A 系，B 系）から構成する。

非常用所内電源系の直流 125V 系統は、非常用低圧母線に接続される充電器 2 台，蓄電池（非常用）2 組，直流コントロールセンタ 2 台等を設ける。これらの 2 系統のうち 1 系統が故障しても発電用原子炉の安全性は確保できる。また、これらの系

統は、多重性及び独立性を確保することにより、共通要因により同時に機能が喪失することのない設計とする。直流母線は125Vであり、非常用直流電源設備2組の電源の負荷は、工学的安全施設等の遮断器操作回路、タービン動補助給水ポンプ起動盤、電磁弁、非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）等である。

蓄電池（非常用）はA蓄電池（A系）及びB蓄電池（B系）の2組で構成し、据置型蓄電池でそれぞれ異なる区画に設置され独立したものであり、非常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。

また、蓄電池（非常用）の容量は1組当たり約2,400Ahであり、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を一定時間冷却するための設備が動作するとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの動作に必要な容量を有している。

この容量は、例えば、発電用原子炉が停止した際に遮断器の開放動作を行うメタルクラッド開閉装置、発電用原子炉停止後の炉心冷却のためのタービン動補助給水ポンプ起動盤（タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁等）、発電用原子炉の停止、冷却、原子炉格納容器の健全性を確認できる計器に電源供給を行う非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）及びその他制御盤の待機電力等の負荷へ電源供給を行った場合においても、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約25分を包

絡した約 8 時間以上電源供給が可能な容量である。

【説明資料（2.1：P14 条-16～18）

（2.4.1：P14 条-47～52）】

10.1.1.4.5 計測制御用電源設備

非常用の計測制御用電源設備は、第 10.1.4 図に示すように、計装用交流母線 100V 8 母線で構成する。

計装用交流母線は、4 系統に分離独立させ、それぞれ非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）から給電する。

非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）は、外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するため、非常用直流電源設備である蓄電池（非常用）から電力が供給されることにより、非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）内の変換器を介し直流を交流へ変換し、計装用交流母線に対し電力供給を確保する。非常用の計装用インバータ（無停電電源装置）は、炉外核計装の監視による発電用原子炉の安全停止状態及び未臨界の維持状態の確認、1 次冷却材温度等の監視による発電用原子炉の冷却状態の確認並びに原子炉格納容器圧力及び格納容器内温度の監視による原子炉格納容器の健全性の確認のため、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が常設代替交流電源設備から開始されるまでの約 25 分間を包絡した約 1 時間、電源供給が可能である。

原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は、非常用の計装用交流母線に接続する。多重

チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は，チャンネルごとに分離し，独立性を確保する。

なお，非常用の計装用交流母線のうち4母線は，非常用低圧母線に接続された計装用後備変圧器からも給電できる。

【説明資料（2.1：P14条-16～18）（2.2：P14条-19～45）
（2.4.1：P14条-47～52）】

10.1.1.4.6 ケーブル及び電線路

安全保護系並びに工学的安全施設に関係する動力回路，制御回路及び計装回路のケーブルは，その多重性及び独立性を確保するため，それぞれ相互に分離したケーブルトレイ，電線管を使用して敷設し，相互に独立性を侵害することがないようにする。また，これらのケーブル，ケーブルトレイ，電線管材料には不燃性又は難燃性のものを使用する設計とする。さらに，ケーブルトレイ等が障壁を貫通する場合は，火災対策上，障壁効果を減少させないような構造とする。

また，格納容器電線貫通部は，原子炉冷却材喪失事故時の環境条件に適合するものを使用する。

【説明資料（2.3.1.1：P33条-176～179）】

10.1.1.4.7 母線切替

通常運転時は，275kV送電線4回線を使用して運転するが，275kV送電線1回線停止時でも本発電所の全発生電力を送電し得る容量がある。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

発電機，外部電源，非常用所内電源設備，その他の関連する電気系統機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等を検知できる設計とし，検知した場合には，遮断器により故障箇所を隔離することによって，故障による影響を局所化できるとともに，他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

【説明資料（2.1.2：P33条-81～84）】

また，275kV送電線がすべて停止するような場合，発電用原子炉を安全に停止するために必要な所内電力は，ディーゼル発電機又は66kV送電線から受電する設計とする。

【説明資料（2.2.1.2：P33条-112～116）】

(1) 所内変圧器への切替

非常用高圧母線は，通常時は275kV送電線から予備変圧器を通して電力を供給するが，予備変圧器回路の故障等により予備変圧器からの電力が喪失し，所内変圧器回路に電圧がある場合，所内変圧器から受電して，発電所の安全停止に必要な補機を運転する。本切替は自動又は中央制御室での手動操作であり容易に実施可能である。

(2) ディーゼル発電機への切替

非常用高圧母線が予備変圧器及び所内変圧器を介した受電ができなくなった場合には，非常用高圧母線に接続された負荷は，動力変圧器を除いてすべて遮断される。ディーゼル発電機

は、自動起動し電圧及び周波数が定格値になると、非常用高圧母線に自動的に接続され、発電用原子炉の停止に必要な負荷が自動的に順次投入される。

【説明資料（2.2.1.2：P33条-112～116）】

(3) 275kV送電線又は66kV送電線電圧回復後の切替

ディーゼル発電機で所内負荷運転中、275kV送電線又は66kV送電線の電圧が回復すれば、ディーゼル発電機を外部電源に同期並列させる設計とする。275kV送電線電圧回復の場合は無停電切替（手動）で所内負荷を元の状態にもどし、66kV送電線電圧回復の場合は無停電切替（手動）で発電用原子炉を安全に停止するために必要な所内電力を受電する設計とする。

【説明資料（2.2.1.2：P33条-112～116）】

(4) 計装用交流母線の切替

非常用の計測制御用電源設備のうち4母線には、2台の計装用後備変圧器を設け、440V交流電源に切替えることができる。

10.1.1.5 試験検査

10.1.1.5.1 ディーゼル発電機

(1) 手動起動試験

ディーゼル発電機は、定期的に手動で起動し、非常用高圧母線に接続して、定格負荷をかけた状態で、健全性を確認する。

(2) 自動起動試験

発電用原子炉停止時に、非常用高圧母線低電圧信号及び非常用炉心冷却設備作動信号を模擬し、信号発信後 10 秒以内に電圧が確立することを確認する。

10.1.1.5.2 蓄電池（非常用）

蓄電池（非常用）は、定期的に巡視点検、電解液面の検査と補水、電解液の比重とセル電圧の測定及び浮動充電電圧の測定を行い、機器の健全性や、浮動充電状態にあることを確認する。

10.1.1.6 手順等

非常用電源設備は、以下の内容を含む手順を定め、適切な管理を行う。

- (1) 電気設備に要求される機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。
- (2) 電気設備に係る保守管理に関する教育を実施する。

10.3 常用電源設備

10.3.1 概要

設計基準対象施設は、275kV送電線（泊幹線）1ルート2回線にて、約67km離れた西野変電所に、275kV送電線（後志幹線）1ルート2回線にて、約66km離れた西双葉開閉所に連系する。また、66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））1ルート2回線にて、約19km離れた国富変電所に連系する設計とする。

上記3ルート6回線の送電線の独立性を確保するため、万一、送電線の上流側接続先である西野変電所が停止した場合でも、外部電源系からの電力供給が可能となるよう、西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。また、西双葉開閉所が停止した場合には、西野変電所又は国富変電所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。さらに、国富変電所が停止した場合には、西野変電所又は西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。

これら送電線は、発電所を安全に停止するために必要な電力を供給可能な容量とする。

275kV送電線4回線は、1回線停止時でも本発電所の全発生電力を送電し得る能力がある。

通常運転時には、所内電力は、主として発電機から所内変圧器を通して受電するが、275kV送電線より受電する主変圧器及び所内変圧器を通して又は予備変圧器を通して受電することができる。

常用高圧母線は3母線で構成し、所内変圧器又は予備変圧器から受電できる設計とする。

常用低圧母線は5母線で構成し、常用高圧母線から動力変圧器を通して受電できる設計とする。

所内機器で2台以上設置するものは、非常用、常用共に、各母線に分割接続し、所内電力供給の安定を図る。

また、必要な直流電源を確保するため蓄電池(常用)を設置し、安定した交流電源を必要とするものに対しては無停電電源装置を設置する。

直流電源設備は、常用所内電源系として直流125V 2系統で構成する。

【説明資料(2.1.1:P33条-77~80)】

10.3.2 設計方針

10.3.2.1 外部電源系

重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、外部電源系を設ける。重要安全施設へ電力を供給する電気施設は、その電力の供給が停止することがないように、送電線の回線数と開閉所の母線数は、供給信頼度の整合が図れた設計とし、電気系統の系統分離を考慮して、275kV母線を2母線、66kV母線を1母線で構成する設計とする。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

また、発電機、外部電源系、非常用所内電源系、その他の関連する電気系統の機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流、変圧器1次側における1相開放故障等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

【説明資料（2.2.1：P33条-85～116）】

さらに、変圧器1次側において3相のうちの1相の電路の開放が生じ、安全施設への電力の供給が不安定になった場合においては、自動（地絡や過電流による保護継電器の動作により）若しくは手動操作で、故障箇所の隔離又は非常用母線の健全な電源からの受電へ切替えることにより安全施設への電力の供給の安定性を回復できる設計とする。

なお，1相開放故障事象の知見を手順書に反映し，運転員に対して定期的に教育を実施するとともに，変圧器等の巡視点検を1日1回実施することや手動による受電切替時に，変圧器等の巡視点検を実施することで，可能な限り異常の早期検知に努める。

【説明資料（2.2.1.2：P33条-112～116）】

外部電源系の少なくとも2回線は，それぞれ独立した送電線により電力系統に連系させるため，万一，送電線の上流側接続先である西野変電所が停止した場合でも，外部電源系からの電力供給が可能となるよう，西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。また，西双葉開閉所が停止した場合には，西野変電所又は国富変電所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。さらに，国富変電所が停止した場合には，西野変電所又は西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。

少なくとも1回線は他の回線と物理的に分離された設計とし，すべての送電線が同一鉄塔等に架線されない設計とすることにより，これらの発電用原子炉施設への電力供給が同時に停止しない設計とする。

さらに，いずれの2回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの発電用原子炉施設への電力供給が同時に停止しない設計とする。

【説明資料（2.2.2：P33条-117～122）】

開閉所及び送受電設備は、十分な支持性能を持つ地盤に設置する。

碍子、遮断器等は耐震性の高いものを使用する。さらに、防潮堤等により津波の影響を受けないエリアに設置するとともに、塩害を考慮した設計とする。

【説明資料（2.2.4.2：P33条-156～175）】

10.3.3 主要設備の仕様

主要仕様を第 10.1.1 表、第 10.1.2 表、第 10.1.4 表、第 10.1.5 表及び第 10.3.1 表から第 10.3.4 表に示す。

10.3.4 主要設備

10.3.4.1 送電線（1号，2号及び3号炉共用，既設，非常用電源設備と兼用）

発電所は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、第 10.3.1 図に示すとおり、送受電可能な回線として 275kV 送電線（泊幹線）1 ルート 2 回線，275kV 送電線（後志幹線）1 ルート 2 回線及び受電専用の回線として 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））1 ルート 2 回線の合計 3 ルート 6 回線で電力系統に連系する設計とする。

275kV 送電線（泊幹線）は、約 67km 離れた西野変電所に、275kV 送電線（後志幹線）は約 66km 離れた西双葉開閉所に連系する。

また、66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含

む。)) は約 19km 離れた国富変電所に連系する設計とする。

【説明資料 (2.1.1 : P33 条-77~80)】

万一、西野変電所が停止した場合でも、外部電源系からの電力供給が可能となるよう、西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。また、西双葉開閉所が停止した場合には、西野変電所又は国富変電所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。さらに、国富変電所が停止した場合には、西野変電所又は西双葉開閉所を経由するルートで本発電所に電力を供給することが可能な設計とする。

送電線は、1回線で重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を供給できる容量を選定するとともに、常時、重要安全施設に連系する 275kV 送電線は、系統事故による停電の減少を図るためタイラインにて接続とする。

【説明資料 (2.1.1 : P33 条-77~80)】

275kV 送電線については、短絡、地絡検出用保護装置を 2 系列設置することにより、多重化を図る設計とする。また、送電線両端の発電所、変電所及び開閉所の送電線引出口に遮断器を配置し、送電線で短絡、地絡等の故障が発生した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障によって影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、送電線 1 相の開放が生じた際には、275kV 送電線は送

受電時、66kV送電線は受電している場合、保護装置による自動検知又は人的な検知（巡視点検等）を加えることで、一部の保護継電器等による検知が期待できない箇所での1相開放故障の発見や、その兆候を早期に発見できる可能性を高めることとしている。

なお、1相開放故障事象の知見を手順書に反映し、運転員に対して定期的に教育を実施するとともに、変圧器等の巡視点検を1日1回実施することや手動による受電切替時に、変圧器等の巡視点検を実施することで、可能な限り異常の早期検知に努める。

【説明資料（2.2.1.1：P33条-85～111）】

設計基準対象施設に連系する275kV送電線（泊幹線）1ルート2回線と275kV送電線（後志幹線）1ルート2回線及び66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））1ルート2回線は、同一の送電鉄塔に架線しないよう、それぞれに送電鉄塔を備える設計とする。66kV送電線（泊地中支線）は地中に埋設する設計とする。

【説明資料（2.2.3.1：P33条-123～140）】

また、送電線は、大規模な盛土の崩壊、大規模な地滑り、急傾斜地の崩壊による被害の最小化を図るため、鉄塔基礎の安定性を確保することで、鉄塔の倒壊を防止するとともに、台風等による強風発生時又は冬期の着氷雪による事故防止対策を図ることにより、外部電源系からの電力供給が同時に停止するこ

とのない設計とする。

さらに、275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）と 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））の交差・近接箇所については、仮に 1 つの鉄塔が倒壊しても、すべての送電線が同時に機能喪失しない絶縁距離及び水平距離を確保する設計とする。

これらにより、設計基準対象施設に連系する送電線は、互いに物理的に分離した設計である。

【説明資料（2.2.3.2：P33 条-141～150）】

10.3.4.2 開閉所（275kV 開閉所（1号，2号及び3号炉共用，既設），66kV 開閉所（後備用））

275kV 開閉所は、第 10.3.2 図に示すように、275kV 送電線と主変圧器及び予備変圧器を連系する遮断器，断路器，避雷器，計器用変圧器，計器用変流器，275kV 母線等で構成する。66kV 開閉所（後備用）は、66kV 送電線と後備変圧器を連系する遮断器，断路器，避雷器，計器用変圧器，計器用変流器，66kV 母線等で構成する設計とする。

故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、開閉所は地盤の不等沈下や傾斜等が起きないような十分な支持性能を持つ場所に設置し、かつ津波の影響を考慮した設計とする。

碍子、遮断器等は耐震性の高い懸垂碍子及びガス絶縁開閉装

置を使用する設計とする。

塩害を考慮し、開閉所を塩害の影響の小さい陸側後背地へ設置するとともに、送電線引留部の碍子に対しては、遮風建屋内に絶縁性能の高いポリマー碍管を設置し、遮断器等に対しては電路がタンクに内包されているガス絶縁開閉装置を採用する設計とする。

【説明資料（2.2.4.2：P33条-156～175）】

10.3.4.3 発電機及び励磁装置

発電機は約 1,020,000kVA, 約 1,500min⁻¹ の蒸気タービン直結の横置・円筒回転界磁形・全閉自力通風・三相同期交流発電機で励磁装置はブラシレス励磁方式である。発電機の回転子は水素ガス内部冷却で、固定子は水及び水素ガスで冷却する。

また、発電機主回路には、発電機負荷開閉器を設置する。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.4 変圧器

本発電用原子炉施設では、次のような変圧器を使用する。

主変圧器・・・発電機並列中は、発電機電圧(21kV)を 275kV 開閉所電圧(275kV)に昇圧する。また、発電機解列中は、275kV 開閉所電圧(275kV)を発電機電圧(21kV)に降圧する。

所内変圧器・・・発電機電圧(21kV)を所内高圧母線電圧(6.6kV)に降圧する。

予備変圧器・・・275kV 開閉所電圧(275kV)を所内高圧母線電圧(6.6kV)に降圧する。

動力変圧器・・・所内高圧母線電圧(6.6kV)を所内低圧母線電圧(440V)に降圧する。

後備変圧器・・・66kV 開閉所電圧(66kV)を所内高圧母線電圧(6.6kV)に降圧する。

発電機の発生電力は、主変圧器を通して 275kV 開閉所に送る。所内電力は、通常運転時は発電機から 1 台の所内変圧器を通して又は 275kV 開閉所から予備変圧器を通して供給するが、発電用原子炉の起動又は停止中は、275kV 開閉所から 1 台の主変圧器及び所内変圧器を通して又は予備変圧器を通して供給する。また、66kV 送電線は、後備変圧器を通して受電する設計とする。

【説明資料（2.1.1：P33 条-77～80）】

10.3.4.5 所内高圧系統

常用の所内高圧系統は、6.6kV で第 10.1.1 図に示すように常用 3 母線で構成する。

常用高圧母線（6-C1, 6-C2, 6-D）

所内変圧器又は予備変圧器から受電する母線

これらの母線は、母線ごとに一連のメタルクラッド開閉装置で構成し、遮断器には真空遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

常用高圧母線のメタルクラッド開閉装置は、電気建屋内に設置する。

常用高圧母線には、通常運転時に必要な負荷を振り分け、これらの母線は、通常時は、所内変圧器から受電するが、所内変圧器から受電できなくなった場合には、予備変圧器から受電する。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.6 所内低圧系統

常用の所内低圧系統は、440Vで第10.1.1図に示すように常用5母線で構成する。

常用低圧母線（4-C1，4-C2，4-D1，4-D2，4-E）

常用高圧母線から動力変圧器を通して受電する母線

これらの母線は、母線ごとに一連のキュービクルで構成し、遮断器は配線用遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

常用低圧母線のパワーコントロールセンタは、電気建屋内に設置する。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.7 所内機器

所内機器で2台以上設置するものは、単一の所内母線の故障があっても、全部の機器電源が喪失しないよう2母線以上に分

割接続し，所内電力供給の安定を図る。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.8 直流電源設備

常用直流電源設備は，第 10.1.3 図に示すように，常用所内電源系として，直流 125V 2 系統（C 1 系，C 2 系）から構成する。常用所内電源系の直流 125V 系統は，非常用低圧母線に接続される充電器 2 台，蓄電池（常用）2 組，直流コントロールセンタ 2 台等を設ける。直流母線は 125V であり，うち蓄電池（常用）2 組の電源の負荷は，常用の計装用インバータ（無停電電源装置），タービンの非常用油ポンプ，発電機の非常用密封油ポンプ，電磁弁等である。

これらすべての蓄電池は，据置型蓄電池で独立したものであり，非常用低圧母線に接続された充電器により浮動充電される。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.9 計測制御用電源設備

常用の計測制御用電源設備は，第 10.1.4 図に示すように，計装用交流母線 100V 8 母線及び計装用後備母線 100V 5 母線で構成する。

計装用交流母線は，常用の計装用インバータ（無停電電源装置）又は計装用定電圧装置から，計装用後備母線は，常用の計装用後備定電圧装置又は計装用後備変圧器から給電する。

常用の計装用インバータ（無停電電源装置）は，外部電源喪失及び全交流動力電源喪失により交流入力喪失しても，常用

直流電源設備である蓄電池（常用）から電力が供給されることにより，常用の計装用インバータ（無停電電源装置）内の変換器を介し直流を交流へ変換し，計装用交流母線に対し電力供給を確保する。

なお，常用の計装用交流母線のうち3母線は，非常用低圧母線に接続された計装用後備定電圧装置から，2母線は，非常用低圧母線に接続された計装用後備変圧器からも給電できる。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.10 制御棒駆動装置用電源設備

制御棒駆動装置用電源設備は，M-Gセットを使用する。

M-Gセットは，100%容量のものを2台備え，各々別個に440V常用低圧母線から給電する。また，モータにはフライホイールを取り付け，瞬間的な電力変動による発電機出力のじょう乱を極力抑制し，制御棒駆動装置用電源の確保を図る。

10.3.4.11 作業用電源設備

作業用電源としては440V常用低圧母線から変圧器を通して，交流200V及び100Vに変圧し，給電する。

また，分電盤，スイッチ，コンセント等を所要場所に設置する。

10.3.4.12 ケーブル及び電線路

動力回路，制御回路及び計装回路のケーブルは，それぞれ相互に分離したケーブルトレイ，電線管を使用して敷設する。

また、これらのケーブル、ケーブルトレイ、電線管材料には不燃性材料又は難燃性材料のものを使用する設計とする。

さらに、ケーブルトレイ等が障壁を貫通する場合は、火災対策上、障壁効果を減少させないような構造とする。また、格納容器電線貫通部は、原子炉冷却材喪失時の環境条件に適合するものを使用する。

【説明資料（2.1.1：P33条-77～80）】

10.3.4.13 母線切替

通常運転時は、275kV送電線4回線を使用して運転するが、275kV送電線1回線停止時でも本発電所の全発生電力を送電し得る容量がある。

発電機、外部電源、非常用所内電源設備、その他の関連する電気系統機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することによって、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

(1) 予備変圧器への切替

常用高圧母線は、通常運転時は発電機から所内変圧器を通して、発電用原子炉の停止時は275kV送電線より受電する主変圧器及び所内変圧器を通して電力を供給するが、所内変圧器回路の故障時には、予備変圧器を通して受電するように切替える。

本切替は自動又は中央制御室での手動操作であり容易に実施可能である。

【説明資料（2.2.1.2：P33条-112～116）】

10.3.5 試験検査

10.3.5.1 蓄電池（常用）

蓄電池（常用）は、定期的に巡視点検、セル電圧の測定及び浮動充電電圧の測定を行い、機器の健全性や、浮動充電状態にあること等を確認する。

10.3.6 手順等

常用電源設備は、以下の内容を含む手順を定め、適切な管理を行う。

- (1) 外部電源系統切替を実施する際は、手順を定め、給電運用担当箇所と連携を図り確実に操作を実施する。
- (2) 電気設備の塩害による汚損、劣化を監視するためポリマー罅管の漏れ電流測定を実施する。また、罅子の汚損が激しい場合は、罅子の清掃を実施する。
- (3) 変圧器1次側において1相開放を検知した場合、故障箇所の隔離又は非常用母線を健全な電源から受電できるよう切替えを実施する。
- (4) 変圧器1次側における1相開放事象への対応として、送電線は複数回線との接続を確保し、送電線引留部の巡視点検を実施する。
- (5) 電気設備に要求される機能を維持するため、適切に保守管理を

実施するとともに，必要に応じ補修を行う。

- (6) 電気設備に係る保守管理に関する教育を実施する。

第 10.1.1 表 メタルクラッド開閉装置の主要仕様 (1/2)

構成及び仕様

項目	受電盤	き電盤	計器用変圧器盤
型式	屋内用鋼板製単位閉鎖垂直自立型		
台数	16	51	10
定格電圧	7.2kV		
電気方式	50Hz	3相	3線 変圧器接地式
電源引込方式	バスダクト又はケーブルによる		
フィーダ引出方式	ケーブルによる		
母線電流容量	3,150A	2,000A	1,200A

遮断器

項目	受電用	き電用
型式	真空遮断器	
台数	16	51
極数	3極	
操作方式	バネ投入操作(DC125V)	
定格耐電圧	定格雷インパルス耐電圧：60kV 定格短時間商用周波耐電圧：22kV	
定格電圧	7.2kV	
定格電流	3,150A	2,000A 1,200A
定格遮断電流	44kA	
定格遮断時間	5サイクル	
引きはずし自由方式	電氣的，機械的	
投入方式	バネ式	

第 10.1.1 表 メタルクラッド開閉装置の主要仕様 (2/2)

動力変圧器

項 目	非常用母線用	常用母線用
型 式	屋内用 3 相乾式変圧器	
台 数	4	5
冷 却 方 式	自 冷	
周 波 数	50Hz	
容 量	約 2,500kVA	約 2,500kVA, 約 2,300kVA
結 線	一次：星形 二次：三角形	
定 格 電 圧	一次：6.6kV(5 タップ) (6.3, 6.45, 6.6, 6.75, 6.9kV) 二次：460V	
絶 縁	H 種	

第 10.1.2 表 パワーコントロールセンタの主要仕様

構成及び仕様

項 目	き電盤	動変盤
型 式	屋内用鋼板製閉鎖垂直自立型	
台 数	47	9
定 格 電 圧	600V	
電 気 方 式	50Hz 3相 3線 非接地式	
電 源 引 込 方 式	バスダクト又はケーブルによる	
フ ィ ー ダ 引 出 方 式	ケーブルによる	
母 線 電 流 容 量	4,000A (主母線)	1,600A (分岐母線)

遮断器

項 目	き電用
型 式	配線用遮断器
台 数	127
極 数	3 極
操 作 方 式	交流操作 (AC100V)
定 格 電 圧	600V
最 大 容 量	900kVA (モータ負荷 300kW)
定 格 遮 断 電 流	50kA
引 外 し 自 由 方 式	電氣的, 機械的

第 10.1.3 表 ディーゼル発電機設備の主要仕様

(1) エンジン

形 式	4 サイクルたて形 16 気筒ディーゼル機関
台 数	2
出 力	約 5,600kW (1 台当たり)
回転速度	約 750min ⁻¹
起動方式	圧縮空気起動
起動時間	約 10 秒
使用燃料	軽油

(2) 発電機

型 式	横置・回転界磁形・三相同期発電機
台 数	2
容 量	約 7,000kVA (1 台当たり)
力 率	0.8 (遅れ)
電 圧	6.9kV
周波数	50Hz
回転速度	約 750min ⁻¹

(3) ディーゼル発電機燃料油貯油槽

種 類	横置円筒形
基 数	4
容 量	約 146m ³ (1 基当たり)
使用燃料	軽油

(4) ディーゼル発電機燃料油移送ポンプ

台 数 2

容 量 約 26m³/h (1 台当たり)

第 10.1.4 表 直流電源設備の主要仕様

(1) 蓄電池

非常用

型 式		鉛蓄電池
組 数		2
セ ル 数	A 系	60
	B 系	60
電 圧	A 系	約 130V
	B 系	約 130V
容 量	A 系	約 2,400Ah
	B 系	約 2,400Ah

常用

型 式		鉛蓄電池
組 数		2
セ ル 数	C 1 系	59
	C 2 系	59
電 圧	C 1 系	約 130V
	C 2 系	約 130V
容 量	C 1 系	約 2,000Ah
	C 2 系	約 2,000Ah

(2) 充電器

非常用

型式		サイリスタ整流装置
台数	A系	1
	B系	1
充電方式		浮動
冷却方式		自然冷却
交流入力	A系	3相 50Hz 440V
	B系	3相 50Hz 440V
容量	A系	約131kVA
	B系	約131kVA
直流出力電圧	A系	129V
	B系	129V
直流出力電流	A系	約700A
	B系	約700A

常用

型式		サイリスタ整流装置
台数	C 1系	1
	C 2系	1
	(予備)	1)
充電方式		浮動
冷却方式		自然冷却
交流入力	C 1系	3相 50Hz 440V
	C 2系	3相 50Hz 440V

	(予備	3相 50Hz 440V)
容量	C 1系	約108kVA
	C 2系	約54kVA
	(予備	約124kVA)
直流出力電圧	C 1系	131.6V
	C 2系	131.6V
	(予備	129/131.6V)
直流出力電流	C 1系	600A
	C 2系	300A
	(予備	700A)

(3) 直流コントロールセンタ

非常用

型式		屋内用鋼板製自立形抽出式
台数		2
母線容量	A系	約600A
	B系	約600A
電圧	A系	125V
	B系	125V

常用

型式		屋内用鋼板製自立形抽出式
台数		2
母線容量	C 1系	約800A
	C 2系	約800A

電	圧	C 1 系	125V
		C 2 系	125V

第 10.1.5 表 計測制御用電源設備の主要仕様

(1) 非常用

a. 計装用インバータ（無停電電源装置）

型 式	静止型インバータ
台 数	4
容 量	約 25kVA（1 台当たり）
出力電圧	100V

b. 計装用交流母線

台 数	8
電 圧	100V

(2) 常用

a. 計装用インバータ（無停電電源装置）

型 式	静止型インバータ
台 数	3
容 量	約 60kVA（1 台当たり）
出力電圧	100V

b. 計装用定電圧装置

型 式	静止型インバータ
台 数	2
容 量	約 60kVA（1 台当たり）
出力電圧	100V

c. 計装用後備定電圧装置

型 式	静止型インバータ
台 数	1
容 量	約 180kVA
出力電圧	100V

d. 計装用後備変圧器

型 式	乾式
台 数	3
容 量	約 25kVA×2台（後備） 約 60kVA×1台（後備）
出力電圧	100V

e. 計装用交流母線

台 数	8
電 圧	100V

f. 計装用後備母線

台 数	5
電 圧	100V

第 10.3.1 表 送電線設備の主要仕様

(1) 275kV 送電線 (1号, 2号及び3号炉共用)

(「常用電源設備」及び「非常用電源設備(通常運転時等)」と兼用)

a. 後志幹線

公称電圧	275kV
回線数	2
導体サイズ	TACSR 610mm ² , 2導体
送電容量	約 1,578MW (1回線当たり)
亘長	約 66km (西双葉開閉所まで)

b. 泊幹線

公称電圧	275kV
回線数	2
導体サイズ	ACSR 1,160mm ² , 2導体
送電容量	約 1,529MW (1回線当たり)
亘長	約 67km (西野変電所まで)

(2) 66kV 送電線 (1号, 2号及び3号炉共用)

(「常用電源設備」及び「非常用電源設備(通常運転時等)」と兼用)

a. 泊地中支線 (泊支線及び茅沼線を一部含む。)

公称電圧	66kV
回線数	2

導体サイズ	ACSR 160mm ² , 1 導体 (架空部)
	CVT 325mm ² , 1 本 (地中部)
送電容量	約 47MW (1 回線当たり)
亘 長	約 19km (国富変電所まで)

第 10.3.2 表 開閉所設備の主要仕様

(1) 275kV 母線 (1号, 2号及び3号炉共用)

型 式	SF ₆ ガス絶縁方式
定 格 電 圧	300kV
定 格 電 流	4,000A
定格短時間耐電流	50kA 2秒

(2) 遮断器

	主変圧器用	予備変圧器用	送電線用	母線連絡用	後備変圧器用
台 数	1	1	4	4	1
定 格 電 圧	300kV	300kV	300kV	300kV	72kV
定 格 電 流	4,000A	2,000A	4,000A	4,000A	800A
定格遮断電流	40kA	50kA	40kA	40kA	25kA
備 考	—	—	1号, 2号及び3号炉 共用		—

第 10.3.3 表 発電機，励磁装置及び発電機負荷開閉器の主要仕様

(1) 発電機

型 式	横置・円筒回転界磁形・全閉自力通風・三相同期発電機	
台 数	1	
容 量	約 1,020,000kVA	
力 率	0.9 (遅れ)	
電 圧	21kV	
相	3	
周 波 数	50Hz	
回転速度	約 1,500min ⁻¹	
結 線 法	星形	
冷 却 法	固定子	水及び水素ガス冷却
	回転子	水素ガス内部冷却

(2) 励磁装置

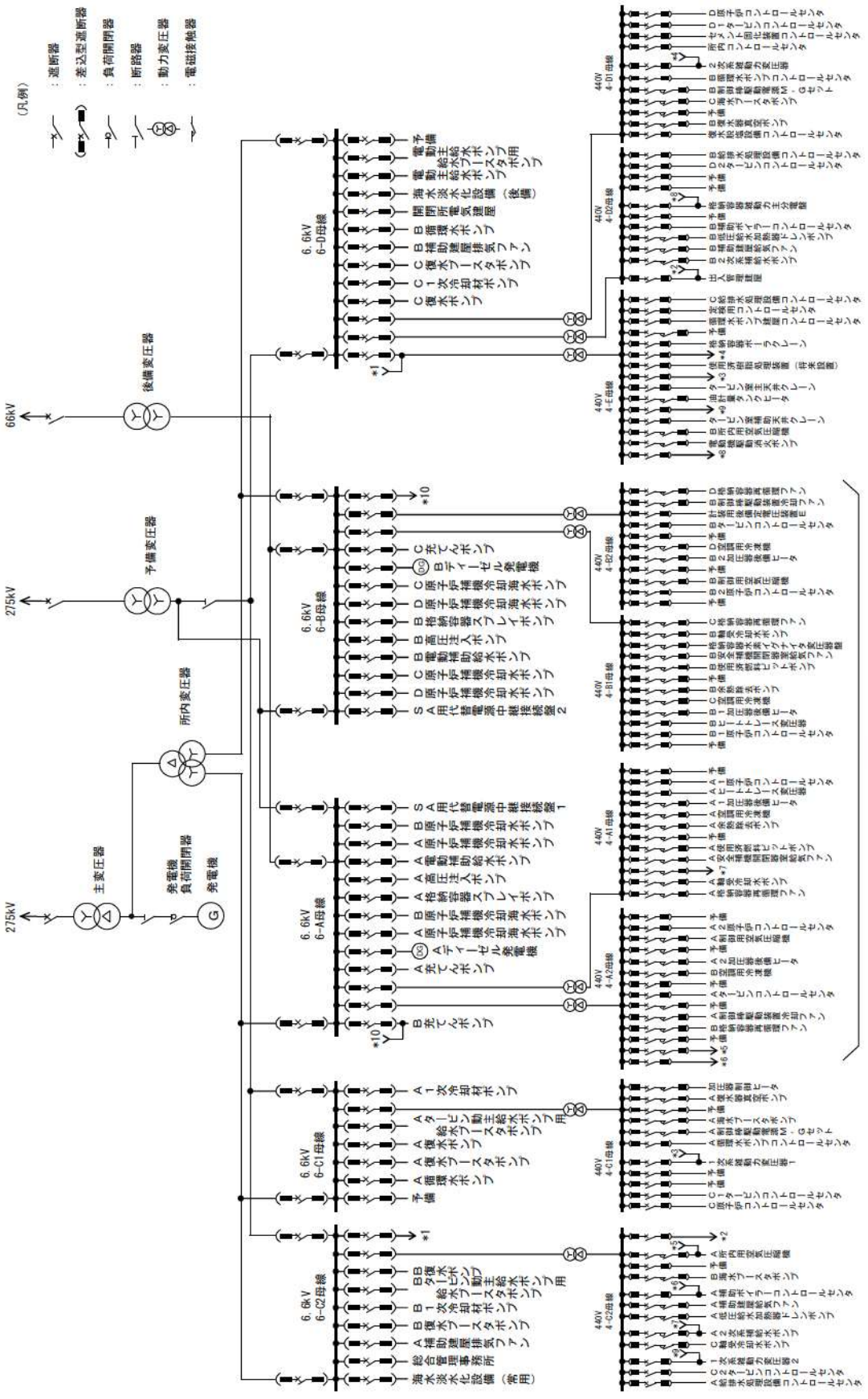
名 称	主励磁機	副励磁機
型 式	ブラシレス励磁機	永久磁石回転界磁形
台 数	1	1
容 量	4,600kW	60kVA
電 圧	DC470V	AC105V
回転速度	1,500min ⁻¹	1,500min ⁻¹
駆動方式	発電機と直結	発電機と直結

(3) 発電機負荷開閉器

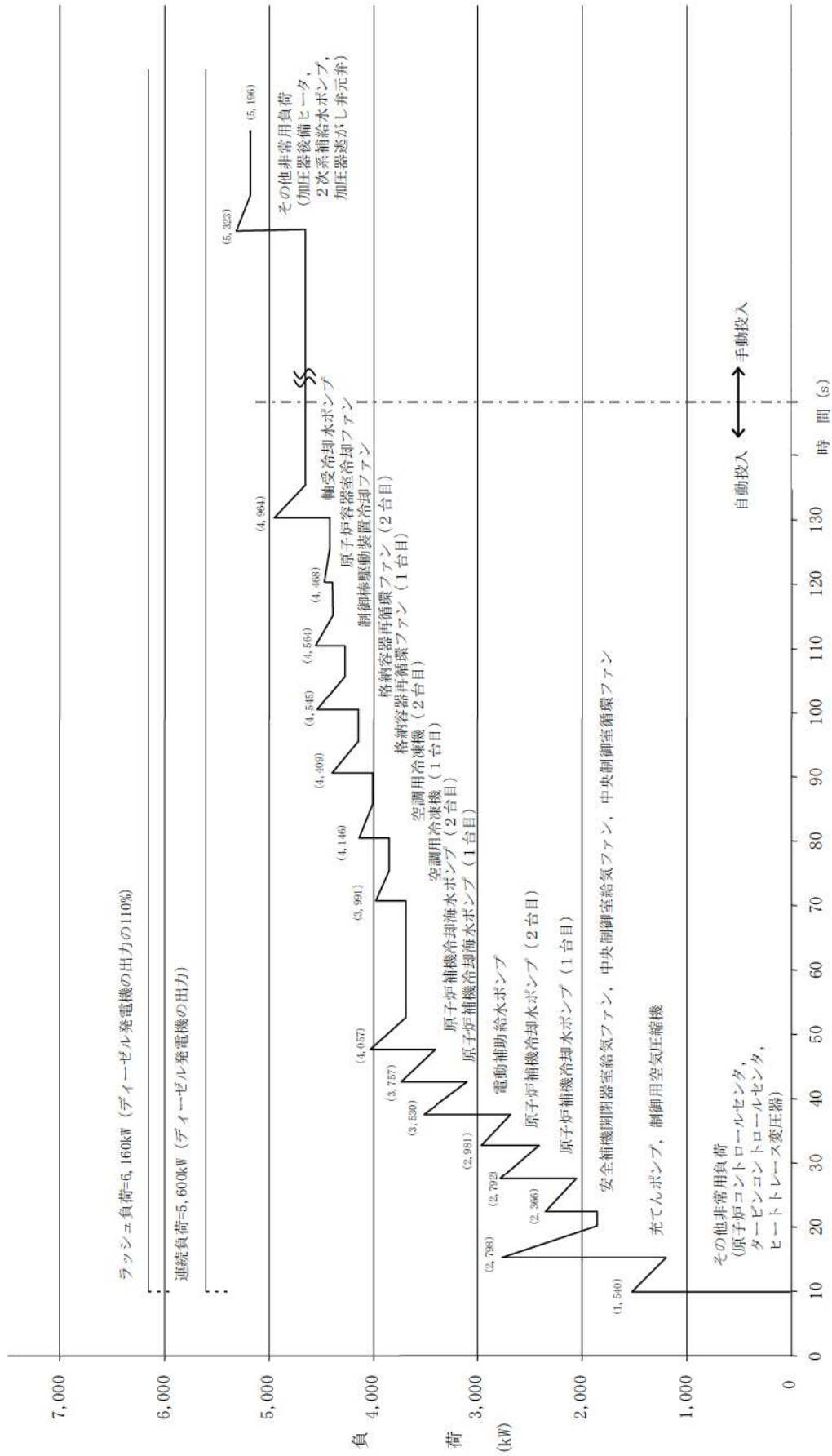
台数	1
定格電圧	23kV
定格電流	30,000A

第 10. 3. 4 表 変圧器設備の主要仕様

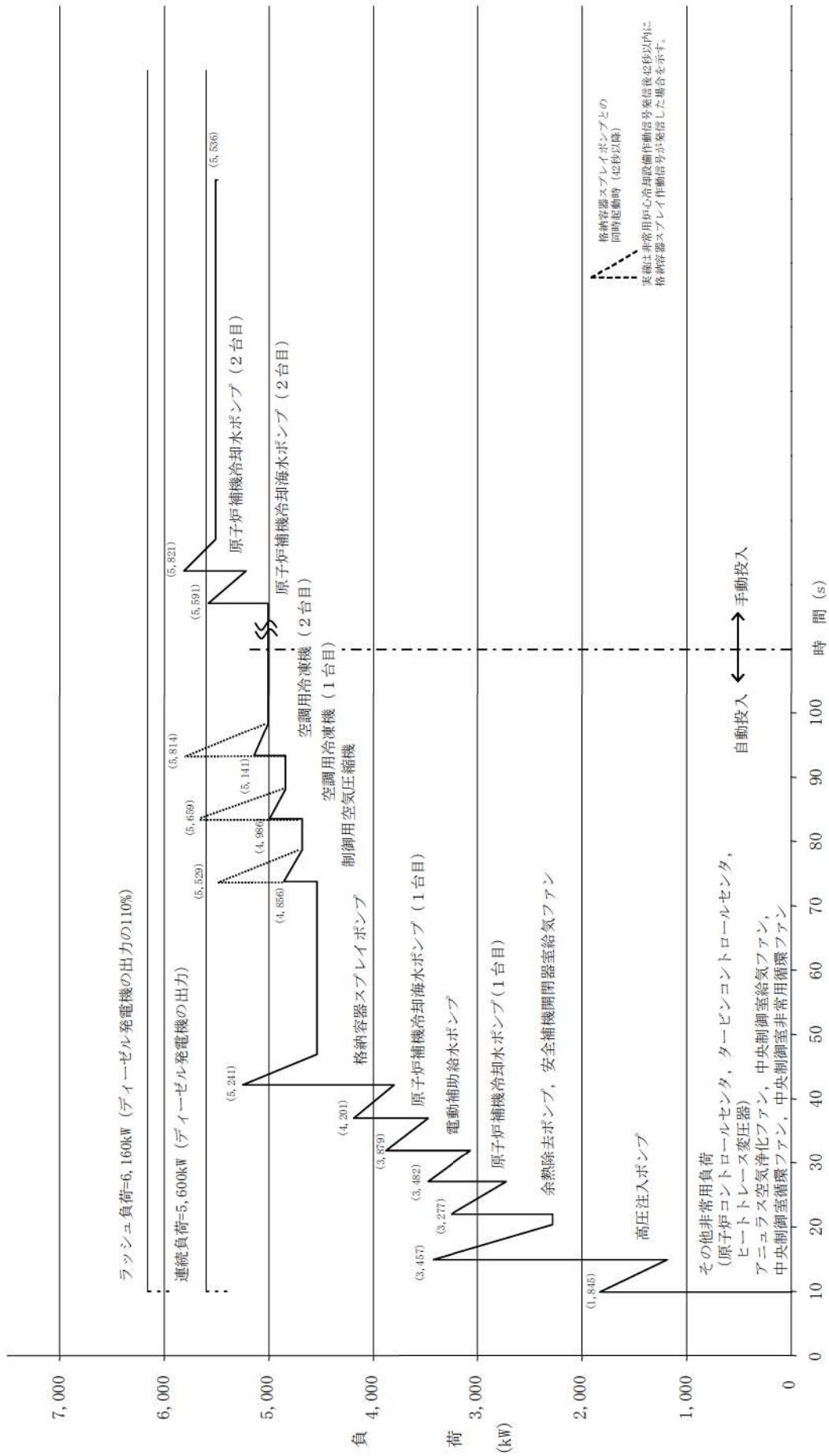
名称		主変圧器	所内変圧器	予備変圧器	後備変圧器
型式		屋外無圧密封式	屋外無圧密封式 負荷時タップ切 換器付	屋外無圧密封式 負荷時タップ切 換器付	屋外無圧密封式 負荷時タップ切 換器付
台数		1	1	1	1
容量		約 950,000kVA	約 72,000kVA	約 30,000kVA	約 20,000kVA
電圧	一次	21kV	21+1.5, -2.5kV	280±28kV	64.5±7.5kV
	二次	287.5kV/284.375kV/281.25kV/278.125kV/275kV	6.9kV, 6.9kV	6.9kV	6.9kV
相		3	3	3	3
周波数		50Hz	50Hz	50Hz	50Hz
結線法	一次	三角	三角	星形	星形
	二次	星形	星形, 星形	星形	星形
冷却方式		導油風冷	導油風冷	油入自冷	油入自冷
備考		—	—	—	—



第 10.1.1 図 所内単線結線図

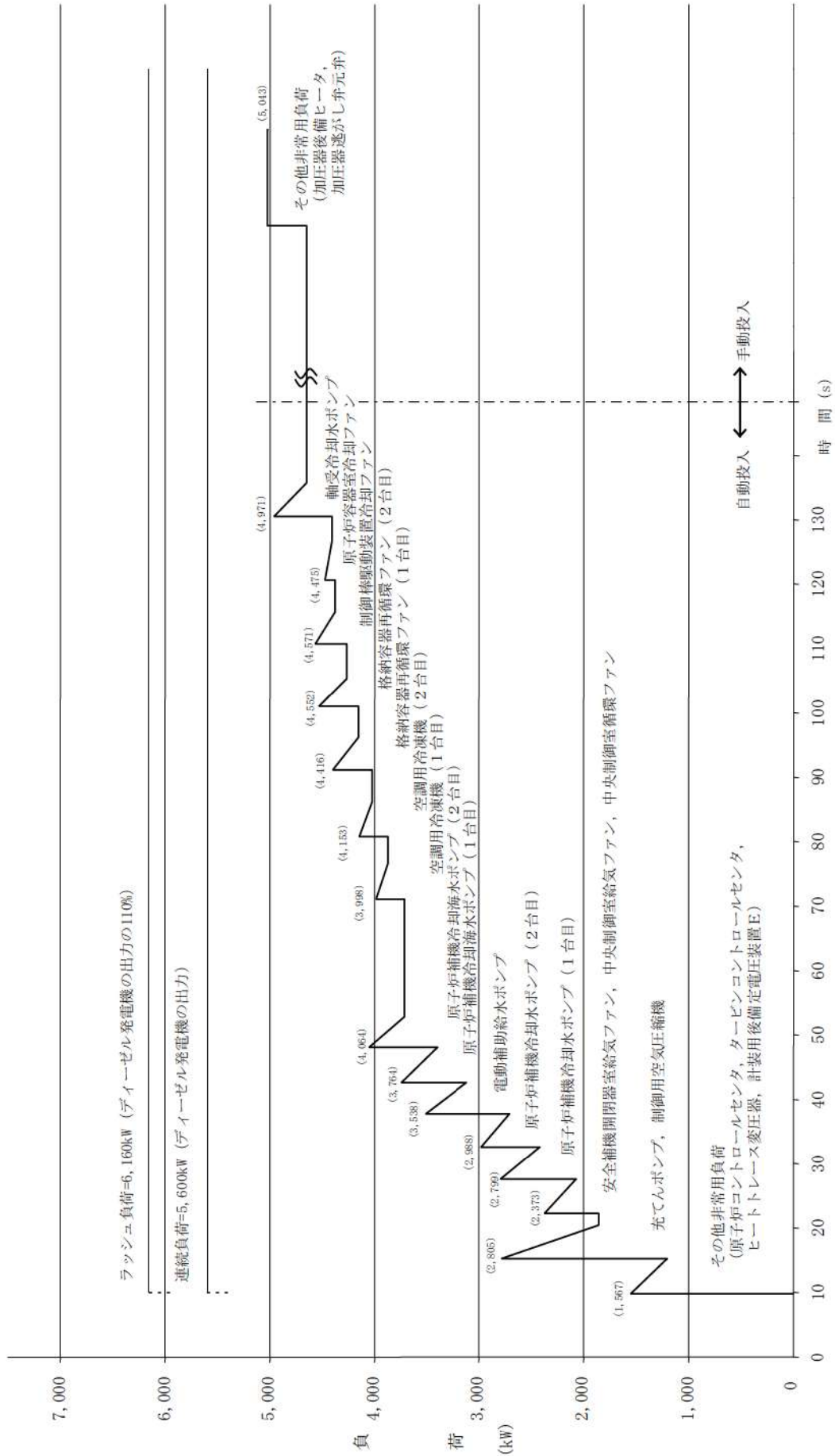


第 10.1.2 図 (1) 外部電源喪失時における A-ディーゼル発電機の負荷曲線



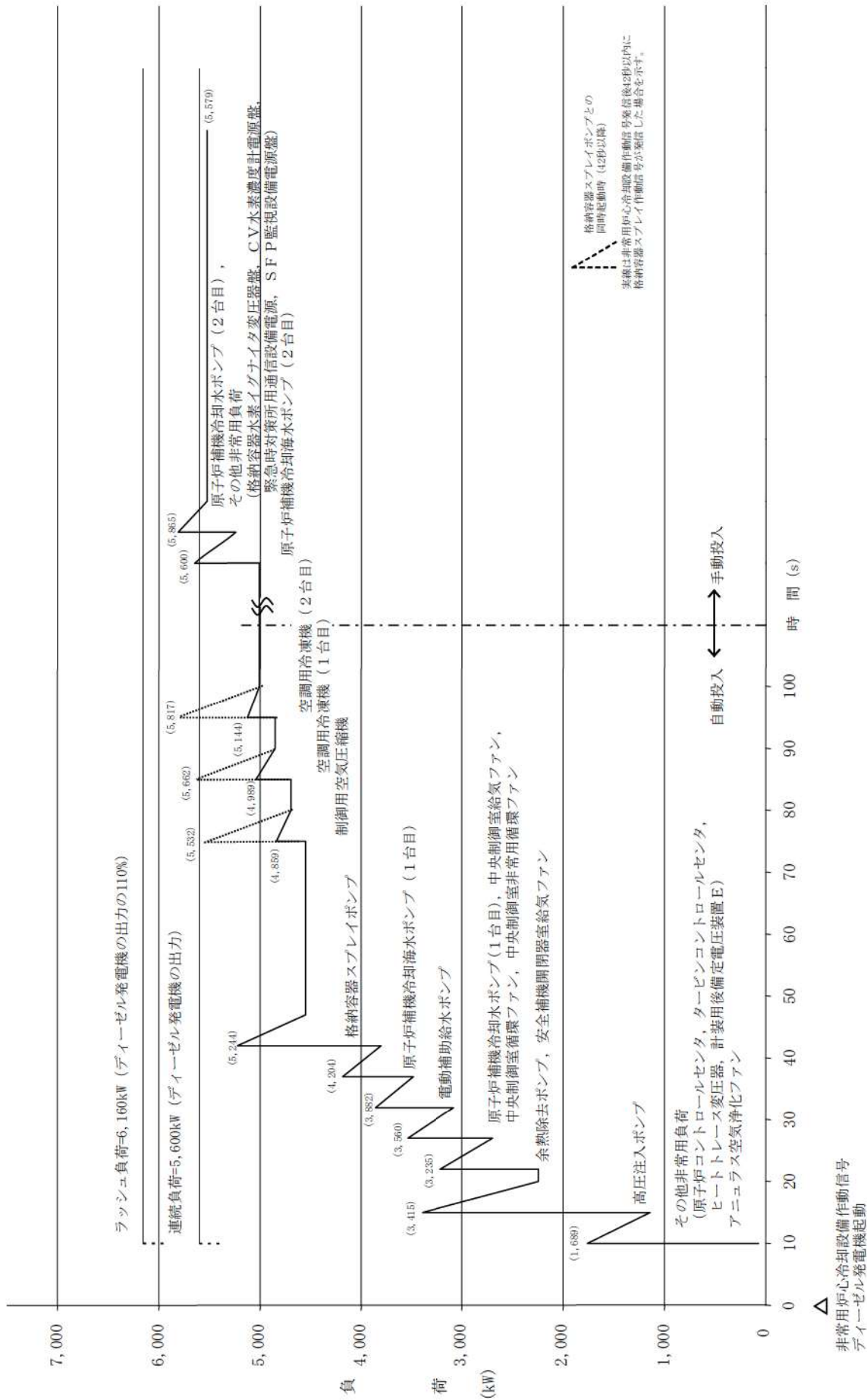
非常用炉心冷却設備作動信号
ディーゼル発電機起動

第 10.1.2 図 (2) 工学的安全施設作動時における A - デイゼル発電機の負荷曲線

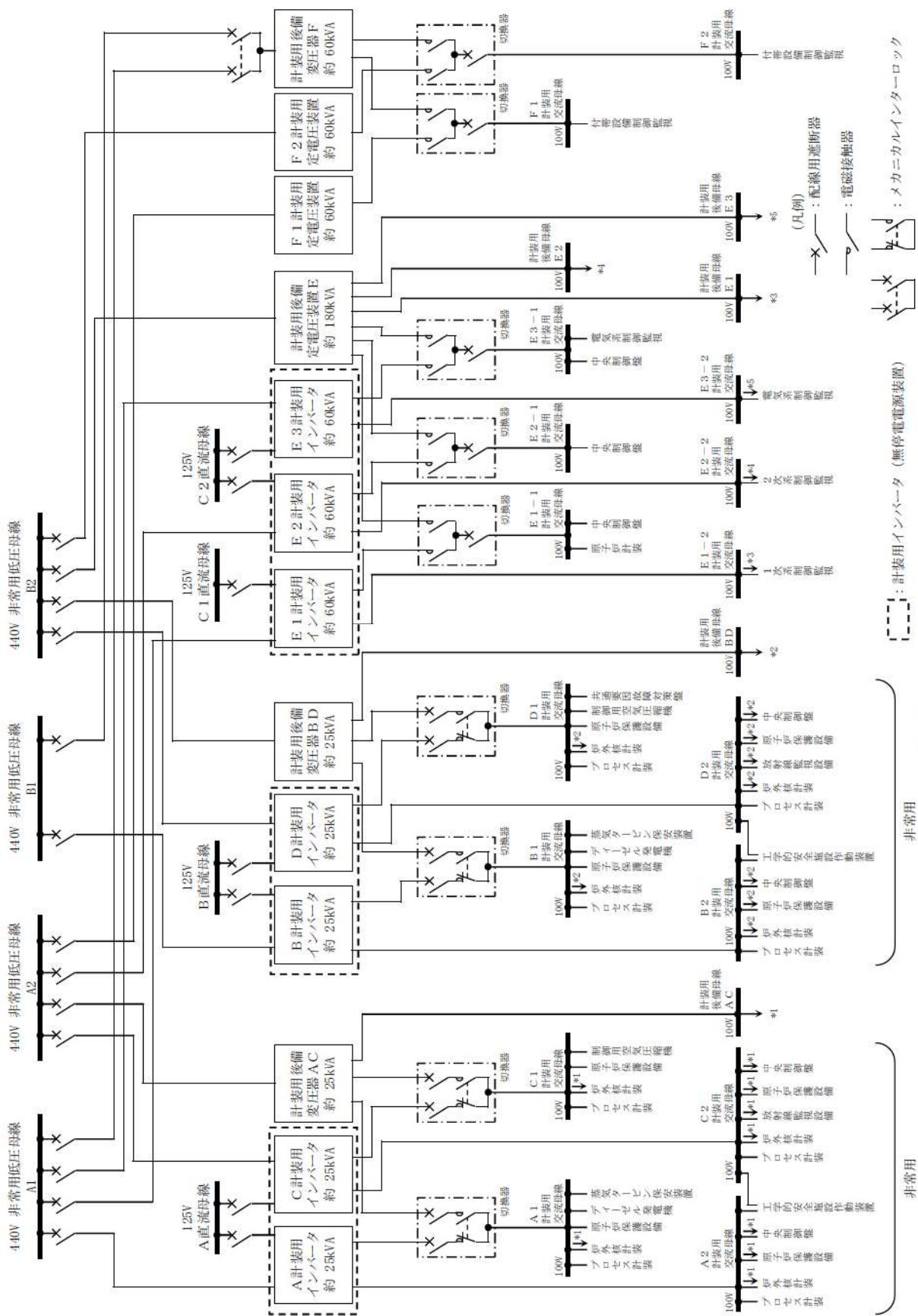


△ 非常用高圧母線低電圧信号
ダイゼル発電機起動

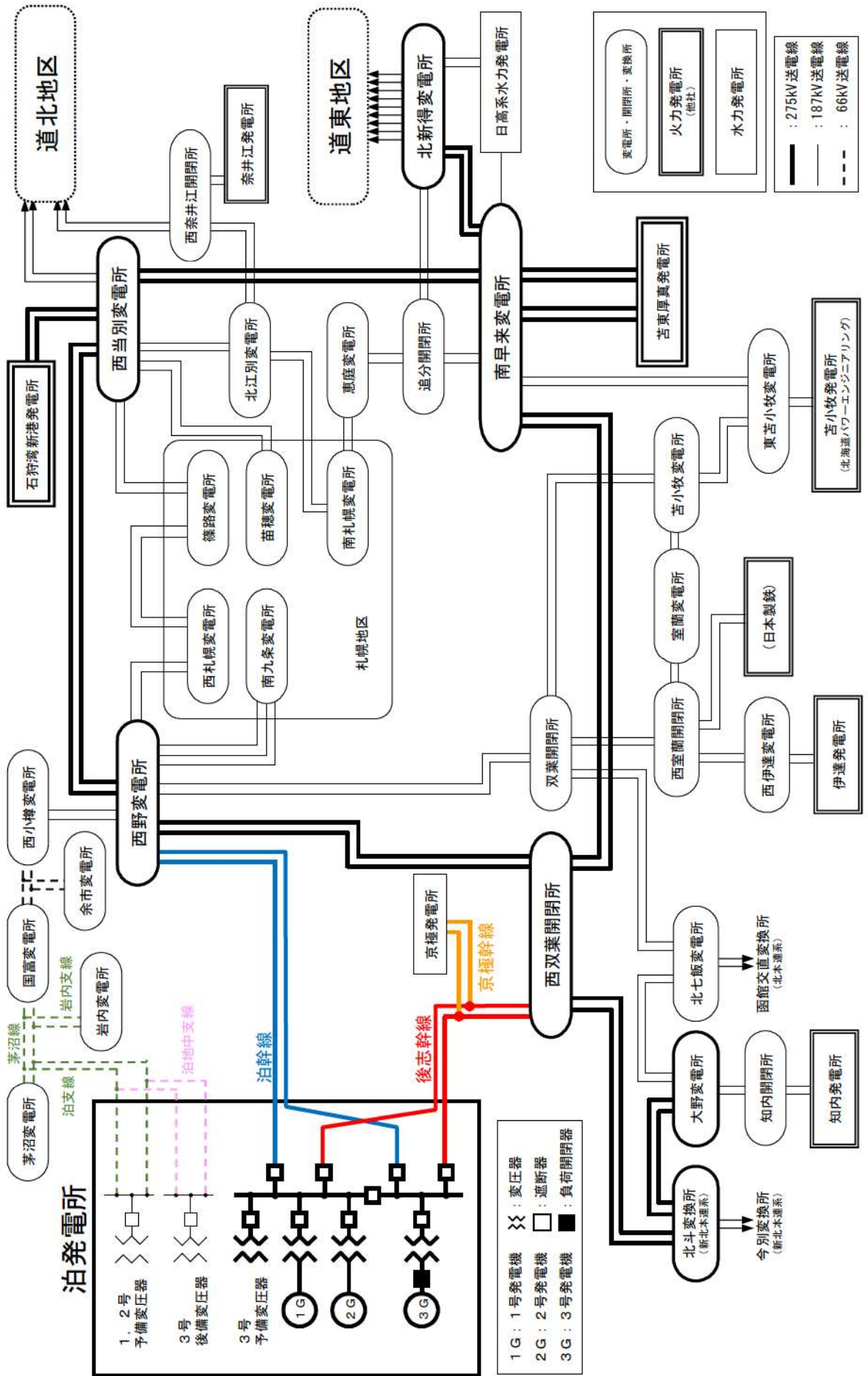
第 10.1.2 図 (3) 外部電源喪失時における B - デイゼル発電機の負荷曲線



第 10.1.2 図 (4) 工学的安全施設作動時における B-デーゼル発電機の負荷曲線



第 10.1.4 図 計測制御用電源設備単線結線図



第 10.3.1 図 送電系統概要図

2. 追加要求事項に対する適合方針

2.1 保安電源設備の概要

2.1.1 常用電源設備の概要

泊発電所に接続する275kV送電線4回線は、275kV送電線（泊幹線）2回線、275kV送電線（後志幹線）2回線の2ルートでそれぞれ約67km離れた西野変電所、約66km離れた西双葉開閉所に連系する。また、66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））2回線の1ルートで約19km離れた国富変電所に連系する設計とする。送電系統図を第2.1.1.1図に示し、開閉所単線結線図を第2.1.1.2図に示す。

上記3ルート6回線の独立性を確保するため、万一、西野変電所が停止した場合でも、外部電源からの電力供給が可能となるよう、275kV送電線（後志幹線）により電力を供給することが可能な設計とする。また、西双葉開閉所が停止した場合には、275kV送電線（泊幹線）又は66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））により、国富変電所が停止した場合には、275kV送電線（泊幹線又は後志幹線）により電力を供給することが可能な設計とする。

これら送電線は、発電所を安全に停止するために必要な電力を供給可能な容量とする。275kV送電線4回線は、1回線停止時でも泊発電所の全発生電力を送電し得る能力がある。

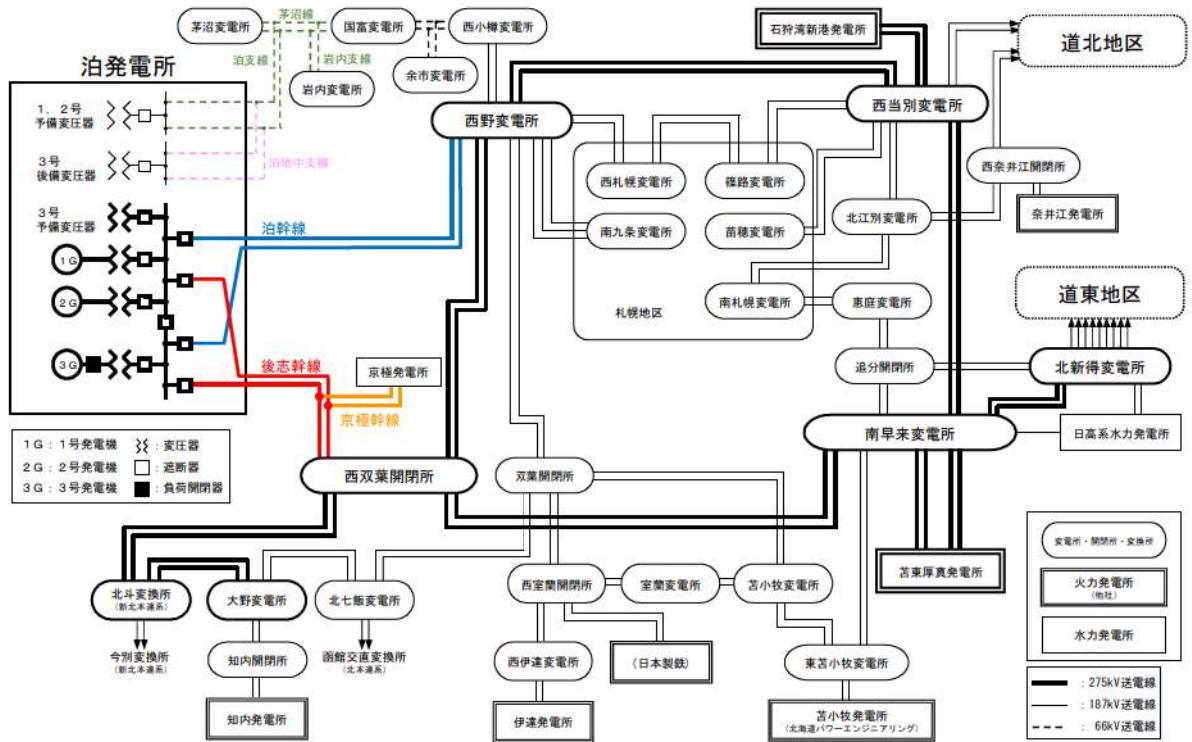
通常運転時には、所内電力は、主として発電機から所内変圧器を通して受電するが、275kV送電線より予備変圧器を介しても受電することができる。

常用高圧母線は3母線で構成し、所内変圧器又は予備変圧器から受電する。

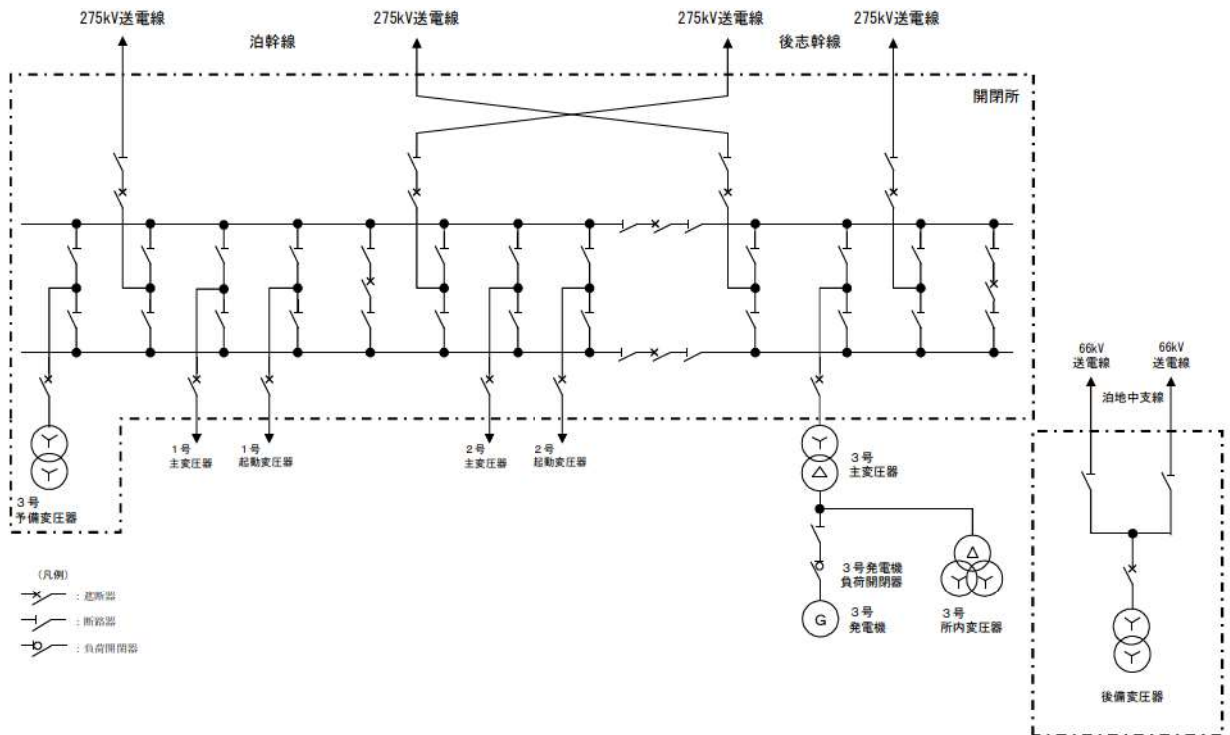
常用低圧母線は5母線で構成し、常用高圧母線から動力変圧器を通して受電する。

所内機器で2台以上設置するものは、単一の所内母線の故障があっても、全機能を喪失しないよう2母線以上に各々接続し、所内電力供給の安定を図る。所内単線結線図を第2.1.1.3図に示す。

また、直流電源設備は、常用所内電源として、125V 2系統で構成する。直流電源設備単線結線図を第2.1.1.4図に示す。



第 2.1.1.1 図 送電系統図



第 2.1.1.2 図 開閉所単線結線図

2.1.2 非常用電源設備の概要

発電用原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系する設計とする。

非常用の所内高圧母線は2母線で構成し、予備変圧器、所内変圧器、ディーゼル発電機又は後備変圧器のいずれからも受電できる設計とする。

非常用の所内低圧母線は4母線で構成し、非常用高圧母線から動力変圧器を通して受電する。所内単線結線図を第2.1.2.1図に示す。

所内機器は、工学的安全施設に関係する機器とその他一般機器に分類する。

工学的安全施設に関係する機器は非常用母線に、その他の一般機器は原則として常用母線に接続する設計とする。

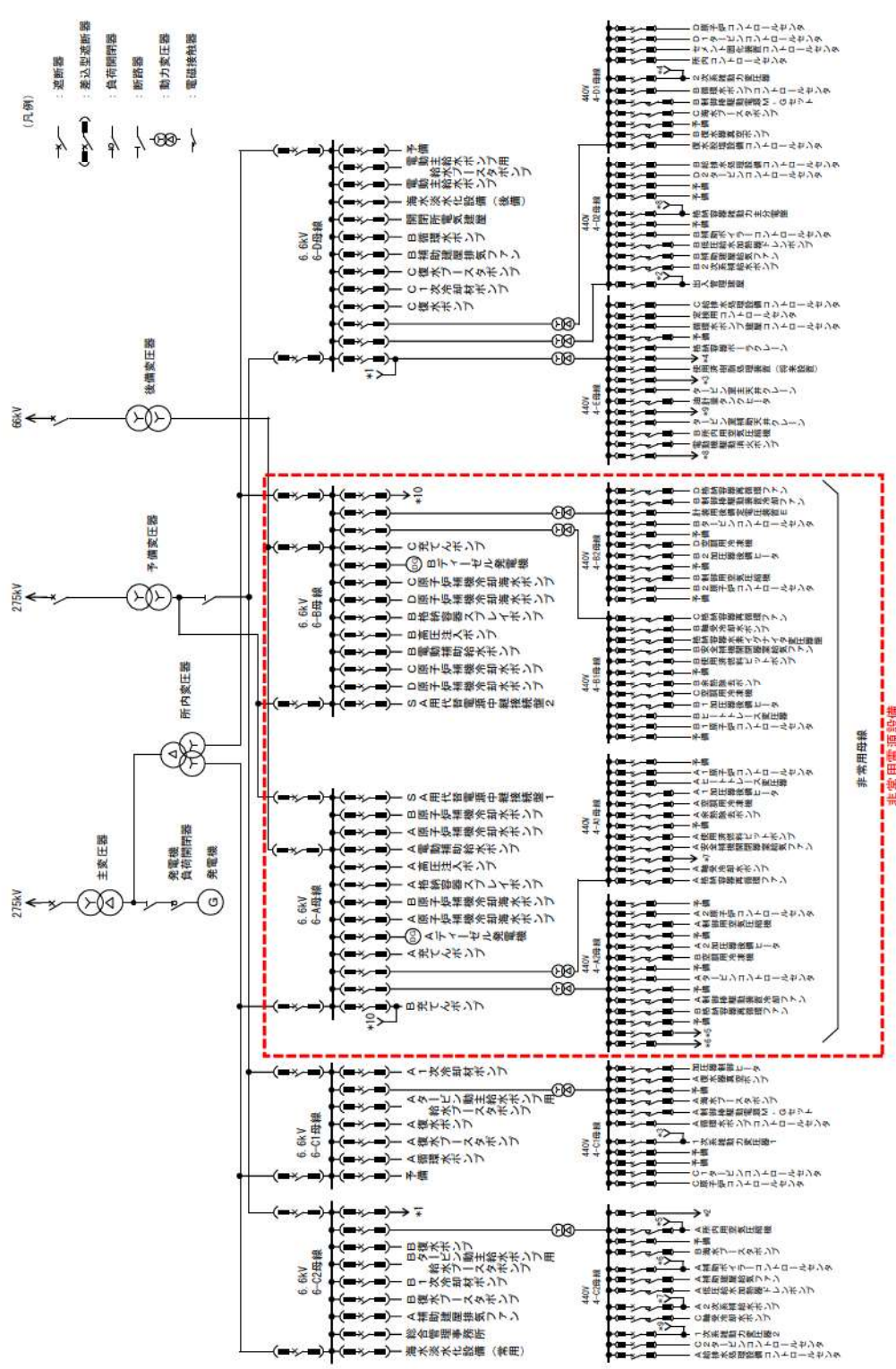
安全保護系及び工学的安全施設に関係する機器は、単一の非常用母線の故障があっても、他の系統に波及して多重性を損なうことがないように系統ごとに分離して非常用母線に接続する。

2台のディーゼル発電機は、275kV送電線が停電した場合にそれぞれの非常用母線に電力を供給し、1台のディーゼル発電機が作動しないと仮定した場合でも発電用原子炉内の燃料及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えることなく炉心を冷却でき、あるいは、冷却材喪失事故時にも炉心の冷却とともに、原子炉格納容器等安全上重要な系統機器の機能を確保できる容量と機能を有する設計とする。

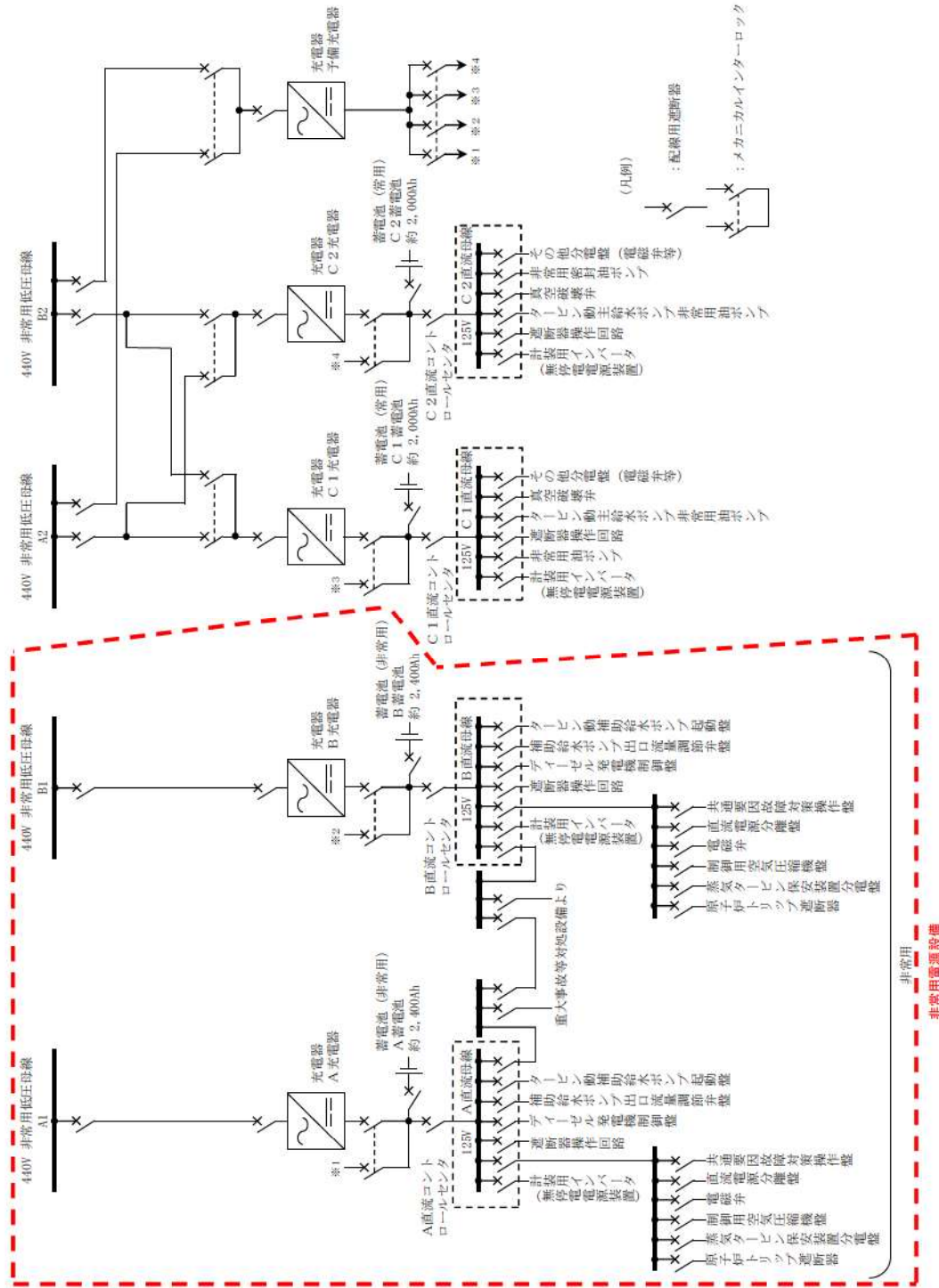
また、発電用原子炉施設の安全施設がその機能を維持するために必要な直流電源を確保するため蓄電池（非常用）を設置し、安定した交流電源を必要とするものに対しては、静止形無停電電源装置を設置する設計とする。直流電源設備は、非常用所内電源設備として2系統（A系、B系）から構成する。直流電源設備単線結線図を第2.1.2.2図に、計測制御用電源設備単線結線図を第2.1.2.3図に示す。

発電機、外部電源系、非常用所内電源設備、その他の関連する電気系統機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離し、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

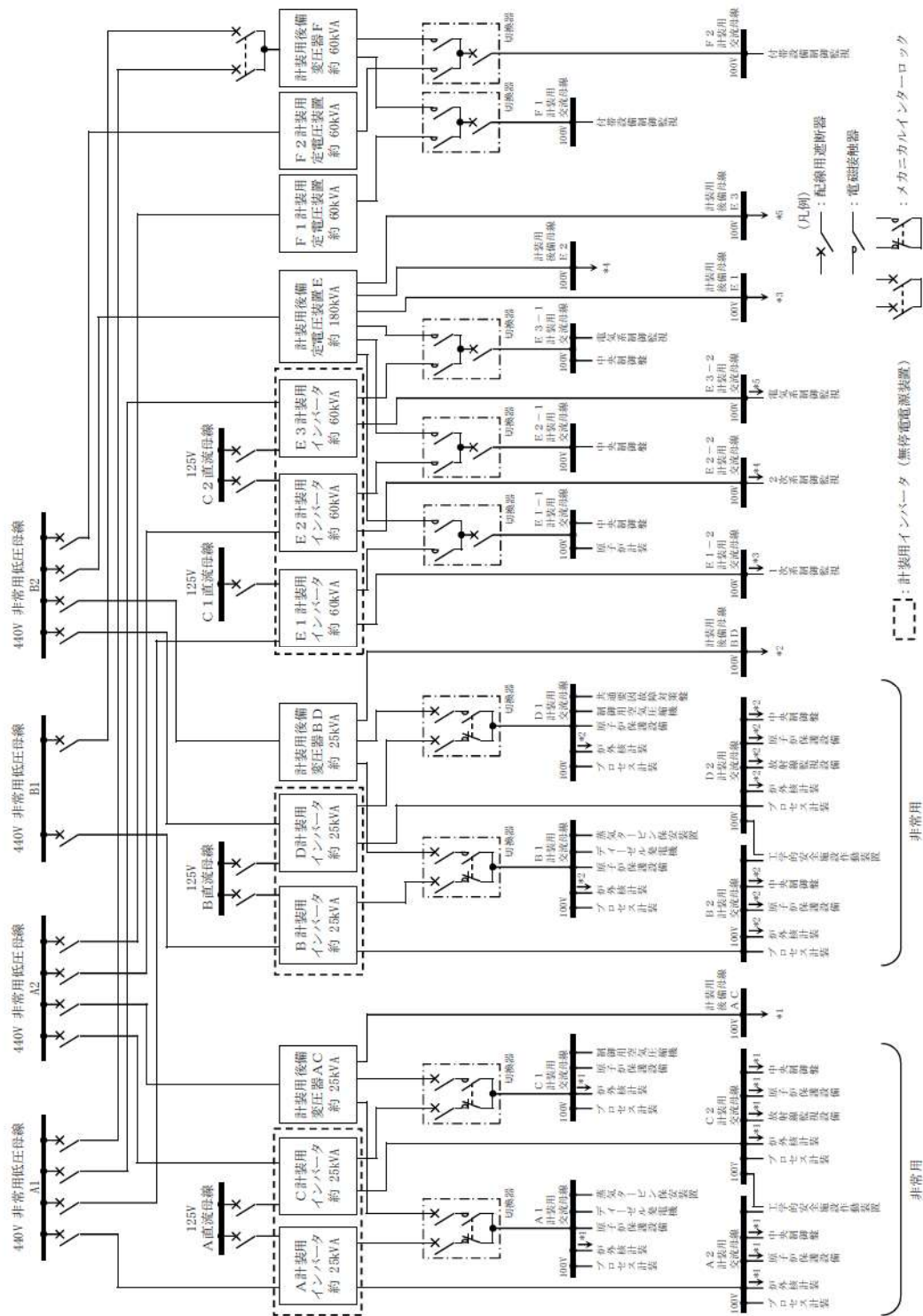
また、非常用所内電源系からの受電時に、容易に母線切替操作が可能な設計とする。



第 2.1.2.1 図 所内単線結線図 (非常用電源設備)



第 2.1.2.2 図 直流電源設備単線結線図 (非常用電源設備)



第 2.1.2.3 図 計測制御用電源設備単線結線図

2.2 保安電源の信頼性

2.2.1 発電所構内における電気系統の信頼性

2.2.1.1 安全施設に対する電力系統の異常の検知とその拡大防止

2.2.1.1.1 安全施設の保護装置について

発電機，外部電源系，非常用所内電源系，その他の関連する電気系統の機器の故障により発生する短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等に対し，安全施設への電力の供給が停止することのないように，保護継電装置により検知できる設計としており，検知した場合には，異常の拡大防止のため，保護継電装置からの信号により，遮断器等により故障箇所を隔離し，故障による影響を局所化し，他の電気系統の安全性への影響を限定できる設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項】

なお，吊り下げ設置型高圧遮断器については，使用していない。（別紙 2）

2.2.1.1.1.1 送電線保護装置

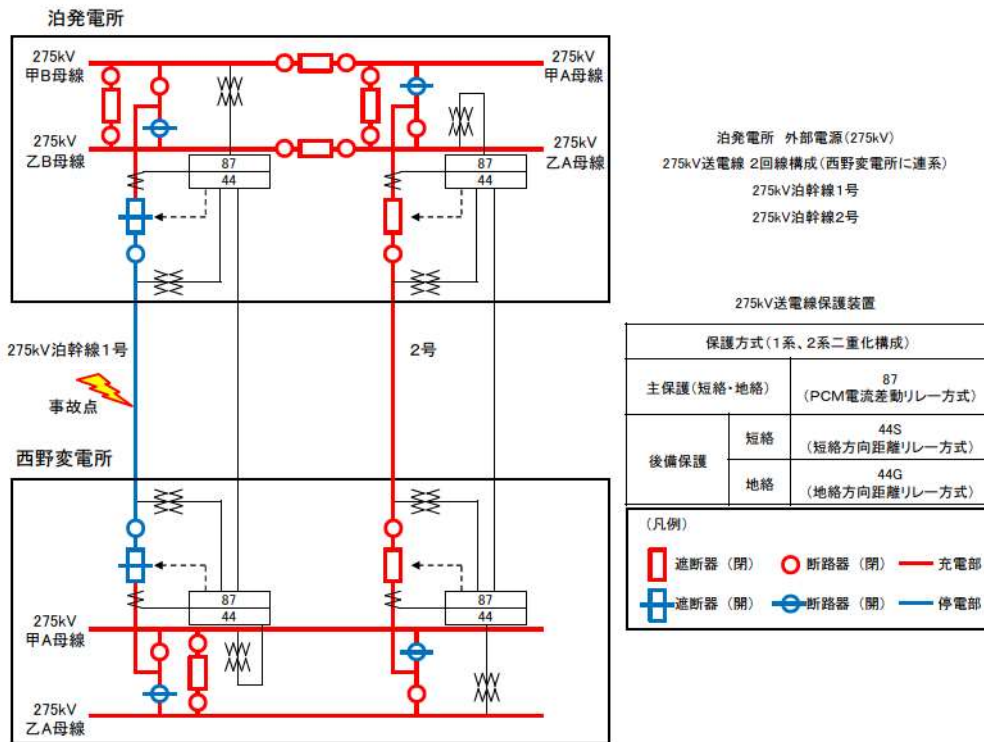
(1) 275kV 送電線（泊幹線）

泊発電所と西野変電所を連系する 275kV 送電線（泊幹線）には，第 2.2.1.1 図の表に示す保護装置を設置している。

送電線の短絡若しくは地絡を検出した場合，当該送電線が連系される遮断器を開放し，故障区間を速やかに分離し，残りの健全回線の電力供給を維持することが可能な設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2.2.1.1 図に，275kV 送電線（泊幹線）1 号線故障時に動作する遮断器及び停電範囲を示す。



第 2. 2. 1. 1 図 送電線保護装置 (275kV 送電線 (泊幹線) 1 号線故障時)

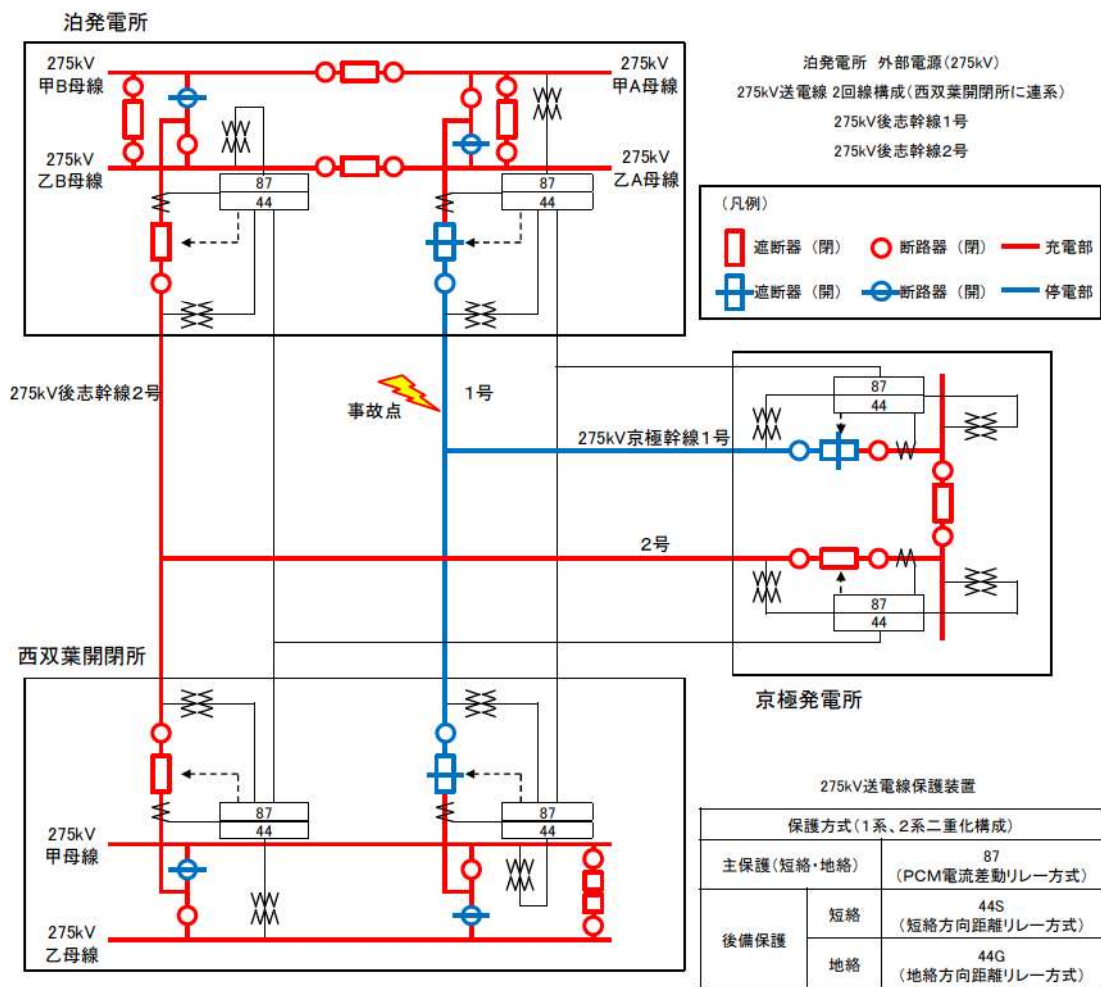
(2) 275kV送電線 (後志幹線)

泊発電所と西双葉開閉所を連系する 275kV 送電線 (後志幹線) には、第 2. 2. 1. 2 図の表に示す保護装置を設置している。

送電線の短絡若しくは地絡を検出した場合、当該送電線が連系される遮断器を開放し、故障区間を速やかに分離し、残りの健全回線の電力供給を維持することが可能な設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2. 2. 1. 2 図に、275kV 送電線 (後志幹線) 1 号線故障時に動作する遮断器及び停電範囲を示す。



第 2. 2. 1. 2 図 送電線保護装置 (275kV 送電線 (後志幹線) 1 号線故障時)

(3) 66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））

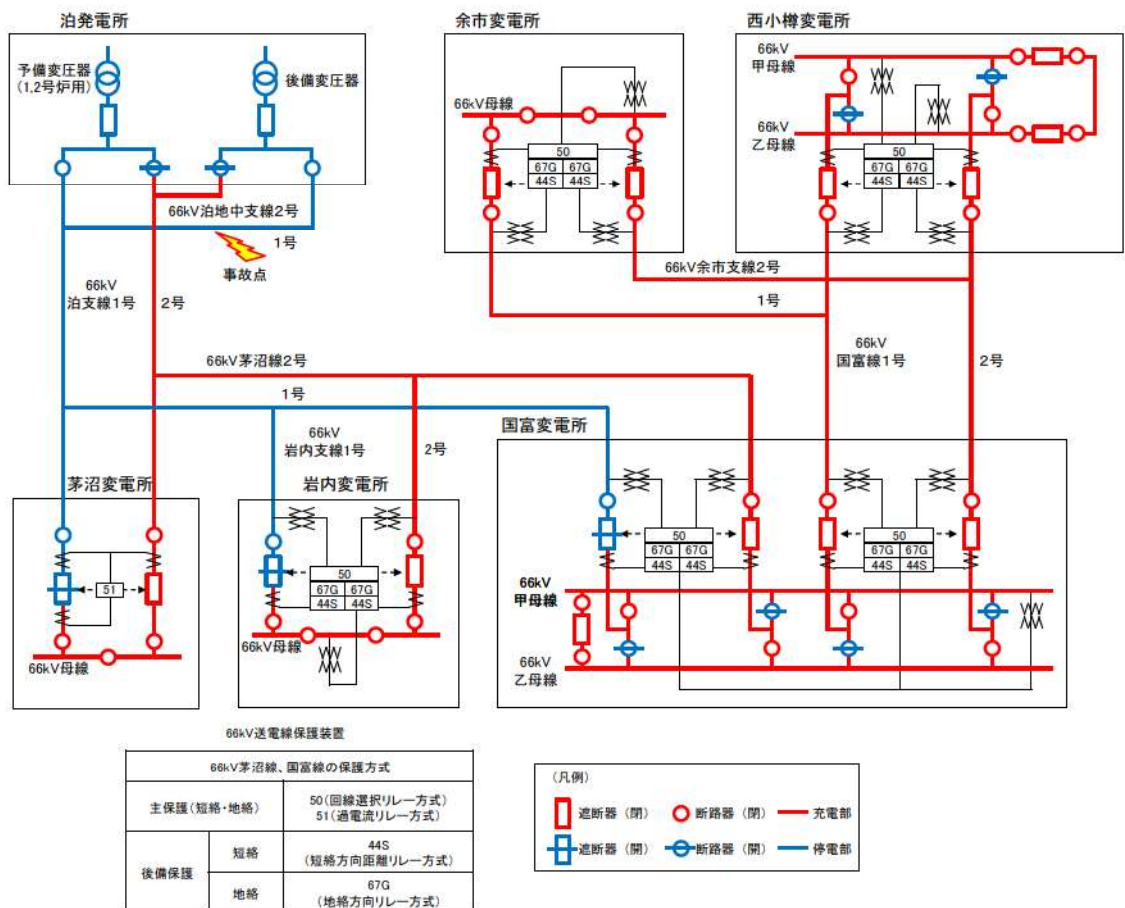
泊発電所と国富変電所を連系する 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））

には、第 2.2.1.3 図の表に示す保護装置を設置する設計とする。

送電線の短絡若しくは地絡を検出した場合、当該送電線が連系される遮断器を開放し、故障区間を速やかに分離し、残りの健全回線の電力供給を維持することが可能な設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2.2.1.3 図に、66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））故障時に動作する遮断器及び停電範囲を示す。



第2.2.1.3図 送電線保護装置（66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））

故障時)

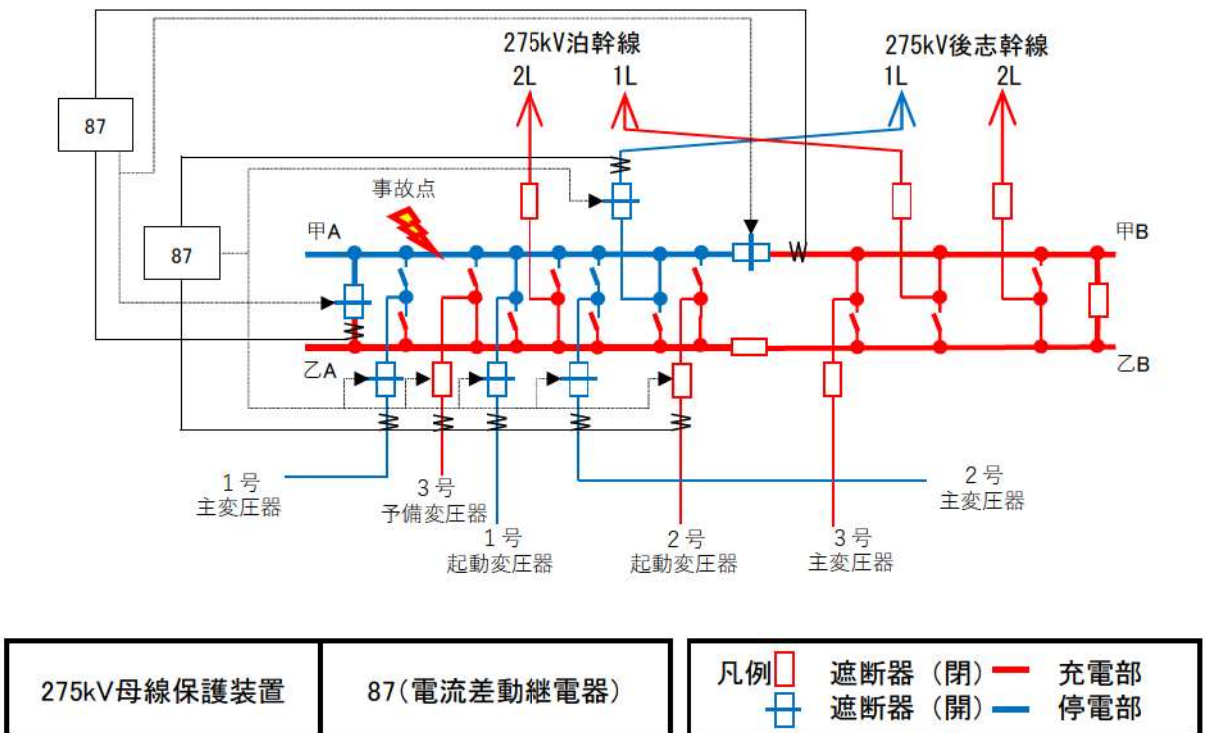
2.2.1.1.1.2 275kV母線保護装置

泊発電所 275kV 開閉所は、2母線で構成されており、第 2.2.1.4 図の表に示す保護装置を設置している。

母線の短絡若しくは地絡を検出した場合、当該母線が連系される遮断器を開放し、故障区間を速やかに分離し、残りの健全側母線の電力供給を維持することが可能な設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2.2.1.4 図に 1 号炉が接続する母線事故時に動作する遮断器及び停電範囲を示す。



第 2.2.1.4 図 送電線保護装置 (275kV 開閉所 1 号炉が接続する甲 A 母線故障時)

2.2.1.1.1.3 変圧器保護装置

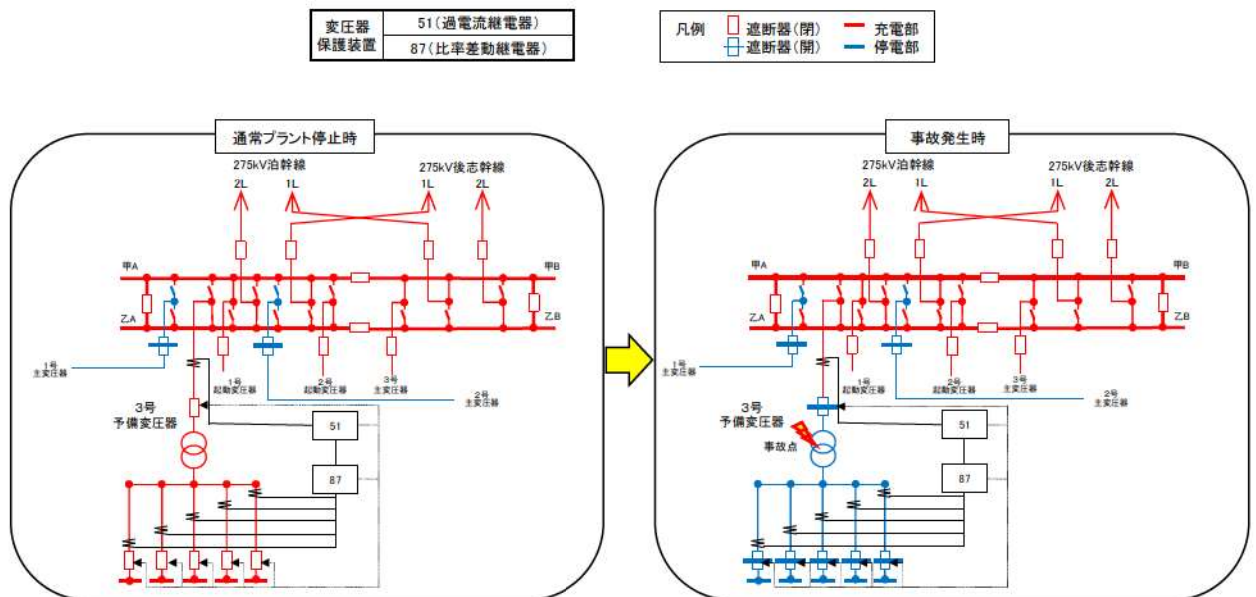
変圧器には、第 2.2.1.5 図、第 2.2.1.6 図及び第 2.2.1.7 図の表に示す保護装置を設置している。

(1) 予備変圧器

変圧器の短絡若しくは地絡を検出した場合、当該変圧器が連系される遮断器を開放し、故障変圧器を速やかに分離するとともに、他の安全施設への影響を限定できる構成としている。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2.2.1.5 図に予備変圧器で故障が発生した際に、動作する遮断器及び停電範囲を示す。



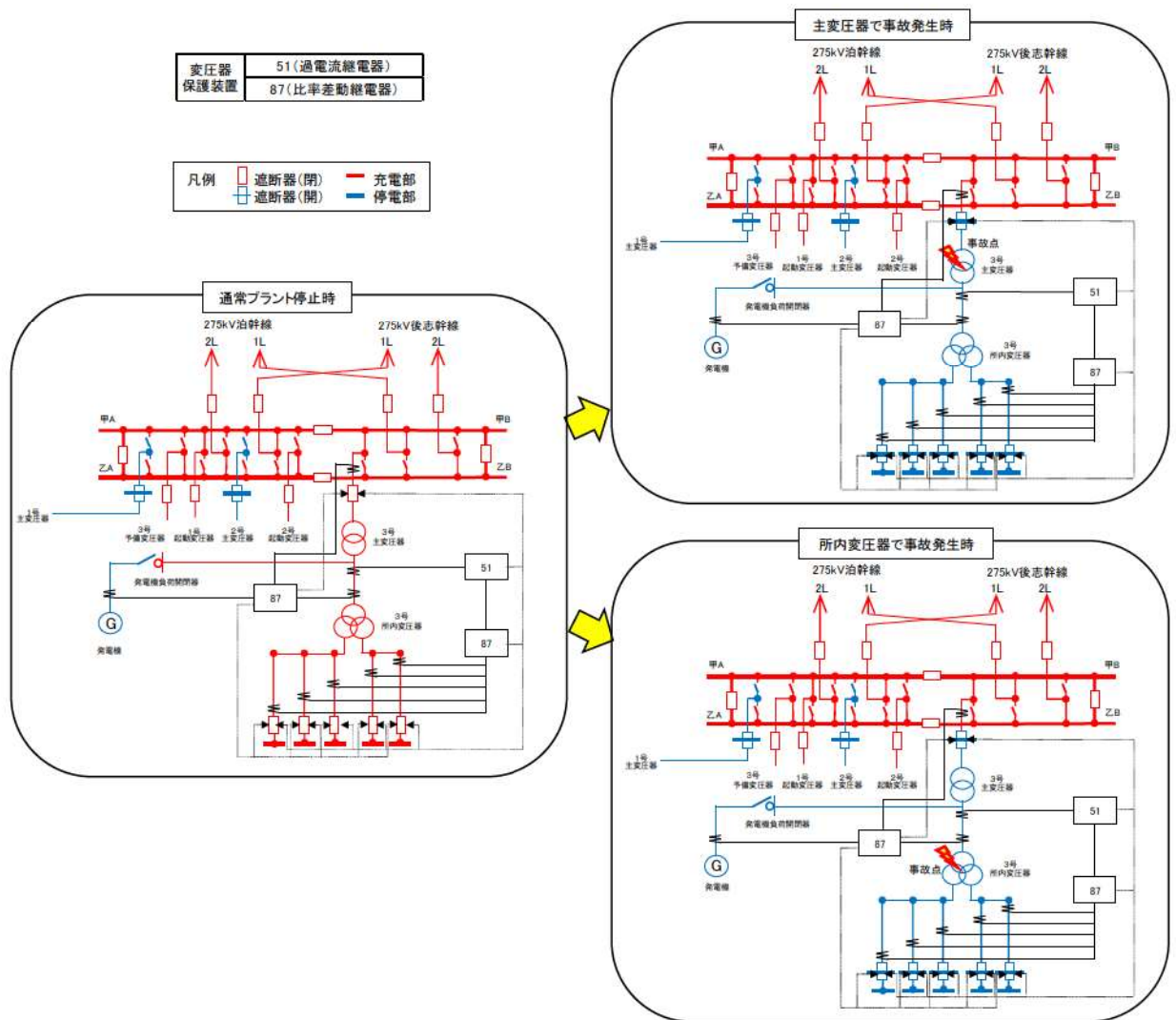
第 2.2.1.5 図 変圧器保護装置 (予備変圧器故障時)

(2) 主変圧器及び所内変圧器

変圧器の短絡若しくは地絡を検出した場合、当該変圧器が連系される遮断器を開放し、故障変圧器を速やかに分離するとともに、他の安全施設への影響を限定できる構成としている。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2.2.1.6 図に主変圧器及び所内変圧器で故障が発生した際に、動作する遮断器及び停電範囲を示す。



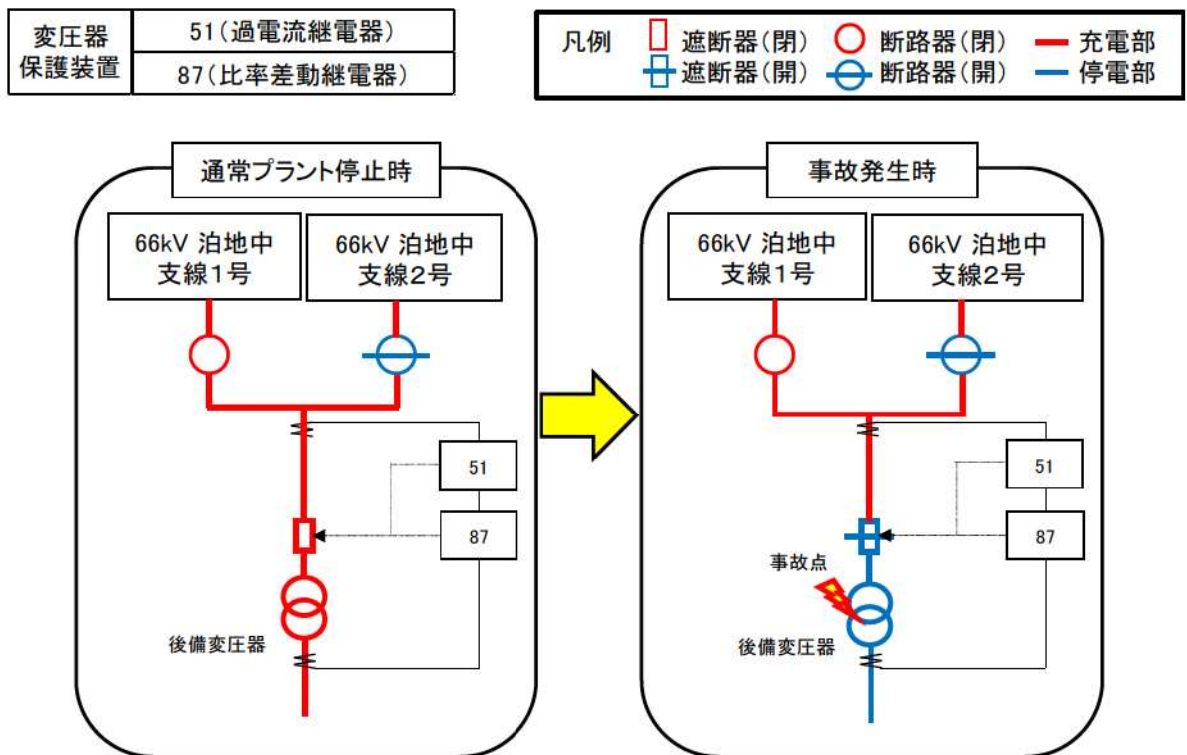
第 2.2.1.6 図 変圧器保護装置 (主変圧器及び所内変圧器故障時)

(3) 後備変圧器

変圧器の短絡若しくは地絡を検出した場合、当該変圧器が連系される遮断器を開放し、故障変圧器を速やかに分離するとともに、他の安全施設への影響を限定できる設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

第 2. 2. 1. 7 図に後備変圧器で故障が発生した際に、動作する遮断器及び停電範囲を示す。



第 2. 2. 1. 7 図 変圧器保護装置 (後備変圧器故障時)

2.2.1.1.1.4 その他設備に対する保護装置

ファンやポンプ等の補機については過負荷保護継電器及び過電流保護継電器を設置している。

過負荷保護継電器（49）及び過電流保護継電器（51）にて過電流を検知した場合、警報を発生させることや補機を停止させることにより、他の安全機能への影響を限定できる設計としている。

【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

2.2.1.1.2 1 相開放故障への対策について

外部電源に直接接続している変圧器の 1 次側において 3 相のうち 1 相の電路の開放が生じた場合にあっては、安全施設への電力の供給が不安定になったことを検知し、保護継電器が作動することによる故障箇所の隔離又は非常用母線の接続変更その他の異常の拡大を防止する対策（手動操作による対策を含む。）を行うことによって、安全施設への電力の供給が停止することがないように、電力供給の安定性を回復できる設計とする。

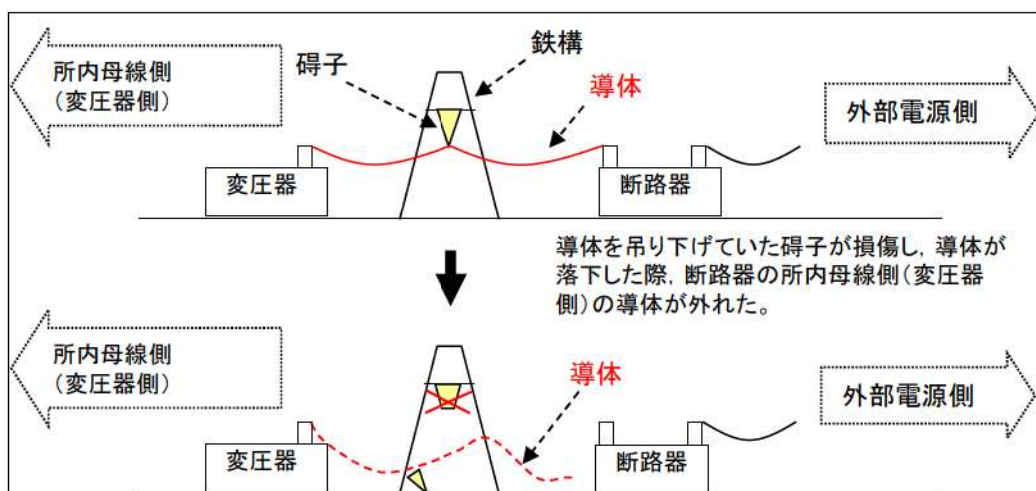
【設置許可基準規則第 33 条 第 3 項 解釈 2】

2.2.1.1.2.1 米国バイロン2号炉の事象の概要と問題点

(1) 事象の概要

2012年1月30日、米国バイロン2号炉において定格出力運転中、以下の事象が発生した。

- ①起動用変圧器の故障（架線の碍子破損）により、3相交流電源の1相が開放故障した状態が発生した（第2.2.1.8図参照）。
- ②このため、起動変圧器から受電していた常用母線の電圧の低下により、一次冷却材ポンプがトリップし、発電用原子炉がトリップした。
- ③トリップ後の所内切替により、常用母線の接続が起動用変圧器側に切替わった。
- ④非常用母線の電圧を監視している保護継電器のうち、1相分の保護継電器しか動作しなかったため、非常用母線の外部電源への接続が維持され、非常用母線各相の電圧が不平衡となった。
- ⑤原子炉トリップ後に起動した安全系補機類が、非常用高圧母線の電圧不平衡のために過電流によりトリップした。
- ⑥運転員が1相開放故障状態に気づき、外部電源の遮断器を手動で動作させることにより、外部電源系から非常用母線が開放され、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、電源を回復させた。



第2.2.1.8図 米国バイロン2号炉の1相開放故障の概要

(2) 1相開放故障が発生し変圧器2次側電圧が低下しない事象のメカニズム

米国バイロン2号炉の事象のように変圧器1次側において1相開放故障が発生した場合に、所内電源系の3相の各相には、低電圧を検知する不足電圧継電器(27)が設置されていることから、不足電圧継電器(27)の検知電圧がある程度(約30%以上)低下すれば、当該の保護継電器が動作し警報が発報することにより1相開放故障を含めた電源系の異常を検知することが可能である。

一方、変圧器負荷が非常に少ない場合や、変圧器にΔ結線の安定巻線を含む場合等においては、所内電源系側の不足電圧継電器(27)の検知電圧が動作範囲まで低下せず、1相開放故障が検知できない可能性がある(3相交流では、変圧器1次側における1相のみが開放故障となっても変圧器鉄心に磁束の励磁が持続され、変圧器2次側(所内電源系側)において3相ともほぼ正常に電圧が維持されてしまう場合がある。)

したがって、変圧器1次側に1相開放故障が発生した場合の検知の可否については、不足電圧継電器(27)が動作することにより検知できる場合もあるものの、発生時の負荷の状態等によっては検知できない可能性がある。

(3)問題点

当該事象に対し、「変圧器1次側の3相のうち1相開放故障が発生した状態が検知されることなく、非常用母線への給電が維持された。」ことが問題点である。

2.2.1.1.2.2 非常用高圧母線への電力供給について

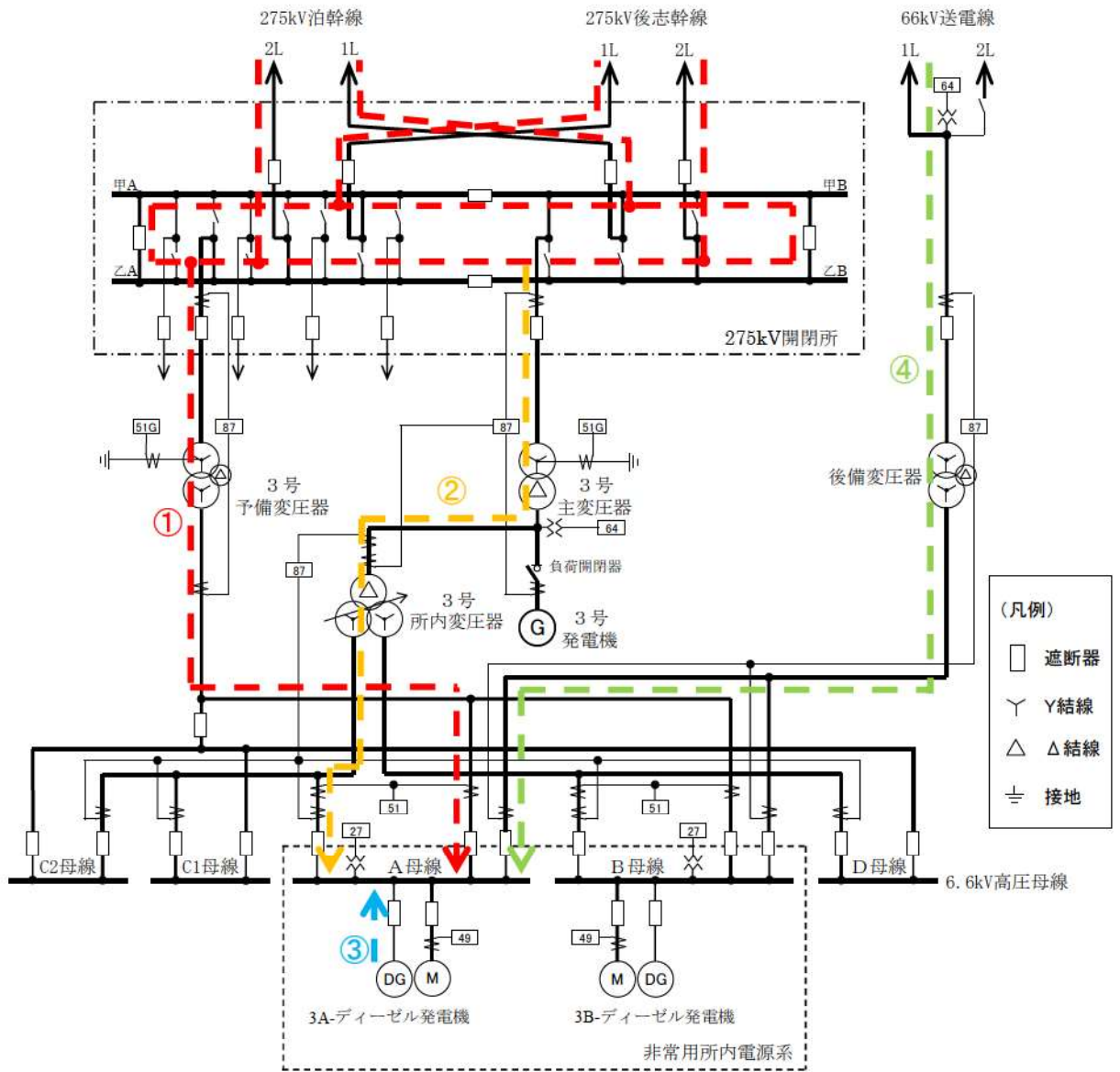
泊発電所は、275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）2ルート各2回線及び66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））1ルート2回線で電力系統に連系している。

非常用高圧母線は、以下の方法にて受電可能である。

- ①通常時、275kV 開閉所内にある275kV ガス絶縁開閉装置を介し、予備変圧器より受電する。
- ②予備変圧器から受電できない場合、通常運転時は発電機より発生した電力を所内変圧器を介して受電する。また、発電用原子炉の停止時は275kV 開閉所内にある275kV ガス絶縁開閉装置から主変圧器を介し、所内変圧器より受電する。
- ③予備変圧器及び所内変圧器から受電できない場合、ディーゼル発電機から受電する。
- ④ディーゼル発電機から受電できない場合、66kV ガス絶縁開閉装置を介し、後備変圧器から受電する設計とする。

非常用高圧母線への電力供給を第2.2.1.9 図に示す。

外部電源に直接接続しており、安全施設へ電力供給を行う変圧器は、予備変圧器、主変圧器及び後備変圧器である。



第 2. 2. 1. 9 図 非常用高压母線への電力供給

2.2.1.1.2.3 1相開放故障時における検知性

(1)送電線引込み部以外での1相開放故障

外部電源に直接接続している対象変圧器（予備変圧器及び主変圧器）1次側の接続部位は、送電線の引込み部を除き米国バイロン2号炉のように全面的に気中に露出した架線接続ではなく、接地された筐体内等に配線された構造である。（第2.2.1.10図参照）

後備変圧器の1次側の接続部位は、送電線接続部についてもケーブルによる引込みのため、米国バイロン2号炉のように気中に露出した架線部はなく、接地された筐体内等に配線された構造となるように設計する。

筐体内等の導体においては、断線による1相開放故障が発生したとしても、接地された筐体等を通じ完全地絡となることで、比率差動継電器（87）及び地絡過電圧継電器（64）による検知が可能である。

予備変圧器の比率差動継電器（87）等が動作した場合は、1相開放故障が発生した部位が自動で隔離されるとともに、所内変圧器からの非常用高圧母線への電源供給に切替わる。

主変圧器の比率差動継電器（87）等が動作した場合は、1相開放故障が発生した部位が自動で隔離されるとともに、ディーゼル発電機が自動起動し非常用高圧母線に電源供給される。

したがって、変圧器1次側の3相のうち1相開放故障が発生した状態が検知されることなく、非常用母線への給電が維持されることはない。（別紙3、4）



予備変圧器



主変圧器

第2.2.1.10図 変圧器1次側接続部

(2) 送電線引込み部の 1 相開放故障

第2.2.1.9図の受電経路において米国パイロン2号炉のように導体が気中へ露出した類似箇所は第2.2.1.11図のとおり開閉所の送電線引込み部（遮風建屋～ブッシング）である。



275kV 開閉所



275kV ブッシング

第 2. 2. 1. 11 図 送電線引込み部

a. 275kV送電線引込み部での 1 相開放故障発生

275kV 送電線 4 回線の電源は 275kV 開閉所にて連系しているため、①及び②の受電経路で受電する場合に 275kV 送電線 1 回線にて 1 相開放故障が発生しても非常用高圧母線の電圧に変化が生じることはない。

この場合、毎日実施する「巡視点検」にて電路の健全性を確認することにより、1 相開放故障を目視で検知することが可能である。

泊発電所では毎日実施する巡視点検時に確認すべき項目として、運転要領にて第 2.2.1.1 表のとおり定めており、1 日 1 回以上パトロールを実施することで 1 相開放故障の発見が可能である。

したがって、1 相開放故障が発生した状態が検知されることなく、1 相開放故障が発生した変圧器を経由した非常用母線への給電が維持されることはない。

第 2.2.1.1 表 巡視確認項目

巡視機器	点検項目
開閉所屋外機器	外観の異常の有無

b. 66kV送電線引込み部の 1 相開放故障発生

66kV 送電線は④の受電経路にて、後備変圧器を介し非常用高圧母線に電源供給を行う設計とするが、ディーゼル発電機が故障した場合のバックアップである。

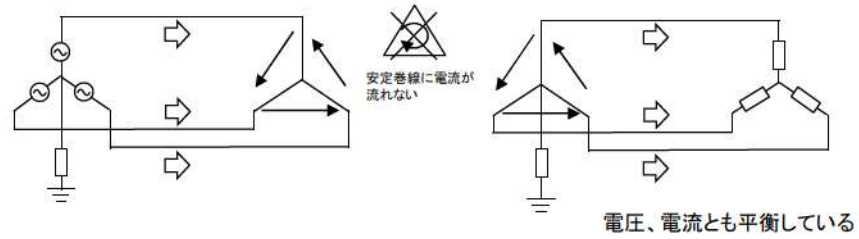
通常、後備変圧器は無負荷状態で待機しており、電流が流れていないことから電流計による 1 相開放故障の検知は難しい。

ただし、引留鉄構等の米国バイロン 2 号で発生した事故と類似した箇所については、米国バイロン 2 号機と異なり、導体の断線が起きないケーブル引き込みにより 66kV 開閉所（後備用）に接続する設計とする。仮に、接続先のガス絶縁開閉装置内で断線が発生した場合には、導体と接地された筐体間の絶縁距離が保てなくなるため地絡が発生し、地絡過電圧継電器（64）が動作する等、異常を検知することが可能な設計とする。（第 2.2.1.12 図参照）

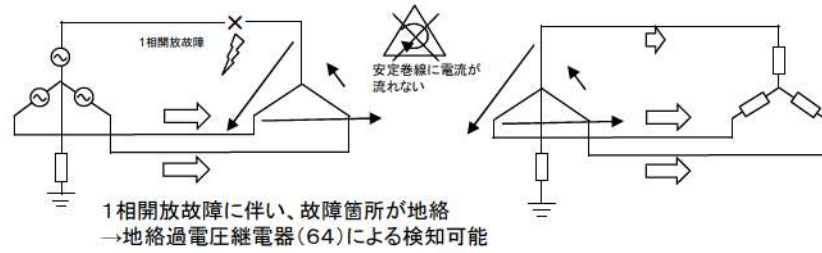
一方、後備変圧器に負荷が有る状態においては、1 次側で地絡・短絡を伴わない 1 相開放故障が発生した場合には、電流計による確認を実施することで検知することができる設計とする。

したがって、1 相開放故障が発生した状態が検知されることなく、1 相開放故障が発生した変圧器を経由した非常用母線への給電が維持されることはない。

【1相開放故障前】



【1相開放故障後】



第 2. 2. 1. 12 図 地絡過電圧継電器 (64) による検知 (イメージ) (後備変圧器)

2. 2. 1. 1. 2. 4 1 相開放故障時に非常用高圧母線へ電源供給した場合の検知性

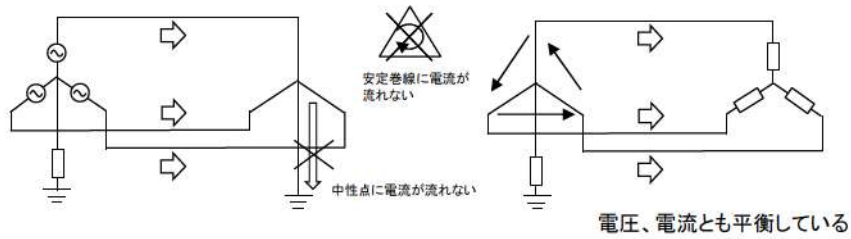
仮に対象変圧器 (予備変圧器, 主変圧器及び後備変圧器) 1 次側に 3 相中 1 相が欠相した電力が供給され, 非常用高圧母線に給電した場合の検知性について負荷の状態を踏まえて以下のとおり示す。

変圧器の 1 次側において 1 相開放故障が発生した場合, 以下の事象が発生する (第 2. 2. 1. 13～14 図参照)。

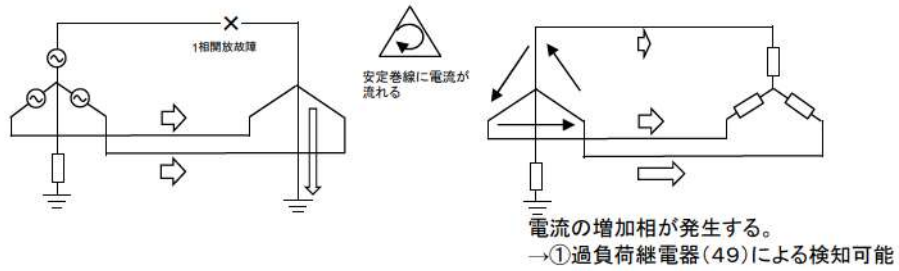
- ①電動機に逆相電流が流れるため, 各相の電流が不平衡になり, 電動機電流の増加相が発生する。
- ②変圧器の 1 次側の中性点に電流が流れる。

したがって, 上記事象①②を検知することにより, 変圧器 1 次側に 1 相開放故障が発生した場合の検知性向上の対策を図る。

【1相開放故障前】

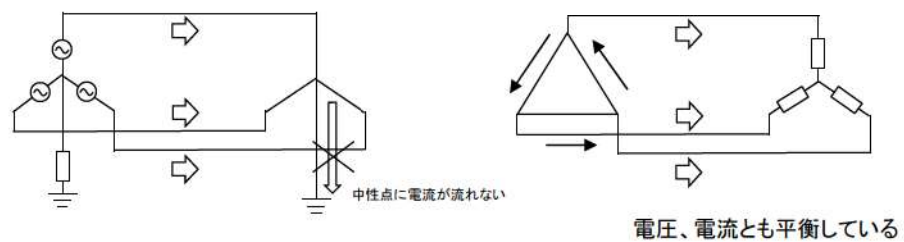


【1相開放故障後】

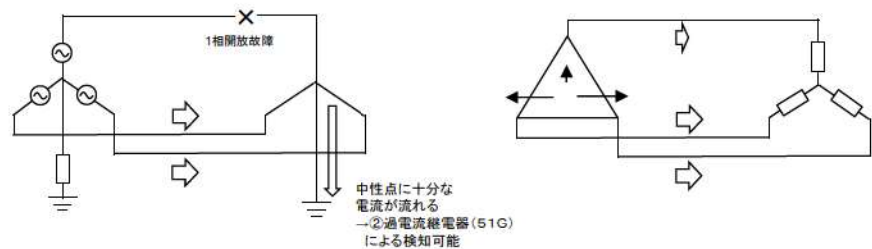


第 2. 2. 1. 13 図 過負荷継電器 (49) による検知 (イメージ) (予備変圧器)

【1相開放故障前】



【1相開放故障後】



第 2. 2. 1. 14 図 地絡過電流継電器 (51G) による検知 (イメージ) (主変圧器)

上記事象は、変圧器の1次側において1相開放故障が発生した条件により検知できる保護継電器が異なる。1相開放故障の発生条件に応じた保護継電器による検知方法を第2.2.1.2表に示す。

第 2.2.1.2 表 検知性向上対策

1 相開放故障の発生条件		検知可否 ^{※1}	保護継電器	検知後の対処	参照図
発生場所	変圧器の状態				
予備変圧器 1 次側	負荷有	△	過負荷継電器 (49)	複数の電動機に過負荷継電器 (49) の警報又はトリップが発生することにより、1 相開放故障の発生を想定し、電圧等を確認後、手動にて発生箇所を隔離する。	第 2.2.1.13 図
		△	地絡過電流継電器 (51G)	予備変圧器 1 次側遮断器が自動開放し、所内変圧器に接続する遮断器が自動で投入され、非常用高圧母線に電源供給を行う。	第 2.2.1.14 図
	無負荷	×	なし ^{※2}		
主変圧器 1 次側	負荷有	△	過負荷継電器 (49)	複数の電動機に過負荷継電器 (49) の警報又はトリップが発生することにより、1 相開放故障の発生を想定し、電圧等を確認後、手動にて発生箇所を隔離する。	第 2.2.1.13 図
		△	地絡過電流継電器 (51G)	主変圧器 1 次側遮断器が自動開放し、非常用高圧母線の不足電圧継電器 (27) が動作することで、ディーゼル発電機が自動起動、投入される。	第 2.2.1.14 図
	無負荷	×	なし ^{※2}		
後備変圧器 1 次側	負荷有	△	過負荷継電器 (49)	複数の電動機に過負荷継電器 (49) の警報又はトリップが発生することにより、1 相開放故障の発生を想定し、電圧等を確認後、手動にて発生箇所を隔離する。	第 2.2.1.13 図
	無負荷	×	なし ^{※2}		

※1. ○ : 検知可能 △ : 検知可能な場合と不可能な場合あり

× : 検知できないことを示す

※2. 無負荷なので安全上の問題に至ることはない。

2.2.1.1.2.5 1相開放故障時の対応操作について

1相開放故障の発生箇所ごとに応じた識別方法と対応操作を第2.2.1.3～6表に示す。

第2.2.1.3表 1相開放故障発生箇所の識別とその後に対応操作（通常運転時）

発生箇所	識別方法	切離し操作	対応操作	別紙
275kV送電線	目視にて確認	手動	残り3回線で電源供給を維持する。 (非常用高压母線の電圧に変化なし) ※通常運転時は非常用高压母線への供給は行わない	4.1(1)
66kV送電線	地絡過電圧継電器(64)にて検知	手動	後備変圧器は通常、非常用高压母線と隔離されている。 (非常用高压母線の電圧に変化なし)	4.1(2)
予備変圧器1次側	予備変圧器の比率差動継電器(87)にて検知	自動	非常用高压母線の電圧が喪失することで、所内変圧器からの電源供給に切替わる。	4.1(3)
	予備変圧器の過電流継電器(51G)にて検知	自動	非常用高压母線の電圧が喪失することで、所内変圧器からの電源供給に切替わる。	4.1(4)
	過負荷継電器(49)にて検知	手動	非常用高压母線の電圧が喪失することで、所内変圧器からの電源供給に切替わる。	4.1(5)

第 2.2.1.4 表 1 相開放故障発生箇所の識別と

その後の対応操作（発電用原子炉の起動又は停止中）

発生箇所	識別方法	切離し 操作	対応操作	別紙
275kV 送電線	目視にて確認	手動	残り 3 回線で電源供給を維持する。 （非常用高压母線の電圧に変化なし） ※通常運転時は非常用高压母線への供給は行わない	4.2(1)
予備変圧器 1 次側	予備変圧器又は 275kV 母線の比率作動継電器 (87) にて検知	自動	非常用高压母線の電圧が喪失することで、所内変圧器からの電源供給に切替わる。	4.2(2)
	地絡過電流継電器 (51G) にて検知	自動	非常用高压母線の電圧が喪失することで、所内変圧器からの電源供給に切替わる。	4.2(3)
	過負荷継電器 (49) にて検知	手動	非常用高压母線の電圧が喪失することで、所内変圧器からの電源供給に切替わる。	4.2(4)
66kV 送電線	66kV 送電線の地絡過電圧継電器 (64) にて検知	手動	後備変圧器は通常、非常用高压母線と隔離されている。 （非常用高压母線の電圧に変化なし）	4.2(5)

なお、後備変圧器は通常、非常用高圧母線に電源供給を行わない設計とするが、後備変圧器を用いた電源供給時の1相開放故障発生箇所ごとに応じた識別方法と対応操作を第2.2.1.5表に示す。

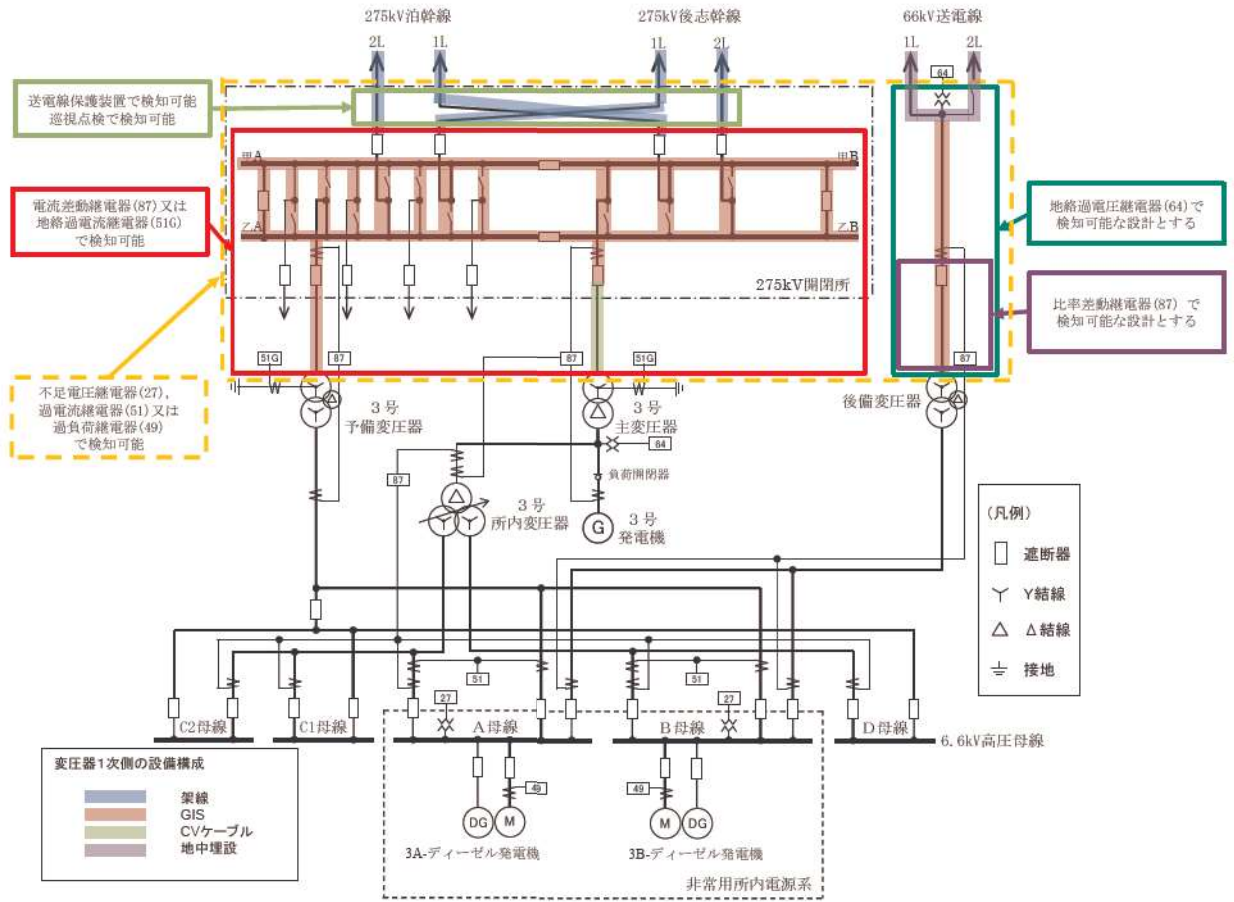
第2.2.1.5表 1相開放故障発生箇所の識別とその後の対応操作（後備変圧器使用時）

発生箇所	識別方法	切離し操作	対応操作	別紙
275kV送電線	目視にて確認	手動	残り3回線で電源供給を維持する。 (非常用高圧母線の電圧に変化なし)	4.3(1)
後備変圧器1次側	後備変圧器の比率差動継電器(87)にて検知	自動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器(27)が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。	4.3(2)
	過負荷継電器(49)にて検知	手動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器(27)が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。	4.3(3)
	後備変圧器2次側の不足電圧継電器(27)にて検知	手動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器(27)が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。 (1相開放時に2次側電圧低下が発生する場合、3相中1相の電圧が低下する。このとき、後備変圧器2次側の不足電圧継電器(27)が検知する)	4.3(4)
66kV送電線	地絡過電圧継電器(64)にて検知	手動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器(27)が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。	4.3(5)

第 2.2.1.6 表 1 相開放故障発生箇所の識別とその後の対応操作（所内変圧器使用時）

発生箇所	識別方法	切離し 操作	対応操作	別紙
275kV 送電線	目視にて確認	手動	残り 3 回線で電源供給を維持する。 （非常用高圧母線の電圧に変化なし） ※通常運転時は非常用高圧母線への供給は行わない	4.4(1)
主変圧器 1 次側	主変圧器又は 275kV 母線の比率差動継電器 (87) にて検知	自動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器 (27) が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。	4.4(2)
	地絡過電流継電器 (51G) にて検知	自動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器 (27) が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。	4.4(3)
	過負荷継電器 (49) にて検知	手動	非常用高圧母線の電圧が喪失することで、不足電圧継電器 (27) が動作し、ディーゼル発電機から電源供給を行う。	4.4(4)
66kV 送電線	地絡過電圧継電器 (64) にて検知	手動	後備変圧器は通常、非常用高圧母線と隔離されている。 （非常用高圧母線の電圧に変化なし）	4.4(5)

変圧器の1次側において1相開放故障が発生した場合の検知方法及び適用範囲について第2.2.1.15図に示す。



第 2.2.1.15 図 1 相開放故障が発生した場合の検知方法及び適用範囲について

(4)まとめ

米国バイロン2号炉のように導体が気中へ露出した類似箇所において1相開放故障が発生しても、275kV送電線においては巡視点検等による早期発見が可能であるとともに、4回線で構成されているため電力供給が不安定になることはない。66kV送電線に1相開放故障が発生した場合は、不足電圧継電器による検知が可能な設計とする。

また、架線部以外で発生した場合に、地絡・短絡を伴うことが予想されることから既存の保護継電器にて検知が可能である。

仮に1相開放故障が発生した場合にも、その兆候を捉えることができれば、待機側の電源系の切替えや、ディーゼル発電機の起動により、安全上の問題に至る前に、事象を収束することが可能である。

運転員の1相開放故障発生時の対応を確実にするため、運転・監視業務に関する文書類に1相開放（欠相）が発生した場合の兆候、対応について記載している。

2.2.1.1.3 電気設備の保護

開閉所（母線等）、変圧器、その他の関連する電気系統の機器の故障により発生する短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流等に対し、保護継電装置により検知できる設計としており、検知した場合には、保護継電装置からの信号により、遮断器等により故障箇所を隔離し、故障による影響を局所化し、他の電気系統の安全性への影響を限定できる設計とする。外部電源系の保護継電装置を第2.2.1.6表に示す。

第 2.2.1.6 表 外部電源系保護継電装置

設備名	保護継電装置の種類
275kV 送電線	PCM 電流差動リレー方式 (87) 短絡方向距離リレー方式 (44S) 地絡方向距離リレー方式 (44G)
66kV 送電線	回線選択リレー方式 (50) 過電流リレー方式 (51) 短絡方向距離リレー方式 (44S) 地絡方向リレー方式 (67G)
275kV 母線	電流差動継電器 (87)
発電機	過電流継電器 (51) 比率差動継電器 (87) 逆相電流継電器 (46) 界磁喪失継電器 (40) 地絡過電圧継電器 (64) 発電主回路地絡過電圧継電器 (64) 逆電力継電器 (67) 固定子冷却水差圧継電器 (63)
主変圧器	比率差動継電器 (87) 地絡過電流継電器 (51G)
所内変圧器	比率差動継電器 (87) 過電流継電器 (51) 地絡過電圧継電器 (64)
予備変圧器	比率差動継電器 (87) 過電流継電器 (51) 地絡過電圧継電器 (64) 地絡過電流継電器 (51G)
後備変圧器	比率差動継電器 (87) 過電流継電器 (51) 地絡過電圧継電器 (64)
非常用高圧母線	過電流継電器 (51) 不足電圧継電器 (27)
ディーゼル発電機	比率差動継電器 (87) 過電流継電器 (51)
負荷 (電動機類)	過電流継電器 (50-51)

※工事計画書に記載の保護継電装置についても追記した。

2.2.1.2 電気系統の信頼性

重要安全施設に対する電気系統については、系統分離を考慮した母線によって構成するとともに、電気系統を構成する個々の機器が信頼性の高いものであって、非常用所内電源系からの受電時等の母線切替操作が容易である設計とする。

2.2.1.2.1 系統分離を考慮した母線構成

通常時は、275kV 開閉所から予備変圧器を介して非常用高圧母線へ給電する設計とする。

また、66kV 送電線を予備電源として使用することも可能な設計とする。非常用母線を2母線確保することで、多重性を損なうことなく、系統分離を考慮して母線を構成する設計とする。

詳細な系統構成は2.2.1.1.2.2項参照。

2.2.1.2.2 電気系統を構成する個々の機器の信頼性

電気系統を構成する送電線（275kV送電線（泊幹線及び後志幹線）及び66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。)), 母線, 変圧器, 非常用電源系, その他関連する機器については、電気学会電気規格調査会にて定められた規格（JEC）又は日本産業規格（JIS）等で定められた適切な仕様を選定し、信頼性の高い設計とする。

2.2.1.2.3 非常用所内電源系からの受電時等の母線の切替操作

重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器で、その機能を達成するために電力を必要とするものについては、非常用高压母線から電源供給可能な構成とし、非常用高压母線は外部電源並びにディーゼル発電機のいずれからも受電できる構成としている(第2.2.1.16図参照)。

【設置許可基準規則第33条 第1項】

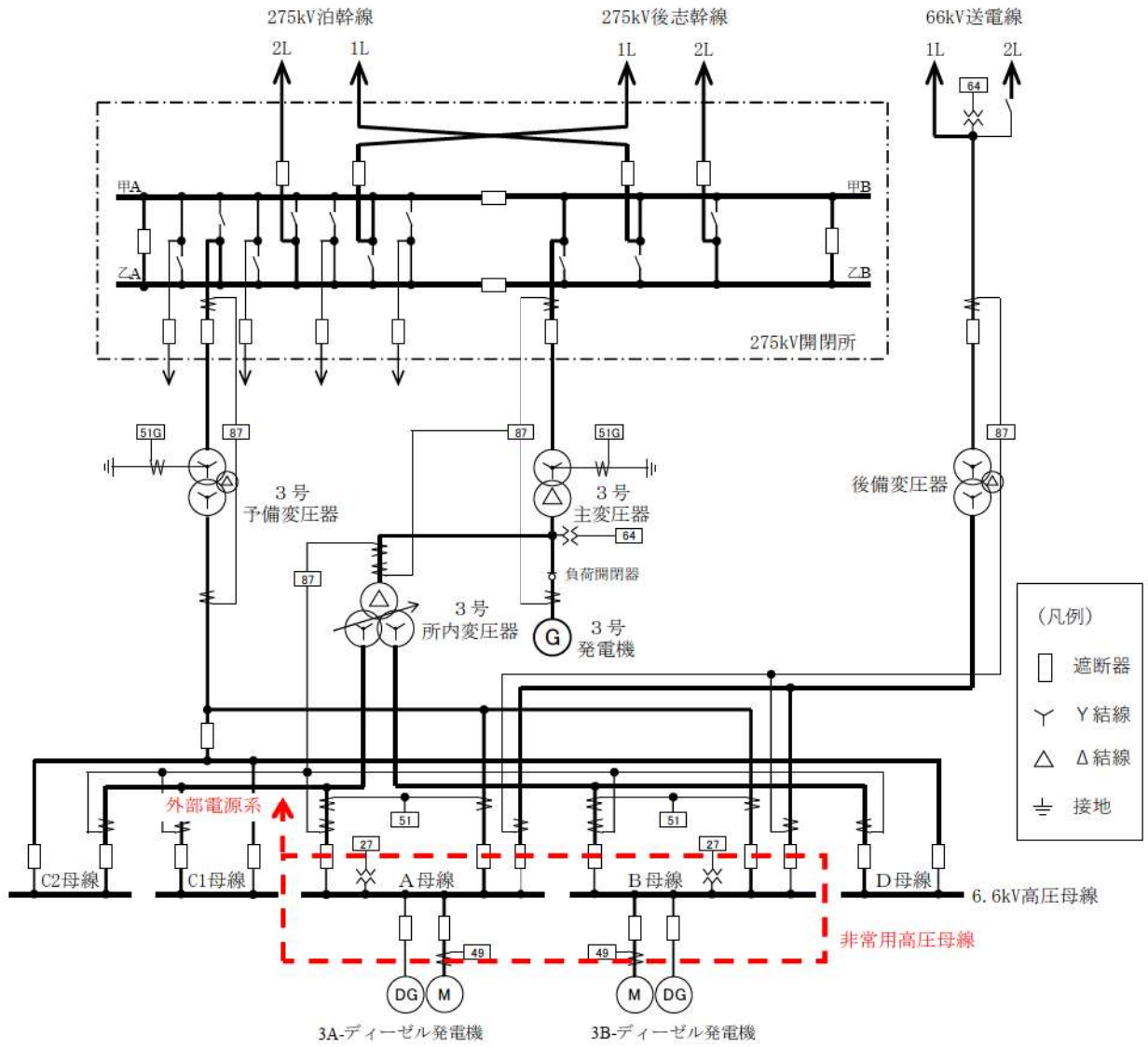
このうち、外部電源については、送電線に接続する遮断器や断路器等を設置した275kV開閉所機器、66kV開閉所(後備用)機器、及び開閉所電圧を降圧する変圧器から構成される。

開閉所機器及び変圧器については、送電線や所内電源の切替操作が容易に実施可能なように操作スイッチ等を設ける設備構成としている。

【設置許可基準規則第33条 第3項 解釈1, 第4項 解釈3, 解釈4】

非常用所内電源系は、予備変圧器から受電できない場合、所内変圧器への自動切替が可能であり、予備変圧器及び所内変圧器から受電できない場合、ディーゼル発電機からの受電に自動切替される。また、予備変圧器、所内変圧器、ディーゼル発電機から受電できない場合、後備変圧器からの受電に手動切替する設計とする等、安全施設への電力の供給が停止することがない構成としている。

【設置許可基準規則第33条 第3項 解釈1】



第 2. 2. 1. 16 図 所内単線結線図

非常用高压母線は、通常時は 275kV 開閉所から予備変圧器を通して受電する。

通常時の受電経路は以下のとおり。

- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A) : 275kV 送電線→予備変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A)
- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B) : 275kV 送電線→予備変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B)

予備変圧器回路の故障時には、通常運転時は発電機より発生した電力を所内変圧器を通して受電するように切替える。また、発電用原子炉の停止時は 275kV 送電線（泊幹線又は後志幹線）から主変圧器及び所内変圧器を通して受電するように切替える。

通常運転時に予備変圧器回路が故障した場合の受電経路は以下のとおり。

- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A) : 発電機→所内変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A)
- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B) : 発電機→所内変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B)

発電用原子炉停止時に予備変圧器回路が故障した場合の受電経路は以下のとおり。

- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A) : 275kV 送電線→主変圧器→所内変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A)
- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B) : 275kV 送電線→主変圧器→所内変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B)

非常用高压母線が 275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）及び発電機から受電できなくなった場合、A-ディーゼル発電機及びB-ディーゼル発電機は自動起動し、非常用高压母線へ給電する。

275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）及び発電機から受電できなくなった場合の受電経路は以下のとおり。

- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A) : A-ディーゼル発電機→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A)
- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B) : B-ディーゼル発電機→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3B)

さらに、ディーゼル発電機から受電できなくなった場合、66kV送電線から後備変圧器を通しての給電へ手動切替する設計とする。

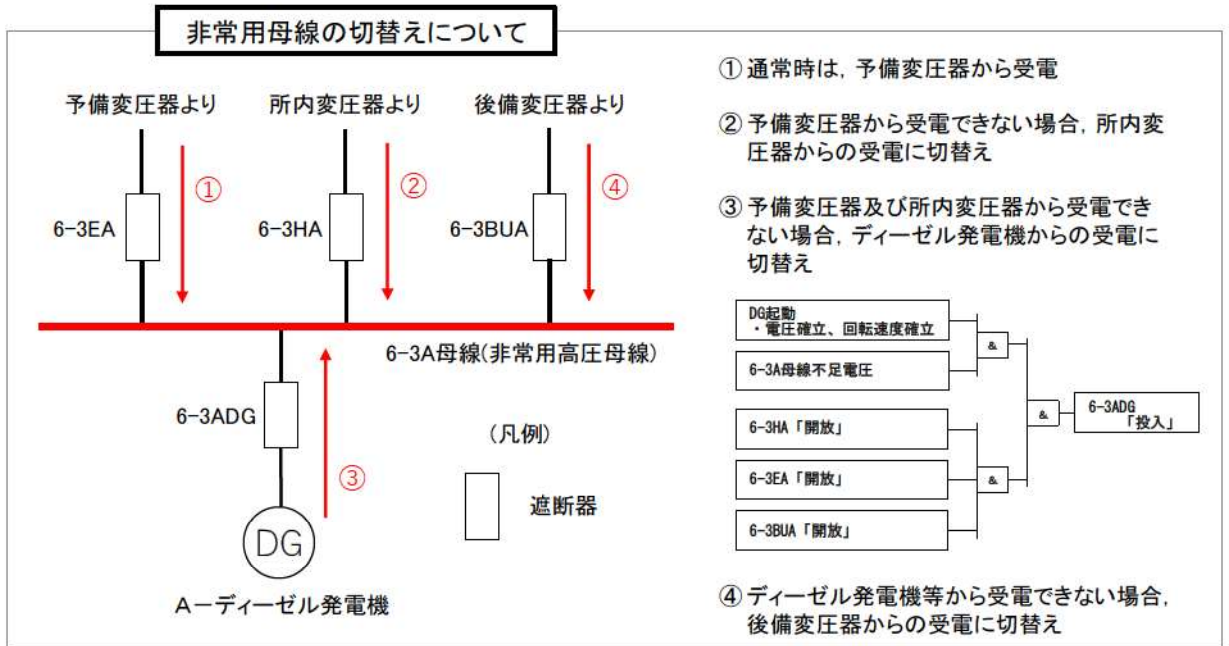
ディーゼル発電機から受電できなくなった場合の受電経路は以下のとおり。

- ・非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A) : 66kV 送電線→後備変圧器→非常用高压母線 (6.6kV M/C 6-3A)

・非常用高圧母線(6.6kV M/C 6-3B) : 66kV 送電線→後備変圧器→非常用高圧母線(6.6kV M/C 6-3B)

なお、ディーゼル発電機への受電切替は、変圧器の故障等により母線電圧が低下したことを検知する不足電圧継電器の動作により自動切替する設計とする(第2.2.1.17図参照)。

【設置許可基準規則第33条 第3項 解釈1】



第2.2.1.17図 非常用高圧母線の受電切替のイメージ

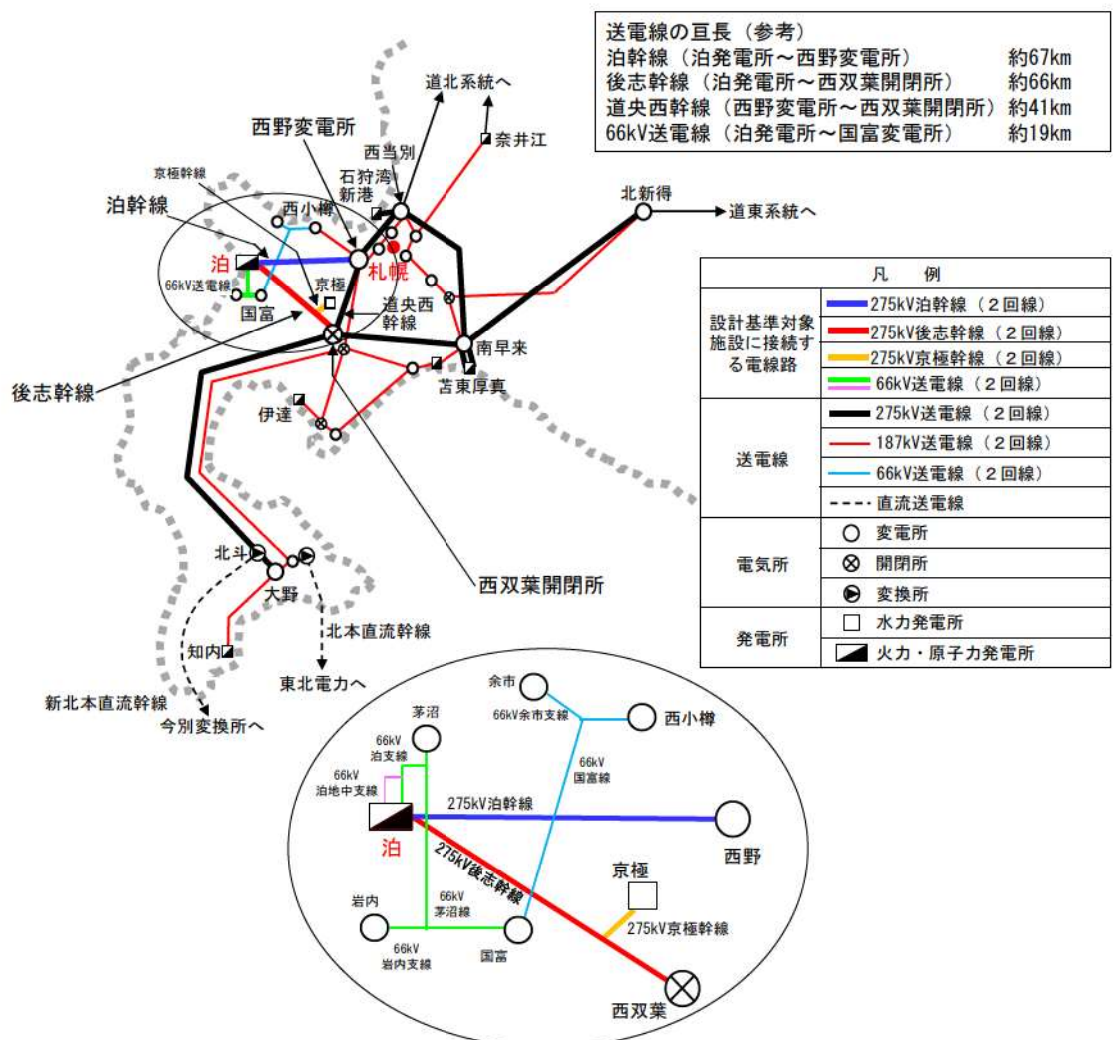
(A-ディーゼル発電機の例)

2.2.2 電線路の独立性

2.2.2.1 外部電源受電回路について

泊発電所は、275kV送電線4回線及び66kV送電線2回線の合計6回線で電力系統に連系し、275kV送電線（泊幹線）2回線1ルートが発電所から送電線互長で約67km離れた西野変電所に、275kV送電線（後志幹線）2回線1ルートが発電所から送電線互長で約66km離れた西双葉開閉所に、66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））2回線1ルートが発電所から送電線互長で約19km離れた国富変電所に連系する設計とする。

外部電源受電回路の送電系統図を第2.2.2.1図に示す。



第2.2.2.1図 送電系統図

2.2.2.2 複数の変電所又は開閉所との接続

275kV 送電線は、275kV 送電線（泊幹線）2回線1ルートが発電所から送電線亘長で約 67km 離れた西野変電所に、275kV 送電線（後志幹線）2回線1ルートが発電所から送電線亘長で約 66km 離れた西双葉開閉所に、66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））2回線1ルートが発電所から送電線亘長で約 19km 離れた国富変電所に連系する設計とする。

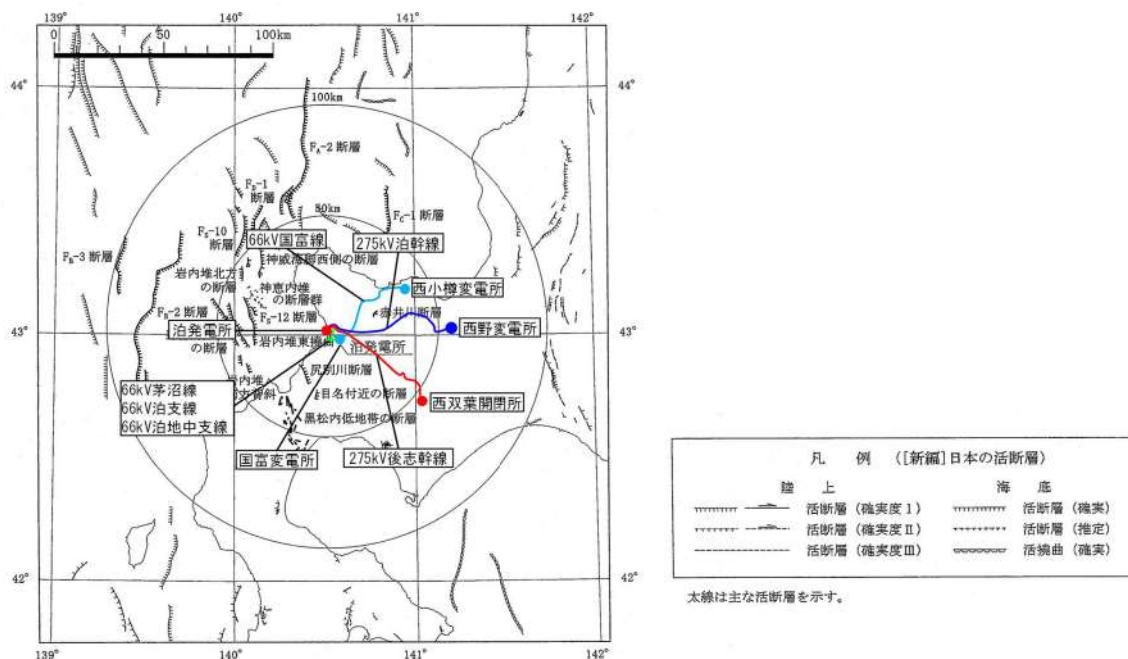
泊発電所は、複数の異なる変電所へ連系することにより、1つの変電所が停止することにより当該発電用原子炉施設に接続された送電線がすべて停止する事態に至らない設計とする。

【設置許可基準規則第 33 条 第 1 項，第 3 項 解釈 1，第 4 項 解釈 3，解釈 4】

2.2.2.2.1 変電所等と活断層等の位置

西野変電所，西双葉開閉所及び国富変電所は，共通する活断層の上部に設置されていない。泊発電所に接続する送電線等*と活断層との交差箇所はなく，断層運動による送電線への重大な影響はないものと判断している。第 2.2.2.2 図に変電所等と活断層との位置を示す。

西野変電所，西双葉開閉所及び国富変電所はそれぞれ独立しており，泊発電所から，直線距離で約 57km，約 52km，約 12km 離れた場所に設置し，位置的に分散している。



第 2. 2. 2. 2 図 変電所等と活断層の位置

* 「泊発電所に接続する送電線等」とは275kV送電線（泊幹線及び後志幹線），66kV送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））をいう。

なお、西野変電所、西双葉開閉所及び国富変電所は、第 2. 2. 2. 1 表のとおり、それぞれ標高約 300m、約 300m、約 150m にあり、津波の影響を受けない位置に設置している。

西野変電所、西双葉開閉所及び国富変電所については海岸からの距離が 11km、45km、10km と内陸部に位置しており、北海道が作成する津波浸水想定区域図には記載されておらず、津波の影響を受けない位置に設置していることを確認している。

第2. 2. 2. 1表 変電所及び開閉所の設置場所

電気所名	海岸からの距離	標高
西野変電所	11km	約300m
西双葉開閉所	45km	約300m
国富変電所	10km	約150m

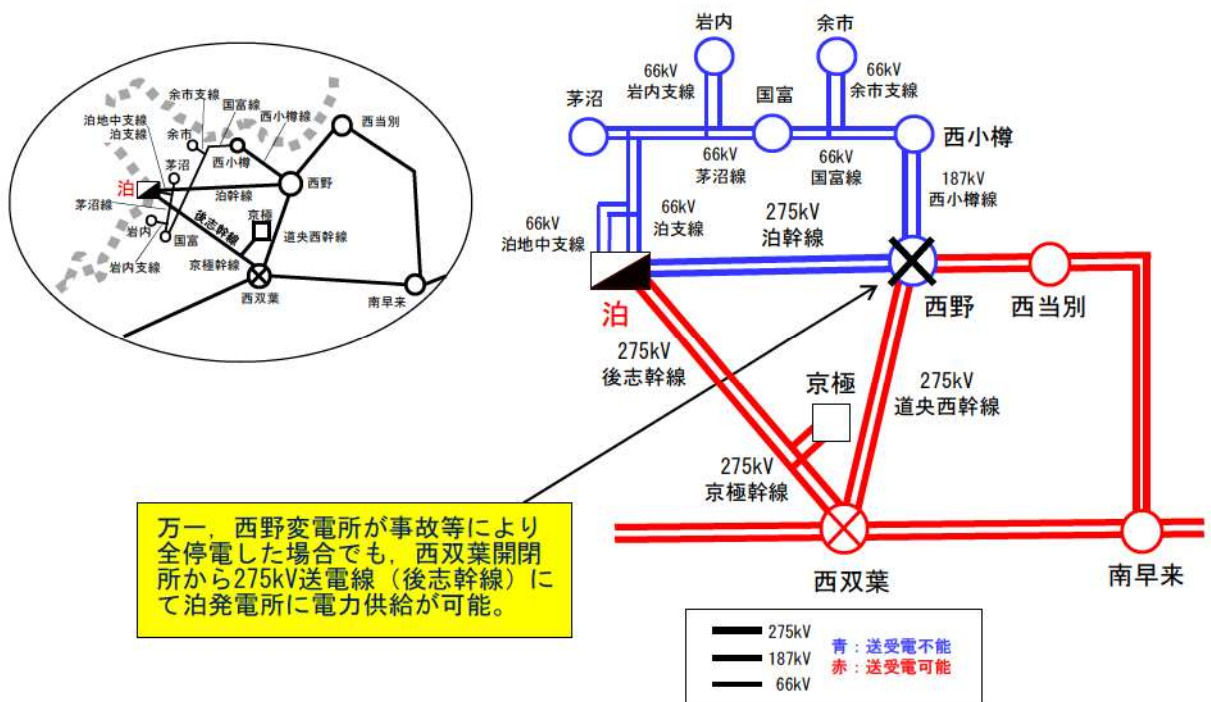
2.2.2.2.2 変電所又は開閉所の停止想定

2.2.2.2.2.1 西野変電所全停時の供給系統

275kV 送電線（泊幹線及び後志幹線）を含む 275kV 系統は、ループ状に形成しており供給信頼性の向上を図っている。

万一、西野変電所が事故等により全停電した場合には、第 2.2.2.3 図に示すとおり、西双葉開閉所から 275kV 送電線（後志幹線）にて泊発電所への電力供給が可能である。

【設置許可基準規則第 33 条 第 4 項 解釈 4】

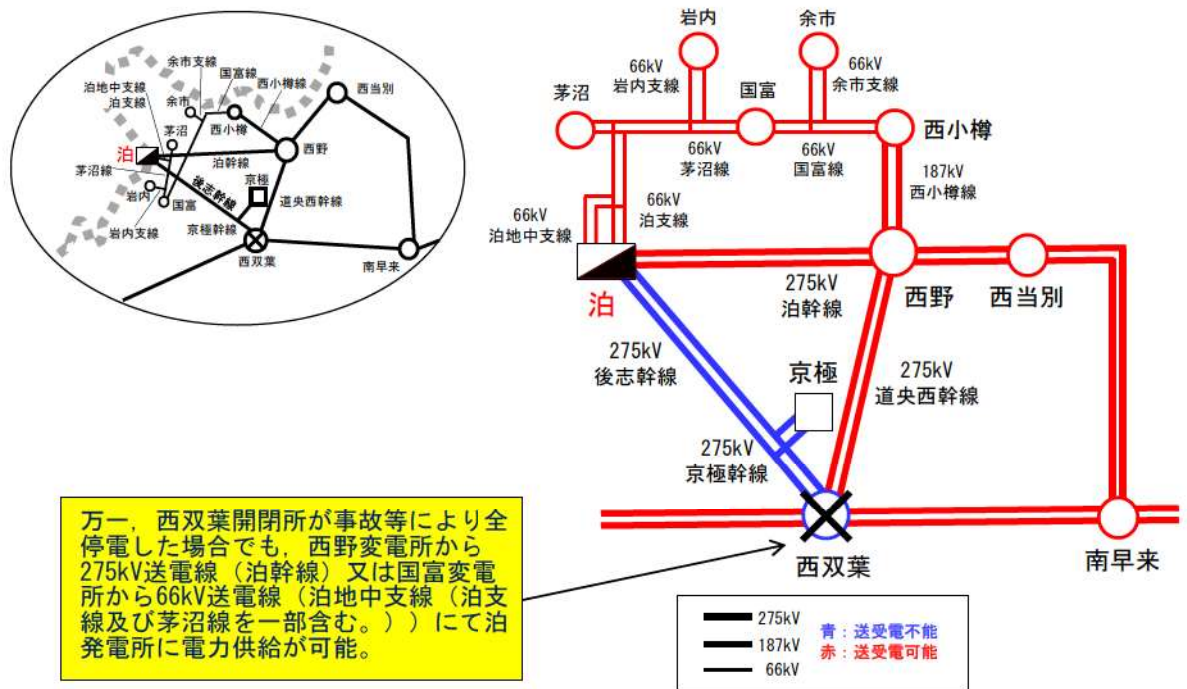


第 2.2.2.3 図 西野変電所全停時の供給系統

2.2.2.2.2 西双葉開閉所全停時の供給系統

西双葉開閉所が事故等により全停電した場合には、第 2.2.2.4 図に示すとおり、西野変電所から 275kV 送電線（泊幹線）又は国富変電所から 66kV 送電線（泊地中支線（泊支線及び茅沼線を一部含む。））にて泊発電所への電力供給が可能である。

【設置許可基準規則第 33 条 第 4 項 解釈 4】



第 2.2.2.4 図 西双葉開閉所全停時の供給系統