

図表2-12 米国の原子力発電所における外部電源喪失頻度  
(1968年～1985年 NUREG-1032による。)

外部電源喪失の原因	件数 (件)	外部電源喪失発生頻度 (サイト・年)	継続時間の中央値 (時間)
発電所内の機器故障 ・人的過誤 (所内への落雷を含む)	46	0.087	0.3
送電系統	12	0.018	0.6
悪天候	8	0.009	3.5
合計	64	0.114	0.6

図表2-13 米国の原子力発電所における外部電源喪失事象の発生件数と継続時間  
(1975年～1989年 NSAC-144、-147による。)

外部電源喪失の継続 時間	30分 未満	30分 以上	1時間 以上	2時間 以上	4時間 以上	8時間 以上
外部電源喪失事象の 発生件数	49	28	21	13	7	3
内悪天候によるもの			13	7	6	3

図表2-14(1) 非常用ディーゼル発電機の信頼性データ

起動失敗

出典	国名	中央値	平均値	上限値 (95%信頼値)	下限値 (5%信頼値)	注	備考
NUREG-1150(Surry炉)	米	$7.1 \times 10^{-3}/D$				4.1	
NUREG-2815	米		$6.0 \times 10^{-3}/hr$	$4.0 \times 10^{-4}/hr$	$3.0 \times 10^{-5}/hr$		
IEEE 500 1984	米	$1.6 \times 10^{-2}/D$		$4.0 \times 10^{-1}/D$	$3.0 \times 10^{-4}/D$		
German Risk Study	独		$3.0 \times 10^{-2}/hr$			3	
IREP	米		$3.0 \times 10^{-2}/D$			3	
NUREG-1150(一般型-9)	米		$3.0 \times 10^{-2}/D$			3	
EPRI NP 2433	米	$1.7 \times 10^{-2}/D$					(点推定値)
Sizewell B	英		$3.0 \times 10^{-2}/D$				
WASH-1400	米	$3.0 \times 10^{-2}/D$		$1.0 \times 10^{-1}/D$	$1.0 \times 10^{-2}/D$	3	
Swedish Rel. Data	スウェーデン		$7.7 \times 10^{-3}/D$	$2.9 \times 10^{-2}/D$			
Zion PSA	米		$1.8 \times 10^{-2}/D$				

(注: /hr: 時間当りの故障率, /D: デマンド当りの故障率)

図表2-14(2) 非常用ディーゼル発電機の信頼性データ

運転継続失敗

出典	国名	中央値	平均値	上限値 (95%信頼値)	下限値 (5%信頼値)	注	備考
NUREG-2815	米		$3.0 \times 10^{-3}/hr$	$2.0 \times 10^{-2}/hr$	$6.0 \times 10^{-3}/hr$		
IEEE 500 1984	米	$1.0 \times 10^{-4}/hr$		$8.8 \times 10^{-3}/hr$	$2.0 \times 10^{-3}/hr$		
German Risk Study	独		$4.5 \times 10^{-3}/hr$			2	
JREP	米		$3.0 \times 10^{-3}/hr$			10	
NUREG-1150(一般7-9)	米		$2.0 \times 10^{-3}/hr$			10	
BPR1 NP 2433	米		$1.4 \times 10^{-3}/hr$	$2.9 \times 10^{-3}/hr$			
Swedish Rel. Data	スウェーデン		$5.5 \times 10^{-3}/hr$	$2.4 \times 10^{-2}/hr$			
Sizewell B	英		$3.0 \times 10^{-3}/hr$				
WASH-1400	米	$3.0 \times 10^{-3}/hr$		$3.0 \times 10^{-2}/hr$	$3.0 \times 10^{-4}/hr$	10	
Zion PSA	米		$6.0 \times 10^{-3}/hr$				
NUREG-1032	米		$2 \times 10^{-2}/D$				

(注: /hr: 時間当りの故障率, /D: デマンド当りの故障率)

表2-6-26

図表2-15 米国のP S A (NUREG-1150) の結果

	外部電源喪失 発生頻度(/年)	SBOによる 炉心損傷発生 頻度(/年)	全炉心損傷 発生頻度 (/年)	寄与率
Surry	$7.7 \times 10^{-2}$	$2.7 \times 10^{-5}$	$4.0 \times 10^{-5}$	約69%
Sequoyah	$9.05 \times 10^{-2}$	$1.46 \times 10^{-5}$	$5.7 \times 10^{-5}$	約26%
Zion	$7.8 \times 10^{-2}$	$9.34 \times 10^{-6}$	$3.4 \times 10^{-4}$	約3%
Peach Bottom	0.07	$2.2 \times 10^{-6}$	$4.5 \times 10^{-6}$	約49%
Grand Gulf	0.11	$3.9 \times 10^{-6}$	$4.0 \times 10^{-6}$	約97%

図表2-16 ドイツのリスク研究の結果

	外部電源喪失 発生頻度 (/年)	外部電源喪失に よる炉心損傷発 生頻度(/年)	全炉心損傷 発生頻度 (/年)	寄与率
Biblis B	0.13	$2.2 \times 10^{-5}$	$2.6 \times 10^{-5}$	約8.5%

図表2-17 フランスの90万kW級PWRに対するP S Aの結果

電機出力 90万kW級PWR	外部電源喪失 発生頻度(/年)	SBOによる 炉心損傷発生 頻度(/年)	全炉心損傷 発生頻度 (/年)	寄与率
	$2.9 \times 10^{-2}$	$1.80 \times 10^{-1}$	$3.4 \times 10^{-5}$	約0.5%
	所内非常用母線の 短絡から全交 流電源が喪失す る場合の発生頻 度 $8.5 \times 10^{-5}$		$1.35 \times 10^{-1}$	約0.4%







図表2-1-8 (7) 国外の電源設備関連の規制、指針、勧告について

項目	英 国
(1)電源設備	<p>Safety Assessment Principles for Nuclear Plants (SAP) による： SAP においては、系統・機器・構築物を安全上の重要度に応じて Category 1 (安全上重要な)・2 (安全に寄与する)・3 (その他の) に区分し各々適切な規格基準等の適用を求めている。(P68 &amp; P83)</p> <p>1. Engineering Principles of the Key Principles では、プラント・エンジニアリングの全ての分野を検討する際に、適用すべき重要な原則が定められている。例えば、</p> <p>115 (P68) 設計は、安全上重要な構築物、系統及び機器において多重性、冗長性及び分離を最高度で用いるべきである。</p> <p>116 (P69) 全ての構築物、系統及び機器は、安全解析において、それらに依存された想定されれば故障の影響と故障修復要求を考慮に入れた保守上の分類のいはずれに位置付けなければならない。この分類は、それがそれがそれによって建設・製作されるべきシステム・コンポーネントで使用されるべきである。</p> <p>124 (P77) 通常、安全度は自動的に試験されるべきである。修理動作が影響を受けてから8、約30分間以内にかつた動作も必要とされないように設計するべきである。しかしながら、設計は、プラントの修理が容易なことを確保するべきであり、かつ、修理が容易な設計であるべきである。しかしながら、いかなる場合でも、安全上の修理が容易な設計であるべきである。</p> <p>125 (P78) 安全機能を遂行するために構成されている安全系で発生すると仮定されるいかなる単一故障も、プラントが使用される通常の許容状態の期間中において、その安全機能を遂行されることを妨げてはならない。想定される単一故障から発生する結果としての故障は、単一故障の必須の部分として見なされるべきである。</p> <p>126 (P79) 安全系の信頼性が他の手段で達成されるべきである。高い信頼性が要求されるべきは、要求される高い信頼性を達成するために冗長性が安全系の設計の中にも具体化されるべきである。</p> <p>127 (P80) 共通原因故障の可能性が、安全機能に要求される信頼性の達成をおびやかす場合には、適当な多重性及び分離が用いられるべきである。</p> <p>128 (P81) 安全系から、冗長性のある構成機器、手段又は行動により高い信頼性が求められているところ(システム)では、そのシステムの要求された信頼性に対して共通原因故障の制限値が定められるべきである。この共通原因故障の信頼性は、「物理的/10's decays」より低くおくべきであらう。システムは、信頼性及び分離性により更に高くなるべきである。</p> <p>II. S A P の Engineering Principles of Safety Systems による： 251 (P188) 実施可能であるなら、安全系の動作の増強に際して、安全プラントの状態の維持は、外部エネルギー源に依存すべきではない。</p> <p>III. S A P の Engineering Principles of Essential Services による： 21) 重要サービス(Essential Services)とは、運転分野のあらゆる時間において、安全系及び安全機能を維持するために必要な全てのサービスを提供する。このサービスの中には、ガス、水、電圧調整、熱源及び冷却源が含まれる。次のような機能が定められるべきである。第1の熱源及び冷却源は、運転中の重要な状態に陥らない信頼性を確保することである。第2の熱源及び冷却源は、運転中の重要な状態に陥らない信頼性を確保することである。第3の熱源及び冷却源は、運転中の重要な状態に陥らない信頼性を確保することである。</p>

図表2-1-8 (8) 国外の電源設備関連の規制、指針、勧告について

項目	英 国
(1)電源設備 (続き)	<p>281 (P215) が原子炉施設の外部の源から得られるところでは、そのサービスは実行可能なところでは敷地内のバックアップ源からも得られるべきである。</p> <p>282 (P216) 各バックアップ源は、①全てのそれに依存する系の重大障害を含むように；②そのサービスが通常の供給が回復されるまで許すようなプラントが不安定な状態に移行されることに維持されるべきである。十分な時間の間、供給されるように；容量、使用可能性及び信頼性を保持すべきである。</p> <p>284 (P218) 重要サービスの種類が、代替源がバックアップを提供することに、重要サービスの種類が、代替源により異なるべきである。</p> <p>287 (P221) 重要サービスについては、そのサービスは、通常の及びオンサイト間の交流電源の同時喪失(全交流電源喪失と称される)が短期間において許容されたい結果(acceptable consequences)を招くことがないように、設計されるべきである。</p> <p>前記(1)に含まれて記載されている。(特に282 (P216))</p> <p>(2)非常用電源設備 (ディゼル発電機を含む)</p> <p>(3)ステータスアラームアラーム(STAT)</p> <p>(4) SBOの発生防止及び事故状態監視設備</p> <p>Safety Assessment Principles for Nuclear Plants (SAP) による： 412 (P331) シビアプラント対策は、シビアアクシデントのリスクを減少させるために削減されるべきである。この対策は、(燃料能) 発出に對する防壁が破られるのを防止すること、又はこれが達成不可能な場合にはその影響を緩和することを主な目的とすべきである。</p> <p>413 (P332) その対策は、プラント状態と事故の重大性のレベルを主として決定する。その対策は、並びに事故を抑制(control) するのに用いられる、又はその影響を緩和するために用いられる機器を認定すべきである。</p> <p>414 (P333) シビアプラント対策は、プラント下の運転が確保される適切なプラントの許容と一致する(consistency) を利用した、アクシデントマネジメントの手段における運転員の訓練及びアクシデントマネジメント対策の策定に際して、万が一の事態が進行されるべきである。</p> <p>なお、英国のサイスウェルB (PWR、建設中、1994年開業予定) では、運転上、上記の対策が既に実施されている。サイスウェルBは、燃料能監視及び燃料能監視システムからなる主要な構成要素の故障の検出に際して、燃料能監視システムに備わっている、緊急及びバックアップの電力供給といった他の重要な機能が、運転中の安全及び緊急事態への電力供給を確保する。また、緊急事態の発生(Emergency Charging State) を検出する。また、Auxiliary Feed Water System (AFWS) の形でバックアップ電源(Backup) を提供し、緊急事態の発生(Emergency Charging State) を検出する。AFWS は原子炉冷却材ポンプの故障による冷却材の不足(berational) の状態を監視する。また、AFWS は原子炉冷却材ポンプの故障による冷却材の不足(berational) の状態を監視する。また、AFWS は原子炉冷却材ポンプの故障による冷却材の不足(berational) の状態を監視する。</p>







図表3-1 (1) 発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針

・「指針9. 信頼性に関する設計上の考慮」

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度に応じ、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計であること。
2. 重要度の特に高い安全機能を有する系統については、その構造、動作原理、果たすべき安全機能の性質等を考慮して、多重性又は多様性及び独立性を備えた設計であること。
3. 前項の系統は、その系統を構成する機器の単一故障の仮定に加え、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能が達成できる設計であること。

・「同解説」

「安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性」及び「重要度の特に高い安全機能を有する系統」については、別に「重要度分類指針」において定める。

「単一故障」は、動的機器の単一故障と静的機器の単一故障に分けられる。重要度の特に高い安全機能を有する系統は、短期間では動的機器の単一故障を仮定しても、長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障をいずれかを仮定しても、所定の安全機能を達成できるように設計されていることが必要である。

上記の動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定すべき長期間の安全機能の評価に当たっては、その単一故障が安全上支障がない期間内に除去又は修復できることが確保できれば、その単一故障を仮定しなくてよい。

・「指針27. 電源喪失に対する設計上の考慮」

原子炉施設は、短時間の全交流動力電源喪失に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できる設計であること。

・「同解説」

長時間にわたる全交流動力電源喪失は、送電線の復旧又は非常用交流電源設備の修復が期待できるので考慮する必要はない。

非常用交流電源設備の信頼度が、系統構成又は運用（常に稼働状態にしておくことなど）により、十分高い場合においては、設計上全交流動力電源喪失を想定しなくてもよい。

・「指針48. 電源系統」

1. 重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器が、その機能を達成するために電源を必要とする場合においては、外部電源又は非常用所内電源のいずれからでも電力の供給を受けられる設計であること。
2. 外部電源系は、2回線以上の送電線により電力系統に接続された設計であること。
3. 非常用所内電源系は、多様性又は多様性及び独立性を有し、その系統を構成する機器の単一故障を仮定しても次の各号に掲げる事項を確保に行うのに十分な容量及び機能を有する設計であること。

(1) 運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウダリの設計条件を超えることなく原子炉を停止し、冷却すること。

(2) 原子炉冷却材喪失等の単故障時の炉心冷却を行い、かつ、原子炉格納容器の健全性並びにその他の所要の系統及び機器の安全機能を確保すること。

4. 重要度の高い安全機能に関連する電気系統は、系統の重要な部分の適切な定期的試験及び検査が可能な設計であること。

・「同解説」

「外部電源系」とは、外部電源（電力系統又は主発電機）からの電力を原子炉施設に供給するための一連の設備をいう。

「非常用所内電源系」とは、非常用所内電源設備（非常用ディーゼル発電機、バッテリー等）及び工学的安全施設を含む重要度の特に高い安全機能を有する設備への電力供給設備（非常用母線スイッチギヤ、ケーブル等）をいう。

「重要度の特に高い安全機能」及び「重要度の高い安全機能」については、別に「重要度分類指針」において定める。

図表3-1 (2) 発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針

(3) 電気系統に対する設計上の考慮  
 「安全設計審査指針」指針43、第1項及び第4項の「重要度の特に高い安全機能」及び「重要度の高い安全機能」とは、それぞれ次に掲げるものをいう。

(a) 重要度の特に高い安全機能

- I) PS-1
- II) MS-1
- III) MS-2のうち
  - ア) 燃料プール水の補給機能
  - イ) 事故時のプラント状態の把握機能
  - ウ) 異常状態の緩和機能のうち、逃がし弁からの原子炉冷却材放出の阻止機能
  - エ) 制御室外からの安全停止機能

(b) 重要度の高い安全機能

- I) クラス1
- II) クラス2

図表3-1 (3) 発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針

付録1

2.2 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

2.2.3 外部電源喪失 (PWR, BWR)

- (1) 原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失する事象を想定する。
- (2) 原子炉は、定格出力に余裕を見た出力で運転していたものとする。
- (3) 所内の外部電源系は、無電圧状態になるものと仮定する。
- (4) 非常用電源の起動には、十分な時間的余裕を見込まなければならない。
- (5) 判断基準としては、4.1の(1)、(2)及び(4)を適用する。

付録解説

2.2.3 外部電源喪失 (PWR, BWR)

本專案は、所内の非常用電源及び非常用電源系の設計の妥当性を確認するために想定されるものである。したがって、例えば発電機の所内単独運転が可能で設計であっても、本專案の想定を省略してはならない。また、タービントリップ後の主発電機のコーストダウン電力も期待してはならない。非常用電源の起動に時間的余裕を見込むのは当然であるが、特に、母線切替え、非常用電源系への機器の接続順序とその時間的余裕等については、設計が妥当であることが示されなければならない。

図表3-1 (4) 発電用原子炉設備に関する技術基準に定める省令 (省令62号)

(原子炉発電所に接続する電線路等)

第33条 原子炉発電所に接続する電線路のうち少なくとも2回線は、当該原子炉発電所において受電可能なものであって、使用電圧が6万ボルトを超える特別高圧のものであり、かつ、それにより当該原子炉発電所を電力系統に連けいするようには設計しなければならない。

2. 原子炉発電所には、前項の電線路及び当該原子炉発電所において常時使用されている発電機からの電気の供給が停止した場合において保安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予備動力装置を施設しなければならない。

3. 原子炉発電所の保安を確保するため特に必要な装置には、無停電電源装置また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。

図表 3-2 (1) 我が国の原子力発電所の電源構成

プラント	主発電機からの送電	起動用電源の受電	予備電源からの受電	EDG	他ユニット主発電機・EDGからの受電
女川1号	2回線	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台	あり	2台	—
福島第一1~4号	1回線/ユニット (1~4号いずれも同じ構成)	送電線2回線に接続する起動用変圧器4台 (2台/2ユニット)	あり	2台/ユニット*3	可能
福島第一5、6号	1回線/ユニット (5、6号いずれも同じ構成)	送電線2回線に接続する起動用変圧器2台 (2台/2ユニット)	なし	5uは2台、6uは3台*3 (6uの1台はHPCS専用)	可能
福島第二1~4号	2回線/4ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器4台 (2台/2ユニット)	なし	3台/ユニット (1台はHPCS専用)	可能
柏崎刈羽1、2、5号	2回線/3ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器4台 (2台/2ユニット) (5号は単独で2台)	あり	3台/ユニット (1台はHPCS専用)	可能
浜岡1、2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器2台 (1台/ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
浜岡3号	2回線/ユニット	主送電線2回線及び他の送電線2回線にそれぞれ接続する起動用変圧器2台	なし	3台/ユニット (1台はHPCS専用)	可能

\*1: n回/mユニットとは、m個のユニットの主発電機から開閉所等を介して送電線n回線に接続していること。

\*2: n台/mユニットとは、m個のユニットでn台の起動用変圧器を共用していること。

\*3: 隣接するユニット間で1台のEDGを共有しているが、平成5年4月13日にEDG増設(共用の排除)の施設変更許可を申請。

資料 5-35

図表 3-2 (2) 我が国の原子力発電所の電源構成

プラント	主発電機からの送電	起動用電源の受電	予備電源からの受電	EDG	他ユニット主発電機・EDGからの受電
島根1号	1回線/ユニット	送電線1回線に接続する起動用変圧器1台	あり	2台/ユニット	可能
島根2号	2回線/ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台	あり	3台/ユニット (1台はHPCS専用)	可能
東海発電所	2回線	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台	あり	2台	—
東海第二発電所	2回線	送電線2回線に接続する起動用変圧器2台	あり	3台 (1台はHPCS専用)	—
敦賀1号	2回線/ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台	あり	2台/ユニット	—

資料 5-36

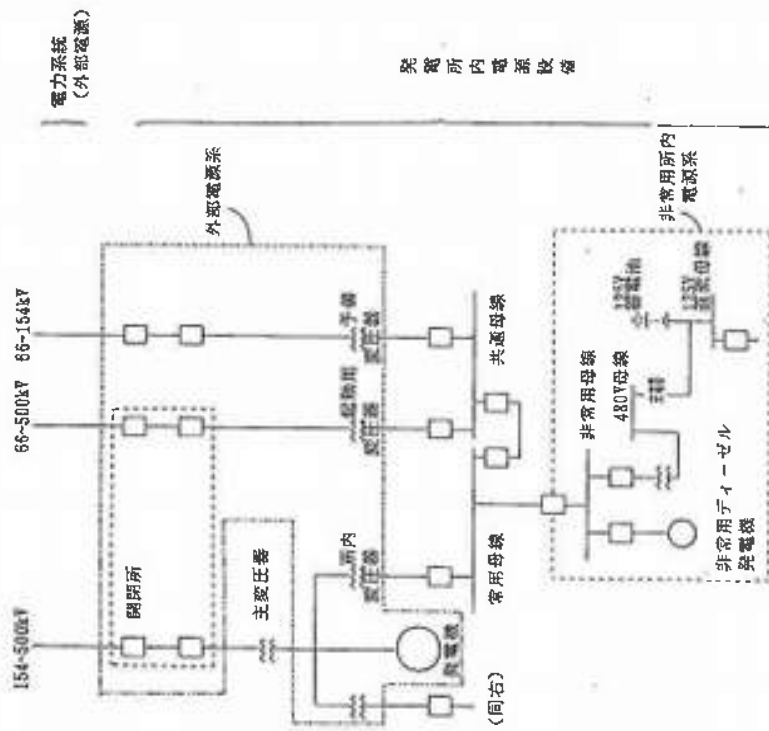
図表 3-2 (3) 我が国の原子力発電所の電源構成

プラント	主発電機からの送電	起動用電源の受電	予備電源からの受電	EDG	他ユニット主発電機・EDGからの受電
美浜 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台(1台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
美浜3号	2回線/ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台(1台/ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
高浜 1~4号	2回線/4ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器4台(1,2号で2台を共用、3,4号は1台ずつ専用)	あり	2台/ユニット	可能
大飯 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器2台(2台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
大飯 3, 4号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する主変圧器及び所内変圧器を介して受電	あり	2台/ユニット	可能
伊方 1, 2号	2回線/ユニット(1, 2号いずれも同じ構成)	送電線2回線に接続する起動用変圧器2台(1台/ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
敦賀2号	2回線/ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台	あり	2台/ユニット	可能

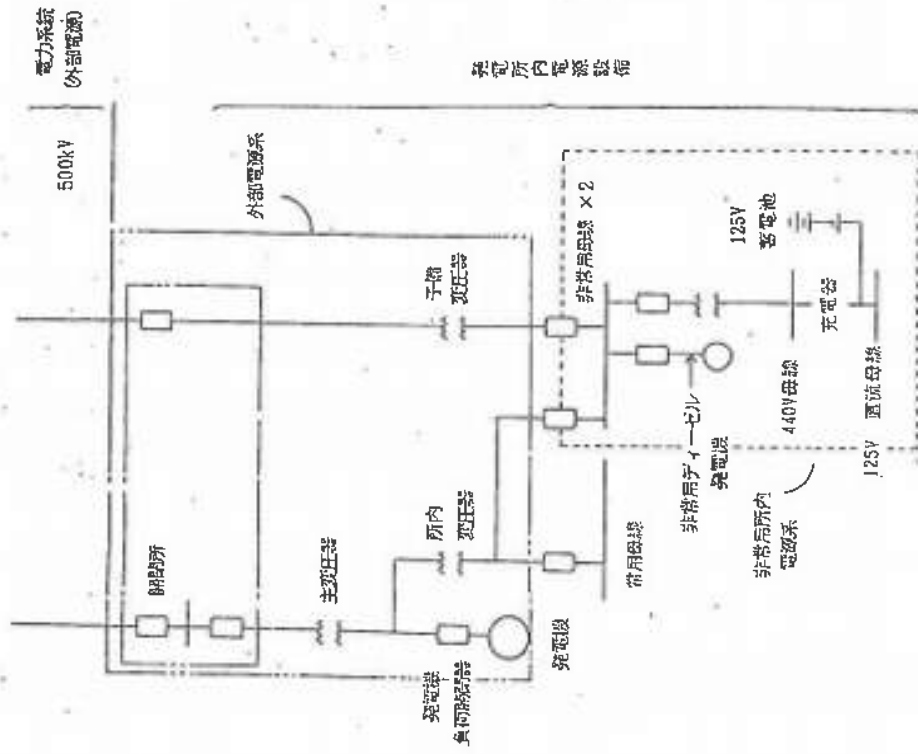
※：大飯3, 4号では発電機負荷開閉器を採用

図表 3-2 (4) 我が国の原子力発電所の電源構成

プラント	主発電機からの送電	起動用電源の受電	予備電源からの受電	EDG	他ユニット主発電機・EDGからの受電
玄海 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台(1台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
川内 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器1台(1台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
泊 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する起動用変圧器2台(1台/ユニット)	あり	2台/ユニット	可能



図表 3-3 (1) 電源設備構成概念図の一例



図表 3-3 (2) 電源設備構成概念図の一例

図表3-3-(1)BWRプラントの非常用電源設備の耐震クラス一覧表

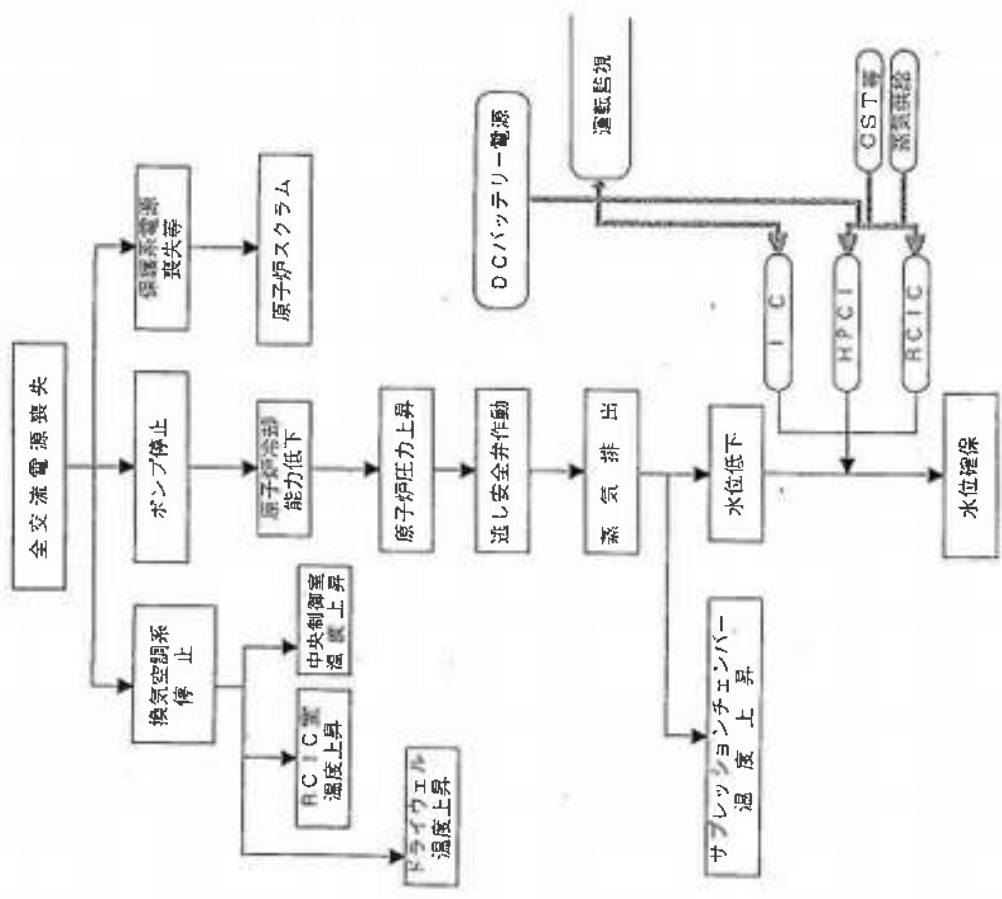
電力会社	発電所	設置許可(申請/許可)	非常用電源設備
東北電力	女川	1 S45.5.30/S45.12.10	A*
		2 S62.4.18/H元.2.28	A s
	福島第一	1 S41.7.1/S41.12.1	A*
		2 S42.9.18/S43.3.29	"
		3 S44.7.1/S45.1.23	"
		4 S46.8.5/S47.1.13	"
東京電力	5 S46.2.22/S46.9.23	"	
	6 S46.12.21/S47.12.12	"	
中部電力	福島第二	1 S47.8.28/S49.4.30	A*
		2 S51.12.21/S53.6.26	"
	柏崎刈羽	3 S53.8.16/S55.8.4	A s
		"	"
中国電力	浜岡	1 S50.3.20/S52.9.1	A*
		2 S56.5.11/S58.5.6	A s
		3 S60.4.11/S62.4.9	"
		4 "	"
		5 S56.5.11/S58.5.6	"
		6 S63.5.23/H 3.5.16	"
		7 "	"
日本原電	島根	1 S45.5.22/S45.12.10	A*
		2 S47.9.29/S48.5.9	"
	東海第二	3 S53.12.18/S56.11.16	A s
		4 S61.11.15/S63.8.10	"
敦賀	1 S44.5.26/S44.11.13	A*	
	2 S56.8.18/S58.9.22	A s	
九州電力	玄海	1 S45.5.22/S45.12.10	A*
		2 S47.9.29/S48.5.9	"
四国電力	伊方	3 S53.12.18/S56.11.16	A s
		4 S61.11.15/S63.8.10	"
北海送電力	泊	1 S45.5.22/S45.12.10	A*
		2 S47.9.29/S48.5.9	"
関西電力	美浜	3 S53.12.18/S56.11.16	A s
		4 S61.11.15/S63.8.10	"
	高浜	1 S45.5.22/S45.12.10	A*
		2 S47.9.29/S48.5.9	"
大飯	3 S53.12.18/S56.11.16	A s	
	4 S61.11.15/S63.8.10	"	
日本原電	敦賀	1 S45.5.22/S45.12.10	A*
		2 S47.9.29/S48.5.9	"

A\* : 「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針（昭和56年7月20日決定）」  
制定前の分類による。

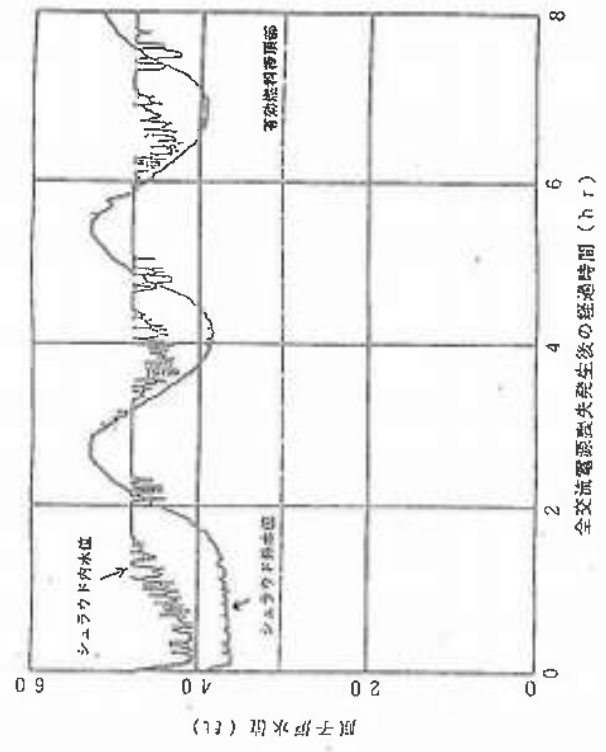
図表3-3-(2)PWRプラントの非常用電源設備の耐震クラス一覧表

電力会社	発電所	設置許可(申請/許可)	非常用電源設備
北海送電力	泊	1 S57.6.11/S59.6.14	A s
		2 S57.6.11/S59.6.14	"
関西電力	美浜	1 S41.6.13/S41.12.14	A*
		2 S42.11.28/S43.5.10	"
	高浜	3 S46.7.12/S47.3.18	"
		1 S44.5.24/S44.12.12	"
大飯	2	2 S45.5.29/S45.11.25	A s
		3 S53.4.6/S55.8.4	"
	4	4 S53.4.6/S55.8.4	A*
		1 S46.1.23/S47.7.4	"
四国電力	伊方	2 S46.1.23/S47.7.4	A s
		3 S60.2.15/S62.2.10	"
	1	1 S47.5.8/S47.11.29	A*
		2 S50.5.30/S52.3.30	A s
九州電力	玄海	3 S60.4.11/S62.4.9	A s
		1 S45.5.30/S45.12.10	A*
	川内	2 S49.8.27/S51.1.23	"
		3 S57.10.19/S59.10.12	A s
日本原電	敦賀	4 S57.10.19/S59.10.12	"
		1 S51.4.15/S52.12.17	A*
2	2 S53.8.10/S55.12.22	A s	
	2	S54.3.28/S57.1.26	A s

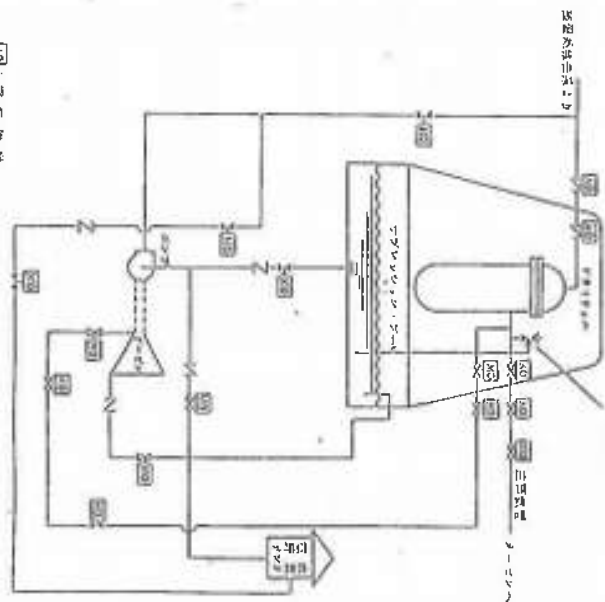
A\* : 「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針（昭和56年7月20日決定）」  
制定前の分類による。



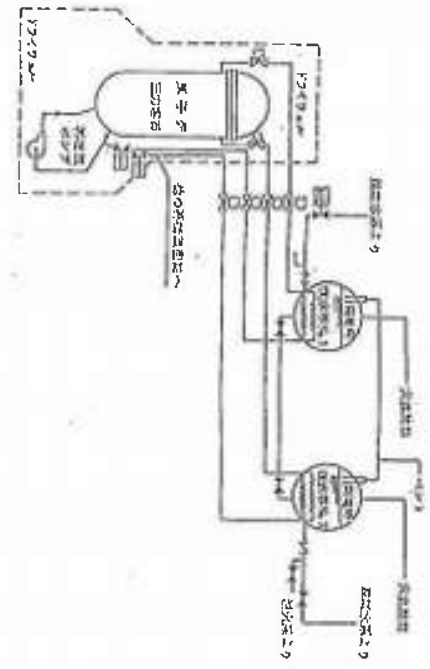
図表 3-4 BWRのSBO時の事象シーケンス



図表 3-5 全交流電源喪失時のBWR原子炉水位挙動 (代表的BWR-5)



図表 3-6 RCIC (隔離時復水器系) の系統概要図



(A) : 原子炉  
 (B) : 蒸気発生器  
 (C) : 圧力調整弁

図表 3-7 RCIC (原子炉隔離時冷却系) 等の系統概念図

注: HPCI (高圧注水系) も RCIC の系統とはほぼ同様の系統

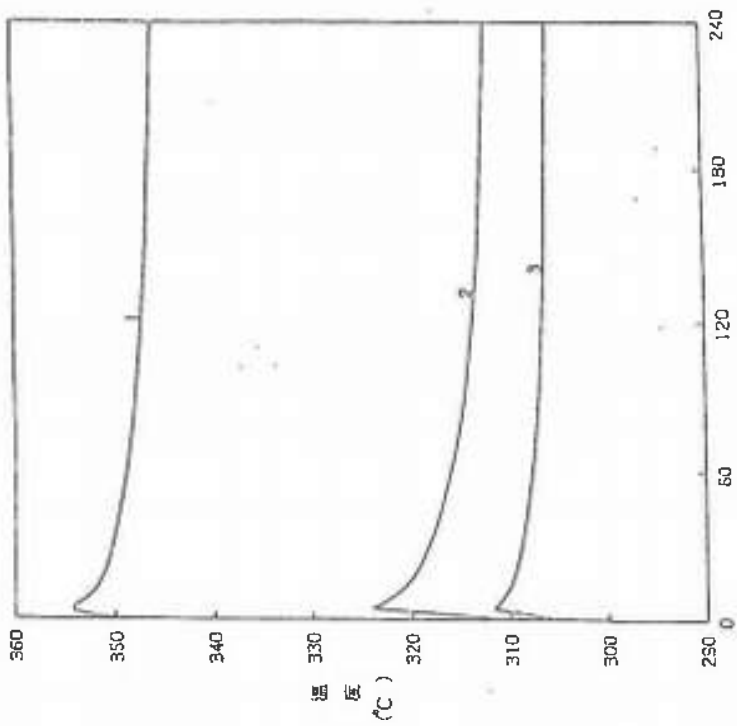
図表 3-8 全交流電源喪失時の代表 BWR プラント別の耐性のまとめ

プラント	BWR-3 Mark-1(1380MW)		BWR-4 Mark-1(2381MW)		BWR-5 Mark-II改(3293MW)	
	条件	耐久時間	条件	耐久時間	条件	耐久時間
1. 主蒸気供給圧力	RCICなし	-	RCIC駆動最低圧力 (10.6atg)	8時間	RCIC駆動最低圧力 (10.6atg)	8時間
2. 蓄電池容量	負荷の一部切離しベース	10時間	負荷の一部切離しベース	8時間	負荷の一部切離しベース	8時間
3. 水源容量	隔離時復水器容量 (約100m <sup>3</sup> ) ろ過水タンク容量 (1万kl以上)	6時間 10時間	CST容量 (約380m <sup>3</sup> ) S/P容量 (約2880m <sup>3</sup> )	8時間	CST容量 (約500m <sup>3</sup> ) S/P容量 (8400m <sup>3</sup> ; Mark-II改)	8時間
4. RCIC室温度	(IC室温度上昇抑制なし)	-	事故時環境条件 (100℃)	8時間	事故時環境条件 (100℃)	8時間
5. 中央制御室温度	設計温度 (40℃)	10時間	設計温度 (40℃)	8時間	設計温度 (40℃)	8時間
6. 原子炉状態監視能力	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	10時間 10時間	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	8時間 8時間	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	8時間 8時間
7. ドライウェル炉筒気温度	PCV設計温度 (138℃)	10時間	PCV設計温度 (138℃)	8時間	PCV設計温度 (171℃)	8時間
8. サプレッションプール水温度	(ICにより減圧するため温度上昇なし)	-	サプレッションプール設計温度 138℃	8時間	サプレッションプール設計温度 104℃	8時間
全交流電源喪失時耐久時間	10時間		8時間		8時間	

注) S/P: サプレッションプール PCV: 原子炉格納容器

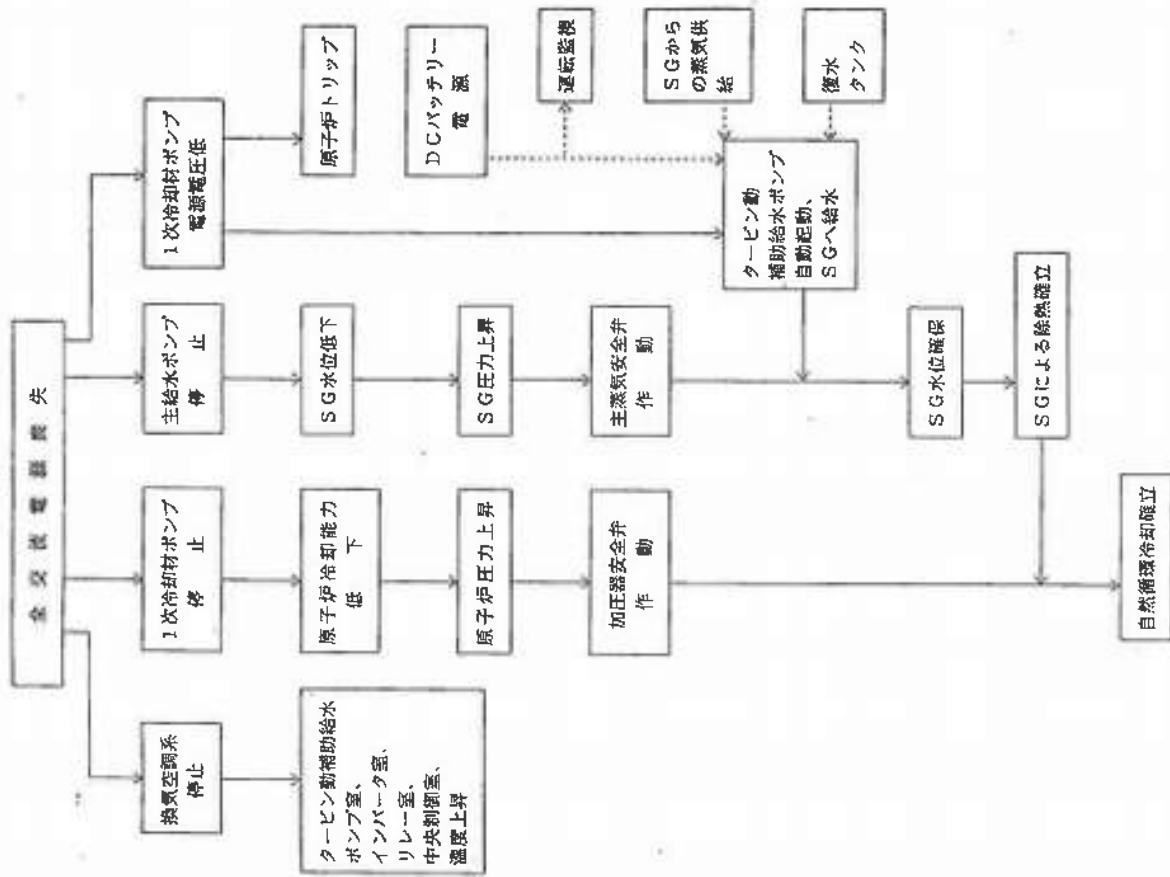


- 1: 飽和温度
- 2: 高温側配管温度
- 3: 1次冷却材平均温度

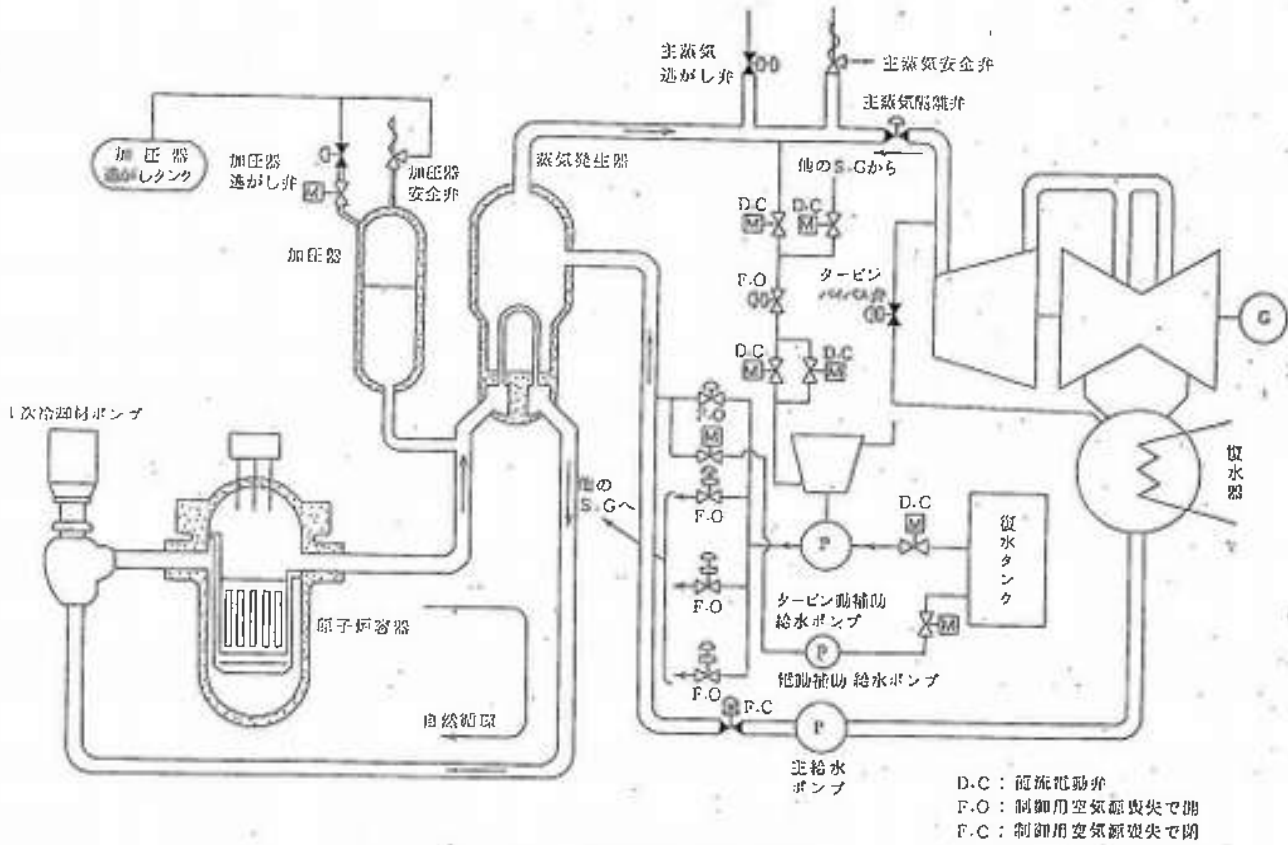


全交流電源喪失発生後の経過時間(分)

図表3-9 全交流電源喪失時のPWR 1次冷却材温度(4ループプラント)



図表3-10 PWRのSBO時の事象シーケンス



図表 3-1-1 タービン動補助給水ポンプ系統概要図

図表 3-1-2 全交流電源喪失時の代表PWRプラント別の耐性のまとめ

検討項目		耐久時間		
項目	条件	2ループ	3ループ	4ループ
1. 蓄電池容量	負荷の1部切離しベース	5時間	5時間	5時間
2. 2次系水源の容量	高温停止維持時間	10時間	13時間	15時間
3. 安全系機器の耐環境性	タービン動補助給水ポンプ室 温度(許容温度 約80℃)	8時間	8時間	8時間
	中央制御室温度 (許容温度 約50℃)	8時間	8時間	8時間
	インバータ室温度(リレー室 包括) (許容温度 約50℃)	8時間	8時間	8時間
全交流電源喪失時耐久時間		5時間	5時間	5時間

図表3-13 我が国の原子力発電所における外部電源喪失事例

(運転開始～1988年3月末)

発成年月日	発生場所	事故継続時間 注1)		DGの状態	備考	
		送電線	所内電源			
1979. 10. 19	福島第1 原子力発電所 (2号機)	0分 (15分)	瞬時	有	有	台風により福島幹線2号がトリップし、2号炉がトリップしたが、1,2号炉共用の起動用変圧器1Sが起動中の1号炉に電流を供給していたため、2号炉は、起動用変圧器1Sの容量不足から起動用変圧器1Sを通じ電流を受電することができず外部電源喪失に至った。その後、1、2号炉へ同時に電流を供給できるよう1Sの設計を改善しており、PSAにおける「外部電源喪失」事象の発生頻度の算定に際しては、本事象を別件外としている。
1985. 9. 12	島根 原子力発電所 (1号機)	1分	瞬時 (2分 以内)	有	有	落雷により山陰幹線1、2号線がトリップし、外部電源喪失に至った。
1987. 8. 12	島根 原子力発電所 (1号機)	1分	瞬時 (2分、 50秒)	有	有	同上
1980. 8. 27	伊方 原子力発電所 (1号機)	1分	瞬時 (28分)	有	有	落雷により予備送電線手動停止中に伊方北幹線1、2号線トリップし、外部電源喪失に至った。

- 注 1) 送電線については、送電線2回線事故の継続時間。  
 2) 所内電源喪失については、起動変圧器若しくは予備変圧器あるいはDGに自動で切り変わった場合、所内電源喪失とは考えないが、その場合、「瞬時」と記入。また、括弧内は外部電源喪失の継続時間(安全設備への給電がEDGにより行われていた時間)  
 3) 外部電源喪失の継続時間は、EDGが起動していれば、外部電源が復旧してからも切替を急がないことからやや長めになっているものと考えられる。

図表3-14 (1) 送電線2回線の復旧性能の評価ケース一覧

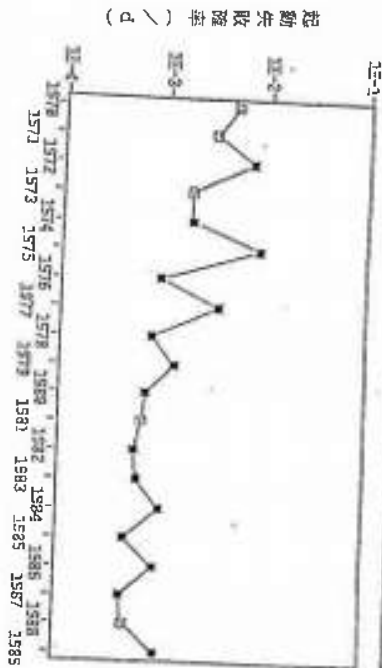
項目 復旧までの時間	発生件数 (評価期間中の累積量)						
	0分以上	5分以上	10分以上	15分以上	20分以上	25分以上	30分以上
評価ケース 1962年度～1987年度のデータ (供給支障無しの場合の長期外部電源喪失データを除く)	117	31	9	?	?	6	4
送電線運転開始～1987年のデータ (供給支障無しの場合の長期外部電源喪失データを除く)	150	45	22	18	15	14	11

図表3-14 (2) 送電線2回線の復旧性能の評価結果一覧

項目 送電線2回線 事故の継続時間	復旧確率				
	0.5時間	4時間	8時間	16時間	24時間
評価ケース 1962年度～1987年度のデータ (供給支障無しの場合の長期外部電源喪失データを除く)	$4.64 \times 10^{-2}$	$2.85 \times 10^{-3}$	$6.97 \times 10^{-4}$	$1.21 \times 10^{-4}$	$3.61 \times 10^{-5}$
送電線運転開始～1987年のデータ (供給支障無しの場合の長期外部電源喪失データを除く)	$8.85 \times 10^{-2}$	$4.04 \times 10^{-2}$	$2.95 \times 10^{-2}$	$2.09 \times 10^{-2}$	$1.63 \times 10^{-2}$

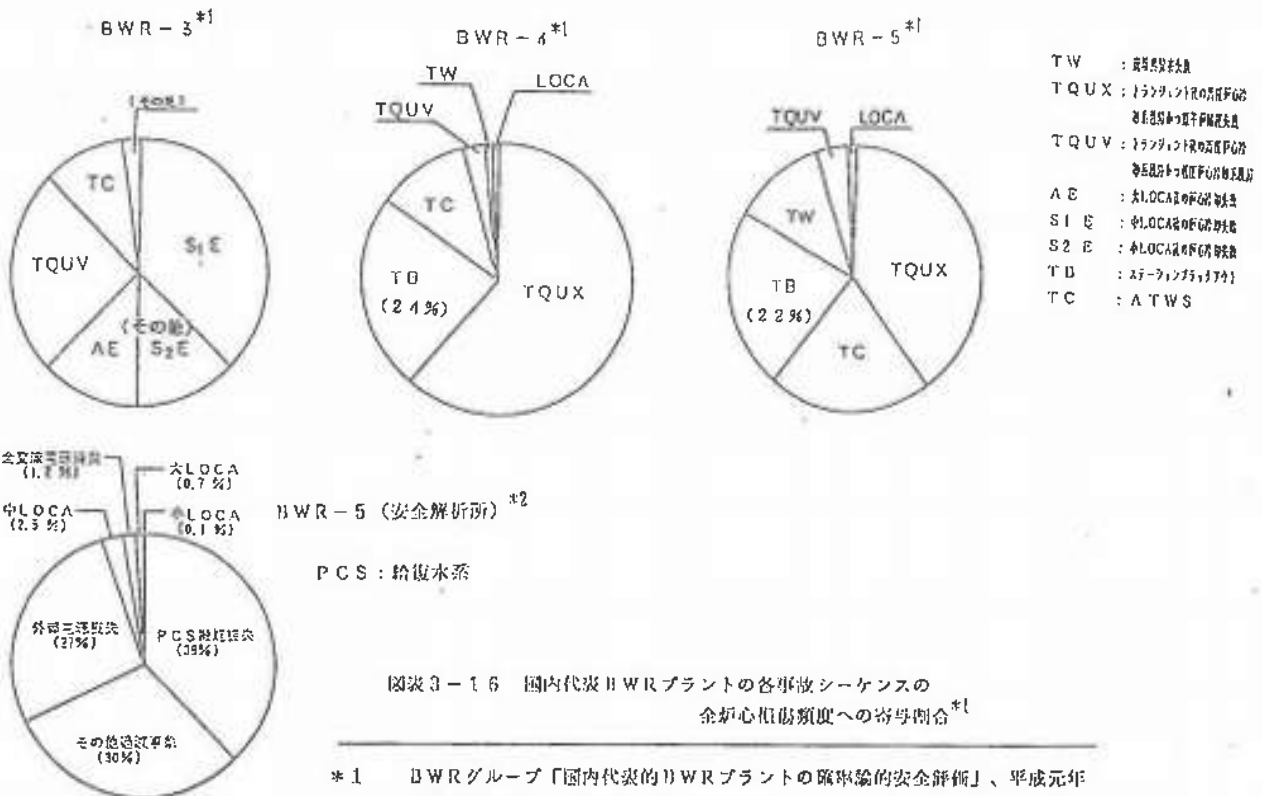
図表 3-15 我が国の原子力発電所における EDO の故障事例  
(起動失敗回数のサプシステム毎の内訳とデマンド回数)

故障事例 サプシステム	起動失敗回数 (回 / 5年間)					合計
	1970-1974	1975-1979	1980-1984	1985-1989		
冷却系 制御 / 監視回路	2	4	0	0	6	
潤滑油系	0	2	2	1	5	
潤滑油系 潤滑油系 潤滑油系	2	3	0	0	5	
潤滑油系 潤滑油系	0	2	2	1	5	
潤滑油系 潤滑油系	0	3	0	1	4	
その他	0	1	0	1	2	
全システム (計)	4	15	5	4	30	
デマンド回数	2,134	5,989	8,720	11,169	28,012	



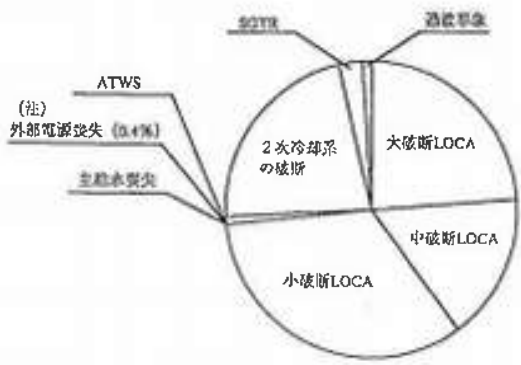
■ : (起動失敗回数) / (起動回数) より算出した値。  
○ : 起動失敗回数が 0 件であるため、1 件を仮定して算出した値。

参考 8-51

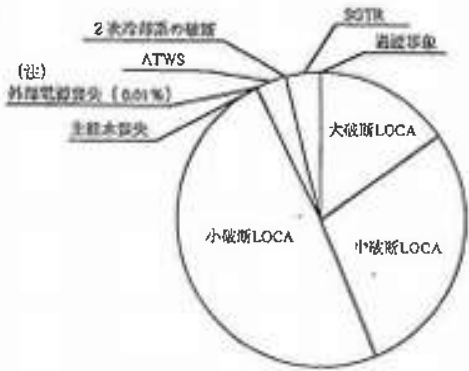


図表 3-16 国内代表 BWR プラントの各事故シーケンスの  
全炉心損傷頻度への寄与割合\*1

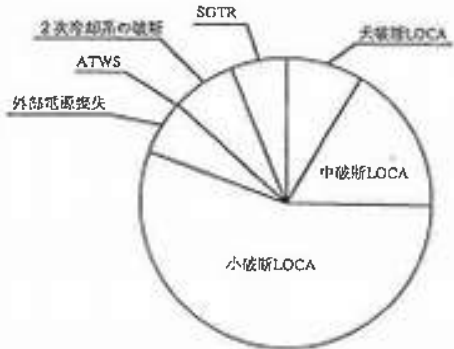
\*1 BWR グループ「国内代表的 BWR プラントの確率論的安全評価」、平成元年 2 月 (共通懇へ報告) より抜粋、一部補足  
\*2 「原子力安全規制のための安全解析技術の開発現状」、平成 4 年 3 月、日本原子力学会誌より抜粋



ドライ型4ループプラント



アイスコンデンサ型4ループプラント\*1



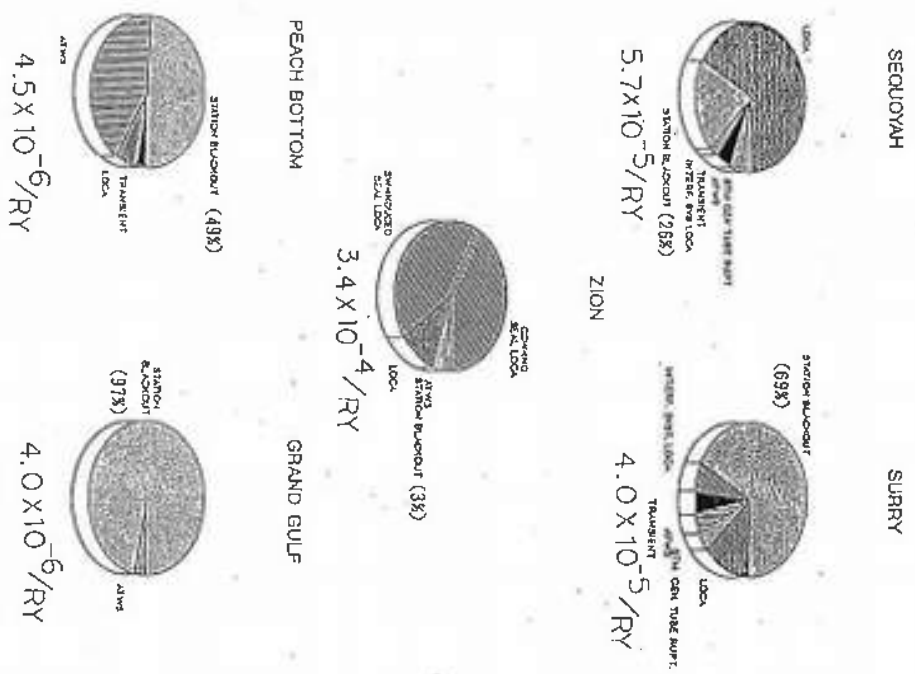
4ループプラント (安全解析所)\*2

(注) 外部電源喪失に起因する炉心損傷頻度に対し、  
全交流電源喪失の炉心損傷の占める割合  
ドライ型4ループプラント : 44%  
アイスコンデンサ型4ループプラント: 84%

図表3-17 国内代表PWRプラントの起因事象別全炉心損傷頻度への寄与割合

- \*1: PWRグループ「国内代表的PWRプラントの確率的な安全評価」平成元年2月(共通型へ報告)より抜粋、一部補足
- \*2: 「原子力安全規制のための安全解析技術の開発現状」平成4年3月「日本原子力学会誌」より抜粋

8. Core Damage Frequency



図表3-18 米国プラントの各事故シナリオの全炉心損傷頻度への寄与割合\*1

\*1: NUREG-1150より抜粋