

故障の発生 位置等	発生年月日	発電所名	概要	出典 (IRS番号)
換気系	87/09/03	Port Calhoun-1	EDG-2の計画的定期試験を行ったところ、エンジン冷却水温度でトリップした。原因調査の結果、サイゼルのラジエータを冷却するための排気タンクが閉かかったのが原因であった。排気タンクが閉かかった原因は、その閉閉を行う空気圧モーターに水が入っていたためである。当該炉では、計装用空気系と消火系とがインターエースを持つようになっている。計装用空気系に水が混入して様々なトラブルを生じており、本事例はEDG-1も含めた安全関連機器を機能喪失に至らせる共同原因故障の可能性を示した。	875
冷却水系	90/03/20	Vogtle-1	保安要員に付添われたトラックの運転者は、空気圧縮器及び格接機械に燃料を入れ、非正常母線の回路遮断器が開き、非正常母線の低電圧保護リレーが働いて非正常母線への給電が喪失した。約20分後、サイゼル発電機の再起動を試みたがまた1分後にトリップした。約20分後、サイゼル発電機が自動起動した。しかし、約1分後サイゼル発電機はトリップした。非正常母線への給電が喪失したことによって36分間副機熱除去機能が喪失した。この間に一次冷却材温度は90°F(32.2°C)から136°F(57.7°C)に上昇した。本事例に対して、設置者は「サイト緊急非慮」を宣言した。EDGが2度トリップした原因は、シャット水冷却系の水温計の故障と推定されている。	1088-04
制御系	90/04/01	Byron-1	1990年4月、Byron-1、Braidwood-1、2でEDGのサイプレス試験を行ったところ、EDGは起動したもののスピードが大きく変動し、EDGは運転不能であった。EDGの電気がサイプレス速度制御回路に電力を供給する回路の抵抗器の故障によって自動速度制御が行われなかったことが判明した。同様な事例が、1889年12月、Nine Mile Point-2でも発生している。原因は抵抗器の自然劣化または摩耗である。	1127-G0

図表2-10(5) 米國におけるEDGの主な故障例

故障の発生 位置等	発生年月日	発電所名	概要	出典 (IRS番号)
燃料系、 人的過誤	85/03/14	Calaba-1	30%出力で初期起動試験を行っていた時、22号のEDG(1A及び1B)が運転不能であるのが発見された。調査の結果以下のことと判明した。EDG-1Aの運転不能となった動したとき約40分後に燃料系に故障で運転不能となった。EDG-1Aが運転不能となった結果としてEDG-1Bを起動させる必要があったが通常通りには起動しなかった。EDG-1Aの運転不能に関しては燃料系のワイルド及びストローナが詰まり、送圧タンクの一時的均圧弁が開いているのが発見された。EDG-1Bに関しては、EDG制御用の2つの遮断器が開いているのが発見された。先に運転員が1Bのバルブの故障表示灯を交換しようとして、ワイルドにたまたまより短絡し、2つの遮断器をトリップさせたものである。	591
燃料系	86/06/27	Arkansas One-2	燃料交換停止中に、EDGの24時間耐久試験を行ったところ、エンジンは燃料油切れ状態を示した。サイゼルを停止し、燃料油供給系を点検した。エンジンと燃料のサイクソク間の燃料供給管上のYストローナを開けたところ、ストローナが汚れて、エンジンへの燃料の流れを阻害していた。サイクソク内を調査したところ内面にスラッジがたまっているのが判明した。また、燃料油を分析した結果、酸化による劣化と生物学的汚染によって粒子化しているのが判明した。	718
燃料系	83/10/22	Grand Gulf-1	7日間の監視運転を行ったところ、試験開始後約27時間後に、EDG-2の燃料油ワイルド送圧計測ラインで漏れが発生した。当該EDGの運転不能が宣言された。原因は燃料油用配管について点検したところ同様な損傷が発見された。	739-G1

図表2-10(4) 米國におけるEDGの主な故障例

出典 位置等	発生年月日	発電所名	概要
1127-G1	91/08/20	Waterford-3	サーボモーター試験中にEDGが起動した後、速度変動を起した。調査の結果、電力供給回路中に並列に接続された電圧効果抵抗器の一方の故障が速度変動の原因であった。故障者は予防保全プログラムとして18ヶ月毎に抵抗器を交換していたが、抵抗器は短期間で故障したものであった。
1151	90/06/25	Port Caloun-1	EDG-1の全負荷試験中に、静止励磁器回路の抵抗器の故障により発電機出力が不安定であるため試験を中止した。抵抗器が故障した原因は、EDG室に設置された静止励磁器/電圧調整器の温度上昇によるもので、盤の換気が不適切であった。EDG-2でも同様であるため追加原因故障の可能性があった。設置者の調査により、室温の上昇によってEDGの運転効率が低下し、劣化を促進させることが判明した。根本原因は設計ミスである。
1245	91/06/16	San Onofre-2	EDGの定期試験の準備を行っていたところ、プライマリモーターのシリコンスタター内に2~3%の水がたまっているのが発見された。ヘッドガスケットで発生した潤滑経路を通じてシヤット冷却水がシリコンスタター内に漏れ込んだのが原因である。水や燃料油は非圧縮性であるため、シリコンスタター内にある程度の液体が存在すると圧縮入ロクにおいて液体固着現象が起り、エンジンが破損するところであった。事実、1988年にPalio Verdeでシリコンスタターの亀裂を通して水が漏れ込んだまま起動したため、エンジンが著しく損傷した事例もある。

図表2-10(6) 米國におけるEDGの主な故障例

出典 (IRS番号)	発生年月日	発電所名 (炉型/國名)	概要
---------------	-------	-----------------	----

0332	83/04/04	Fitzpatrick (BWR : 英イ)	125V直流電源系で部分地絡警報が中央制御室で鳴ったので、目視点検を行ったところ、125V直流電源系Bの3つのセルで亀裂が発生し、蓄電池液が漏れているのが発見された。地絡したのは、この蓄電池液を通じた逆経路が形成されたためであった。蓄電池を隔離してさらに調査したところ、もう1つのセルでも地絡していた。さらに、125V直流電源系A及びBの全セルを点検したところ、39のセルで貫通には達していない亀裂が発見された。同様な事例が1977年にも発生している。
0835	87/02/18	Leibstadt (BWR : 英イ)	非常用熱除去系用の蓄電池の点検を行ったところ、幾つかのセルが保安規定に定められた値から逸脱しているのが発見された。そこで登壇試験を行ったところ、電圧値が規定値以下で、許容できない程度になっていたため、試験を中止し蓄電池が運転不能であることが宣せられた。調査の結果、108個のセルの内、規定の容量を満たしているのはわずか12個であった。220V及び24Vの全ての蓄電池についての点検の結果、24V蓄電池の約4.5%、220V蓄電池の約1.3%が規定値を満足していなかった。これらすべてが交換された。蓄電池容量が劣化した原因は、浮動充電の電圧不足のために陰極でSO ₂ が析出したためであった。なお、1988年3月3日に行われた登壇試験でも、劣化したセルが発見されている。
0932	88/	Quad Cities-2 (PWR : 米國)	長期間に渡り、125V直流電源系の陰極側で地絡したまま運転を継続していた。この期間に非常用プライマリ発電機が自動起動回路の閉路側の地絡が起きて、その回路中のキューブが及び、自動起動機能が6ヶ月に渡って喪失していたことが18ヶ月サーボモーター試験で発見された。
不明	不明	Oconee (PWR : 米國)	約4ヶ月に渡り、125V直流電源系の地絡警報が鳴ったまま運転を継続していた。この間、手順書に定められていなかったため、地絡検知警報系についての点検は行われなかった。保守のための点検の結果、このシステムは運転不能が宣せられた。なお、このシステムは1976年以来一度も校正されていなかった。
不明	不明	D. C. Cook-1 (PWR : 米國)	約7ヶ月に渡って、直流電源系の陰極側で地絡したまま運転を継続していた。地絡したままでも運転を継続することや、他に地絡が発生しても既に発生している地絡に隠されてしまった場合の安全評価はNRCが要求するまで行われなかった。
86/	86/	Bron-1 (PWR : 米國)	原子炉がトリップし、補助給水系が起動した。原因は、125V直流電源系の陰極及び陰極で地絡したため、急速閉トリップが励磁され、主蒸気隔離弁が閉じたため、蒸気発生器水位異常帯低により原子炉がトリップしたものである。

図表2-11(1) 報告されている直流電源系の蓄電池、制御の故障例

出典 (IRS番号)	発生日月	発電所名 (邦型/国名)	概要
1104	90/02/11	River Bend-1 (BWR: 米国)	定格出力運転中に蓄電池の予防保全を行っていたところ、蓄電池を均等充電モードにしたとき突発、規定値の10%を超える電圧上昇が発生した。この電圧上昇により、母線につながっているTopaz製インバータが自動的に停止したため、多くのRosemount社製伝送器トリップユニットが非動作状態になった。運転員は、伝送器トリップユニットへの電力供給を再開したときに想定していない機器・系統が動作する可能性があることを知っていたが、充電器への電圧を下げたためインバータは自動的にリセットされ、伝送器トリップユニットへの電力供給が再開された。電圧喪失によって、伝送線への入力は一旦ゼロとなったため、電力供給が再開された時点でトリップユニットが作動し、定格出力運転中にも拘わらず、原子炉水位及び圧力の低い警報信号を検知し、低圧注入系(LPCI)トリップB及びCの電動弁を自動的に閉じた。この結果、低圧脱脂の残留熱除去系と高圧の一次冷却材系とは1つの逆止弁のみで隔離された状態となった。一方、逆止弁が故障したシステム間LOCAが発生するところであった。
84/01/03 及び 85/02/23	89/04/14	Hope Creek (BWR: 米国)	定格出力運転中に、Topaz製インバータを復旧しようとしたところ、運転員が誤って充電器に高電圧をかけたため電圧変動が生じ、LOCA信号が発信してしまった。高圧注入系が起動し低圧注入系及び炉心スプレッド系は運転不能となった。当該炉では、1987年～88年にかけて同様事例が3件発生している。
		Grand Gulf (BWR: 米国)	冷機停止中に、蓄電池を均等充電モードにしたとき、電圧上昇が発生した。この結果、Topaz製インバータが自動的にトリップし、工学的安全施設が起動し、冷機停止中の原子炉への注入が発生した。

図表 2-11(3) 1 R S に報告されている直流電源系の蓄電池 充電器等の故障例

出典 (IRS番号)	発生日月	発電所名 (邦型/国名)	概要
0970	87/12	Nine Mile Point-1 (BWR: 米国)	燃料交換のための停止中に、125V直流電源系の改良を行い、その準備を行った。その結果、蓄電池充電器(MGセット)の遮断器に因って供給電圧上の問題が起こり得ることが判明した。この遮断器の製造業者によれば、遮断器の動作に必要な最小電圧は90Vで、保安規定上の規定値も蓄電池端子で106V以上となっている。しかし、解帯の結果、計算上で蓄電池端子で114Vの電圧があるにもかかわらず、充電器を交流電源系につなぐための遮断器の開動作に大きな電流が必要となり配線での電圧降下のため90Vを確保できない。もし、外部電源喪失となったとき、非常用電源系に充電器をつなぐときに十分な電圧がつかず、遮断器が閉とならなければ、蓄電池がそのまま枯渇することになる。
0969	88/07/29	Peach Bottom-2 (LWR: 米国)	125V直流電源系の所内蓄電池の陰極での銅汚染がNRCに報告された。合計19のセルで陰極板に銅が沈着しているのが発見された。
82/	82/	Pilgrim (PWR: 米国)	125V直流電源系で地絡警報が鳴った。地絡したところでは電動弁のリミットスイッチであった。引き続き、高圧注入系の運転不能が宣せられた。
82/	82/	McGuire-1 (PWR: 米国)	蓄電池不具合警報が鳴った後、加圧遮断し弁の開閉表示灯がどちらも点灯せず、作動しないことが判明した。原因は、地絡によって制御回路のヒューズがとんでいいるのが発見された。
85/	85/	Kewanee (PWR: 米国)	中央制御室でスイッチが「停止」を示す緑にならないうちにも拘わらず、冷却材ポンプが回転しているのに運転員が気付いた。調査の結果、4160Vスイッチの制御回路の125V直流電源系で地絡したために冷却材ポンプが誤起動したことが判明した。
87/	87/	St. Lucie-1, 2 (LWR: 米国)	240ある蓄電池セルの内、97のセルで陰極板に銅が沈着して、変色しているのが発見された。電流容量を高めるために銅を陽極側の端子棒として用いることは通常行われているが、銅被覆で蓄電池液が侵食しないようになっている。銅汚染の原因は製造段階での取り付けミス等により鉛被覆が剥けたものである。陰極板への銅の沈着が進行すると蓄電池容量の劣化となる。対策として蓄電池のサーベイランス時に、電圧測定、密度点検に加えて、週1回陰極板の変色も点検することとした。
86/	86/	Duane Arnold (LWR: 米国)	120ある蓄電池セルの内、12のセルの陽極板が劣化しているのが発見された。原因は、極板の溶接材の不純物のサルベイク作用と推定されている。対策として、劣化したセルは毎日点検することとした。

図表 2-11(2) P S に報告されている直流電源系の蓄電池 充電器等の故障例

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	6	0.009	3.5
合計	64	0.114	0.8

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

国名	中央値	平均値	上限値 (95%信頼値)	下限値 (5%信頼値)	備考
米	7.1 × 10 ⁻³ /D				4.1
米		6.0 × 10 ⁻⁵ /hr	4.0 × 10 ⁻⁴ /hr	3.0 × 10 ⁻⁵ /hr	
米			1.6 × 10 ⁻² /D		
独		3.0 × 10 ⁻² /hr			3
IRBP			3.0 × 10 ⁻² /D		3
NUREG-1150(一般予-4)	米		3.0 × 10 ⁻² /D		3
EPR1 NP 2433	米		1.7 × 10 ⁻² /D		(点推定値)
Sizewell B	英		3.0 × 10 ⁻² /D		
MSII-1400	米		3.0 × 10 ⁻² /D		3
Swedish Rel. Data	スウェーデン		7.7 × 10 ⁻³ /D	2.9 × 10 ⁻² /D	
Zion PSA	米		1.8 × 10 ⁻² /D		

(注: /hr: 時間当りの故障率, /D: デイズ当りの故障率)

図表2-18(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 Categorical 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の適用を求めている。(P69 & 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、冗長性及び冗長性を最高度に用いるべきである。</p> <p>116 (P69) 構築物、系統及び機器は、安全設計において、それらに設定された想定される故障の影響を考慮に入れられた安全上の分類は、それらがそれによって選別・製作されるべきシステムコンポーネントに使用されるべきである。</p> <p>124 (P77) 通常、安全系は自動的に起動されるべきである。保護動作が要求される後、約 30 分間はいかなる人の行動も必要とされないように設計すべきである。しかしながら、設計は、プラントの安全を損なうことがおそれない状況を知覚するために、安全系の機能を開始させることと、かつ必要なら、安全系の動作を停止させるべきである。</p> <p>125 (P78) 安全機能を遂行するために備えら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、安全系が使用されることを妨げない期間中にあっては、その安全機能が遂行されることを妨げない。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なければならない。</p> <p>126 (P79) 安全系の信頼性が他の手段で達成されることが、高い信頼度で証明されない限り、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全体の設計中に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度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は、1 故障/10⁵ demands より低くあつてはならない。</p> <p>II. S A P の Engineering Principles の Safety Systems による： 251 (P188) 実施可能であるなら、安全系の動作の確立に依存すべきでない。</p> <p>III. S A P の Engineering Principles の Essential Services による： 219 重要サービス (Essential Services) とは、運転状態のあらゆる時間において、安全系及び安全設備を維持するために必要な全てのリンクを意味する。このリンクの中には電圧、ガス、水、圧縮空気、燃料及び潤滑油が含まれ、重要な供給が確立されるまで、運送性を確保することと、必要事項は、最長期間中中断された供給が回復されるまで、そのために、一時的に要求事項は、保証されるべきである。</p>

図表2-18(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) が原子炉敷地の外部の敷地内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最大要求に合うように；②そのサービスが通常供給が回復されることを許すような十分な時間の間、供給されるように；容量、使用可能性及び信頼性を満たすべきである。</p> <p>284 (P218) 重要サービスは、代り源がバックアップを提供するところの通常サービスの状態により損なわれるべきでないように、重要サービスは代り源が設計されるべきである。</p> <p>287 (P221) 重要な電源系については、そのサービスは、通常の及びオンサイトの交差電源の同時喪失 (全交差電源喪失と解釈される) が短時間において許容し得る結果 (Unacceptable consequences) を招くこととなら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>
(2) 非常用電源設備 (ディーゼル発電機を含む)	<p>前記(1)に含まれて記載されている。(特に287 (P221))</p> <p>Safety Assessment Principles for Nuclear Plants (SAP) による： 412 (P331) アクションプランマネジメント対策は、シビアアクシデントのリスクを減少させるために開発されるべきである。この対策は、(放射能) 放出に対する防護が提供されるのを防止すること、又はこれが達成可能な場合にはその影響を緩和することとを主な目的とするべきである。</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モニターするのには必要な計装、並びに事故を制御 (control) 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) シビアアクシデント環境下での運転が確保される適切なプランの計画と設備の訓練及びアクションプランマネジメント対策の実施に際し、方策の準備が行われるべきである。</p> <p>なお、英国のサイズウェル B (PWR) 建設中、1994 年 (予定) では、実際要求事項は、4 台の独立 (分離) したディーゼル発電機及び関連重要システムからなる 4 系統のシステムを稼働させることにより満たされている。更に追加して電力供給の長期間の喪失に対し、システムがディーゼル発電機及び安全駆動ポンプ (AFPS) の形で備えられ、提供される。更に、蒸気発生器 (AFS) の形で備えられ、注入 (Injection) の原水を供給する。AFPS は、電動駆動ポンプに加え、多重の余熱除去手段を提供するための 2 台の蒸気駆動ポンプを持つ。</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造物、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の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. 電気系統」

1. 重要度の特に高い安全機能を有する構造物、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、多重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実に履行する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ナング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事故時の炉心冷却を行い、かつ、原子炉格納容器の健全性及びにその他の必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で設計であること。

・「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48、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)を運用する。

付録解説

2.2.3 外部電源喪失 (PWR, BWR)

本事象は、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な設計であっても、本事象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、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ならなければならない。

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。

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	—

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
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 (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 *1	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	主発電機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

図表3-2 (1) 我が国の原子力発電所の電源構成

*1: nB/ユニットとは、m個のユニットでn台の起動用変圧器を介して送電線n回線に接続していること。
*2: nB/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)の設置変更許可を申請。

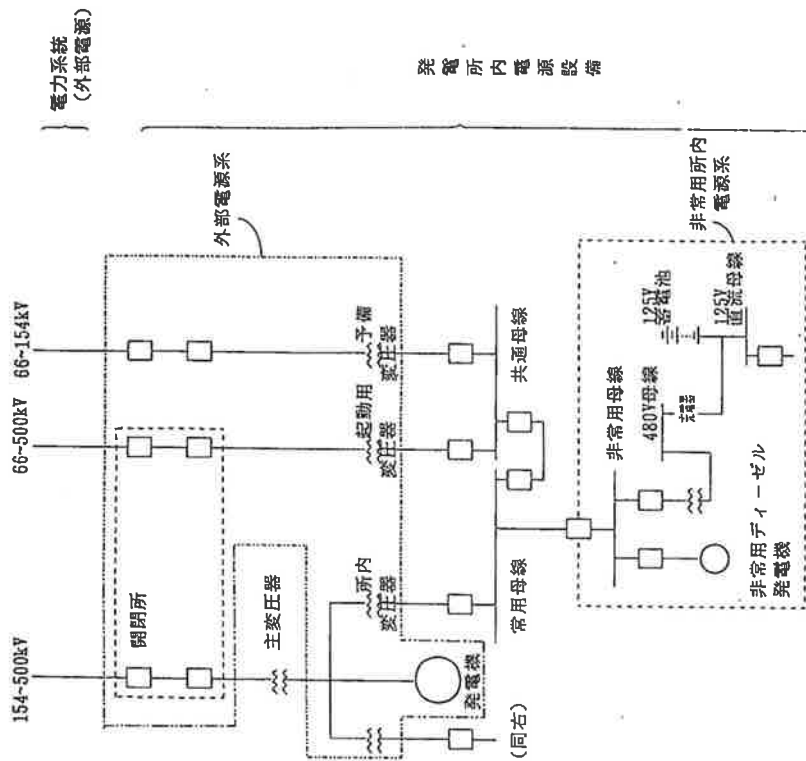
プラント	主発電機からの送電	起動用電源の受電	予備電源からの受電	BDG	他ユニット主発電機・BDGからの受電
玄海 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する 起動用変圧器1台 (1台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
川内 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する 起動用変圧器1台 (1台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能
泊 1, 2号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する 起動用変圧器2台 (1台/2ユニット)	あり	2台/ユニット	可能

図表 3-2 (4) 我が国の原子力発電所の電源構成

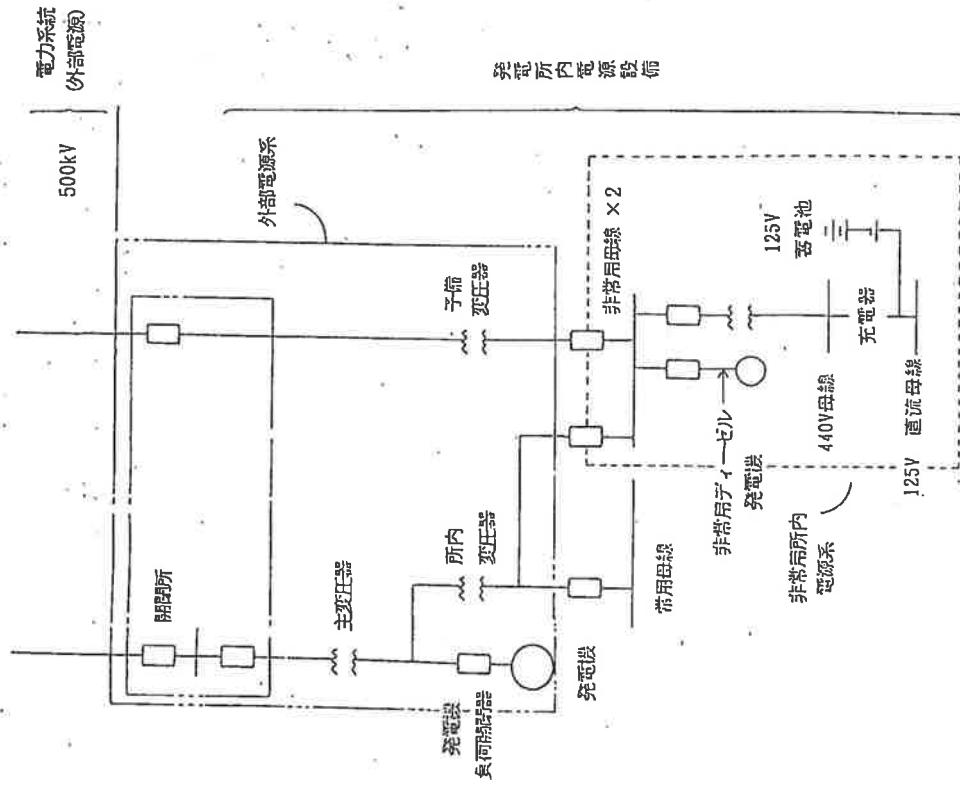
*: 大板3, 4号では発電機負荷開閉器を採用

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
大板 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
大板 3, 4号	2回線/2ユニット	送電線2回線に接続する 主変圧器及び炉内 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

図表 3-2 (3) 我が国の原子力発電所の電源構成



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

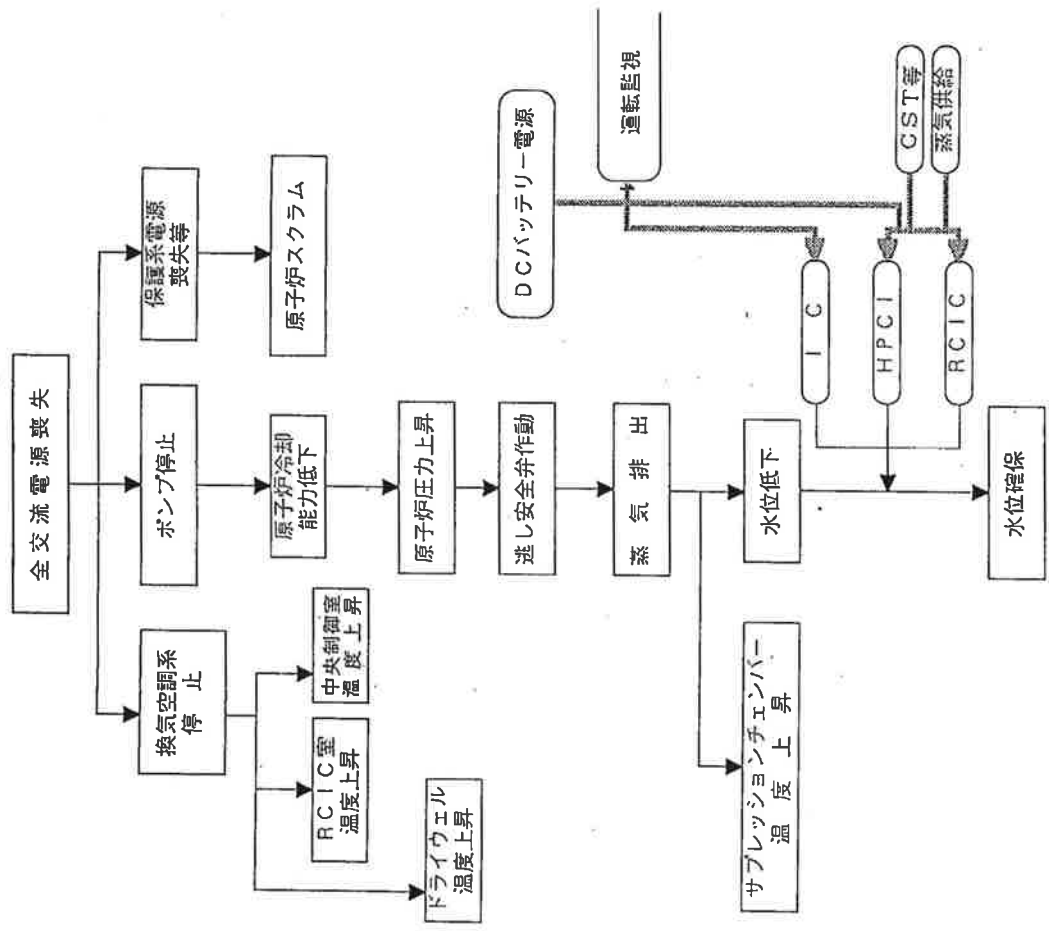
電力会社	発電所	設置許可(申請/許可)	非常用電源設備
東北電力	女川	1 S45.5.30/S45.12.10	A*
		2 S62.4.18/H元.2.28	As
	福島第一	1 S41.7.1/S41.12.1	A*
		2 S42.9.18/S43.3.29	"
		3 S44.7.1/S45.1.23	"
		4 S46.8.5/S47.1.13	"
5 S46.2.22/S46.9.23	"		
6 S46.12.21/S47.12.12	"		
東京電力	福島第二	1 S47.8.28/S49.4.30	A*
		2 S51.12.21/S53.6.26	"
	3 S53.8.16/S55.8.4	As	
	4 "	"	
中部電力	柏崎刈羽	1 S50.3.20/S52.9.1	A*
		2 S56.5.11/S58.5.6	As
		3 S60.4.11/S62.4.9	"
		4 "	"
		5 S56.5.11/S58.5.6	"
		6 S63.5.23/H 3.5.15	"
		7 "	"
中国電力	浜岡	1 S45.5.22/S45.12.10	A*
		2 S47.9.29/S48.6.9	"
		3 S53.12.18/S56.11.16	As
		4 S61.11.15/S63.8.10	"
中国電力	島根	1 S44.5.26/S44.11.13	A*
		2 S56.8.18/S58.9.22	As
日本原電	東海第二	S46.12.21/S47.12.23	A*
		敦賀 1 S40.10.11/S41.4.22	A*

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。

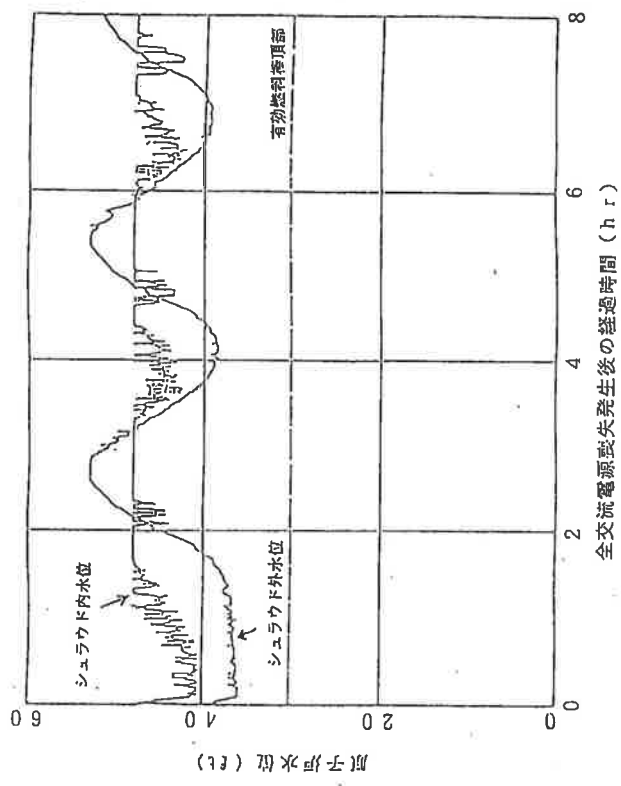
図表3-3 (2) PWRプラントの非常用電源設備の耐震クラス一覧表

電力会社	発電所	設置許可(申請/許可)	非常用電源設備	
北海道電力	泊	1 S57.6.11/S59.6.14	As	
		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/S47.3.13	"	
		1 S44.5.24/S44.12.12	"	
	大飯	2 S45.5.29/S45.11.25	"	
		3 S53.4.6/S55.8.4	As	
	四国電力	伊方	4 S53.4.6/S55.8.4	"
			1 S46.1.23/S47.7.4	A*
			2 S46.1.23/S47.7.4	"
			3 S60.2.15/S62.2.10	As
	九州電力	玄海	4 S60.2.15/S62.2.10	"
			1 S47.5.8/S47.11.29	A*
2 S50.5.30/S52.3.30			"	
3 S60.4.11/S62.4.9			As	
日本原電	敦賀	1 S45.5.30/S45.12.10	A*	
		2 S49.8.27/S51.1.23	"	
		3 S57.10.19/S59.10.12	As	
		4 S57.10.19/S59.10.12	"	
九州電力	川内	1 S51.4.15/S52.12.17	A*	
		2 S53.8.10/S55.12.22	As	

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。



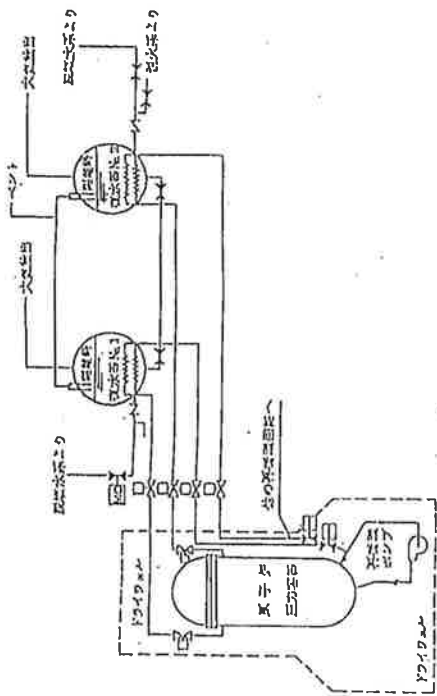
図表3-4 BWRのSBO時の事象シーケンス



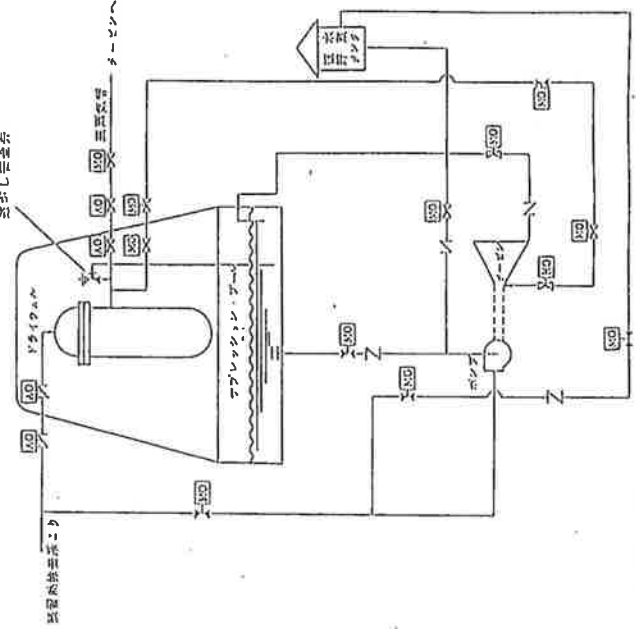
図表3-5 全交流電源喪失時のBWR原子炉水位挙動 (代表的BWR-5)

プラント	項目	条件	耐久時間	BWR-3 Mark-1(138MW)	条件	耐久時間	BWR-4 Mark-1(231MW)	条件	耐久時間	BWR-5 Mark-1改(323MW)	
S/P: サプレッションプール PCV: 原子炉格納容器	1. 主蒸気供給圧力	(R C I C なし)	-	R C I C 駆動最低圧力 (10.6atg)	R C I C 駆動最低圧力 (10.6atg)	8時間	R C I C 駆動最低圧力 (10.6atg)	8時間	R C I C 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λ- $\lambda</math>$	10時間	負荷の一部切離しλ- $\lambda</math>$	負荷の一部切離しλ- $\lambda</math>$	8時間	負荷の一部切離しλ- $\lambda</math>$	8時間	負荷の一部切離しλ- $\lambda</math>$	8時間	
	3. 水源容量	隔離時復水器容量 (約100m ³) ろ過水タンク容量 (1万k以上)	6時間 10時間	CST容量 (約380m ³) S/P容量 (約2980m ³)	CST容量 (約500m ³) S/P容量 (約4000m ³ ; Mark-1I改)	8時間	CST容量 (約500m ³) S/P容量 (約4000m ³ ; Mark-1I改)	8時間	CST容量 (約500m ³) S/P容量 (約4000m ³ ; Mark-1I改)	8時間	
	4. R C I C 室温度	-	-	事故時環境条件 (100℃)	事故時環境条件 (100℃)	8時間	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℃)	設計温度 (40℃)	8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	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	8時間	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	8時間	原子炉水位監視 原子炉圧力監視	8時間	
	7. クラウド発生 温度	P C V 設計温度 (138℃)	10時間	P C V 設計温度 (138℃)	P C V 設計温度 (138℃)	8時間	P C V 設計温度 (138℃)	8時間	P C V 設計温度 (138℃)	8時間	
	8. サプレッション プール水温度	(I C 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℃)	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 (138℃)	8時間	サプレッションプール 設計温度 (138℃)	8時間
	全交直流電源喪失時耐 久時間	10時間	10時間	8時間	8時間	8時間	8時間	8時間	8時間	8時間	

図表 3-8 全交直流電源喪失時の代表 BWR プラント別の耐性のまとめ



図表 3-6 IC (隔離時復水器系) の系統概要図

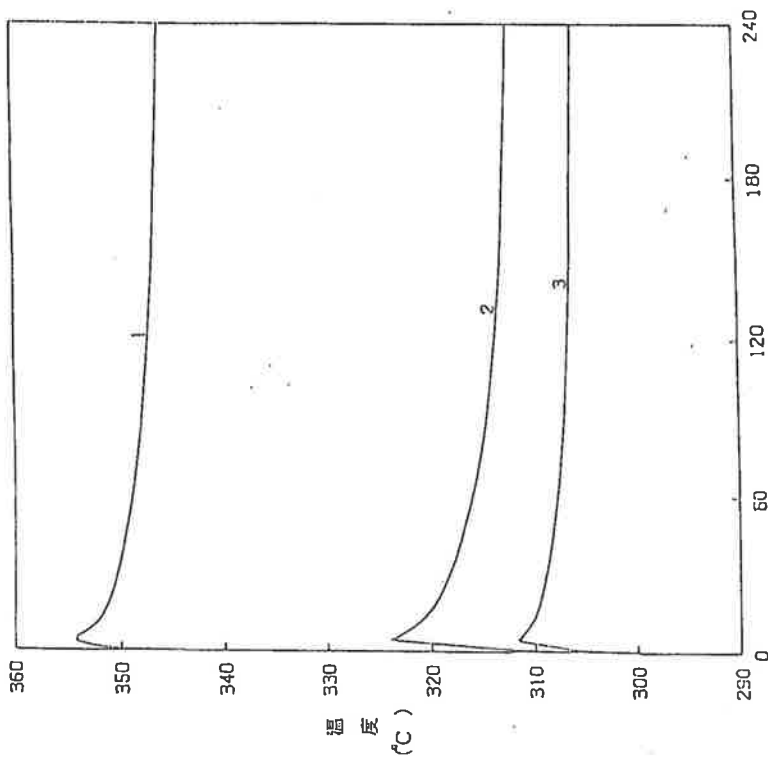


(00): 蒸気発生器
(01): 蒸気ポンプ
(02): 凝縮器

図表 3-7 RCIC (原子炉隔離時冷却系) 等の系統概念図

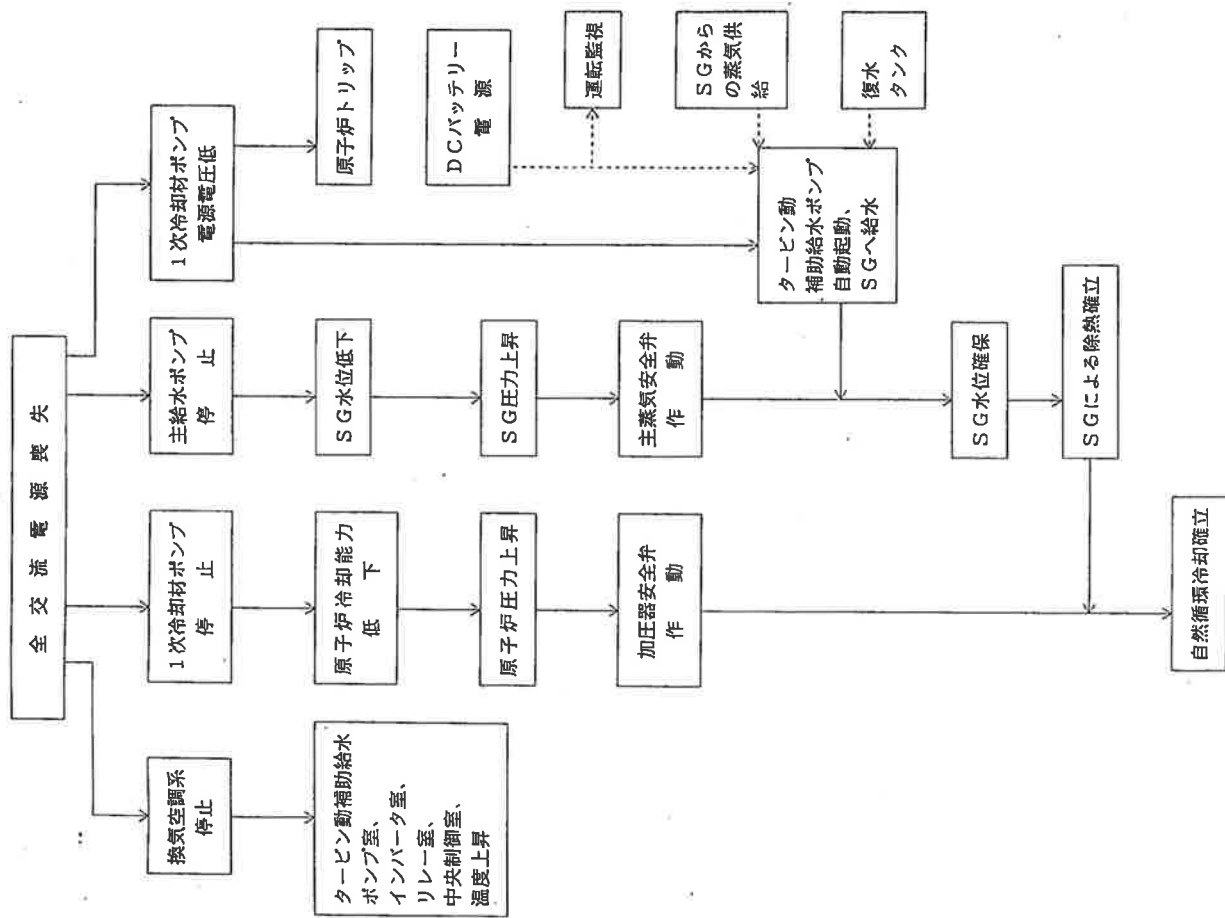
注: HPCI (高圧注水系) も RCIC の系統とほぼ同様の系統

- 1 : 飽和温度
- 2 : 高温制配管温度
- 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ルーブラント)

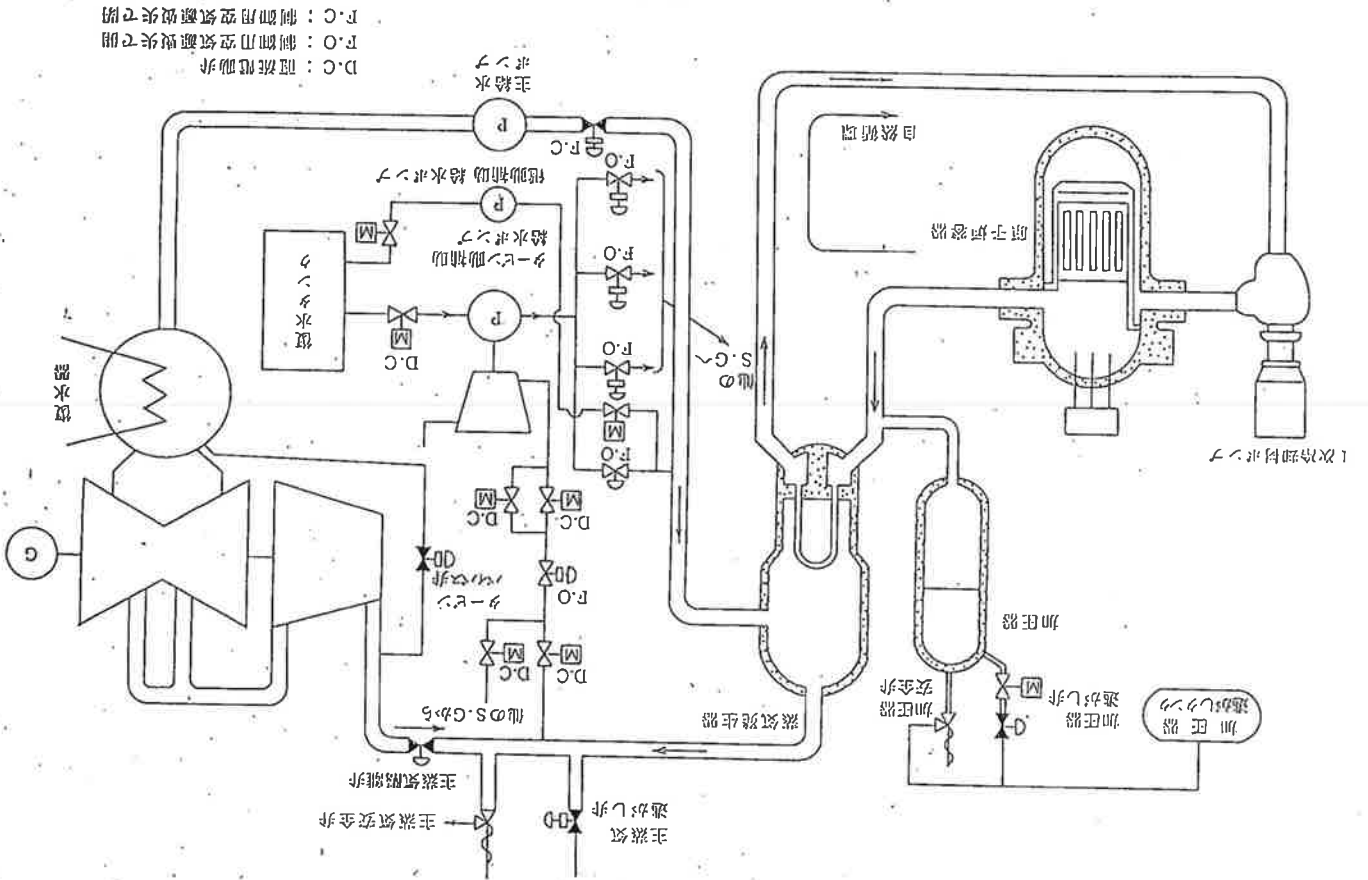


図表3-10 PWRのSBO時の事象シーケンス

検討項目		耐久時間		
項目	条件	2ルーフ	3ルーフ	4ルーフ
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次系水頭の容量	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	イソバータ室温度(リレー室) 中央制御室温度 温度(許容温度 約80℃) タービン補助給水ポンプ室 温度(許容温度 約50℃)	8時間	8時間	8時間
		8時間	8時間	8時間
		8時間	8時間	8時間
		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3-12 全交流電源喪失時の代表PWRプラント別の耐性のまとめ

図表3-11 タービン補助給水ポンプ系統概要図



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

発生日	発生場所	事故継続時間(注)		DGの状態		備考
		送電線	所内電源	起動	負荷	
1979. 10. 19	福島第1 原子力発電所 (2号機)	0分	瞬時 (15分)	有	有	台風により福島幹線2号機がトリップし、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号炉に電源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を通じ電源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号炉へ同時に電源を供給できるよう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、本事象を対象外としている。
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またはEDGに自動で切替わった場合、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も切替を急がないことからやや或るものと考えられる。

(運転開始-1988年3月末)

項目	送電線2回線 事故の継続時間				項目	復旧 失 収 率								
	評価ケース	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	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)				
送電線2回線	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	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)	8.85×10 ⁻²	4.64×10 ⁻²	4.04×10 ⁻²	2.95×10 ⁻²	2.09×10 ⁻²	1.68×10 ⁻²
評価ケース	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	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)	送電線2回線開始~1987年のデータ	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)	送電線2回線開始~1987年のデータ	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)

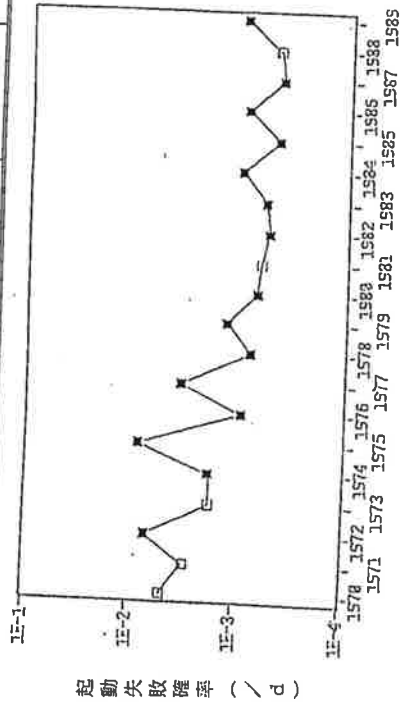
図表3-14 (2) 送電線2回線の復旧性能の評価結果一覧

項目	復旧までの時間				項目	発生件数(評価期間中の累積数)						
	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 <th>(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)</th>	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)	
送電線2回線	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	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)	送電線2回線開始~1987年のデータ	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)
評価ケース	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	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)	送電線2回線開始~1987年のデータ	(伊方支障無し)の長期外部電源喪失データを除く)

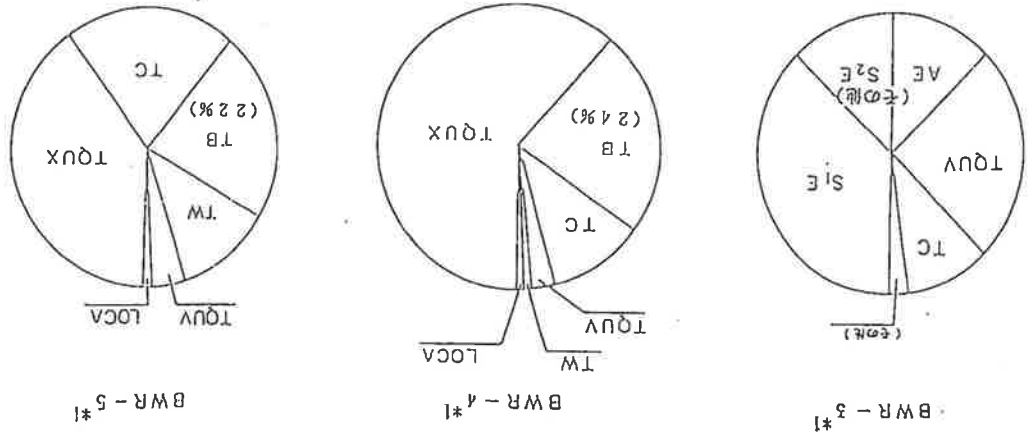
図表3-14 (1) 送電線2回線の復旧性能の評価結果一覧

図表 3-1-5 我が国の原子力発電所における EDG の故障事例
(起動失敗回数のサブシステム毎の内訳とデマント回数)

起動失敗事例 サブシステム	起動失敗回数 (回 / 5 年間)					合計
	1970-1974	1975-1979	1980-1984	1985-1989		
冷却系	2	4	0	0	0	6
制御 / 論理回路	0	2	2	1	1	5
潤滑油系	2	3	0	0	0	5
调速装置	0	2	2	1	1	5
始動系	0	3	0	1	1	4
その他	0	1	1	3	3	5
全システム (合計)	4	15	5	6	6	30
デマント回数	2,134	5,989	8,720	11,169		28,012

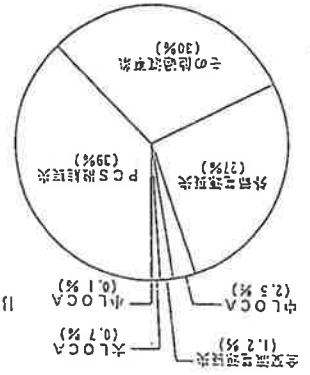


● : (起動失敗回数) / (起動回数) より算定した値。
□ : 起動失敗回数が 0 件であるため、1 件を仮定して算定した値。



TW : 始動系
TQX : 潤滑油系
TQV : 调速装置
AE : 冷却系
S1E : 制御/論理回路
S2E : 制御/論理回路
TC : 始動系
TB : 潤滑油系
TQUX : A.T.W.S

図表 3-1-6 国内代表 BWR 型炉の各事故シナリオの
全炉心損傷頻度への寄与割合*1



PCS : 給排水系
BWR-5 (安全解析用)*2

- *1 BWRグループ「国内代表的 BWR 型炉の確率的な安全評価」、平成元年 2 月 (共通編へ報告) 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況」、平成 4 年 3 月、日本原子力学会誌より抜粋

