

KINS/RR-304

원자력 안전 규제기술 개발


Development of Nuclear Safety Technology

원전설비 운전성능평가 규제기술 개발

Development of Regulatory Techniques for Operational
Performance Evaluation of Nuclear Power Plants

**안전 심각도 경계치 설정 배경 및
결정 절차 분석**

2005. 3

 **한국원자력안전기술원**

제 출 문

한국원자력안전기술원장 귀하

본 보고서를 “원자력안전 규제기술 개발” 과제 중 세부과제인 ‘원전 설비 운전 성능 평가 규제기술 개발’ 의 세부 항목으로 안전 심각도 경계치 설정 배경 및 결정 절차 분석에 관한 주제별 보고서로 제출합니다.

2005년 3 월

연구부서명 : 원자력안전연구실

총괄연구책임자 : 김 호 정

주관연구책임자 : 성 계 용

참 여 연 구 원 : 이 창 주

요 약 문

I. 제 목

안전 심각도 경계치 설정 배경 및 결정 절차 분석

II. 연구개발의 목적 및 필요성

안전 심각도 결정과정 (SDP)은 미국 NRC가 검사중에 발견한 주요 지적사항에 대해 안전에의 심각도 (중요성 정도)을 결정할 목적으로 사용하는 것으로서 규정적이고 결정론적인 코드/기준 부합 여부 확인 대신에 위험도 정보에 의해 얻어진 실질적 고찰사항에 보다 역점을 두기 위한 규제프로그램이다. SDP 이행은 규제자원을 보다 많이 요구되는 곳에 집중 사용하여 규제 효율성을 향상시킬 수 있게 하는데, 왜냐하면 이는 NRC 검사자 또는 규제요원에게 위험도 정보를 활용한 규제 의사결정을 쉽게 할 수 있게 하기 때문이다. SDP의 부가적 적용 결과는 다음과 같이 요약된다.

- NRC 원자로감독과정 (ROP) 이행에서 SDP는 검사 발견사항에 대한 안전성 중요도를 평가하기 위한 척도를 제공한다.
- SDP는 검사 발견사항과 관련된 적시평가 및 규제행위에 대한 기반을 제공한다.
- SDP는 검사 활동에서 리스크를 활용할 수 있도록 발전소 고유 리스크 고찰 (risk insight) 정보를 검사원에게 제공한다.
- SDP는 관련 당사자들을 포함하여 규제자와 사업자 양쪽에 논의의 기회와 공통 언어(기준)를 제공할 수 있다.

따라서 SDP의 설정 배경 및 근거를 조사하고 그 결정 절차를 상세히 분석 연구하는 것은 우리 자신의 효율적인 규제 시스템을 정립하는데 있어 시급하고도 필요한 것이라고 할 것이다.

III. 연구개발의 내용 및 범위

미국 NRC에서 사용하고 있는 안전 심각도 결정 과정은 리스크정보를 직접 규제검사 및 현안 해결에 활용하여 규제의 효율성과 효과성을 제고하기 위한 최근의 규제수단이다.

따라서 그 SDP 절차에 사용되는 각종 의사결정 판단 기준과 등급 결정용 리스크 척도에 대한 경계치는 SDP 실제 이행에 있어 필수적인 요소가 된다. 본 연구에서는 미국 NRC의 이행 경험을 토대로 하여 SDP 경계치 설정 배경과 근거를 파악하고 국내 적용성을 검토하고자 하였다. 세부적으로는 단계별 이행 절차를 정립하고 현안을 파악하며 주요 고려사항들을 자체적으로 평가하는데 초점이 주어졌다. 또한 실제 국내 규제검사와 사건 자료를 참조로 하여 2건의 사례분석을 수행하였으며 국외 (특히 미국) 사례분석도 병행하였다.

IV. 연구개발결과 및 활용에 대한 건의

국내에 SDP 제도가 도입될 가능성 여부를 떠나서, SDP 와 연관된 규제적 문제는 지금 심각하게 고려되어야 한다고 확신한다. 이 고려사항에는 의사결정 판단 기준을 마련하고 심각성 등급 결정용 척도의 경계치(threshold)를 정립하는 것이 포함된다. SDP 각 단계별 이행 절차의 정립과정을 통해 파악된 SDP 현안들의 해결방안은 국내 규제검사나 사고/사건조사 프로그램 개선에 기술적 도움을 줄 것이다.

SUMMARY

I . Project Title

Background and procedure analysis for threshold of safety significance determination

II . Objective and Importance of the Project

The safety significance determination process (SDP) is a regulatory program which gives an emphasis to the real insights gained from risk information rather than to the assurance of as-stated deterministic codes and standards; it has been used in the NRC's inspection for the purpose of determining the risk significance against potential findings. The implementation of SDP can help us to improve the regulatory effectiveness when it is intensively used in the high resource-demanding affairs, for which may be able easily to make a risk-informed decision to an inspector or a regulatory staff. The further consequences of SDP are outlined as follows:

- o In the implementation of well-known new regulatory system, i.e. Reactor Oversight Process, it provides us with a measure of evaluation regarding the safety significance.
- o It provides a rationale for a regulator whose actions and in-time evaluations are required in association with inspector's findings.
- o It gives the inspector some information gained from risk insights so as to utilize during the inspection.
- o It can make an open-room for negotiation and a common language used by both the regulator and the licensee, including the stakeholders.

Therefore, it would be urgent and necessary for establishing our own effective regulatory system that the survey and the research for the background of threshold of SDP, including the procedure for its determination, should be done by us.

III. Scope and Contents of the Project

The SDP, being applied by USNRC, is one of regulatory approaches which can improve the regulatory effectiveness and efficiency by utilizing the risk information to any regulatory inspections and issue resolution. The decision-making criteria and some risk thresholds for the determination of significance can be, therefore, essential elements in actual SDP implementation. Based on USNRC's experiences, this study has the purpose to identify the rationale and background for the determination of significance and to check the feasibility of the implementation to Korean nuclear power plants. Our attentions have been basically concentrated on establishing its step-by-step processes, identifying the current issues, and assessing major issues for the application to domestic plants. Practically, two examples have been analyzed after consulting the database on our actual regulatory inspections and incidents.

IV. Results and Recommendations for Application

Regardless of our current non-preparation of SDP, we are sure that the regulatory matters relevant to the SDP be seriously considered at present, which includes major two tasks both for preparing a decision-making criteria and for establishing some risk thresholds for the determination of significance. Some resolution for issues, identified through establishing process of each phase of SDP, would give a technical support to enhance the domestic regulatory inspections and/or formal incident/accident survey program.

목 차

제출문	i
목 차	vii
1. 서 론	1
2. 배 경	2
3. 대상 및 분야	4
4. 단계별 이행절차	10
5. 미국 NRC의 SDP 개발과정에서 밝혀진 주요 현안	17
6. 적용 원칙 제안	20
7. 주요 고려사항	22
8. 국내 사례 적용분석	27
9. 향후 연구 사항	30
10. 결론	31
참고문헌	31
부록 1. 초기사건과 계통간 종속성 연계 행렬	37
부록 2. 미국 Farley 원전의 SDP Worksheet	51

안전 심각도 경계치 설정 배경 및 결정 절차 분석

1. 서론

원전 안전성 저해요인의 심각성 정도를 리스크 평가결과에 근거하여 결정하기 위한 소위 안전 심각도 결정 과정 (significance determination process: SDP)은 최초로 2000년대 초반 미국 NRC에 의해 시도되었다. SDP는 규제 기관의 검사자에 의한 현장의 검사 발견사항 (inspection finding - 우리나라에서는 보통 검사 지적사항 혹은 권고사항에 해당하는 것이지만 이는 의미가 다소 다르므로 원문 그대로 표현함)을 초기에 선별 검토하며, 이 검사 발견사항에 포함되는 기기 및 성능의 결함 (performance deficiency) 과 같은 근본적인 문제점으로 인해 심각한 리스크 증가를 초래하였는지 여부를 확인하는 절차이다. 즉, SDP는 검사 발견사항의 안전에의 심각성 (중요성 정도)을 결정하는 문제에서 기존의 규정적 기준 부합 여부에 역량과 초점을 두는 대신에 위험도 정보에 의해 얻어진 고찰사항을 보다 재원이 요구되는 곳에 사용하고 NRC 검사자 또는 규제요원의 규제 의사결정을 돕기 위해 개발된 규제 평가과정이라 할 수 있다. SDP의 목적은 다음과 같이 요약할 수 있다.

- NRC 원자로감독과정 (ROP) 이행에서 검사 발견사항에 대한 안전성 중요도를 평가하기 위한 척도를 제공한다.
- 사업자를 포함한 관련 당사자들간에 잠재적인 안전 중요도에 대한 객관적, 공통적 논의체계와 기준을 제공한다.
- 검사 발견사항과 관련된 적시평가 및 규제행위에 대한 기반을 제공한다.
- 검사 활동에서 리스크를 활용할 수 있도록 발전소 고유 리스크 고찰 (risk insight) 정보를 검사원에게 제공한다.

미국 NRC의 ROP 프로그램을 지원하는 요소 중의 하나로서 안전 심각도 결정과정은 말 그대로 리스크의 심각성을 자체적으로 선별하고 평가한다. 이는 구체적으로 ROP 프로그램의 요소 중 하나인 기반 규제검사 (baseline inspection)에서 발견된 사항, 즉 실제로 일어난 사건들 (초기 사건은 제외됨)을 특성화하는 작업을

의미하며 연관된 평가 및 행정조치의 근거를 제공한다 [1]. 즉, SDP는 검사 발견사항과 연관하여 원인을 추적하고 리스크 영향 관점에서 결과를 확인하는 리스크 정보 활용 접근방식에 기반하는 개념이다.

발전소 리스크 증가를 유발할 가능성이 있다고 판단되는 검사 발견사항들은 상세 평가과정에 들어간다. 이 상세 평가과정은 보통 리스크분석 전문가에 의해 수반되며 상세분석 결과가 도출되면 어떤 추가적인 규제조치들이 수행되어야 하는지 쉽게 결정할 수 있게 된다.

리스크 심각도 상세평가과정에서는 설계기준 사고분석이 아니라 실제적인 사고분석을 사용하며, 따라서 검사 발견사항의 심각성을 결정하는 일차적 고려사항은 단순한 운전성 (operability) 여부가 아니라 기능적 역량(functional capability)이 된다. SDP는 리스크 정보가 체계적이고, 실질적이며 반복적인 방식으로 사용될 수 있음을 보여준다. 또한 이는 검사자들에게 일관되게 검사 발견사항을 특성화하도록 하는 객관적 규제과정을 제시한다. 한편으로는 새로이 나타난 검사 현안들을 우선순위화하고 평가 표본들을 선택하는데 있어 향상된 기법을 제공한다.

2. 배경

NRC는 1990년대 말기에 상용 원전 운영자 또는 인허가 취득자에 대해 새로운 리스크정보 활용 규제 감독과정 (ROP)을 제안하였다. 또한 시범 평가를 위해 선정된 원전에 대해 ROP의 초기 적용 노력을 경주하였다. ROP 정립과정에서 SDP의 역할은 그림 2-1에서 보여주는 상관관계를 해석함으로써 알 수 있다. 그림 2-1에서 보듯이 ROP 프로그램은 SDP와 PI (성능지표)의 양대 축을 중심으로 이행되며, 모든 검사 프로그램들이 관여되고 이를 기반으로 제반 조치전략 및 실제 행정조치 등이 수반됨을 알 수 있다.

NRC는 ROP 시범평가 결과를 독립적으로 평가, 조언하고 얻어진 경험을 적절히 반영하기 위하여 시범 프로그램 평가위원단 (PPEP: Pilot Program Evaluation Panel)을

표 3-2. 초기사건, 완화계통 및 방벽 cornerstone에 대한 1단계 SDP 판단 절차 (1/3)

참고서류:	LER 번호 ()	검사보고서 번호 ()
(1) 파악된 조건 개요 (설명):		
1-1	파악된 조건에 의해 저하된 계통	
1-2	파악된 조건에 의해 저하된 계열	
1-3	계통 또는 계열의 기본 기능	
1-4	계통 또는 계열의 다른 안전기능	
1-5	정비규정 범주	
1-6	파악된 조건의 지속 기간	()일 ()시간
(2) 저하된 기능 및 Cornerstone 점검:		
2-1	초기사건	
	○ 과도사건 (원자로트립 등)	<input type="checkbox"/>
	○ LOCA 및 2차측 대형배관파단	<input type="checkbox"/>
2-2	완화계통	
	○ 초기 노심 잔열제거기능 <input type="checkbox"/>	○ 장기 잔열제거기능 <input type="checkbox"/>
	○ 반응도제어 기능 <input type="checkbox"/>	○ 화재/침수/지진/강풍 <input type="checkbox"/>
2-3	안전방벽	
	○ 1차 계통 방벽 <input type="checkbox"/>	○ 격납건물 방벽 <input type="checkbox"/>
	○ 핵연료 피복재 방벽 <input type="checkbox"/>	
(3) 기타 영향 가능 기능 점검:		
3-1	화재방호기능	<input type="checkbox"/>
3-2	정지중 안전기능	<input type="checkbox"/>
결론	○ 2개 이상의 Check Point 있음 <input type="checkbox"/>	→ 2단계 SDP 수행
	○ 1개의 Check Point 있음 <input type="checkbox"/>	→ 다음 단계 진행 (2쪽)
	○ Check Point 없음 <input type="checkbox"/>	→ 1단계 SDP 종료

구성하였다. PPEP의 시범 적용에서의 초기 조치 권고사항은 다음과 같다.

- 원자로 관련 항목 이외의 다른 항목에 대한 과정 개발
- 3단계 SDP에서의 PRA 활용에 있어서 NRC와 산업계 간의 상호과정을 명확히 규정
- 서로 다른 SDP와 안전 지시자에 대해 선정된 경계치가 안전성 영향을 일관되게 대변하는지 확인.

한편 PPEP가 시범 적용 결과에 따른 조치 권고사항으로 대표적인 것으로는 SDP 자체에 내재된 고유 가정사항의 정당성을 리스크 심각성 판단과정이 진행되는 동안 입증하도록 요구한 것이다.

REACTOR OVERSIGHT PROCESS

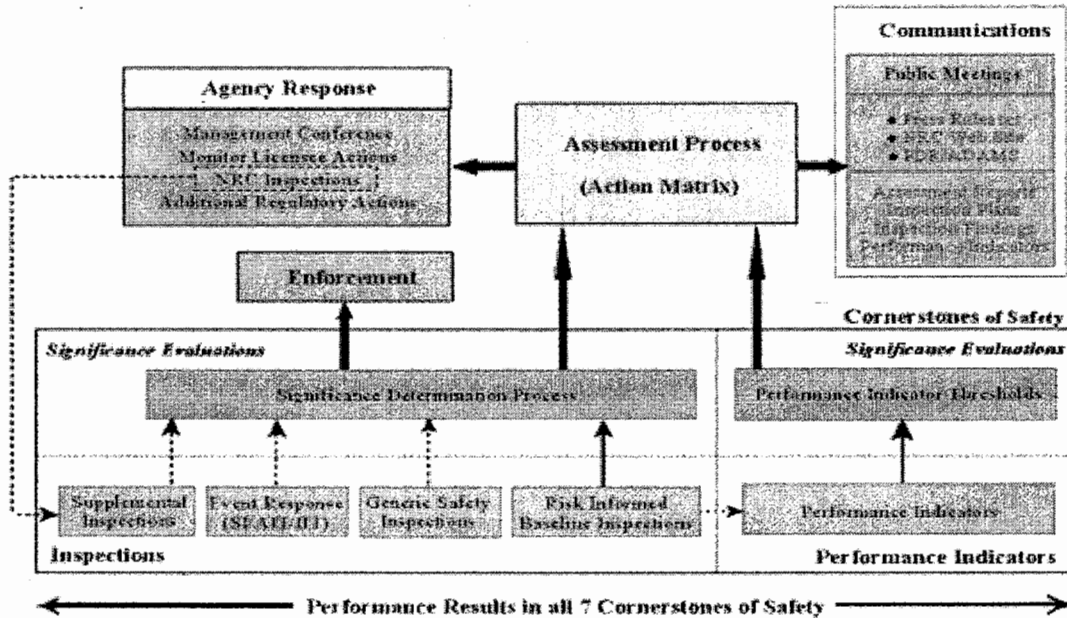


그림 2-1. 미국의 리스크정보 활용 규제 감독과정 (ROP) 흐름도

3. 대상 및 분야

관련 적용 대상으로 현재 다음과 같은 9개 분야가 제시되어 있다[2].

- 출력운전중 원자로 안전 일반
- 화재방호 및 화재후 안전정지
- 정지중 안전
- 격납건물 건전성
- 비상 대응
- 작업자 피폭 방사선 안전
- 일반 대중 방사선 안전
- 물리적 방호
- 운전원 재자격, 인적 성능

각 분야에 대해 SDP는 다음과 같은 3단계 과정으로 구성된다.

- 1단계 (Phase 1): 검사 발견사항이 명확히 green 등급인지 아닌지 확인한다. 여기서 green 등급은 표 3-1에서 제시하는 바와 같이 조건부 노심손상확률 (CCDP) 또는 ΔCDF 가 $1.0E-6$ 이하인 리스크 수준에 해당한다.
- 2단계 (Phase 2): 검사 발견사항이 green 등급 이상이 될 가능성이 있는 경우 어느 정도 등급에 해당하는지 평가한다. 상위 등급으로는 표 3-1에서 제시하는 바와 같이 white (ΔCDP $1.0E-5$ 이하), yellow (ΔCDP $1.0E-4$ 이하), red (ΔCDP $1.0E-4$ 이상) 가 있다. 이 단계까지도 관련 검사자 및 지역 책임자에 의해 수행된다. 관련 검사 지침서 및 매뉴얼이 작성되어 있다.
- 3단계 (Phase 3): 검사 발견사항이 green 등급 이상으로 명확히 판명된 경우, 상세 리스크 분석이 전문가에 의해 수행된다. SERP(SDP & Enforcement Review Panel)가 검토에 관여한다.

여기서 주의하여야 하는 사항은 리스크 척도이다. 보통 성능이 저하된 기기 또는 정비 때문에 이용불능한 기기들이 복합된 발전소 배열 상태의 리스크를 표현하는데 있어 Δ CDF 및 CCDP 양자가 모두 사용될 수 있다. 하지만 만약 리스크 척도로서 CCDP가 사용될 경우에는 정비 활동이 연관될 때마다 잠재적으로 Δ CDF 보다 더 높은 심각도 결과를 나타낼 수 있다. 또한 NRC는 다음과 같은 이유로 SDP 평가에 있어서 CCDP 보다는 Δ CDF를 적용하도록 권고한다.

- 검사 발견사항의 심각도를 특성화하는 SDP의 사용 목적은 조치메트릭스(NRC action matrix) 내에서 부가적으로 사업자의 성능지표와 이를 비교하기 위한 것이다. 원자로안전 cornerstone의 성능지표 경계치가 연간 CDF 증가분에 근거하여 개발되었으므로 일관성 측면에서 SDP에서도 이를 적용하는 것이 좋다.
- 만약 사업자 성능의 특성을 부여하기 위해 CCDP가 사용된다면 성능 결함에 의한 것 만큼 배열 시간에 영향을 받게 되므로 일관되지 못하다. 또한 이는 10 CFR 50.65 (정비규정) 요건을 만족하는 허용된 성능정비 관행 측면에서 볼 때 사업자를 불리한 입장에 두게 한다.
- 성능결함은 기기를 몇 일 또는 몇 달 동안이나 이용불능 되도록 하므로 CCDP가 사용된다면 사업자 성능 특성을 평가하기 위해서는 성능 저하된 기기와 동시에 발생하는 발전소 정비 배열의 이력 분석이 필요하게 된다.

1단계 (Phase 1) SDP 과정은 워크시트로 구성된 의사결정 논리(decision logic)을 사용하여 수행된다. 표 3-2는 초기사건, 완화계통 및 방벽 cornerstone에 대한 1단계 SDP 판단 과정을 각 진행 과정별로 보여준다. 표 3-2에서 보는 바와 같이 1단계 SDP 판단결과는 Green 등급으로 결론지어 종결되거나 2단계 SDP 과정을 수행하거나 그것도 아니면 3단계 SDP 과정 수행을 위한 입력을 제공하는 3가지 경우로 나타난다. 표 3-2의 개발과정에서 검사 발견사항이 화재방호와 연관되거나 핵연료 방벽, 주 제어실, 보조건물, 또는 사용후 핵연료 저장조에 대해 제공된 방사선 방벽기능의 저하와 연관될 경우 현재 리스크 심각성을 판단할 수 있는 절차가 미흡하므로 이에 관한 SDP 절차가 향후 부가적으로 개발되어야 할 것으로 나타났다.

SDP 분석에서 검사 발견사항의 리스크 심각성을 평가, 처리할 때 검사자의 역량이 가장 많이 요구되는 과정은 아마도 다음과 같은 다단계 과정으로 이루어진 2단계 과정일 것이다. 각 과정의 상세 내용은 다음 절에 제시되어 있다.

- (1) 관련 초기사건 파악
- (2) 검사 발견사항의 각 초기사건별 잠재성 결정
- (3) 안전기능의 잔여 완화능력 추정
- (4) 검사 발견사항에 따른 완화능력 지표 조정
- (5) 운전원 회복조치 가능성 평가
- (6) 사고경위별 심각성 지표 결정
- (7) 종합적 리스크 심각도 추정

표 3-1. Risk Significance Based on Risk Measures

Frequency Range (/ry)	SDP based on ΔCDF	SDP based on $\Delta LERF$
$\geq 1E-4$	Red	Red
$< 1E-4 - 1E-5$	Yellow	Red
$< 1E-5 - 1E-6$	White	Yellow
$< 1E-6 - 1E-7$	Green	White
$< 1E-7$	Green	Green

표 3-2. 초기사건, 완화계통 및 방벽 cornerstone에 대한 1단계 SDP 판단 절차 (2/3)

초기사건	완화계통	안전방벽
1. 발견사항이 1차 또는 2차 계통 LOCA 기인자의 발생 가능성에 영향을 주는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속	1. 발견사항이 NRC 일반서한 91-18에 제시된 기능상실을 유발하지 않는다고 확인된 설계나 품질 결함인가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, Green 등급 결정 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속	1. 발견사항이 1차 계통 안전방벽의 기능 저하를 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속
2. 발견사항이 원자로정지를 유발하고 이와 더불어 완화 기능의 이용불능에 영향을 주는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속	2. 발견사항이 계통의 실제적인 안전 기능 상실을 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속	2. 발견사항이 핵연료 방벽의 기능 저하이거나 주제어실, 보조건물, 또는 사용후 핵연료 저장조에 대해 제공된 방사선 방벽기능의 저하만을 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, Green 등급 결정 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속
3. 발견사항이 화재 또는 내부 및 외부 침수 발생 가능성을 증가시키는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 발전소 고유 분석 결과를 이용하여 노심손상 시나리오 파악하고 3단계 SDP 평가를 위한 입력 제공 <input type="checkbox"/> 아니면, Green 등급 결정	3. 발견사항이 기술지침서 허용정지 시간(AOT) 이상 동안 실제적인 단일 계열의 안전기능 상실을 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속	3. 발견사항이 유해 환경조건에 대비한 주제어실 안전방벽의 기능 저하를 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 3단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속
	4. 발견사항이 정비규정에 의해 리스크에 심각한 기기로 선정된 하나 이상의 비-기술지침서 적용 기기 계열의 24시간 이상의 실제적인 안전기능 상실을 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, 다음 항목 계속	4. 발견사항이 격납건물의 압력 제어기능 저하 또는 물리적 방벽에 있는 실제 개방유로를 나타내는가? <input type="checkbox"/> 그렇다면, 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 아니면, Green 등급 결정
	5. 발견사항이 지진, 화재, 침수, 강풍 등 초기사건으로 인해 잠재적으로 리스크에 심각한 것으로 선별되었는가? (3쪽의 기준 적용) <input type="checkbox"/> 그렇다면, 발전소 고유분석 결과를 이용하여 노심손상 시나리오 파악하고 3단계 SDP 평가를 위한 입력 제공 <input type="checkbox"/> 아니면, Green 등급 결정	

표 3-2. 초기사건, 완화계통 및 방벽 cornerstone에 대한 1단계 SDP 판단 절차 (3/3)

지진, 화재, 침수, 강풍 등에 대한 선별기준	
<p>1. 발견사항이 지진, 침수, 강풍 (심각한 날씨) 등에 대비해 특별히 완화능력을 갖도록 설계된 기기 또는 기능의 저하를 포함하는가?</p> <ul style="list-style-type: none"> - 관련 기능의 예로 지진 스너버, 침수방호체 등이 있다. - 단 화재방호를 위한 기기 또는 기능의 저하는 별도 SDP 절차로 평가한다. <p><input type="checkbox"/> 그렇다면, 다음 2번 항목 계속</p> <p><input type="checkbox"/> 아니면, Green 등급 결정</p>	
<p>2. 만약 기기 또는 안전기능이 완전히 고장나거나 이용불능하다고 가정할 경우, 다음 질문중 어느 하나라도 해당되는지 확인한다.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 외부사건 발생시 완화능력을 갖는 기기 또는 기능의 자체 상실은 발전소 정지나 기타 초기사건을 유발한다. - 외부사건 발생시 완화능력을 갖는 기기 또는 기능의 자체 상실은 다중 계열 안전계통의 2개 이상의 계열 손상을 유발한다. - 외부사건 발생시 완화능력을 갖는 기기 또는 기능의 자체 상실은 안전기능을 지원하는 보조계통의 하나 이상의 계열 손상을 유발한다. <p><input type="checkbox"/> 그렇다면, 발견사항은 잠재적으로 리스크 심각성이 있다. 2쪽 항목 계속</p> <p><input type="checkbox"/> 아니면, Green 등급 결정</p>	
<p>3. 발견사항이 PSA 또는 유사 분석에 의해 외부사건에 의한 노심손상 사고경위 시나리오에 기여한다고 파악된 어떤 안전기능의 저하를 포함하는가?</p> <p><input type="checkbox"/> 그렇다면, 발견사항은 잠재적으로 리스크 심각성이 있다. 2쪽 항목 계속</p> <p><input type="checkbox"/> 아니면, Green 등급 결정</p>	
<p>1단계 SDP 종합 결과</p>	<p><input type="checkbox"/> Green 등급 <input type="checkbox"/> 2단계 SDP 수행 <input type="checkbox"/> 3단계 SDP 입력 제공</p>
<p>주요 가정사항 (필요시 기재)</p>	

4. 단계별 이행 절차

(1) 검사 현안 발견:

Phase 1 Worksheet 등을 활용하는 검사 프로그램 이행에 의해 발견되었으며 문서화가 요구되는 정도 이상을 넘는 licensee의 운전중 성능 결함은 검사 현안으로 간주한다. 검사 발견사항은 검사 과정에서 일반적으로 licensee 대표자와 논의되며, 검사후회의에 정식으로 제기된다. 각 검사 발견사항의 심각성은 보통 현안의 사실 확인과 병행하여 진행된다.

(2) 심각성의 임시 결정:

보통 Phase 1 Worksheet 에 제시되어 있는 의사결정 논리를 이용하여 현안이 더 이상의 상세 분석없이도 green 등급으로 판정될 수 있는지 결정한다 (표 3-2 참조). 검사자는 비록 Phase 1 판정에서 green 등급으로 판정되었어도 Phase 2 Worksheet을 이용하여 검사 발견사항을 평가하도록 권유하고 있다. 이렇게 함으로써 발전소 고유의 리스크 통찰력을 얻을 수 있다.

(3) 발전소 고유의 리스크 정보 활용 검사지침서 적용 (Phase 2 분석)

- ① 관련 초기사건 파악: 검사 발견사항에 연관된 계통 및 기기를 확인하고 “기기와 초기사건간의 사건완화기능 연관성”을 나타내는 도표[보고서 7절 참조]를 이용하여 어떤 초기사건이 해당하는지 파악한다. 예로서 증기발생기 주증기격리밸브(MSIV)와 연관한 검사 발견사항은 단지 “주증기배관 파단사건” 초기사건에만 연관되며, 기기냉각수 (CCW) 펌프와 연관한 검사 발견사항은 모든 초기사건에 연관될 것이다. 왜냐하면 기기 냉각수계통과 같은 계통들은 대부분의 안전계통들이 수행하는 사고완화 기능을 지원하는 기능을 갖고 있기 때문이다. 이 도표는 검사지침서에 첨부되어야 한다.
- ② 검사 발견사항의 각 초기사건별 발생 잠재성 결정: 각 초기사건 발생 빈도 범주별로 분류된 초기사건의 발생 잠재성 척도 (event likelihood measure)를 “검사 결과로 발견된 성능저하 조건의 지속시간”의 크기에

따라 3가지 구역으로 심각성이 구분된 도표를 이용하여 결정한다. 즉 지속시간을 3일 및 30일을 기준으로 3가지 구역으로 구분하고 검사 발견사항이 이 중 어느 한 구역에 해당하는지 행(coloum)을 먼저 찾고 또한 해당 행에서 각 초기사건 열(row)에 해당하는 잠재성 척도를 추정하게 된다. (잠재성 척도의 설정 근거는 7절에서 설명한다.) 표 4-1에서는 총 8 가지 등급화 (0~7)된 척도가 초기사건의 발생 잠재성을 기준으로 제시되어 있다. 이와 같은 형태의 도표는 해당 발전소의 검사지침서에 제시되어야 한다. 한편 검사 발견사항이 초기사건의 발생빈도를 증가시킨다면 초기사건 발생 잠재성 척도를 상향 조정하여야 한다. 구체적인 상향 조정방법은 추후 연구한다.

- ③ 사건에 대한 잔여 완화능력 추정: 검사지침서의 각 초기사건 심각도 점검표 (worksheet) [발전소 고유 사항]에 대해 검사 발견사항으로 영향을 받게 되는 안전기능이 존재하는지 확인한다. 이 점검표에 관련 안전기능이 포함되는 시나리오(사고경위)를 확인하여 표시한다.
- ④ 검사 발견사항에 따른 완화능력 지표 조정: 검사 발견사항으로 영향을 받게 되는 각 안전기능에 대해 관련 기기의 영향을 평가한다. 안전기능의 배열에 따라서 일반적으로 부여하는 배열중속 잔여 완화능력 (Remaining Matigation Capability) 지표 결정은 그림 4-1 내지 그림 4-4와 표 4-2에 제시된 방식을 참조로 하며 이와 관련한 내용은 검사지침서에서 자세히 제시한다. 여기서 특히 그림 4-1 내지 그림 4-4는 일반적인 계통의 특정 배열 변화에 따른 완화능력을 표 4-2에 제시된 열(column)별로 나타내고 있다. 구체적으로 설명하면, 그림 4-1은 표 4-2의 3열에, 그림 4-2는 표 4-2의 4열에, 그림 4-3은 표 4-2의 5열에 각각 해당한다. 그림 4-4는 약간 특이한 상황으로서 표 4-2의 어느 열에도 해당되지 않지만 표 4-2의 4열과 5열이 혼합된 형태라고 볼 수 있다. 하지만 검사 발견사항의 결과로 이 지표는 조정된다. 보조급수계통을 예로서 설명한다. 어느 발전소의 보조급수계통이 평상시에 각 100% 용량의 동력구동펌프(MDP)를 포함한 2개의 대기중 계열로 설계되어

있다면 이는 표 4-2에 의하면 “3”의 잔여 완화능력을 갖게 된다. 하지만 만약 이 중 한 계열의 MDP 기능에 영향을 미치는 성능 결함이 발생하였다면 이로 인해 다중성이 저하되고 결론적으로는 단일 계열의 완화성능만이 보장되는 것이므로 잔여 완화능력은 표 4-2에 따라 “2”로 조정될 것이다.

- ⑤ 운전원 회복조치 가능성평가: 기기 성능저하, 작동불능의 특성을 확인하여 운전원이 관련 초기사건 발생이후 이를 요구 시간내에 회복시킬 수 있는지 평가한다. 평가기준은 별도로 제시된다.
- ⑥ 사고경위별 심각성지표 결정: 2번에서부터 5번 까지의 과정을 참조로 하여 검사지침서의 각 관련 초기사건 사고경위에서 리스크 심각성 지표를 결정한다. 각 사고경위의 리스크 심각성 지표는 초기사건 발생 가능성 지표, 잔여 완화능력 지표와 회복조치 지표를 모두 합산한 것이다.

(4) 종합적 리스크 심각도 추정 (Phase 2 분석)

(3)의 과정에서 나타난 리스크 심각성지표 판정결과를 놓고 등급조정규정에 관한 기준을 적용하여 최종적으로 리스크 심각도를 추정한다. Worksheet로도 제시할 수 있는 등급조정 원칙은 간단히 제시되는데 이는 어느 하위의 지표가 3개가 되면 이를 한 단계 상위의 지표로 상향시키는 것을 의미한다. 즉, 3개 정도의 하위 지표를 갖는 리스크 심각성은 한 단계 높아진다 (one order risk increase) 라고 보는 것이다. 이로서 나타난 지표가 4 이면 RED, 지표 5 이면 YELLOW, 지표 6 이면 WHITE, 그 이하이면 GREEN으로 판정한다.

단, 지표 7 이상의 경우에도 화재, 침수, 강풍, 지진 등의 외부사건에 의한 리스크 영향을 고려하기 위하여 3단계 (Phase 3) 평가과정을 수행한다. 왜냐하면 외부사건에 의해 1승 이상의 리스크 증가를 가져올 수 있기 때문이다.

표 4-1. 국내 가압경수로형 SDP Phase 2 평가를 위한 초기사건 분류

열	초기사건 빈도	초기사건 종류 (PWR)	초기사건 잠재성 척도 X = $-\log_{10}$ (IE probability)		
			0	1	2
I	> 1 per 1-10 yr	* Reactor Trip (General Transient) * 주급수상실	0	1	2
II	1 per 10^{-10^2} yr	* 소외전원상실 * 기기냉각수상실 * 복수기진공상실 * 대형 이차측 누설	1	2	3
III	1 per $10^2 - 10^3$ yr	* 증기발생기 세관 파단 * RCP 밀봉 냉각재상실 사고 * Safety/Relief Valve stuck open * 4.16 kV 교류모션 상실 * 125V 직류모션 상실 * 대형 이차측 파단 * 계측용 공기 상실	2	3	4
IV	1 per $10^3 - 10^4$ yr	* 소형 냉각재상실 사고	3	4	5
V	1 per $10^4 - 10^5$ yr	* 중형 냉각재상실 사고 * 정지불능 과도사건	4	5	6
VI	< 1 per 10^5 yr	* 대형 냉각재상실 사고 * 저압 경계부 냉각재상실 사고 * 원자로용기 파단	5	6	7
			> 30 일	30-3 일	< 3 일
성능저하 조건의 지속시간					

표 4-2. 일반적인 잔여 완화능력 결정방식

잔여 완화능력의 형태	잔여 완화 능력 $X = -\log_{10}(\text{고장확률})$
<p>한 계열의 자동화된 증기구동 완화능력 (1 ASD Train)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100% 용량을 가진 단일의 터빈 구동 기기를 포괄한 계열 - 이 계열의 고장, 검사 및 정비 등으로 인한 총 고장확률은 약 0.1 로 가정 	1
<p>두 가지의 다양한 계열 (2 Diverse Trains)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2개의 다양성 특성을 가진 계열로 구성 - 따라서 공통원인고장 고려하지 않음 - 이 계열의 고장, 검사 및 정비 등으로 인한 총 고장확률은 한 계열의 완화능력의 배가 되므로 약 0.0001 로 가정 	4 (2 + 2)
<p>하나의 다중 계열 완화능력 (1 Multi-Train)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2개 이상의 다중 계열 안전기능 - 공통원인고장 고려; 등급 결정시 몇 개 계열이 다중화 되어 있던지 고려하지 않음. - 이 계열의 고장, 검사 및 정비 등으로 인한 총 고장확률은 약 0.001 로 가정 	3
<p>한 계열의 완화능력 (1 Train)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100% 용량을 가진 여러 기기를 포괄한 계열 - 이 계열의 고장, 검사 및 정비 등으로 인한 총 고장확률은 약 0.01 로 가정 	2
<p>고장난 계열의 회복 능력 (Recovery of Failed Train)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 초기사건 발생 이후 고장난 기기의 운전원 회복조치 고려 - 조치는 주제어실이나 현장에서 발생하며, 조치 가능성이 평가되어야 함 - 조치 실패확률은 약 0.1 로 가정 	1
<p>운전원조치 인정 (Operator Action Credit)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 각 사고시나리오에서 수행되는 주요 운전원조치를 완화능력으로 인정 - 조치오류확률에 따라 3가지로 등급 분류 - 조치오류확률이 0.5 에서 0.05 사이인 경우, 완화능력 = 1 - 조치오류확률이 0.05 에서 0.005 사이인 경우, 완화능력 = 2 - 조치오류확률이 0.005 에서 0.0005 사이인 경우, 완화능력 = 3 	1, 2, 또는 3

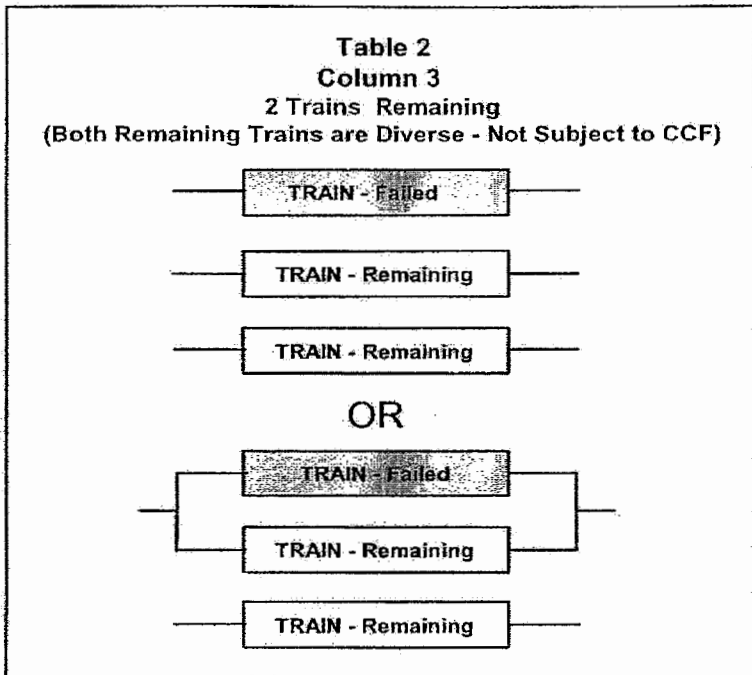


그림 4-1. 표4-2의 제3열에 부합되는 계통 배열 형태

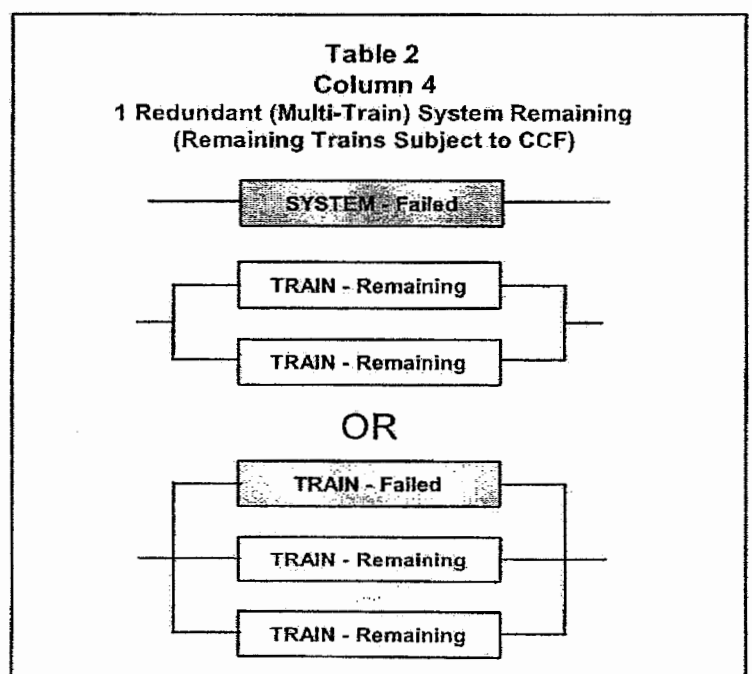


그림 4-2. 표4-2의 제4열에 부합되는 계통 배열 형태

Table 2
Column 5
1 Train Remaining
(Remaining Train Not Affected by CCF)

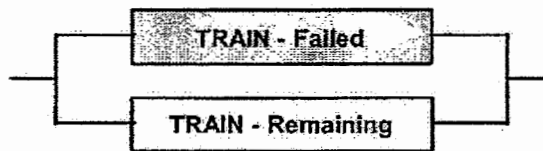


그림 4.3. 표4-2의 제5열에 부합되는 계통 배열 형태

Table 2
Column 2
1 Redundant (Multi-Train) System + 1 Train Remaining

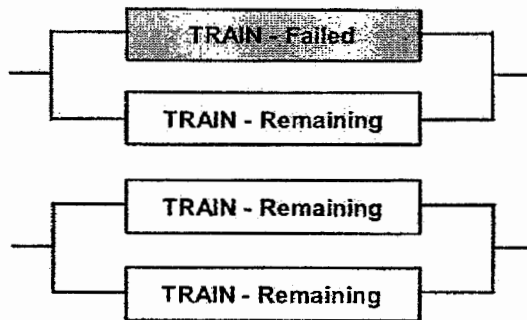


그림 4.4. 기타 가능한 특정 계통 배열 형태

(5) LERF 에 관한 리스크 기여분 선별 (Phase 2 분석)

원자로 안전에 관한 2단계 SDP 과정에서 지표 7 이상의 리스크 심각도를 추정하고 다음 사항과 연관한 사고경위를 포함하고 있다면 LERF 에 관한 리스크 기여분 선별과정을 수행한다. LERF 에 관한 리스크 기여분 선별과정은 별도로 지정한다.[추후 연구]

- Interfacing System LOCA
- Transient (발전소 정전 사고경위 포함)
- Small LOCA
- SGTR

(6) 3단계 평가과정 (Phase 3 분석)

충분히 정당성이 갖추어져 있다면 필요시, 1단계 및 2 단계과정에서 선별된 초기 결과들을 3단계에서 재평가할 수 있다. 한편으로는 2 단계과정으로 평가할 수 없었던 검사 발견사항을 평가하기도 한다. 3단계 SDP 평가과정은 보다 적절하고 결과에 신뢰성을 주는 품질이 확보된 모델 (예: SPAR)과 PSA 기법을 활용하여 수행되며 리스크 분석자의 전문성에 의존하므로 적절한 평가체제와 인력이 유지되어야 한다.

5. 미국 NRC의 SDP 개발과정에서 밝혀진 주요 현안

가. 현안 1: 발견사항에 대한 구별작업의 시점

- 1) SDP가 검사 발견사항을 구별하는데 있어 검사자와 지역 사무소 관리자에게 과연 시기 적절하게 사용될 수 있는지 확인한다. 시점 기준의 예로서는 다음과 같다.
 - phase 1 평가 30일 이내에 phase 2 평가가 완료될 수 있는지,
 - phase 3 평가의 90%가 phase 1 평가 90일 이내에 완료될 수 있는지,
 - phase 3 평가의 100%가 phase 1 평가 120일 이내에 완료될 수 있는지 확인

- 2) 시범 이행 초기에 원자로 안전영역에 관한 발전소 고유 SDP 매트릭스가 유용하지 않아 시점 기준을 만족하지 못하는 것으로 나타났다. 적절한 시점까지 최종 리스크 분류작업이 수반되어야 한다. 따라서 산업계 차원의 이행 이전에 발전소 고유 사고대응 관련 SDP 매트릭스가 개발되어야 한다고 권고하였다.
- 3) 충분한 자료의 결핍으로 인해 비원자로 영역에 관한 SDP 평가의 시기적절성은 평가되지 않았다.
- 4) phase 3 평가에서의 PSA 활용을 포함하여 인허가 취득자와 NRC간 상호연계 과정이 보다 잘 정의되어야 한다고 권고하였다.

나. 현안 2: 심각도 수준의 정확한 평가

- 1) 적절한 검사지침을 개발한다. 검사 발견사항이 정립된 이 지침에 따라 안전 심각도 등급을 적절히 부과될 수 있는지 확인한다.
- 2) Phase 2 worksheet가 현재의 발전소 확률론적 리스크평가와 기기 배열을 정확히 반영할 수 없다면 심각한 비효과성을 유발할 수 있다. 또한 지역사무소의 리스크 분석자가 모든 심각한 현안 (non-Green issue)들을 대상으로 그 중요성의 정도를 결정하기 위해서 심도있는 Phase 3 분석을 수행하는 것이 필요하다.
- 3) SDP 운영지원팀을 결성하고 이에 의해 이 검사 발견사항을 95% 신뢰수준에서 검토할 경우, 최소한 95%의 검사 발견사항이 SDP에 의해 적절히 분류될 수 있음을 보여줄 수 있다. 이런 검토과정은 또한 리스크에 심각한 검사 발견사항들이 선별처리되지 않음을 확인한다.
- 4) 인적 성능 (human performance)과 같은 공통 적용현안 (cross-cutting issues)과 관련하여 내재된 가정사항의 정당성을 지속적으로 확인할 수 있는 감시프로그램이 이행 초기에 필요하다고 권고하였다.

- 5) 사건 대응 및 행정조치(enforcement)와 관련하여 CDF 대신 CDP를 적용하며, 반대로 SDP 및 이와 관련한 행정조치에서는 CDP 대신 CDF를 적용하는 근거와 방식에 대하여 명백히 규정하는 것이 필요하다고 권고하였다.
- 6) 산업계 차원에서 이행되는 동안 및 그 이후에도 검사자가 보다 더 SDP 과정에 친숙하여 요구되는 일관성을 갖추어 줄 수 있도록 독립적인 SDP 이행 검토반이 유지되어야 한다고 권고하였다.

다. 현안 3: PSA 수단 및 기법의 품질

- 1) 미국 NRC의 원자로 감독과정은 리스크 특성화와 결정을 위해서 리스크 분석자 및 검사자에 의해 사용되는 확률론적 수단(tool)의 품질과 일관성에 좌우된다. 현재 NRC는 위험도 정보 활용에 있어 인허가취득자에 의해 개발된 개별 발전소의 PSA에 크게 의존하고 있지만 각각의 품질은 제각각이다.
- 2) 검증된 Phase 2 worksheet를 활용하지 못하는 것이 이행 초기에 문제점으로 대두되었다. Phase 3 분석을 해야 하는 몇 가지 발견사항들에 대해 인허가취득자는 NRC가 그 현안의 심각성 결정에 있어 덜 상세한 (최적평가 관점에서) 결과를 활용할 경우 페널티가 부과된 것으로 간주한다. 덜 상세한 tool을 사용하여 평가할 경우 리스크 심각도는 상향화되는 가능성이 있으므로 이는 적절한 예측성(predictability)의 문제로 파악된다.
- 3) 방법론 및 모델에서 표준을 정의하지 못한 문제는 또한 검사 발견사항을 평가할 때 즉각적이고 일관된 결과를 얻을 수 있는 규제 요원의 역량을 저하시킨다. 따라서 원자로 안전영역에 대한 개량되고 표준화된 리스크 분석기법을 확보하는 노력이 중요하다.

6. 적용 원칙 제안

이 절에서는 우리나라에서 리스크 정보를 활용하여 원전 규제검사에 안전심각도 결정과정을 도입하기 위한 10가지 기본적인 적용원칙을 다음과 같이 제안하였으며, 이는 미국의 적용 경험과 시행착오 조사내용을 참고로 한 것이다. [3]

(1) 명확한 이행지침 제시

SDP를 검사자가 사용하는데 있어 혼동의 우려가 없는 명확한 이행지침이 제시하여야 한다. 이를 위해 이행 초기에는 정립된 지침을 만족시키지 못하는 사안들이 보고되고 개선될 수 있도록 평가단 (SDP panel)이 구성되어야 한다.

(2) 적합한 정보 및 문서화 제공

적절한 평가 결론을 유도하기 위하여 모든 가능하고 적합한 정보들이 적절한 문서화(documentation)와 더불어 제공되어야 한다. 이 정보에는 결론에서 차이점을 유발할 수 있는 사항들의 근거도 포함된다.

(3) 효과적인 결과 생산

안전에 주요한 현안에 관심이 집중되고 효과적으로 결과를 생산할 수 있어야 한다. 이를 위해 과보수적인(over-conservative) SDP 결정결과나 비보수적인(non-conservative) SDP 결정결과의 등록 횟수를 확인한다. 각 결과들의 등록횟수는 안정되어 있거나 감소하는 경향을 보이는 것이 바람직하다.

(4) 유사 수준 기준 설정

모든 적용대상 및 분야에서 비슷한 수준의 관점으로 결정기준을 설정하여야 한다. 이를 좀 더 확인하기 위해 SDP 결정결과의 확인과정에서 시간에 따른 경향을 관측할 필요가 있다.

(5) 사용 편리한 도구/방법 제공

검사요원들이 별 다른 혼선없이 지표 및 추정 값을 찾아내어 능숙하게 사용할

수 있는 정도로 편리한 SDP 기법이 제공되어야 한다.

(6) 현재 상태 반영

발전소 상태 및 관행과의 일치성 여부를 확인하여 결정과정이 현재 상태를 적절히 반영하고 있는지 확인하여야 한다. 결정절차 및 분석대상에 변경이 있는 경우 그 원인을 확인하고 현재 발전소 상태와 비교하여 적절성이 검토되어야 한다.

(7) 적시 조치시점 부여

부여된 기간내에 검사 발견사항의 등급이 결정되고 관련 활동들이 적시에 수반되어야 한다. 이를 확인하기 위해 적시조치시점 목표 (timeliness goal)가 설정되어야 한다.

(8) 결과 재생산 가능성

이해당사자들이 SDP 결과를 필요에 따라 동일한 정보를 가지고 재생산할 수 있는 기능과 역량이 부여되어야 한다.

(9) 결과 용인성

검사 발견사항의 등급에 대한 독립적인 검증과정이 수반되어야 한다. 이 과정에서는 설정된 지침과의 부합 여부도 포함된다. 또한 인허가 취득자가 SDP 결과를 납득하여야 하며, 항의(appeal) 사례를 추적하고 관리하여야 한다.

(10) 자원 확보/충당

직접 비용과 관련 지원 활동에 드는 자원 등이 비용-편익적인 측면을 고려하여 갖추어져야 한다. 이를 위해 발견사항별 투입인력, 정상 이상의 발견사항(non-green finding)에 대한 조치과정의 소요 자원들을 확인한다.

7. 주요 고려사항

7.1. 검사방식

이행 초기에 정립된 SDP는 모든 연관 분야, 예로서 정지저출력, 격납건물 및 외부사건 분야에서 발견된 검사사항들을 평가하는데 효과적인 기법을 제공하지 못했다. 규제요원은 또한 다른 과정지향적 검사 발견사항들, 예로서 정비규정의 부적절한 적용과 같은 문제를 만약 발전소 기기의 측정가능한 영향이 없다면 쉽게 평가할 수 없다.

표 7-1은 현재 NRC의 SDP 활용 검사방식과 KINS에서 수행되는 현행 검사방식을 비교한 것이다. 검사 발견사항에 대한 SDP 결정정보는 ROP 에서 성능지표 정보와 연계하여 licensee 성능을 평가하는데 활용한다. SDP 결정절차에 따라 나타난 최종 리스크 심각성정보는 규제요건 위배사항에 대한 NRC 행정집행조치(enforcement actions)와 연계된다. 국내 규제검사를 SDP 방식으로 전환하려면 검사대상과 항목을 확대하고 관련 절차 및 기준을 제정하여야 하는 것으로 나타났다.

모든 검사 고찰사항을 리스크 정보를 활용한 방향으로 사용하는 것은 유익한 측면이 있지만 반대급부적 요인을 불러 일으킨다. 잠재적 현안이나 각 발전소 설계의 독특한 특성과 연관된 리스크 수치의 인정은 매우 복잡하고 시간 소모적 과정이 되기 쉬우며 대중 신뢰도 확보 측면에서도 문제가 있게 된다.

SDP 과정에 잠재된 현실적인 문제는 지역 사무소의 리스크 분석자와 검사자가 인허가 신청자의 기술요원과 기술적 정보 및 분석 가정사항들에 대해 논의한다는 것이다. 이런 논의사항들은 NRC 리스크분석을 기술적으로 건전하게 하지만 반면에 검사 발견사항이 대중 신뢰를 벗어나 검토된다는 인식을 줄 수 있다. 혹은 NRC 리스크분석자/검사자와 인허가 신청자 사이에 협상이 오고 간다는 오해를 불러일으킬 수 있다. 몇몇 이해 당사자들은 인허가 취득자의 PSA 정보를 포함하여 SDP에 사용된 모든 정보들이 문서화되어야 한다고 주장한다.

표 7-1. NRC SDP 검사와 국내 규제검사 비교

항목	국내 검사방식	ROP (Inspection) 에서의 SDP 적용방식	국내 SDP 적용을 위한 선결사항
검사 조직	정기검사반 및 현장 주재관실 지원	현장 주재관 주축, 필요시 본부 전문가 지원	
검사 대상	안전계통 및 방사선방호 위주 (원자력법)	7개 safety cornerstone (초기사건, 완화계통, 비상대책 등) 분야	분야 조정 필요
검사 항목	기술지침서 점검항목 위주	7개 safety cornerstone 유지 확인을 위한 39개 baseline 검사항목	분야 조정 필요
검사 현안 심각성 초기 판단과정	검사자 판단에 좌우 (주관적, 정성적)	절차서(0609.02)에 따른 현안의 초기 중요성의 객관적 판단 지침화	절차 정립 필요
검사 현안 처리방식	내부 처리절차에 근거	3 단계 (3 phases) 세부 처리절차	절차 정립 필요
중요성 평가자	검사자 및 평가위원회	SERP (SDP and Enforcement Review Panel)	
현안 중요성 평가 기준	결정론적 기준 (Code & Standard, T/S 및 절차서 준수 등)	세 가지 범주의 고장/사건 지속시간에 따라 차등 기준 적용하여 가장 심각한 노심손상시나리오를 유발하는 위험도 준위 (risk level) 선정	기준 제정 필요
현안 중요성 평가 등급	권고 및 지적의 2 단계	4단계 color (graded approach)	기준 제정 필요
관련 지침/절차	일반 검사지침서 + 대상 발전소 분야별 검사점검표	RIBI/SDP 검사지침서 + 위험도기반 발전소고유 검사점검표(RI inspection notebook)	지침 개발 필요
주요 기반 정보	T/S, FSAR 및 기타 현행 기술기준	좌측 항목 + PSA 결과 및 위험도평가모델 (SPAR)	모델 개발 필요
시정조치 방식	일정기한내 시정조치 요구 (지적 사항관리절차) + T/S 위반사항의 경우 특별조치	Action Matrix에 따른 조치내용 차등 + Licensee Appeal 과정 포함한 Assessment & Enforcement Process	절차 정립 필요

7.2. 초기사건 빈도

최근 미국 NRC는 미국내 원전에서 다양하게 경험한 사건을 1987년부터 1995년까지 정리한 보고서로 NUREG/CR-5750[4]을 발간하였다. 여기서 NRC는 대형 냉각재상실사고와 같이 발생경험이 없는 사고는 throughwall crack 사건의 발생확률로부터 연관된 correlation에서부터 추정을 시작하였다. 이 보고서와 울진 5,6호기 PSA 보고서[5]를 참조로 하여 국내 가압경수로형 원전에 적용 가능한 SDP Phase 2 평가를 위한 국내 고유의 초기사건 분류용 worksheet를 작성하였다. 최종 결과는 표 4-1에 제시되어 있으며, NUREG/CR-5750에서 주로 참조한 것은 냉각재상실사고, 대형 이차측파단, 복수기 진공상실, 기기냉각수상실에 관한 빈도이다. NUREG/CR-5750 보고서에 제시되었지만 발전소 고유 특성이 강한 사건들은 울진 5,6호기 PSA 보고서를 참조하였다. 울진 5,6호기 PSA 보고서에 제시되지 않은 RCP 밀봉 LOCA, Safety/Relief Valve Stuck Open, 계측용 공기 상실에 관한 빈도도 NUREG/CR-5750에 제시된 값을 적용하였다.

7.3. 초기사건별 발생 잠재성 결정

다음은 검사 발견사항의 초기사건별 발생 잠재성 결정을 위한 기술배경을 분석하였다. 일반적으로 일정 기간 동안 발생할 수 있는 초기사건의 확률은 포아송 확률분포로부터 다음과 같이 추정될 수 있다. 여기서 포아송 확률분포는 다음 식과 같다.

$$p(x; \alpha) = \frac{e^{-\alpha} \alpha^x}{x!} \quad x=0,1,2,\dots \quad (1)$$

이 포아송 분포는 특정의 양의 모수 α 에 대하여 무작위변수 X 의 확률 집단함수(probability mass function)을 의미한다. 이 분포를 일정 Δt 시간 동안 발생하는 사건(event)과 연관하여 단위 시간당 발생 예측되는 횟수를 λ 로 놓을 때,

$$p(x; \lambda \Delta t) = \frac{e^{-\lambda \Delta t} (\lambda \Delta t)^x}{x!} \quad x=0,1,2,\dots \quad (2)$$

여기서 모수(parameter) λ 는 양의 값을 가지며, 원래의 모수 α 는 일정시간 동안의 사건 발생 횟수로 전환되었음을 알 수 있다. 한편 일정 Δt 시간 동안 최소 하나의 사건이 발생하는 확률은 다음과 같다.

$$P(X \geq 1) = 1 - P(X = 0) = 1 - \frac{e^{-\lambda \Delta t} (\lambda \Delta t)^0}{0!} = 1 - e^{-\lambda \Delta t} \quad (3)$$

식(3)을 무한 급수 전개 (infinite series expansion)하여 근사치 추정하면,

$$P(X \geq 1) = 1 - (1 - \lambda \Delta t + (\lambda \Delta t)^2 / 2! + \dots) \approx \lambda \Delta t \quad (4)$$

따라서 식(4)는 일정 Δt 기간 동안에 α 발생율을 가지고 실제 발생한 사건의 확률을 추정하는 식이 된다. 이를 초기사건과 연관하여 보면, 시간 t_1 과 t_2 사이에 발생빈도 λ_{IE} 를 가진 임의의 초기사건 발생 확률은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\Pr(IE \text{ between } t_1 \text{ and } t_2) \approx \lambda_{IE} (t_1 - t_2) \quad (5)$$

표 4-1에 제시된 “검사 결과로 발견된 성능저하 조건의 지속시간”은 각각 30일 이상, 30일과 3일 사이, 3일 미만의 3단계로 구분되었는데 이를 활용하여 검사발견사항의 각 초기사건별 잠재성을 결정하기 위해서 다음과 같은 가정이 도입되었다.

- 초기사건 빈도 발생범위의 상위 값 (upper range)을 사용한다.
- 지속시간이 30일 이상인 경우 1년으로 가정한다.
- 지속시간이 30일과 3일 사이인 경우 0.1년으로 가정한다.
- 지속시간이 3일 미만인 경우 0.01년으로 가정한다.

이와 같은 가정을 사용하여 최종적으로 각 초기사건별 잠재성 등급 척도가 결정되었다.

다음과 같이 예제 계산을 하여 본다. 표 4-1을 보면 125V 직류모션 상실은 III열에 해당하며 빈도가 10^2 년에서 10^3 년 사이에 한 번 발생, 즉 최대 $10^{-2}/\text{yr}$ 의 발생 빈도를 갖는 것으로 나타난다. 만약 이 사건과 연관되는 기기의 성능 저하가 검사 도중 발견되었을 때 그 성능 저하가 약 25일간 지속되었다고 추정되면 초기사건 잠재성 척도는 다음 계산에 의해 3이 된다.

$$X = -\log_{10}(\text{Pr}(IE \text{ during condition period})) = -\log_{10}(10^{-2} \times 10^{-1}) = 3$$

이와 같이 검사 결과로 발견된 성능저하 조건의 지속시간에 대한 분류에서는 NRC의 3가지 분류기준을 적용하는데 있어 특별한 문제점을 발견하지 못하여 그대로 활용하였다. 또한 잠재성 척도는 표 4-1에서 보는 바와 같이 0에서 7까지 NRC와 마찬가지로 8가지로 분류하였지만 현재 NRC 척도는 1에서 8까지 설정되어 있어 이 보다 다소 보수적으로 설정되었다.

7.4. 기타 사항

한편 운전원 회복조치는 다음 모든 기준을 만족하여야 인정된다.

- (1) 충분한 조치 시간이 있다.
- (2) 접근을 허용하는 환경조건이 있다.
- (3) 적합한 관련 조치를 기술한 절차서가 있다.
- (4) 유사한 조건에서 관련 절차서로 훈련한 경험이 있다.
- (5) 조치를 수행하는데 필요한 기기가 구비되어 사용 대기상태에 있다.

발전소 계통/기기와 각종 초기사건 사이의 연관성을 나타내는 도표의 양식은 발전소 고유 특성에 좌우되지 않으므로 보다 친숙하고 일반적인 형태로 작성하여야 한다. 단 도표에 포함되어야 하는 내용은 매우 발전소 고유 특성에 좌우된다. 본 연구를 통해 개발된 초기사건과 계통간 종속성 연계행렬 (DLM: dependency linking matrix)은 부록 1에 제시되어 있으며, 이는 울진5,6호기 PSA를 참조로 당 호기에 모델링된 모든 계통을 대상으로 작성된 것이다. 부록에서 보는 바와 같이 하나의

계통에 대해 그 계통을 구성하는 주요 기기와 지원계통 목록을 제시하고 각 계통/기기와 연관되는 초기사건의 목록을 나열하였다. 도표에 제시된 각 계통과 초기사건의 명확한 종속관계 여부에 대한 검증 차원의 확인은 차기 연구에 수행될 것이다.

8. 국내 사례 적용분석

제4절의 SDP 단계별 이행절차가 실제로 적절히 수행될 수 있는지 확인하기 위하여 실제 사례 분석을 수행하였다. 사례로는 가동중 검사 지적사항에서 한 건, 가동중 발생한 사건에서 한 건을 각각 채택하였다. 채택된 두 건은 웨스트하우스형 3 Loop 900MWe 가압경수로형인 고리 3,4호기 및 영광 1,2호기와 연관되며, 현재 SDP worksheet가 작성되어 있지 않으므로 유사 형태인 미국 조세프 파레이 (Joseph M. Farley) 원전에서 2001년도 초창기에 개발한 리스크 정보 검사점검표[6]의 worksheet를 참조하였다. 두 건 모두 검사 발견사항이라 가정하고 분석을 수행하였으며, 분석의 편의상 약간의 보수적인 가정 및 가상적 내용 보완을 시도하였다.

가. 사례 1: 고리 4호기 기기냉각수(CCW) 펌프 기능상실 잠재성

당 사례에서 채택한 검사 발견사항은 다음과 같다.

“2000년 고리 4호기 12차 정기검사에서 CCW 펌프출구 재순환 역지밸브 모두에 대해 IST 요건에 따라 수행되어야 하는 전행정시험이 수행되지 않고 3개월 주기로 부분행정시험만이 수행되고 있는 사실을 확인하였다. (지적사항 관리번호 00-3-018)” [7]

이 검사 발견사항은 비록 실제 발전소에서는 아주 간단한 시험절차 미흡사항에 불과하지만 당 분석에서는 보수적으로 대기중인 모든 CCW 펌프의 재순환이 요구되는 상황에서 기기의 기능저하를 유발하고 궁극적으로

기능상실을 야기하는 잠재성을 갖는 것으로 가정한다. 이에 대해 SDP 결정절차를 시작한다.

- (1) 1단계 SDP: 우선 표 3-2(1/3)에 제시된 점검사항을 기록한다. 파악된 조건의 지속시간은 1년으로 본다. 저하된 기능 및 Cornerstone의 점검에서 모두 5건의 Check Point가 나타났으며 따라서 더 이상의 1단계 SDP 판단과정없이 바로 2단계 SDP 판단절차를 수행하여야 하는 것으로 나타났다.(표 8-1 참조)
- (2) 관련 초기사건 파악: CCW 펌프는 모든 저압 경계부 냉각재상실사고 및 원자로용기파손을 제외한 초기사건과 연관된다.
- (3) 각 초기사건별 잠재성 결정: 표 4-1의 30일 이상의 성능저하 조건 지속시간에 대한 모든 열(row)의 잠재성 척도와 연관된다.
- (4) 잔여 완화능력 추정 및 완화능력 지표 조정: 표 4-2를 참조하여 CCW 계통의 잔여 완화능력을 결정하는데 보수적 가정상 잔여 완화능력은 2로 본다. 하지만 CCW 계통이 막바로 사고완화에 사용되는 안전계통(frontline system)이 아니기 때문에 자체 완화능력 보다는 이 계통 한 계열의 기능상실에 의한 다른 안전 계통의 완화능력 저하가 관점이 된다. 이 완화능력 평가는 표 4-2를 참조하여 추정한다.
- (5) 사고경위별 심각성지표 결정: 미국 조세프 파레이 원전의 리스크 정보 검사점검표 15개 worksheet을 이용하여 2단계 SDP 결정 절차를 수행한다. 여기서 CCW 계통은 CVCS/HPSI, RHR/LPSI 및 RCP를 지원함을 감안한다. 따라서 이런 계통의 한 계열도 이용불능하다고 보수적으로 가정한다. 따라서 표 8-2의 각 초기사건 SDP Worksheet에서 안전기능별 완화능력이 설명되어 있는 사항중에서 연관사항을 검토하고 완화능력 지표 결정에 이를 반영한다.
- (6) 평가결과, 주요 초기사건 4군데에서만 살펴보아도 4 등급 2개, 5등급 5개, 6 등급 4개 이상의 사고경위 심각성지표가 나타났으므로 RED로 판정되었다. (표 8-2 참조) 보다 구체적으로 보수성을 제거하고 현실성있는 분석을 위해 규제검증 평가모델을 활용한 3단계 SDP 분석이 필요해진다.

나. 사례 2: 영광 1호기 주급수차단밸브 (MFIV) 고장

당 사례는 기기 고장으로 원자료가 정지된 사건이지만 여기서는 기기 고장이 사전에 규제검사로 발견된 것으로 간주하여 생각한다.

“2002년 6월 19일 영광 1호가 출력운전중 주급수 차단밸브 고장으로 증기발생기에 급수가 중단되고 증기발생기 저-저 신호에 의해 원자로 및 터빈-발전기가 정지됨. 고장원인은 주급수 차단밸브 작동유 공급배관의 오링 손상으로 작동유가 누설된 것에 기인함. (LER 보고서 번호 2002-06호 [020619Y1])” [8]

이에 대해 SDP 결정절차를 시작한다.

- (1) 1단계 SDP: 우선 표 3-2(1/3)에 제시된 점검사항을 기록한다. 파악된 조건의 지속시간은 전번 O/H (2002년 2월)에 분해점검이 수행된 점을 감안하여 발견시점과의 간격의 반인 2개월 정도로 본다. 저하된 기능 및 Cornerstone의 점검에서 2-1 초기사건의 과도사건과 연관 1건의 Check Point가 나타났으며 따라서 다음 1단계 SDP 판단과정으로 진입한다. (표 8-3 참조)
- (2) 표 3-2(2/3)에 제시된 점검사항을 확인한다. 초기사건 cornerstone에 대한 2번 질문에서 완화기능의 이용불능에도 영향을 준다고 판단하여 2단계 SDP 판단과정으로 진입하게 된다.
- (3) 관련 초기사건 파악: MFIV는 과도사건 하나의 초기사건에만 연관된다.
- (4) 각 초기사건별 잠재성 결정: 표 4-1의 30일 이상의 성능저하 조건 지속시간에 대한 잠재성 척도와 연관된다. 따라서 초기사건 잠재성 척도는 0이 된다.
- (5) 잔여 완화능력 추정 및 완화능력 지표 조정: 주급수 계통은 일반적으로 사고완화에 사용되지 않으므로 이 단계는 무시한다.

- (6) 사고경위별 심각성지표 결정: 미국 조세프 파레이 원전의 리스크 정보 검사점검표중 과도사건에 해당하는 2개 worksheet을 이용하여 2단계 SDP 결정 절차를 수행한다.
- (7) 평가결과, 6 등급 3개, 8 등급 3개의 사고경위 심각성지표가 나타났으므로 등급 조정절차를 거쳐 최종적으로 5등급이 되었으며 따라서 YELLOW로 판정되었다. (표 8-4 참조) 현실적으로 볼 때 당 고장사건은 사고경위 기인자 (accident sequence precursor: ASP) 분석을 통해 리스크 심각성을 분석하여야 할 것으로 판단된다.

9. 향후 연구 사항

다음은 상기 연구과정에서 나타난 향후 연구 필요사항들을 정리한 것이다.

- (1) 검사지침서의 각 초기사건 심각도 점검표 (worksheet)는 발전소 고유 사항에 해당하지만 공통의 형태를 유지하여야 한다. 한국 표준원전을 대상으로 실제 초기사건 심각도 점검표를 작성한다.
- (2) 잔여 완화능력 추정에 있어 검사 발견사항이 초기사건의 발생가능성을 증가시킨다면 그 발생가능성을 상향 조정하여야 한다. 구체적인 상향 조정방법은 기술적인 근거를 확보하여 제시한다.
- (3) LERF 에 관한 리스크 기여분 선별과정을 별도로 규정한다.
- (4) 화재방호와 연관되거나 핵연료 방벽, 주제어실, 보조건물, 또는 사용후 핵연료 저장조에 대해 제공된 방사선 방벽 기능의 저하와 연관되는 검사 발견사항의 리스크 심각성을 판단할 수 있는 절차를 개발한다.
- (5) 일차 개발된 초기사건과 계통간 종속성 도표 (부록 1 참조)의 정확성에 대한 검증 (V&V)을 수행한다.

10. 결론 및 고찰

미국 NRC에서 개발 사용하고 있는 안전 심각도 결정 (SDP) 절차는 리스크정보를 직접 규제에 활용하여 효율성과 효과성을 제고하기 위한 최근의 규제행위이다. 그 SDP 절차에 사용되는 각종 의사결정 판단 기준과 등급 결정용 리스크 척도에 대한 경계치(threshold)는 따라서 실제 리스크 정보를 규제 활용하는데 있어 필수적인 요소가 된다. 금번 연구에서는 미국 NRC의 활용 사례를 토대로 그 경계치 설정 배경과 결정 절차를 조사 분석하였다. 분석은 주로 6가지 단계별 이행 절차를 정립하고 현안과 주요 고려사항을 파악하며 차기 년도에 중점적으로 수행되어야 할 사항들을 도출하는데 초점이 주어졌다. 실제 국내 검사와 고장사례를 참조로 한 2건의 사례분석이 수행되었다. 또한 향후 국내 규제검사에 SDP 제도 도입을 위한 기본적인 적용원칙을 제안하였다.

11. 참고 문헌

- [1] 6th Technical Meeting Minute of Risk-based Precursor Analysis, Association Vincotte Nuclear, November 6-7, 2003.
- [2] NRC Inspection Manual, Chapter 0609, March 21, 2003.
- [3] ROP Performance Metrics, October 12, 2000.
- [4] J. P. Poloski, et al., Rates of Initiating Events at U. S. Nuclear Power Plants: 1987-1995, NUREG/CR-5750, US NRC, February 1999.
- [5] 울진 5,6호기 PSA 보고서, 한국수력원자력(주), 2002. 6.
- [6] M. A. Azam, et al., Risk-informed Inspection Notebook for Joseph M. Farley Nuclear Plant Units 1 and 2, BNL/NRC, Rev.0, September 7, 2001.
- [7] KINS/AR-109, 고리 원자력 4호기 검사보고서, 제12차 정기검사, 한국원자력안전기술원, 2000. 10.
- [8] KINS/AR-813, 2002년도 원전 사고·고장 조사보고서, 한국원자력안전기술원, 2003. 5.

표 8-1. 고리 4호기 검사 사례에 대한 1단계 SDP 판단 과정

참고서류:	LER 번호 ()	검사보고서 번호 (KINS/AR- 109)
(1) 파악된 조건 개요 (설명):		CCW 펌프출구 재순환 역지밸브 모두에 대해 전행정시험이 수행되지 않음
1-1	파악된 조건에 의해 저하된 계통	기기냉각수계통
1-2	파악된 조건에 의해 저하된 계열	
1-3	계통 또는 계열의 기본 기능	노심 잔열제거 (정지냉각) 및 격납건물 살수 열제거 지원
1-4	계통 또는 계열의 다른 안전기능	
1-5	정비규정 범주	N/A
1-6	파악된 조건의 지속 기간	(365)일 () 시간
(2) 저하된 기능 및 Cornerstone 점검:		
2-1	초기사건	
	o 과도사건 (원자로트립 등)	<input type="checkbox"/>
	o LOCA 및 2차측 대형배관파단	<input type="checkbox"/>
2-2	완화계통	
	o 초기 노심 잔열제거기능 <input checked="" type="checkbox"/>	o 장기 잔열제거기능 <input checked="" type="checkbox"/>
	o 반응도제어 기능 <input type="checkbox"/>	o 화재/침수/지진/강풍 <input type="checkbox"/>
2-3	안전방벽	
	o 1차 계통 방벽 <input type="checkbox"/>	o 격납건물 방벽 <input checked="" type="checkbox"/>
	o 핵연료 피복재 방벽 <input type="checkbox"/>	
(3) 기타 영향 가능 기능 점검:		
3-1	화재방호기능	<input checked="" type="checkbox"/>
3-2	정지중 안전기능	<input checked="" type="checkbox"/>
결론	o 2개 이상의 Check Point 있음 <input checked="" type="checkbox"/>	→ 2단계 SDP 수행
	o 1개의 Check Point 있음 <input type="checkbox"/>	→ 다음 단계 진행 (2쪽)
	o Check Point 없음 <input type="checkbox"/>	→ 1단계 SDP 종료

Table 8-2(2) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Transients with Loss of PCS (TPCS)

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____								Exposure Time <u>1 yr</u>	Table 1 Result (circle):
A	B	C	D	E	F	G	H		
Safety Functions Needed:				Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:					
Secondary Heat Removal (AFW)				1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) to 2/3 SGs with 1/5 SG safety valves on each SG fed by AFW ⁽¹⁾					
Early Inventory, High Pressure Injection (EIHP)				1/2 charging pumps or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽²⁾					
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)				1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2)					
High Pressure Recirculation (HPR)				1/2 charging pumps with 1/2 RHR pumps and with operator action for switchover (operator action = 3)					
Circle Affected Functions				Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence			Sequence Color	
1 TPCS - AFW - HPR (3)					0 + 3 + 2			5	
2 TPCS - AFW - FB (4)					0 + 3 + 3			6	
3 TPCS - AFW - EIHP (5)					0 + 3 + 2			5	
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:									
<small>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</small>									

Table 8-2(3) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Small LOCA (SLOCA)

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____								Exposure Time <u>1 yr</u>	Table 1 Result (circle):
A	B	C	D	E	F	G	H		
Safety Functions Needed:				Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:					
Early Inventory, HP Injection (EIHP)				1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽¹⁾					
Secondary Heat Removal (AFW)				1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)					
RCS Cooldown / Depressurization (DEP1)				Operator depressurizes RCS using 1/2 PORVs (operator action = 2)					
RCS Cooldown / Depressurization (DEP2)				Operator depressurizes RCS by using 1/2 PORVs and by opening 2/3 ARVs (operator action = 2)					
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)				1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2)					
Low Pressure Injection (LPI)				1/2 RHR trains (1 multi-train system)					
High Pressure Recirculation (HPR)				1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)					
Low Pressure Recirculation (LPR)				1/2 RHR trains with operator action for switchover (operator action = 3)					
Circle Affected Functions				Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence			Sequence Color	
1 SLOCA - LPR (2, 9)					3 + 2			5	
2 SLOCA - DEP1 - HPR (4)					3 + 2 + 2			7	
3 SLOCA - AFW - HPR (6)					3 + 3 + 2			7	
4 SLOCA - AFW - FB (7)					3 + 3 + 3			9	
5 SLOCA - EIHP - LPI (10)					3 + 2 + 2			7	
6 SLOCA - EIHP - DEP2 (11)					3 + 2 + 2			7	
7 SLOCA - EIHP - AFW (12)					3 + 2 + 3			8	

Table 8-2(7) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of Offsite Power (LOOP)

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____		Exposure Time <u>1 yr</u>	Table 1 Result (circle): _____
A B C D E F G H			
Safety Functions Needed:		Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:	
Emergency AC Power (EAC)		1/1 dedicated EDG (1 train) or 1/1 swing EDG (operator action = 1) ⁽¹⁾	
Turbine-driven AFW Pump (TDAFW)		1/1 TDP trains of AFW with 2/3 ARVs (1 ASD train)	
Secondary Heat Removal (AFW)		1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)	
Recovery of AC Power in < 1 hr (REC1)		Recovery of AC power within 1 hour (operator action = 1) ⁽²⁾	
Recovery of AC Power in < 5 hrs (RECS)		Recovery of AC power within 5 hours (operator action = 1) ^(3,4)	
Early Inventory, HP Injection (EIHP)		1/2 charging pumps or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽⁵⁾	
Primary Heat Removal (FB)		Operator uses 1/2 pressurizer PORVs (operator action = 2)	
High Pressure Recirculation (HPR)		1/2 charging pumps with 1/2 RHR pumps and with operator action for switchover (operator action = 3)	
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 LOOP - AFW - HPR (3)		1 + 3 + 2	6
2 LOOP - AFW - FB (4)		1 + 3 + 3	7
3 LOOP - AFW - EIHP (5)		1 + 3 + 2	6
4 LOOP - EAC - HPR (7, 11) (AC recovered)		1 + 2 + 2	5
5 LOOP - EAC - EIHP (8, 13) (AC recovered)		1 + 2 + 2	5
6 LOOP - EAC - RECS (9)		1 + 2 + 1	4
7 LOOP - EAC - TDAFW - FB (12) (AC recovered)		1 + 2 + 1 + 3	6
8 LOOP - EAC - TDAFW - REC1 (14)		1 + 2 + 1 + 1	5

Table 8-2(12) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of Instrument Air (LIA)⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____		Exposure Time <u>1 yr</u>	Table 1 Result (circle): _____
A B C D E F G H			
Safety Functions Needed:		Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:	
RCP Seal Injection and HP Injection (EIHP)		1/2 charging trains or use of spare charging pump provide RCP seal injection and high-pressure injection (1 multi-train system) ⁽²⁾	
Secondary Heat Removal (AFW)		1/2 MDAFW trains (operator action = 2) ⁽³⁾	
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 LIA - AFW (2)		2 + 3	5
2 LIA - EIHP (3)		2 + 2	4
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:			
<p>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</p>			

표 8-3. 영광 1호기 고장 사례에 대한 1단계 SDP 판단 과정

참고서류:	LER 번호 (2002-06호)	검사보고서 번호 ()
(1) 파악된 조건 개요 (설명):		주급수 차단밸브 작동유 공급배관의 오링 손상으로 작동유 누설
1-1	파악된 조건에 의해 저하된 계통	주급수계통
1-2	파악된 조건에 의해 저하된 계열	
1-3	계통 또는 계열의 기본 기능	2차계통 열제거
1-4	계통 또는 계열의 다른 안전기능	
1-5	정비규정 범주	N/A
1-6	파악된 조건의 지속 기간	(60) 일 () 시간
(2) 저하된 기능 및 Cornerstone 점검:		
2-1	초기사건	
	o 과도사건 (원자로트립 등)	<input checked="" type="checkbox"/>
	o LOCA 및 2차측 대형배관파단	<input type="checkbox"/>
2-2	완화계통	
	o 초기 노심 잔열제거기능	<input type="checkbox"/>
	o 장기 잔열제거기능	<input type="checkbox"/>
	o 반응도제어 기능	<input type="checkbox"/>
	o 화재/침수/지진/강풍	<input type="checkbox"/>
2-3	안전방벽	
	o 1차 계통 방벽	<input type="checkbox"/>
	o 격납건물 방벽	<input type="checkbox"/>
	o 핵연료 피복재 방벽	<input type="checkbox"/>
(3) 기타 영향 가능 기능 점검:		
3-1	화재방호기능	<input type="checkbox"/>
3-2	정지중 안전기능	<input type="checkbox"/>
결론	o 2개 이상의 Check Point 있음	<input type="checkbox"/> → 2단계 SDP 수행
	o 1개의 Check Point 있음	<input checked="" type="checkbox"/> → 다음 단계 진행 (2쪽)
	o Check Point 없음	<input type="checkbox"/> → 1단계 SDP 종료

Table 8-4(1) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Transients with PCS Available (Reactor Trip) (TRANS)

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____		Exposure Time <u>60 d</u>	Table 1 Result (circle): _____				
A	B	C	D	E	F	G	H
Safety Functions Needed:				Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Power Conversion System (PCS)				1/2 Main Feedwater trains with 1/3 condensate trains (operator action = 2)			
Secondary Heat Removal (AFW)				1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) to 2/3 SGs with 1/5 SG safety valves on each SG fed by AFW ⁽¹⁾			
Early Inventory, High Pressure Injection (EIHP)				1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽²⁾			
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)				1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2)			
High Pressure Recirculation (HPR)				1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)			
Circle Affected Functions		Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence			Sequence Color	
1 TRANS - PCS - AFW - HPR (4)			0 + 2 + 3 + 3			8	
2 TRANS - PCS - AFW - FB (5)			0 + 2 + 3 + 3			8	
3 TRANS - PCS - AFW - EIHP (6)			0 + 2 + 3 + 3			8	
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:							
<small>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</small>							

Table 8-4(2) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Transients with Loss of PCS (TPCS)

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____		Exposure Time <u>60 d</u>	Table 1 Result (circle): _____				
A	B	C	D	E	F	G	H
Safety Functions Needed:				Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Secondary Heat Removal (AFW)				1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) to 2/3 SGs with 1/5 SG safety valves on each SG fed by AFW ⁽¹⁾			
Early Inventory, High Pressure Injection (EIHP)				1/2 charging pumps or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽²⁾			
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)				1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2)			
High Pressure Recirculation (HPR)				1/2 charging pumps with 1/2 RHR pumps and with operator action for switchover (operator action = 3)			
Circle Affected Functions		Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence			Sequence Color	
1 TPCS - AFW - HPR (3)			0 + 3 + 3			6	
2 TPCS - AFW - FB (4)			0 + 3 + 3			6	
3 TPCS - AFW - EIHP (5)			0 + 3 + 3			6	
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:							
<small>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</small>							

부록 1

초기사건과 계통간 종속성 연계 행렬

DLM (Dependency Linking Matrix) between Initiators and Mitigating Systems

Initiators and System Dependency in UCN 5&6

Sys Code

Comp Code

1. 고압안전주입계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
SI	고압안전주입계통	P	고압안전주입펌프 고압안전주입펌프 1 고압안전주입펌프 2	4.16kv SW01A, 125V DC DC01A, 공기 조화계통계열 A, 안전주입작동신호-A 4.16kv SW01B, 125V DC DC01B, 공기 조화계통계열 B, 안전주입작동신호-B	SLOCA, LOFW, SGTR, ATWS(CSGTR), LSSB, LOCV, LOOP, LOCCW, LOKV, LODC, SBO, GTRN, ATWS, LLOCA, MLOCA, ATWS(PSV stuck open)
SI	고압안전주입계통	V ₂	고압안전주입모관격리 밸브 SI 617, 627, 637, 647 SI 616, 626, 636, 646	480V MCC MC 08A, 안전주입작동신호 -A 480V MCC MC 08B, 안전주입작동신호 -B	
SI	고압안전주입계통	V ₂	고온관 격리밸브 SI-603 SI-604 SI-321 SI-331	480V MCC MC05A 480V MCC MC05B 125V DC DC01C 125V DC DC01D	
SI	고압안전주입계통	V ₂	고압안전주입펌프, 오 리피스우회밸브 SI-699 SI-698	480V MCC MC05A 480V MCC MC05B	
SI	고압안전주입계통	V ₂	최소 우회 유로 격리 밸 브 SI-667 SI-666 SI-659 SI-660	480V MCC MC05A, 재순환 작동신호-A 480V MCC MC05B, 재순환 작동신호-B 125V DC DC01A, 재순환 작동신호-A 125V DC DC01B, 재순환 작동신호-B	
SI	고압안전주입계통	V ₂	격납건물 집수조 격리 밸브 SI-675 SI-676	480V MCC MC01A, 재순환 작동신호-A 480V MCC MC01B, 재순환 작동신호-B	
SI	고압안전주입계통	V ₂	재장전수탱크 격리밸브 CH-531 CH-530	480V MCC MC01A 480V MCC MC01B	

2. 저압안전주입계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
SI	저압안전주입계통	P ₁	저압안전주입펌프 저압안전주입펌프 1 저압안전주입펌프 2	4.16kv SW01A, 125V DC DC01A, 안전 주입 작동신호 계열 A, 재 순환 작동신호 계열 A, 공기조화계통 계열 A 4.16kv SW01B, 125V DC DC01B, 안전 주입 작동신호 계열 B, 재 순환 작동신호 계열 B, 공기조화계통 계열 B	SLOCA, SGTR, LLOCA
SI	저압안전주입계통	V ₁	저압안전주입모관격리 밸브 SI-615 SI-625 SI-635 SI-645	480V MCC-MC08B, 안전주입 작동신호 계열 B 480V MCC-MC08B, 안전주입 작동신호 계열 B 480V MCC-MC08A, 안전주입 작동신호 계열 A 480V MCC-MC08A, 안전주입 작동신호 계열 A	
SI	저압안전주입계통	V ₂	저압안전주입최소우회 관격리밸브 SI-668 SI-669 SI-659 SI-660	480V MCC-MC05B, 재순환 작동신호 계열 B 480V MCC-MC05A, 재순환 작동신호 계열 A 125V DC-DC01A, 재순환 작동신호 계열 A 125V DC-DC01B, 재순환 작동신호 계열 B	
SI	저압안전주입계통	V ₃	격납건물 집수조 격리 밸브 SI-675 SI-676	480V MCC-MC01A, 재순환 작동신호 계열 A 480V MCC-MC01B, 재순환 작동신호 계열 B	
SI	저압안전주입계통	V ₄	저압안전주입펌프 흡입 관 격리밸브 SI-691 SI-692	480V MCC-MC01A 480V MCC-MC01B	
SI	저압안전주입계통	V ₅	저압안전주입펌프 배수, 정지냉각계통 열교환기 취수구 교차관 격리밸브 SI-693 SI-694	480V MCC-MC05A 480V MCC-MC05B	
SI	저압안전주입계통	V ₆	재장전수탱크로부터 공학적인 안전설비 펌프로의 공급관 격리밸브 CH-530 CH-531	480V MCC-MC01B 480V MCC-MC01A	

3. 정지냉각계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
SI	정지냉각계통	P ₁	저압안전주입펌프 저압안전주입펌프 1 저압안전주입펌프 2	4.16kW SW01A, 125V DC DC01A, 안전주입 작동신호 트레인 A, 재순환 작동신호 트레인 A, 공기조화계통 트레인 A 4.16kW SW01B, 125V DC DC01B, 안전주입 작동신호 트레인 B, 재순환 작동신호 트레인 B, 공기조화계통 트레인 B	SLOCA, SGTR, LOOP, SBO, ATWS, LSSB, LOC, LOFW, GTRN, LOCCW, LODC, LOKV
SI	정지냉각계통	V ₁	저압안전주입관 격리밸브 SI-615, 625 SI-635, 645	480V MCC-MC08B, 안전주입 작동신호 트레인 B 480V MCC-MC08A, 안전주입 작동신호 트레인 A	
SI	정지냉각계통	V ₂	저압안전주입 펌프 흡입관 격리밸브 SI-691 SI-692	480V MCC-MC01A 480V MCC-MC01B	
SI	정지냉각계통	V ₃	저압안전주입펌프배수관, 정지 냉각계통 흡입교차관 격리밸브 SI-693 SI-694	480V MCC-MC05A 480V MCC-MC05B	
SI	정지냉각계통	V ₄	정지냉각계통 배수관 격리밸브 SI-695 SI-696 SI-657 SI-658	480V MCC-MC05A 480V MCC-MC05B 480V MCC-MC05A 480V MCC-MC05B	
SI	정지냉각계통	V ₅	저압안전주입펌프 배수관 격리밸브 SI-307 SI-306	480V MCC-MC05A 480V MCC-MC05B	
SI	정지냉각계통	HX ₁	정지냉각계통 열교환기 HX 1 HX 2	기기냉각수 계열 A 기기냉각수 계열 B	
SI	정지냉각계통	V ₆	정지냉각계통 취수관 격리밸브 SI-655 SI-656 SI-653 SI-654 SI-651 SI-652	480V MCC-MC01A 480V MCC-MC01B 125V DC DC01A 125V DC DC01B 480V MCC-MC03A 480V MCC-MC03B	
SI	정지냉각계통	V ₇	예열관 격리밸브 SI-689 SI-690	480V MCC-MC08A 480V MCC-MC08B	
SI	정지냉각계통	V ₈	격납건물실수계통 배수관으로부터 정지냉각계통 흡입관으로의 격리밸브 V-0033 V-0034	480V MCC-MC01A 480V MCC-MC01B	

4. 격납건물살수계통

Affected Systems			Major Components		Support Systems	Initiating Event
CS	격납건물살수계통	P ₋	격납건물 살수펌프	격납건물살수펌프 1 격납건물살수펌프 2	4.16kW SW01, 125V DC DC01A, 격납건물 살수 작동신호 계열 A, 공기조화계통 트레인 A 4.16kW SW01B, 125V DC DC01B, 격납건물 살수 작동신호 계열 B, 공기조화계통 트레인 B	All except for ISLOCA and RVR
CS	격납건물살수계통	V ₋	격납건물살수 흡입관 격리밸브	V-0035 V-0036	480V MCC-MC08A, 격납건물 살수 작동신호계열 A 480V MCC-MC08B, 격납건물 살수 작동신호계열 B	
CS	격납건물살수계통	V ₋	격납건물 살수펌프 최소유료 격리밸브	V-0025 V-0026	480V MCC-MC05A, 재순환 작동신호 계열 A 480V MCC-MC05B, 재순환 작동신호 계열 B	
CS	격납건물살수계통	V ₋	공학적 안전설비 펌프 최소유료 격리밸브	SI-659 SI-660	125V DC-DC01A, 재순환 작동신호 계열 A 125V DC-DC01B, 재순환 작동신호 계열 B	
CS	격납건물살수계통	V ₋	격납건물 집수조 격리밸브	SI-675 SI-676	480V MCC-MC01A, 재순환 작동신호 계열 A 480V MCC-MC01B, 재순환 작동신호 계열 B	
CS	격납건물살수계통	HX ₋	격납건물살수 열 교환기	HE01A HE01B	기가냉각수 계열 A 기가냉각수 계열 B	

5. 안전감압계통

Affected Systems			Major Components		Support Systems	Initiating Event
RC	안전감압계통	V ₋	안전감압계통 방출격리밸브	RC101 RC102	125V DC - DC01C 125V DC - DC01D	All except for LLOCA, MLOCA, ISLOCA and RVR + Consequential SGTR in ATWS
RC	안전감압계통	V ₋	안전감압계통 방출밸브	RC103 RC104	480V MCC - MC03A 480V MCC - MC03B	

6. 화학및체적제어계
통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
CV	화학 및 체적제어계통	P ₋	충전펌프	4.16kV SW01A, 공기조화계통 계열 A 4.16kV SW01B, 125V DC DC01B, 공기 조화계통계열B	ATWS, SGTR
CV	화학 및 체적제어계통	V ₋	충전관 역류압 제어밸브	비 1E급 125V DC01M, 압축공기계통 비 1E급 125V DC01N, 압축공기계통	
CV	화학 및 체적제어계통	V ₋	체적제어탱크 후단 차단밸브	480V MCC MC05A 480V MCC MC05B	
CV	화학 및 체적제어계통	V ₋	직접분소주입관 격리밸브	비 1E급 MCC MC30N	
CV	화학 및 체적제어계통	V ₋	RWT 중력주입관 격리밸브	480V MCC MC01B 480V MCC MC01A	
CV	화학 및 체적제어계통	P ₋	봉산수 보충 펌프	비 1E급 MCC MC28N 비 1E급 MCC MC28N	
CV	화학 및 체적제어계통	V ₋	보조실수관 슬레노이드 밸브	125V DC DC01B 125V DC DC01A	

7. 원자로냉각재 배기
계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
RG	원자로냉각재 배기계 통	V ₋	슬레노이드 구동 격리 밸브	Class 1E급 125V 직류모선 DC4-01A Class 1E급 125V 직류모선 DC4-01B Class 1E급 125V 직류모선 DC4-01C Class 1E급 125V 직류모선 DC4-01C Class 1E급 125V 직류모선 DC4-01D	SGTR

8. 보조급수계통

Affected Systems			Major Components		Support Systems	Initiating Event
AF	보조급수계통	PM	모터구동보조급수펌프	01A	4.16kW SW01A, 125V DC 01A, 공기조화계통 계열 A, 보조급수 작동신호-1	SLOCA, LOFW, LOCV, GTRN, LOOP, LSSB, SGTR, SBO, LOCCW, LOKV, LODC,
				02B	4.16kW SW01B, 125V DC 01B, 공기조화계통 계열 B, 보조급수 작동신호-2	
AF	보조급수계통	PT	터빈구동 보조급수펌프	01B	125V DC01B, 보조급수 작동신호-1	
				02A	125V DC 01A, 보조급수 작동신호-2	
AF	보조급수계통	V	보조급수 격리밸브	V0044	125V DC 01C, 보조급수 작동신호-1(cycling)	
				V0043	480V MCC 8-MC08A, 보조급수 작동신호-1(cycling)	
				V0046	480V MCC 8-MC08B, 보조급수 작동신호-2(cycling)	
				V0045	125V DC 01D, 보조급수 작동신호-2(cycling)	
AF	보조급수계통	V	보조급수 범조밸브	V0035	125V DC 01A, 보조급수 작동신호-1	
				V0036	125V DC 01B, 보조급수 작동신호-1	
				V037	125V DC 01A, 보조급수 작동신호-2	
				V038	125V DC 01B, 보조급수 작동신호-2	

9. 주급수계통

Affected Systems			Major Components		Support Systems	Initiating Event		
FW	주급수계통	P	기동급수펌프	07P	비 1E급 13.8kW SW02N, 비 1E급 125V DC01N	SGTR, LOCV, GTRN, LOCCW, LOKV		
FW	주급수계통			V	주급수격리밸브		131, 133	125V DC01B, 압축공기계통
							132, 134	125V DC01A, 압축공기계통
FW	주급수계통			V	주급수조절밸브		093	비 1E급 480V MCC MC05N
		058	비 1E급 480V MCC MC06N					
FW	주급수계통		탈기기저장탱크(DST) 냉각기		비 1E급 13.8kW SW02M, 비 1E급 13.8kW SW02N			

10. 주증기계통

Affected Systems			Major Components		Support Systems	Initiating Event
MS	주증기계통	V	대기덤프밸브	171 172 173 174	480V MCC MC04A, 125V DC 01A, 125V DC 01C 480V MCC MC04B, 125V DC 01B, 125V DC 01D 480V MCC MC04A, 125V DC 01A, 125V DC 01C 480V MCC MC04B, 125V DC 01B, 125V DC 01D	SGTR, Consequential SGTR, SLOCA
MS	주증기계통	V	터빈우회밸브	V1001~1008	비 1E급 125V DC MC01M, 압축공기계통	
MS	주증기계통	V	대기덤프차단밸브	V105 V106 V107 V108	480V MCC MC04A 480V MCC MC04B 480V MCC MC04A 480V MCC MC04B	

11. 증기발생기취출계통

Affected Systems			Major Components		Support Systems	Initiating Event
SD	증기발생기취출계통	V	격납건물격리밸브	AV-005 MV-007	125V DC01A, 압축공기계통 125V DC01A, 480V AC MCC MC04A	SGTR
SD	증기발생기취출계통	V	HCBT 유량조절밸브	AV-017	비 1E급 125V DC01M, 압축공기계통	
SD	증기발생기취출계통	V	HCBT 전이유량조절밸브	AV-023	비 1E급 125V DC01M, 압축공기계통	
SD	증기발생기취출계통	P	HCBT 전이 펌프	P-022	비 1E급 480V MCC MC02M	

12. 전력계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
MP AP DC	전력계통	GD	1E급 4.16kV 모선	4.16kV SW01A 4.16kV SW01B	DG 01A, Unit Aux. XFMR TR01M, Standby Aux. XFMR TR02M DG 01B, AAC DG 01E, Unit Aux. XFMR TR01N, Standby Aux. XFMR TR02N
	전력계통		대체교류전원 디젤발전기	4.16kV SW01E AAC DG	AAC DG 01E 125V DC, 공기조화계통
MP AP DC	전력계통	GD	비상디젤발전기	DG 01A DG01B	125V DC, 기기냉각수계통, 공기조화계통 125V DC, 기기냉각수계통, 공기조화계통
MP AP DC	전력계통	GD	1E급 480V 로드센터	480V AC LC LC01A 480V AC LC LC01B	4.16kV SW01A 4.16kV SW01B
				480V AC LC LC02A 480V AC LC LC02B AAC 480V AC LC01E	4.16kV SW01A 4.16kV SW01B AAC AC LC 9-LC01A
MP AP DC	전력계통	GD	1E급 480V 모터제어센터	480V AC MCC01A 480V AC MCC01B AAC 480V MCC01E 480V AC MCC02A 480V AC MCC02B AAC 480V MCC02E 480V AC MCC03A 480V AC MCC03B	480V AC LC 9-LC01A 480V AC LC 9-LC01B 4.16kV BUS SW01E 480V AC LC LC01A 480V AC LC LC01B 4.16kV BUS SW02E 480V AC LC 9-LC01A 480V AC LC 9-LC01B
				480V AC MCC04A 480V AC MCC04B 480V AC MCC05A 480V AC MCC05B 480V AC MCC06A 480V AC MCC06B 480V AC MCC07A 480V AC MCC07B 480V AC MCC08A 480V AC MCC08B	480V AC LC 9-LC02A 480V AC LC 9-LC02B 480V AC LC 9-LC02A 480V AC LC 9-LC02B 480V AC LC 9-LC02A 480V AC LC 9-LC02B 480V AC LC 9-LC01A 480V AC LC 9-LC01B 480V AC LC 9-LC02A 480V AC LC 9-LC02B
MP AP	지연계통	GD	1E급 125V 직류모선	125V DC 13-DC01A 125V DC 13-DC01B	축전지 13-BT01A, 축전지 충전기 13-BC01A 축전지 13-BT01B, 축전지 충전기 13-BC01B

Subtree of HPSI, LPSI, CVCS, CSS, CCWS, ECWS, ESWS, AFWS, SCS, EPS, HVAC, SDS, MSS, SGBDS, MFWS, RCGVS, SWS.

MP, AP, DC	전력계통	BC	비 1E급 125V 직류모션	125V DC 13-DC01C 125V DC 13-DC01D	축전지 13-BT01C, 축전지 충전기 13-BC01C 축전지 13-BT01D, 축전지 충전기 13-BC01D	RCGVSF, IAS (비고)
MP, AP, DC	전력계통	BC	1E급 축전지 충전기	Battery Charger BC01A Battery Charger BC01B Battery Charger BC01C Battery Charger BC01D	480V AC LC01A 480V AC LC01B 480V AC LC02A 480V AC LC02B	
MP, AP, DC	전력계통		비 1E급 13.8kW	비 1E급 13.8kW 3-SW02M 비 1E급 13.8kW 3-SW02N	Unit Aux. XFMR TR01M, Standby Aux. XFMR TR02M Unit Aux. XFMR TR01N, Standby Aux. XFMR TR02N	
MP, AP, DC	전력계통		비 1E급 4.16kW	비 1E급 4.16kW 4-SW02M 비 1E급 4.16kW 4-SW02N	Unit Aux. XFMR TR01M, Standby Aux. XFMR TR02M Unit Aux. XFMR TR01N, Standby Aux. XFMR TR02N	
MP, AP, DC	전력계통		비 1E급 480V 로드센터	비 1E급 480V AC 7-LC11M 비 1E급 480V AC 7-LC09N 비 1E급 480V AC 7-LC10N 비 1E급 480V AC 7-LC11N 비 1E급 480V AC 7-LC11M 비 1E급 480V AC 7-LC03N 비 1E급 480V AC 7-LC05M	비 1E급 4.16kW 4-SW02M 비 1E급 4.16kW 4-SW02N 비 1E급 4.16kW 4-SW02N 비 1E급 4.16kW 4-SW02N 비 1E급 13.8kW 3-SW02M 비 1E급 13.8kW 3-SW02N 비 1E급 13.8kW 3-SW02M	
MP, AP, DC	전력계통		비 1E급 480V 모터제어센터	비 1E급 480V AC 7-MC05N 비 1E급 480V AC 7-MC06N 비 1E급 480V AC 7-MC28N 비 1E급 480V AC 7-MC30N 비 1E급 480V AC 7-MC06M 비 1E급 480V AC 7-MC07N 비 1E급 480V AC 7-LC10M	비 1E급 480V LC 7-LC11N 비 1E급 480V LC 7-LC11N 비 1E급 480V LC 7-LC10N 비 1E급 480V LC 7-LC10N 비 1E급 480V LC 7-LC03M 비 1E급 480V LC 7-LC03N 비 1E급 13.8kW 3-SW02M	
MP, AP, DC	전력계통		비 1E급 125V 직류모션	비 1E급 125V DC 13-DC01M 비 1E급 125V DC 13-DC01N	축전지 충전기 13-BC01M, 축전지 충전기 13-BC03M, 축전지 13-BT01M 축전지 충전기 13-BC01N, 축전지 충전기 13-BC03N, 축전지 13-BT01N	
MP, AP, DC	전력계통	BC	비 1E급 축전지 충전기	축전지 충전기 13-BC01M 축전지 충전기 13-BC03N	비 1E급 480V LC 7-LC11M 비 1E급 480V LC 7-LC07N	

13. 기기냉각수계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
CC	기기냉각수계통	P ₋	기기냉각수 펌프	01PA 4.16W AC - SW01A, 125V DC - DC01A, 공기조화계통 계열 A	Subtree of 격납건물살수계통, 전력계통, 필수냉각계통, 정지냉각계통 (비고)
				01B 4.16W AC - SW01B, 125V DC - DC01B, 공기조화계통 계열 B	
CC	기기냉각수계통	HX ₋	기기냉각수 열교환기	02PA 4.16W AC - SW01A, 125V DC - DC01A, 공기조화계통 계열 A	
				02PB 4.16W AC - SW01B, 125V DC - DC01B, 공기조화계통 계열 B	
				HX01A 기기냉각해수계통 계열 A	
				HX01B 기기냉각해수계통 계열 B	
CC	기기냉각수계통	V ₋	정지냉각열교환기 주입 관격리밸브	HX02A 기기냉각해수계통 계열 A	
				HX02B 기기냉각해수계통 계열 B	
CC	기기냉각수계통	V ₋	격납건물열교환기 주입 격리밸브	HX03A 기기냉각해수계통 계열 A	
				HX03B 기기냉각해수계통 계열 B	
CC	기기냉각수계통	V ₋	필수냉각기 복수기 방출격리밸브	MOV 073 480V AC - MC01A	
CC	기기냉각수계통	V ₋	필수냉각기 복수기 방출격리밸브	MOV 074 480V AC - MC01B	
				MOV 141 480V AC - MC01A, 공학적안전설비계통	
CC	기기냉각수계통	V ₋	필수냉각기 복수기 방출격리밸브	MOV 142 480V AC - MC01B, 공학적안전설비계통	
				MOV 095 480V AC - MC05A	
CC	기기냉각수계통	V ₋	다절발전기 열교환기 주입밸브	MOV 096 480V AC - MC05B	
				MOV 105 480V AC - MC02A	
CC	기기냉각수계통	V ₋	다절발전기 열교환기 주입밸브	MOV 106 480V AC - MC02B	

14. 기기냉각해수계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
SX	기기냉각해수계통	P ₋	기기냉각해수펌프	01PA 4.16W AC - SW01A, 125V DC - DC01A, 공기조화계통 계열 A	Subtree of 기기냉각수계통 (비고)
				02PA 4.16W AC - SW01A, 125V DC - DC01A, 공기조화계통 계열 A	
				01PB 4.16W AC - SW01B, 125V DC - DC01B, 공기조화계통 계열 B	
				02PB 4.16W AC - SW01B, 125V DC - DC01B, 공기조화계통 계열 B	

15. 필수냉수계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
WO	필수냉수계통	P ₋	필수냉수펌프	480V AC MC05A	Subtree of 공기조화계통 (비고)
			PP01A	480V AC MC05A	
			PP02A	480V AC MC05A	
			PP01B	480V AC MC05B	
			PP02B	480V AC MC05B	
WO	필수냉수계통	P ₋	필수냉수냉각기	4.16kW AC SW01A, 480V AC MV05A, 125V DC DC01A, CCWS	Subtree of 공기조화계통 (비고)
			CH01A	4.16kW AC SW01A, 480V AC MV05A, 125V DC DC01A, CCWS	
			CH02A	4.16kW AC SW01A, 480V AC MV05A, 125V DC DC01A, CCWS	
			CH01B	4.16kW AC SW01B, 480V AC MV05B, 125V DC DC01B, CCWS	
			CH02B	4.16kW AC SW01B, 480V AC MV05B, 125V DC DC01B, CCWS	

16. 공기조화계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
VY(?)	비상노심냉각계통 기 기실 공기조화계통	AC ₋	저압안전주입펌프실	펌프 A 실냉각기 팬 480V AC MC05A, 필수냉수계통 계열 A	Subtree of 보조급수계 통, 기기냉각수계통, 화 학및 체적제어계통, 각 남건물살수계통, 정지냉 각계통, 고압안전주입계 통, 저압안전주입계통, 전력공급계통, 기기냉각 해수계통 (비고)
			펌프 B 실냉각기 팬 480V AC MC05B, 필수냉수계통 계열 B		
VY(?)	비상노심냉각계통 기 기실 공기조화계통	AC ₋	격납건물살수계통펌프 실	펌프 A 실냉각기 팬 480V AC MC05A, 필수냉수계통 계열 A	
			펌프 B 실냉각기 팬 480V AC MC05B, 필수냉수계통 계열 B		
VY(?)	비상노심냉각계통 기 기실 공기조화계통	AC ₋	고압안전주입펌프실	펌프 A 실냉각기 팬 480V MCC MC05A, 필수냉수계통 계열 A	
			펌프 B 실냉각기 팬 480V MCC MC05B, 필수냉수계통 계열 B		
VY(?)	비상노심냉각계통 기 기실 공기조화계통	AC ₋	보조급수 모터구동 펌 프실	펌프 1A 실냉각기 팬 480V MCC MC01A, 필수냉수계통 계열 A	
			펌프 2B 실냉각기 팬 480V MCC MC01B, 필수냉수계통 계열 B		
VY(?)	비상노심냉각계통 기 기실 공기조화계통	AC ₋	충전펌프실	펌프 1A 실냉각기 팬 480 V MCC MC05A, 필수냉수계통 계열 A	
			펌프 1B 실냉각기 팬 480 V MCC MC05B, 필수냉수계통 계열 B		
VY(?)	비상노심냉각계통 기 기실 공기조화계통	AC ₋	기기냉각수 펌프실	펌프 A 실냉각기 팬 480 V MCC MC06A, 필수냉수계통 계열 A	
			펌프 B 실냉각기 팬 480 V MCC MC06B, 필수냉수계통 계열 B		
VY(?)	디젤발전기실 공기조 화계통	AC ₋	디젤발전기실 A 공기조 화계통	고동량 급기팬 03A, 05A 480V MCC MC02A	
			고동량 배기팬 04A, 06A 480V MCC MC02A		
VY(?)	디젤발전기실 공기조 화계통	AC ₋	디젤발전기실 B 공기조 화계통	고동량 급기팬 03B, 05B 480V MCC MC02B	
			고동량 배기팬 04B, 06B 480V MCC MC02B		
			고동량 급기팬		
			15CE	480V MCC MC02E	
			17CE	480V MCC MC01E	

YY(?)	디젤발전기실 공기조화계통	AC	대체 교류전원 디젤발전기실 공기조화계통	19CE	480V MCC MC02E
				고풍량 배기팬	
				16CE	480V MCC MC02E
				18CE	480V MCC MC01E
				20CE	480V MCC MC02E
YY(?)	기기냉각수해수계통 공기조화 및 냉난방계통	AC	기기냉각수 해수펌프건물 공기조화 계통	기기냉각수해수펌프 A 건물 공기조화계통 급기팬 기기냉각수해수펌프 B 건물 공기조화계통 급기팬	480V AC MC07A 480V AC MC07B

17. 압축공기계통

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
IA	압축공기계통	MC	공기압축기	CM01 비 1E급 4.16kW SW02M, 비 1E급 480V AC MC06M, TBCCW	Subtree of 화학 및 체적 제어계통, 주급수계통, 주증기계통, 증기발생기 취출계통 (비고)
				CM02 비 1E급 4.16kW SW02N, 비 1E급 480V AC MC07N, TBCCW	
IA	압축공기계통	MD	공기건조기	ADP-01S 비 1E급 480V AC MC06M	
				ADP-02S 비 Class 1E급 480V AC MC23N	

18. 안전주입탱크

Affected Systems		Major Components		Support Systems	Initiating Event
SI	안전주입탱크	T	안전주입탱크	1E 급 전기 배전계통- 480V 모터 제어반, 공학적안전설비 작동계통, 질소공급계통	LLOCA, SLOCA, SGTR

부록 2

미국 Farley 원진의 SDP Worksheet

Table 2(1) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Transients with PCS Available (Reactor Trip) (TRANS)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
Safety Functions Needed:			
Power Conversion System (PCS)			
Secondary Heat Removal (AFW)			
Early Inventory, High Pressure Injection (EIHP)			
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)			
High Pressure Recirculation (HPR)			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
1/2 Main Feedwater trains with 1/3 condensate trains (operator action = 2)			
1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) to 2/3 SGs with 1/5 SG safety valves on each SG fed by AFW ⁽¹⁾			
1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽²⁾			
1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2)			
1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)			
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 TRANS - PCS - AFW - HPR (4)			
2 TRANS - PCS - AFW - FB (5)			
3 TRANS - PCS - AFW - EIHP (6)			
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:			
<p>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</p>			

Table 2(2) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Transients with Loss of PCS (TPCS)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<p>Safety Functions Needed: Secondary Heat Removal (AFW) Early Inventory, High Pressure Injection (EIHP) Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB) High Pressure Recirculation (HPR)</p>			
<p>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function: 1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) to 2/3 SGs with 1/5 SG safety valves on each SG fed by AFW⁽¹⁾ 1/2 charging pumps or use of spare charging pump (1 multi-train system)⁽²⁾ 1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2) 1/2 charging pumps with 1/2 RHR pumps and with operator action for switchover (operator action = 3)</p>			
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>	<u>Sequence Color</u>
1 TPCS - AFW - HPR (3)			
2 TPCS - AFW - FB (4)			
3 TPCS - AFW - EIHP (5)			
<p>Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:</p>			
<p>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</p>			

Table 2(3) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant -- Small LOCA (SLOCA)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
Safety Functions Needed:			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Early Inventory, HP Injection (EIHP)	1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽¹⁾		
Secondary Heat Removal (AFW)	1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)		
RCS Cooldown / Depressurization (DEP1)	Operator depressurizes RCS using 1/2 PORVs (operator action = 2)		
RCS Cooldown / Depressurization (DEP2)	Operator depressurizes RCS by using 1/2 PORVs and by opening 2/3 ARVs (operator action = 2)		
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)	1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2)		
Low Pressure Injection (LPI)	1/2 RHR trains (1 multi-train system)		
High Pressure Recirculation (HPR)	1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)		
Low Pressure Recirculation (LPR)	1/2 RHR trains with operator action for switchover (operator action = 3)		
Circle Affected Functions			
1 SLOCA - LPR (2, 9)	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
2 SLOCA - DEP1 - HPR (4)			
3 SLOCA - AFW - HPR (6)			
4 SLOCA - AFW - FB (7)			
5 SLOCA - EIHP - LPI (10)			
6 SLOCA - EIHP - DEP2 (11)			
7 SLOCA - EIHP - AFW (12)			

Table 2(4) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Stuck Open PORV (SORV) ⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
Safety Functions Needed:			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Isolation of Small LOCA (BLK)	The closure of the block valve associated with stuck open PORV (1 train) ⁽²⁾		
Early Inventory, HP Injection (EIHP)	1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽³⁾		
Secondary Heat Removal (AFW)	1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)		
RCS Cooldown / Depressurization (DEP1)	Operator depressurizes RCS ⁽⁴⁾ (operator action = 2)		
RCS Cooldown / Depressurization (DEP2)	Operator depressurizes RCS by opening 2/3 ARVs ⁽⁴⁾ (operator action = 2)		
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)	Operator carries out Feed/Bleed ⁽⁴⁾ (operator action = 2)		
Low Pressure Injection (LPI)	1/2 RHR trains (1 multi-train system)		
High Pressure Recirculation (HPR)	1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)		
Low Pressure Recirculation (LPR)	1/2 RHR trains with operator action for switchover (operator action = 3)		
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 SORV - BLK - LPR (2, 9)			
2 SORV - BLK - DEP1 - HPR (4)			
3 SORV - BLK - AFW - HPR (6)			
4 SORV - BLK - AFW - FB (7)			
5 SORV - BLK - EIHP - LPI (10)			
6 SORV - BLK - EIHP - DEP2 (11)			
7 SORV - BLK - EIHP - AFW (12)			

Table 2(5) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Medium LOCA (MLOCA)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<u>Safety Functions Needed:</u>			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Early Inventory, HP Injection (EIHP)	1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽¹⁾		
Secondary Heat Removal (AFW)	1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)		
RCS Depressurization (DEP1)	2/3 ARVs (operator action = 1) ⁽²⁾		
RCS Depressurization (DEP2)	2/3 ARVs (operator action = 3) ⁽³⁾		
Accumulators (ACCU)	2/2 remaining accumulators ⁽⁴⁾ (1 train)		
Low Head Injection (LHI)	1/2 RHR trains (1 multi-train system)		
High Pressure Recirculation (HPR)	1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)		
Low Pressure Recirculation (LPR)	1/2 RHR trains with operator switchover from injection to recirculation (operator action = 3)		
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>	<u>Sequence Color</u>
1 MLOCA - LPR (2, 8)			
2 MLOCA - DEP2 - HPR (4)			
3 MLOCA - AFW - HPR (6)			
4 MLOCA - EIHP - LHI (9)			
5 MLOCA - EIHP - ACCU (10)			
6 MLOCA - EIHP - DEP1 (11)			
7 MLOCA - EIHP - AFW (12)			

Table 2(6) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Large LOCA (LLOCA)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<p>Safety Functions Needed: Accumulators (ACCU) Early Inventory, LP Injection (EILP) Low Pressure Recirculation (LPR)</p>			
<p>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function: 2/2 remaining accumulators⁽¹⁾ (1 train) 1/2 RHR trains (1 multi-train system) 1/2 RHR trains with operator switchover from injection to recirculation (operator action = 3)</p>			
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>	<u>Sequence Color</u>
1 LLOCA - LPR (2)			
2 LLOCA - EILP (3)			
3 LLOCA - ACCU (4)			
<p>Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:</p>			
<p>If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.</p>			

Table 2(7) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of Offsite Power (LOOP)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<u>Safety Functions Needed:</u>		<u>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:</u>	
Emergency AC Power (EAC)		1/1 dedicated EDG (1 train) or 1/1 swing EDG (operator action = 1) ⁽¹⁾	
Turbine-driven AFW Pump (TDAFW)		1/1 TDP trains of AFW with 2/3 ARVs (1 ASD train)	
Secondary Heat Removal (AFW)		1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)	
Recovery of AC Power in < 1 hr (REC1)		Recovery of AC power within 1 hour (operator action = 1) ⁽²⁾	
Recovery of AC Power in < 5 hrs (RECS)		Recovery of AC power within 5 hours (operator action = 1) ^(3,4)	
Early Inventory, HP Injection (EIHP)		1/2 charging pumps or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽⁵⁾	
Primary Heat Removal (FB)		Operator uses 1/2 pressurizer PORVs (operator action = 2)	
High Pressure Recirculation (HPR)		1/2 charging pumps with 1/2 RHR pumps and with operator action for switchover (operator action = 3)	
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>	<u>Sequence Color</u>
1 LOOP - AFW - HPR (3)			
2 LOOP - AFW - FB (4)			
3 LOOP - AFW - EIHP (5)			
4 LOOP - EAC - HPR (7, 11) (AC recovered)			
5 LOOP - EAC - EIHP (8, 13) (AC recovered)			
6 LOOP - EAC - REC5 (9)			
7 LOOP - EAC - TDAFW - FB (12) (AC recovered)			
8 LOOP - EAC - TDAFW - REC1 (14)			

Table 2(8) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Steam Generator Tube Rupture (SGTR) ⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____		Exposure Time _____	Table 1 Result (circle):				
A	B	C	D	E	F	G	H
<p>Safety Functions Needed:</p> <p>Secondary Heat Removal (AFW) (1/2 MDPs of AFW or 1/1 TDP of AFW) with 2/3 ARVs (operator action = 3)</p> <p>Early Inventory, HP Injection (EIHP) 1/2 charging pumps or use of spare charging pump (1 multi-train system) ⁽²⁾</p> <p>Pressure Equalization (EQ) Operator isolates the ruptured SG and depressurizes RCS using 1/1 SG ARV (on each SG fed by AFW) to less than setpoint of relief valves of SG (1 train) ⁽³⁾</p> <p>Feed-and-Bleed (FB) Operator uses 1/2 pressurizer PORVs (operator action = 1) ⁽⁴⁾</p> <p>High Pressure Recirculation (HPR) 1/2 RHR trains with 1/2 charging pumps and with switchover to recirculation (operator action = 3)</p>							
<p>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:</p>							
<p>Circle Affected Functions</p>							
1 SGTR - EIHP - EQ (3)		Recovery of Failed Train		Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence		Sequence Color	
2 SGTR - AFW - HPR (5)							
3 SGTR - AFW - FB (6)							
4 SGTR - AFW - EIHP (7)							

Table 2(9) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Anticipated Transients without Scram (ATWS)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<p>Safety Functions Needed: Turbine trip (TTP) Secondary Heat Removal (AFW) Primary Relief (SRV) Emergency Boration (EMBO)</p>			
<p>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function: AMSAC system trips the turbine and starts AFW pumps (1 train) 2/2 MDPs of AFW with 1/1 TDP of AFW (1 ASD train) to 3 SGs with 4/5 SG safety valves open on each SG 3/3 SRVs with 2/2 PORVs open (1 train) Operator conducts emergency boration using 1/2 charging pumps with 1/2 boric acid transfer pumps (operator action = 2)</p>			
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>	<u>Sequence Color</u>
1 ATWS - EMBO (2)			
2 ATWS - SRV (3)			
3 ATWS - AFW (4)			
4 ATWS - TTP (5)			

Table 2(10) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Main Steam Line Break
Outside Containment (MSLB)

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<p>Safety Functions Needed: MSLB Isolated (MSIV)⁽¹⁾ Early Inventory, HP Injection (EIHP) Secondary Heat Removal (AFW) Feedwater valves close (FWVC) Stop Injection (STIN) Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB) High Pressure Recirculation (HPR)</p>			
<p>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function: 2/3 steam paths close⁽²⁾ (1 multi-train system) 1/2 charging trains or use of spare charging pump (1 multi-train system)⁽³⁾ 1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) Operators close the valves feeding the SG whose MSIV did not close (1 train)⁽⁴⁾ Operators stop high pressure injection (operator action = 2)⁽⁵⁾ 1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2) 1/2 charging trains with 1/2 RHR trains and with operator action for switchover (operator action = 3)</p>			
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>	<u>Sequence Color</u>
1 MSLB - FWVC - STIN (3)			
2 MSLB - AFW - HPR (5)			
3 MSLB - AFW - FB (6)			
4 MSLB - EIHP - FWVC (8)			
5 MSLB - EIHP - AFW (9)			
6 MSLB - MSIV (10)			

Table 2(11) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of On-Service Train of Cooling (LOTC) ⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
<p>Safety Functions Needed: RCP Trip (RCPT) Off-service Train (OFST) Secondary Heat Removal (AFW) Early Inventory, HP Injection (EIHP) RCS Cooldown / Depressurization (DEP1) RCS Cooldown / Depressurization (DEP2) Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB) Low Pressure Injection (LPI) High Pressure Recirculation (HPR) Low Pressure Recirculation (LPR)</p>			
<p>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function: Operator trips RCPs in less than 3 minutes after loss of cooling (operator action = 2) Operator aligns mitigating equipment to the off-service train and provides RCP seal cooling (operator action = 1) ⁽²⁾ 1/2 MDAFW trains (1 multi-train system) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train) 1/1 charging pump or use of spare charging pump (1 train) ⁽³⁾ Operator depressurizes RCS using 1/2 PORVs (operator action = 2) Operator depressurizes RCS by using 1/2 PORVs and by opening 2/3 ARVs (operator action = 2) 1/2 PORVs open for Feed/Bleed (operator action = 2) 1/1 RHR train (1 train) (1/1 charging train or use of spare charging pump) ⁽³⁾ with 1/1 RHR train and with operator action for switchover (1 train) ⁽⁴⁾ 1/1 RHR train with operator action for switchover (1 train) ⁽⁴⁾</p>			
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 LOTC - AFW - HPR (3, 16)			
2 LOTC - AFW - FB (4, 17)			
3 LOTC - AFW - EIHP (5, 18)			
4 LOTC - OFST (6, 19)			
5 LOTC - RCPT - LPR (8, 12)			
6 LOTC - RCPT - DEP1 - HPR (10)			
7 LOTC - RCPT - EIHP - LPI (13)			
8 LOTC - RCPT - EIHP - DEP2 (14)			

Table 2(12) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of Instrument Air (LIA) ⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____ Exposure Time _____ Table 1 Result (circle): A B C D E F G H	
<u>Safety Functions Needed:</u> RCP Seal Injection and HP Injection (EIHP) Secondary Heat Removal (AFW)	
<u>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:</u> 1/2 charging trains or use of spare charging pump provide RCP seal injection and high-pressure injection (1 multi-train system) ⁽²⁾ 1/2 MDAFW trains (operator action = 2) ⁽³⁾	
<u>Circle Affected Functions</u>	<u>Recovery of Failed Train</u>
1 LIA - AFW (2)	<u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u>
2 LIA - EIHP (3)	<u>Sequence Color</u>
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:	
If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.	

Table 2(13) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of a DC Bus (LBDC)⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
Safety Functions Needed:			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Early Inventory, HP Injection (EIHP)	1/1 charging train or use of spare charging pump (1 train) ⁽²⁾		
Secondary Heat Removal (AFW)	1/1 MDAFW train (1 train) or 1/1 TDAFW train (1 ASD train)		
RCS Cooldown / Depressurization (DEP)	Operator depressurizes RCS by using 1/1 remaining PORV and by opening 2/3 ARVs (operator action = 1) ⁽³⁾		
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)	1/1 remaining PORV open for Feed/Bleed (operator action = 2)		
Low Pressure Injection (LPI)	1/1 RHR train (1 train)		
High Pressure Recirculation (HPR)	(1/1 charging train or use of spare charging pump) ⁽²⁾ with 1/1 RHR train and with operator action for switchover (1 train) ⁽⁴⁾		
Low Pressure Recirculation (LPR)	1 / 1 RHR train with operator action for switchover (1 train) ⁽⁴⁾		
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 LBDC - AFW - HPR (3)			
2 LBDC - AFW - FB (4)			
3 LBDC - EIHP - LPR (6)			
4 LBDC - EIHP - LPI (7)			
5 LBDC - EIHP - DEP (8)			
6 LBDC - EIHP - AFW (9)			

Table 2(14) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Loss of 4160 V Bus F or G (LBAC) ⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
Safety Functions Needed:			
RCP Trip (RCPT)			
Off-service Train (OFST)			
Secondary Heat Removal (AFW)			
Early Inventory, HP Injection (EIHP)			
RCS Cooldown / Depressurization (DEP1)			
RCS Cooldown / Depressurization (DEP2)			
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB)			
Low Pressure Injection (LPI)			
High Pressure Recirculation (HPR)			
Low Pressure Recirculation (LPR)			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
Operator trips RCPs in less than 3 minutes after loss of cooling (operator action = 2)			
Operator aligns mitigating equipment to the off-service train and provides RCP seal cooling (operator action = 1) ⁽²⁾			
1/1 MDAFW train (1 train)			
1/1 charging pump or use of spare charging pump (1 train) ⁽³⁾			
Operator depressurizes RCS using 1/1 remaining PORV (1 train) ⁽⁴⁾			
Operator depressurizes RCS by using 1/1 remaining PORV and by opening 2/3 ARVs (1 train) ⁽⁴⁾			
1/1 remaining PORV open for Feed/Bleed (1 train) ⁽⁴⁾			
1/1 RHR train (1 train)			
(1/1 charging train or use of spare charging pump) ⁽³⁾ with 1/1 RHR train and with operator action for switchover (1 train) ⁽⁵⁾			
1/1 RHR train with operator action for switchover (1 train) ⁽⁵⁾			
Circle Affected Functions	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence	Sequence Color
1 LBAC - AFW - HPR (3, 16)			
2 LBAC - AFW - FB (4, 17)			
3 LBAC - AFW - EIHP (5, 18)			
4 LBAC - OFST (6, 19)			
5 LBAC - RCPT - LPR (8, 12)			
6 LBAC - RCPT - DEP1 - HPR (10)			
7 LBAC - RCPT - EIHP - LPI (13)			
8 LBAC - RCPT - EIHP - DEP2 (14)			

Table 2(15) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — LOOP with Loss of 4160 V Bus F or G (LEAC)⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row)		Exposure Time	Table 1 Result (circle):
A	B C D E F G H		
Safety Functions Needed:			
PORV Recloses (PORV)			
Secondary Heat Removal (AFW)			
Early Inventory, HP Injection (EIHP)			
RCS Cooldown / Depressurization (DEP)			
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FBI)			
Primary Heat Removal, Feed/Bleed (FB2)			
Low Pressure Injection (LPI)			
High Pressure Recirculation (HPR)			
Low Pressure Recirculation (LPR)			
Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:			
2/2 Pressurizer PORVs reclose after opening during transient (1 train)			
1/1 MDAFW train (1 train)			
1/1 charging train or use of spare charging pump (1 train) ⁽²⁾			
Operator depressurizes RCS by opening 2/3 ARVs (operator action = 2)			
1/1 remaining PORV open for Feed/Bleed (1 train) ⁽³⁾			
Operator carries out Feed/Bleed ⁽⁴⁾ (operator action = 2)			
1/1 RHR train (1 train)			
(1/1 charging train or use of spare charging pump) ⁽²⁾ with 1/1 RHR train and with operator action for switchover (1 train) ⁽⁵⁾			
1/1 RHR train with operator action for switchover (1 train) ⁽⁵⁾			
Circle Affected Functions			
1	LEAC - AFW - HPR (3, 13)	Recovery of Failed Train	Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence
2	LEAC - AFW - FBI (4)		
3	LEAC - AFW - EIHP (5, 15)		
4	LEAC - PORV - LPR (7, 9)		
5	LEAC - PORV - EIHP - LPI (10)		
6	LEAC - PORV - EIHP - DEP (11)		
7	LEAC - PORV - AFW - FB2 (14)		

Table 2(16) SDP Worksheet for Farley Nuclear Plant — Interfacing Systems
LOCA (ISLOCA)⁽¹⁾

Estimated Frequency (Table 1 Row) _____ A B C D E F G H	Exposure Time _____	Table 1 Result (circle): _____
<p><u>Safety Functions Needed:</u></p> <p>RHR Hot Leg Suction Line Isolation Valves² Low Pressure Injection System³ Residual Heat Removal System³ High Pressure Injection System (suction)³ Chemical and Volume Control System (suction)³ Component Cooling Water System (thermal barrier heat exchanger)³</p>		
<p style="text-align: center;"><u>Full Creditable Mitigation Capability for Each Safety Function:</u></p>		
<p><u>Circle Affected Functions</u></p>	<p><u>Recovery of Failed Train</u></p>	<p><u>Remaining Mitigation Capability Rating for Each Affected Sequence</u></p>
<p><u>Sequence Color</u></p>		
Identify any operator recovery actions that are credited to directly restore the degraded equipment or initiating event:		
If operator actions are required to credit placing mitigation equipment in service or for recovery actions, such credit should be given only if the following criteria are met: 1) sufficient time is available to implement these actions, 2) environmental conditions allow access where needed, 3) procedures exist, 4) training is conducted on the existing procedures under conditions similar to the scenario assumed, and 5) any equipment needed to complete these actions is available and ready for use.		

서 지 정 보 양 식

수행기관보고서번호	위탁기관보고서번호		
KINS/RR-304			
제목/부제	안전 심각도 경계치 설정 배경 및 결정 절차 분석		
연구위탁기관 과제명 및 과제책임자	대과제명: 원자력안전 규제기술개발 (김효정) 세부과제명: 원전 설비 운전성능 평가 규제기술 개발 (성계용)		
연구자 및 부서명	이창주 (원자력안전연구실)		
발행지	대전	발행기관	한국원자력안전기술원
페이지	80 p.	도표	유 (○), 무 ()
참고사항	발행일 2005년 1월		
비밀여부	공개 (○), 비공개 ()	보고서 종류	연구보고서
연구위탁기관		계약번호	
초록 (200단어 내외)	<p>미국 NRC에서 사용하고 있는 안전 심각도 결정 과정 (SDP)은 리스크정보를 직접 규제검사 및 현안 해결에 활용하여 규제의 효율성과 효과성을 제고하기 위한 최 근의 규제수단이다. 따라서 그 SDP 절차에 사용되는 각종 의사결정 판단 기준과 등 급 결정용 리스크 척도에 대한 경계치는 SDP 실제 이행에 있어 필수적인 요소가 된 다. 본 연구에서는 미국 NRC의 이행 경험을 토대로 하여 SDP 경계치 설정 배경과 근거를 파악하고 국내 적용성을 검토하고자 하였다. 세부적으로는 단계별 이행 절차를 정립하고 현안을 파악하며 주요 고려사항들을 자체적으로 평가하는데 초점이 주 어졌다. 또한 실제 국내 규제검사와 사건 자료를 참조로 하여 2건의 사례분석을 수행 하였다.</p>		
주제명 키워드 (10단어 내외)	안전 심각도 결정, 확률론적 안전성평가, 위험도정보 활용 규제, 리스크 척도, 규제 검사		

BIBLIOGRAPHIC INFORMATION SHEET

Performing Org. Report No.		Sponsoring Org. Report No.			
KINS/RR-304					
Title/Subtitle					
Background and procedure analysis for threshold of safety significance determination					
Sponsoring Org. Project and Project Manager			Development of risk-informed regulation technology (K. Y. Sung)		
Researcher and Dep't.			C. J. Lee (Nuclear Safety Research Department)		
Pub. Place	Daejon	Pub. Org.	KINS	Pub. Date	2005. 1.
Page	80 p.	Il. and Tab.	Yes (○), No ()	Size	210mm×297mm
Note					
Classified	Unclassified(○), Classified()		Report Type	Research Report	
Sponsoring Org.			Contract No.		
Abstract (About 200 Words)					
<p>The safety significance determination process (SDP), being applied by USNRC, is one of regulatory approaches which can improve the regulatory effectiveness and efficiency by utilizing the risk information to any regulatory inspections and issue resolution. The decision-making criteria and some risk thresholds for the determination of significance can be, therefore, essential elements in actual SDP implementation. Based on USNRC's experiences, this study has the purpose to identify the rationale and background for the determination of significance and to check the feasibility of the implementation to Korean nuclear power plants. Our attentions have been basically concentrated on establishing its step-by-step processes, identifying the current issues, and assessing major issues for the application to domestic plants. Practically, two examples have been analyzed after consulting the database on our actual regulatory inspections and incidents.</p>					
Subject Keywords (About 10 Words)					
safety significance determination, probabilistic safety assessment, risk-informed regulation, risk measure, regulatory inspection					