



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

2016년 2월
석사학위논문

원자력발전소 발전기 취약부위 분석 및 신뢰도 향상 방안 연구

조선대학교 대학원

원자력공학과

김 현 태

원자력발전소 발전기 취약부위 분석 및 신뢰도 향상 방안 연구

A Study on the Weakness Analysis and
the Reliability Improvement of the Generator in NPP

2016년 2월 25일

조선대학교 대학원

원자력공학과

김 현 태

원자력발전소 발전기 취약부위 분석 및 신뢰도 향상 방안 연구

지도교수 이 경 진

이 논문을 공학 석사학위신청 논문으로 제출함

2015년 10월

조선대학교 대학원

원자력공학과

김 현 태

김현태의 석사학위논문을 인준함

위원장 조선대학교 교수 정운관 (인)

위원 조선대학교 교수 송종순 (인)

위원 조선대학교 교수 이경진 (인)

2015년 11월

조선대학교 대학원

목 차

ABSTRACT	v
제 1 장 서 론	1
제 2 장 국내원전 발전기 현황	2
제 1 절 발전기 개요	2
1. 발전기 구조	2
2. 발전기 규격 및 운영현황	3
제 2 절 발전기 정비현황	4
1. 발전기 예방정비	4
2. 발전기 주요 점검항목 및 점검주기	7
제 3 장 통계적 방법을 이용한 발전기 취약부위 예측	11
1. NPRD/EPIX Data(1990~2001년) 분석	11
2. INPO TR04-38(1999~2003년) 분석	12
3. 국내원전 발전기 고장사례(1978~2009년) 분석	13
4. 가동원전 발전기 취약부위 도출	14
제 4 장 실증시험, 산업계경험 및 통계분석을 통한 발전기 취약부위 검증	15
제 1 절 한빛 3호기 발전기 정밀진단 및 상태평가	15
1. 발전기 사양 및 주요 정비이력	15
2. 고정자 정밀진단	17
3. 회전자 정밀진단	25
4. 발전기 종합 상태평가	26
제 2 절 산업계 경험 및 통계 분석	27
1. 발전기 주요부품 예상수명	27
2. 고정자 신뢰성 및 예상수명	28
3. 회전자 신뢰성 및 예상수명	33
4. 발전기 수소누설 사례	34

제 5 장 발전기 열화 메커니즘 및 취약원인 분석	35
제 1 절 발전기 열화 메커니즘	35
제 2 절 발전기 취약원인 분석	37
1. 고정자 권선 흡습	37
2. 회전자 열화	41
3. 발전기 수소누설	43
제 6 장 발전기 신뢰도 향상 방안	47
1. 고정자 지락 고장 예방 및 고장손실 최소화 방안	47
2. 회전자 고장예방 및 긴급복구 방안	53
3. 발전기 수소누설 관리 및 폭발방지 방안	55
제 7 장 결론	57
참고문헌	59

표 목 차

표 2-1 국내 가동원전 발전기 현황	4
표 2-2 발전기 경상 예방정비 항목	5
표 2-3 발전기 일반점검 항목	6
표 2-4 발전기 정밀점검 항목	7
표 2-5 국내원전 발전기 주요 점검항목 및 점검주기	10
표 3-1 NPRD/EPIX 데이터(1990년~2001년)	11
표 3-2 국내원전 발전기 고장발생 현황	13
표 4-1 한빛 3,4호기 발전기 사양	15
표 4-2 한빛 3,4호기 발전기 주요 정비이력	16
표 4-3 헬륨 추적 시험(STD cc/sec) 결과	20
표 4-4 절연진단 시험결과 추이	23
표 4-5 잔연 수명평가 결과	24
표 4-6 극간 전압강하 시험 결과	26
표 4-7 발전기 고장원인 및 예상수명	28
표 4-8 국내 수냉각 발전기 고정자권선 흡습 고장 현황	30
표 4-9 Water Clip Brazing 재료	32
표 4-10 국내 발전기 수소누설 및 화재, 폭발 현황	34
표 5-1 발전기 주요부품 열화 메커니즘	37
표 5-2 고정자권선 성능저하 메커니즘 및 원인	38
표 5-3 회전자 성능저하 메커니즘 및 원인	41
표 5-4 수소 밀봉장치 성능저하 메커니즘 및 원인	44
표 5-5 프레임, 외함 및 고정부 성능저하 메커니즘 및 원인	44
표 6-1 국내원전 발전기 고정자권선 예비품 확보 현황	51
표 6-2 GE 누설 및 흡습시험 전략	52
표 6-3 수소 누설 부위별 관리기준	55

그림 목차

그림 2-1 주발전기 외형도 및 부속설비	3
그림 3-1 전력손실에 영향을 미친 고장 건수	12
그림 3-2 고장 부품별 전력손실 기여도	12
그림 4-1 한빛 3호기 Clip-To-Strand 내부 내시경 검사 결과	17
그림 4-2 고정자 권선 배수 및 건조 상태 판정기준(GE)	18
그림 4-3 진공건조(좌) 및 진공감쇄시험(우)	19
그림 4-4 1차 압력시험(좌) 및 2차 압력시험(우)	20
그림 4-5 TE측 20번 상부권선 Bubble Test	21
그림 4-6 TE측 20번 Clip-To-Strand 누설 정비	21
그림 4-7 TE측 상부권선 C-map Test 결과	22
그림 4-8 Estimated Clip-To-Strand Water Leak Probability	24
그림 4-9 회전자 권선 RSO 시험 결과	25
그림 4-10 GE 발전기 고정자권선 고장 현황	29
그림 4-11 수냉각 발전기 고정자 재권선 현황	29
그림 4-12 한울 1,2호기 발전기 고정자 Clip-To-Strand	30
그림 4-13 두산 발전기 고정자 Clip-To-Strand 설계	31
그림 4-14 월성 3호기 발전기 고정자 Clip-To-Strand 상태	32
그림 4-15 중대형 발전기 회전자 재권선 현황	33
그림 5-1 Clip-To-Strand 부식 메커니즘(1)	39
그림 5-2 Clip-To-Strand 부식 메커니즘(2)	40
그림 5-3 고정자권선 흡습(Wet Bar) 메커니즘	40
그림 5-4 고정자권선 절연수명 예상 곡선	40
그림 5-5 회전자권선 층간단락 및 지락	42
그림 5-6 회전자 권선 비틀림 현상	43
그림 5-7 고정자권선 Worm Hole	45
그림 5-8 고정자권선 Casting Porosity	45
그림 5-9 수소 밀봉 및 가스켓 누설 가능부위	46
그림 6-1 GE 발전기 고정자 권선 누설 및 흡습평가(상: 30개월, 하: 60개월)	48
그림 6-2 두중 Water Clip Brazing Mock-up Test	49
그림 6-3 국내원전 발전기 고정자 권선 치수	50

그림 6-4 GE 고정자 권선 시험 및 감시 개략도 52
그림 6-5 국내원전 발전기 회전자 치수 54
그림 6-6 발전기 수소 소모율 증가 시 조치절차 56

ABSTRACT

A Study on the Weakness Analysis and the Reliability Improvement of the Generator in NPP

Kim, Hyun Tae

Advisor : Prof. Lee, Goung Jin, Ph. D.

Department of Nuclear Engineering,

Graduate School of Chosun University

The generator is a key equipment to generate electricity in a nuclear power plant. When damaged, not only does it lead to the long failure to generate electricity that can cause huge financial losses, it can damage the reputation and reliability of the nuclear industry.

As the generator has been operated for a prolonged time, by deterioration, it leads to frequent breakdowns recently. It is necessary to develop long-term measures to prevent the deterioration of the generator by the weakness analysis. To manage the generator optimally, it is important to select the area of weakness that leads to the frequent damage and the long failure to generate electricity, understand the deterioration mechanisms precisely and develop its corresponding preventive measures.

The following investigates the failures and predicts the area of weakness by statistical techniques. And there is a verification through industry experience, statical analysis and precision diagnostics of Hanbit unit 3. Additionally, analyzing the deterioration mechanism and losses in performance, a review was carried out to develop measures to sustain a reliable generator.

The life of a generator can be prolonged through; enhanced preventive

maintenance procedure, periodical deterioration assessment, frequent review of the status monitor and predictive maintenance. Furthermore, the stator winding and rotor failure are the equipment that can prevent the generator to function for a long time. Therefore the spare parts for these equipment should be readily available to prevent losses and minimize production downtime.

제 1 장 서 론

원자력발전소에서 발전기는 전력을 생산하는 핵심 설비로서, 고장 발생 시 장기간 발전정지가 불가피하여 막대한 경제적 손실을 초래할 뿐만 아니라 원전 신뢰성에 심각한 영향을 미친다.

최근 가동원전 발전기 운전년수가 증가함에 따라 경년열화 고장이 빈번하게 발생하고 있어 발전기 취약부위 분석을 통한 장기 열화관리 대책 수립을 위한 기술검토 필요성이 대두되고 있다. 발전기 최적 관리를 위해서 무엇보다 고장발생 빈도가 높고 장기간 발전정지를 유발할 수 있는 주요 취약부위를 선정하여 열화 메커니즘을 정확히 이해하고 적절한 대응 전략을 수립하는 것이 중요하다.

본 논문은 국내외 발전기 고장 사례를 조사하여 통계적 방법으로 발전기 취약부위를 예측하고, 한빛 3호기 발전기 정밀진단 및 산업계 경험, 통계 분석 등을 통해 발전기 취약부위에 대한 검증을 수행하였다. 또한 취약부위에 대한 성능저하 원인 및 열화 메커니즘을 분석하여 발전기 신뢰도를 향상시킬 수 있는 방안을 고찰하였다.

발전기 취약부위에 대해 예방정비 프로그램을 최적화하고, 주기적으로 열화평가를 수행하며, 상태감시를 강화하여 예측정비를 수행함으로써 발전기 운전수명을 연장시킬 수 있다. 또한 고정자 권선과 회전자 고장은 장기간 발전정지를 유발할 수 있는 부품으로, 발전소 호환성을 고려하여 적정 예비품을 확보함으로써 고장발생 시 발전정지 시간을 단축하여 발전 손실비용을 최소화할 수 있다.

제 2 장 국내원전 발전기 현황

발전기는 발전소의 최종 목표인 전력생산 기능을 수행하는 설비이다. 주 기능은 상업용 전기출력(kW)을 얻는 기능을 하고, 부 기능으로는 전력 계통에 필요한 무효 전력(kvar)을 공급 또는 흡수하여 계통의 전압제어 및 안정도를 담당한다. 터빈으로부터 기계적인 에너지를 받아 전기적인 에너지로 변환시켜 전력을 생산하며, 생산된 전력의 일부는 발전소 소내부하에 공급하고 나머지 전력은 송전망을 통해 전력 계통에 공급한다. 현재 국내원전은 23기 발전소에서 발전기가 상업 운전을 하고 있으며, 발전기 국내 제작사로는 두산중공업(GE 모델)이 있고, 국외 제작사로는 Hitachi, Alstom, Parsons 등이 있다.

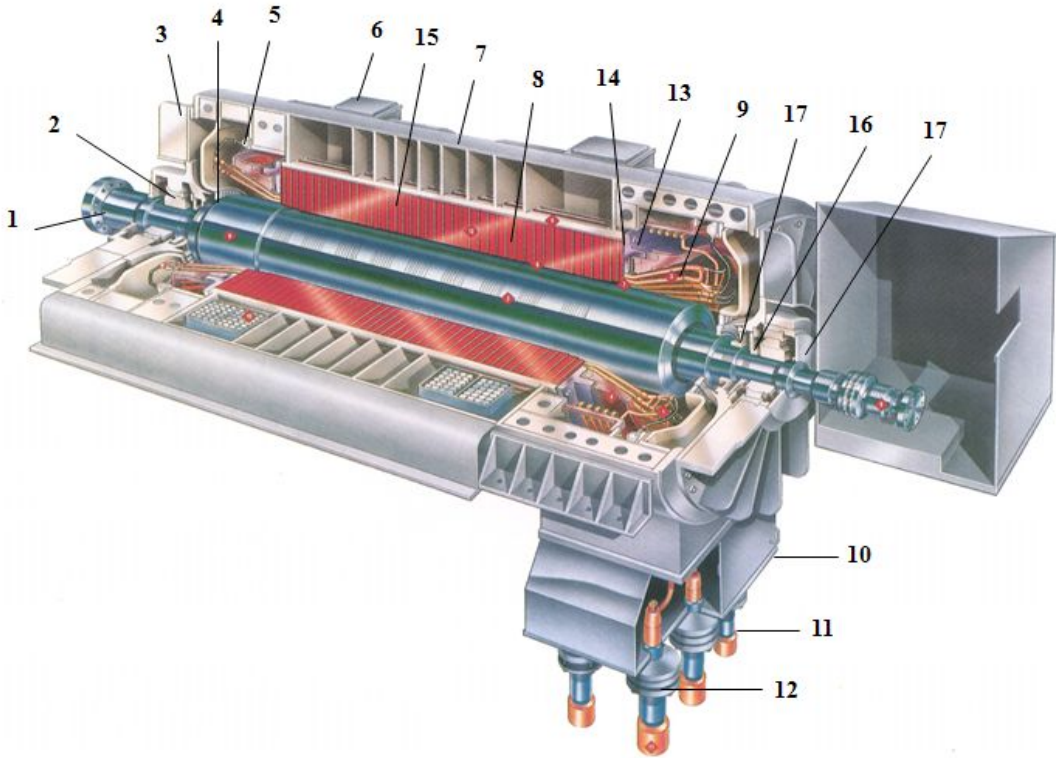
원자력 발전소 발전기는 원자로 안전정지와 직접적인 관련은 없지만 갑작스런 고장으로 인하여 전력이 차단되는 경우 계획되지 않은 원자로 정지와 안전계통에 문제를 일으킬 수 있다. 또한 수 백 톤의 무게를 갖는 대형설비이며 정비 및 관리에 많은 비용이 소요된다. 따라서 발전기는 원자력 발전소에서 경제성은 물론 원자로 안전성 측면에서 중요 설비로 관리되고 있다.

제 1 절 발전기 개요

1. 발전기 구조

발전기는 그림 2-1에서 보는 바와 같이 발전기 본체와 부속설비들로 이루어져 있다. 발전기 본체는 전압을 유도시키는 고정자와 자속을 발생시키는 회전자로 구성되어 있다. 고정자는 프레임, 철심, 권선 등으로 구성되어 있고, 회전자는 축, 몸체, 권선 등으로 구성되어 있다.

발전기 부속설비로는 여자시스템, 계기용 변압기, 계기용 변류기, 고압 부싱, 수소 냉각기, 발전기 감시설비, 발전기 보조계통(고정자 냉각수 계통, 가스제어 계통, 축 밀봉유 계통) 등으로 이루어져 있다. 그리고 여자시스템은 여자변압기, 비상분리모선, 정류기, 자동전압조정기, 차단기, 보조 및 제어 판넬 등으로 구성되어 있다.



1. Rotor	9. Stator bar	
2. Bearing	10. Terminal box	
3. End shields	11. High voltage bushing	
4. Rotor fan	12. Current transformer	
5. Water header	13. Copper facing & flange	
6. Hydrogen cooler	14. Outside space blocks	17. Oil deflector
7. Stator frame	15. Inside space blocks	
8. Stator core	16. Hydrogen seal	

그림 2-1 주발전기 외형도 및 부속설비

2. 발전기 규격 및 운영현황

국내원전 발전기는 일반적으로 전압 22kV, 역율 90%, 주파수 60Hz, 3상 4극, 회전수 1,800rpm으로 설계 및 제작되었다. 발전기 냉각방식으로 고정자는 수냉각 방식, 회전자는 수소냉각 방식을 적용하고 있다. 여자시스템은 국내 제작사인 두산중공업에서 주로 제작하고 있고, 제어기는 디지털 삼중화 제어카드가 탑재된 DS-DEX로 교체되었다. 표 2-1에 국내 가동원전 발전기 규격 및 운영 현황을 나타내었다.

호기	정격용량 (MVA)	정격전압 (kV)	수소압력 (psig)	제작사	상업운전	비고
고리1호기	749	22	60	Hitachi	'05.6.22	발전기 교체
고리2호기	840	22	60	Hitachi	'08.7.13	발전기 교체
고리3,4호기	1,222	22	75	Hitachi -두중	#3-'09.12.14 #4-'09.02.10	발전기 교체
월성1호기	800	26	60	두중	#1-'14.07	고정자 재권선
월성2,3,4호기	828	22	60	두중	#2-'97.07 #3-'98.07 #4-'99.10	
한빛1,2호기	1,151	22	75	두중	#1-'07.10.24 #2-'07.05.31	발전기 교체
한빛3,4호기	1,213	22	75	두중	#3-'95.03.31 #4-'96.01.01	고정자 재권선중
한빛5,6호기	1,219	22	75	두중	#5-'02.05.20 #6-'02.12.24	
한울1,2호기	1,100	22	75	Alstom	#1-'88.09.10 #2-'89.09.30	발전기 교체
한울3,4호기	1,219	22	75	두중	#3-'98.08.11 #4-'99.12.31	
한울5,6호기	1,219	22	75	두중	#5-'04.06.01 #6-'05.06.01	
신고리1,2호기	1,219	22	75	두중	#1-'10.12.30 #2-'11.12.30	
신월성1,2호기	1,219	22	75	두중	#1-'12.03.30 #2-'13.01.30	

표 2-1 국내 가동원전 발전기 현황

제 2 절 발전기 정비현황

1. 발전기 예방정비

국내원전에서는 발전기 주요 정비전략으로 예방정비 활동을 수행하고 있다. 예방정비의 목적은 발전기 운전상태 및 성능을 설계기준 범위 내로 유지하고, 고장을 예방하기 위한 제반 정비활동을 수행하는 것이다. 또한 고장 징후를 조기에 발견하고 고장 확대를 미연에 방지하기 위해 예방점검을 수행한다.

가. 경상 예방정비

한빛 3,4호기 기준으로 발전기 경상 예방정비 항목을 정리하면 표 2-2와 같다. 발전기 가동 중 1주일 또는 1개월 주기로 경상 예방정비 활동을 통해 설비 건전성을 확인하고 있다. 기타 여자시스템(여자변압기, NSPB, AVR), 발전기 감시설비, 상분리모선, PT Cubicle, 중성점 접지변압기 등 발전기 관련 보조설비에 대해 경상 예방점검을 수행하고 있다.

번호	점검 항목	기준치	점검 방법	점검 주기
1	브러시 마모상태 점검 및 교체	47/100mm 이하	육 안	주간 점검
2	브러시 기어 불꽃발생 여부 및 표면 점검	양 호	육 안	
3	발전기 밀봉/베어링/축 주위 누유 점검	양 호	육 안	
4	발전기 하부 오일 누유 여부	양 호	육 안	
5	발전기 하부 냉각수 누수 여부	양 호	육 안	
6	고압 부상 누유 점검	양 호	육 안	
7	AVR Room 냉방기 #1 온도	20~30℃	육 안	
8	AVR Room 냉방기 #1 습도	지시값	육 안	
9	AVR Room 냉방기 #2 온도	20~30℃	육 안	
10	AVR Room 냉방기 #2 습도	지시값	육 안	
11	AVR 지시계 및 판넬 외곽 상태	양 호	육 안	
12	AVR NSPB 온도 점검	지시값	측 정	
13	Enclosure Box 온도 점검	110℃ 이하	측 정	
14	Generator & Neutral Ground CT 온도점검	110℃ 이하	측 정	
15	SLMS 운전상태 점검	양 호	육 안	월간 점검
	SLMS 수소 누설량 점검	지시값	육 안	
16	발전기 베어링(#10) 절연저항 측정	0.1MΩ 이상	측 정	
17	베어링 절연저항 측정단자 캡, 케이블 점검	양, 부	육 안	
18	축접지 전압측정	1000mV 이하	육 안	
19	축접지 브러쉬 및 Device 동작상태 점검	양, 부	육 안	
20	발전기 브러쉬 홀더 진동 점검	양, 부	육 안	

표 2-2 발전기 경상 예방정비 항목

나. 계획 예방정비

국내 가동원전에서는 매주기 계획 예방정비(18개월) 마다 회전자를 인출하지 않은 상태에서 발전기 일반점검을 수행하고 있으며, 세부 점검 항목은 표 2-3과 같다.

번호	점검 항목	점검 내용
1	고정자 점검	권선저항 및 절연저항 측정
		권선 압력/진공 누설시험
		권선 상대 육안점검
2	회전자 점검	권선저항 및 절연저항 측정
		층간단락 시험
3	부속설비 점검	수소냉각기 누설시험(4개소)
		맨홀 가스켓 교체(상하부)
		중성점 접지반 점검(접지면압기)
		수소가스 배관 비파괴 시험
		PT 큐비클 점검
		CT 점검(1차,2차 선간저항측정, 절연저항측정)
클렉터링 연마		

표 2-3 발전기 일반점검 항목

또한, 제작사 권고 주기에 따라 3주기 계획 예방정비(54개월) 마다 회전자를 인출한 상태에서 발전기 정밀점검을 수행하고 있으며, 세부 점검 항목은 표 2-4와 같다.

번호	점검 항목	점검 내용
1	고정자 점검	권선저항 및 절연저항 측정
		권선 압력/진공 누설시험
		절연진단 시험(절연저항, PI, ΔI , $\tan\delta$, PD 시험)
		웨이타음 시험
		정전용량 시험
		전자기 탐상 시험
		권선단부 공명타음 시험
		육안점검(오염, 코로나 발생, 고정 상태)

2	회전자 점검	권선저항 및 절연저항 측정
		회전자권선 극간평형시험
		회전자권선 층간단락시험
		수소 통풍홀 점검
		중공홀 누설시험
		웨이 비파괴시험
		리테이너링 비파괴시험
		냉각팬 비파괴시험
		육안점검
3	부속설비 점검	수소냉각기 누설시험(4개소)
		맨홀 가스켓 교체(상하부)
		중성점 접지반 점검(접지변압기)
		수소가스 배관 비파괴 시험
		PT 큐비클 점검
		CT 정밀점검(CT비, 극성, 포화특성, 권선저항, 부담 측정)
		컬렉터링 연마

표 2-4 발전기 정밀점검 항목

2. 발전기 주요 점검항목 및 점검주기

국내 가동원전에서는 발전기 점검항목 및 점검주기를 설정하기 위해 기기 중요도, 운전 빈도, 운전 환경 등을 반영하여 기기 유형별로 개발된 예방정비기준(PM Template)을 적용하고 있다. 그리고 국내외 운전 및 정비경험, 제작사 권고사항, 설비특성 및 운전상태 등에 따라 발전소별로 추가적으로 정비 직무와 수행주기를 결정하기도 한다.

고정자, 회전자, 철심 등 발전기 본체를 포함해서 관련 부속설비 및 부속계통에 대해 국내원전에서 일반적으로 적용하고 있는 발전기 주요 점검항목 및 점검주기를 표 2-5와 같이 정리하였다.

점검 부위	점검 항목	최초 점검	점검주기
고정자 철심	철심 과열 및 변색 여부	○	4년
	철심의 느슨함, 손상 여부	○	
	녹 발생 여부	○	
	통풍구 막힘 여부	○	
	철심 고정 볼트의 변색, 전식 발생 여부	○	
	Baffle 설치 상태 양부	○	
	간격편의 돌출 여부	○	
	Key Bar 철심간의 상대운동 발생 여부	○	
	철심간의 단락 여부	○	
고정자 코일	과열, 변색·변형 여부(상결선, End 코일 포함)	○	4년
	절연물의 균열 발생 여부	○	
	Wedge Hammer Test	○	
	End 코일부의 고정 및 고정구조물의 상태	○	
	Filler의 이동, 돌출 여부	○	
	기름에 의한 오손 여부	○	
	부분방전에 의한 절연물 손상 여부	○	
	Yellow Powder 발생 여부	○	
	Vibration Sparking 발생 여부	○	
	RTD 기능 이상 여부	○	매년
고압 부싱	애관 표면 균열, 청결 유지 상태	○	1년
	도체 접속부의 과열 여부	○	
	수소가스 누설 여부	○	
	냉각통로 막힘 여부	○	4년
	절연저항 측정	○	1년
	CT 외관 점검	○	
	내부 Tight Seal 재도장	○	내부점검시
	Terminal Box Manhole Gasket 점검	○	내부점검시
	Gasket Seal Compound	○	매 8년
고정자 냉각계통	Flange 부의 냉각수 누설 여부	○	1년
	절연 호스의 손상 및 누수 여부	○	4년
	T/C 기능 이상 유무	○	1년
	지지 구조물 상태	○	4년
End Bracket	수소 누설 여부	○	매월
	Seal Compound 주입 필요성	○	6개월
	Oil Leak 여부	○	매월
	접속부의 Gap 측정	○	6개월
Gland 부	수소누설 여부	○	매월
	조임 상태 점검	○	매년
	Gasket 교체	○	8년

고정자 기타	절연저항 측정	○	1년
	접지 브러쉬 상태	○	매주
	맨홀 Gasket 교체	○	열 때마다
Rotor 본체	Wedge 고정 상태	○	4년
	통풍구의 막힘 여부	○	
	Wedge UT 시험	○	
	Balance Weight 취부 상태	○	
	도장상태 점검	○	
	Wedge 인출 점검	○	8년
	Rotor Teeth 부 점검	○	4년
	중심공 검사	○	15년
지지환	Fitting 부의 과열 및 이동 여부	○	4년
	표면 UT 시험	○	
	녹 발생 여부	○	
	Balance Weight 취부 상태	○	
	표면 PT 시험	○	지지환 인출시
회전자 코일	코일의 변형 여부	○	4년
	스페이서의 변형 또는 탈락 여부	○	
	계자코일 연결 부분(Rising Part) 점검	○	
	End 코일부 냉각 홀 상태	○	
	극간 접속선 상태	○	
	코일 층간 절연 상태	○	
	Slot 절연 상태	○	
Slip Ring	표면 Run-out 상태 점검	○	매년
	표면 상태 육안 점검	○	
	운전중 진동 여부	○	
	브러쉬 Chattering 발생 여부	○	매일
	계자 연결부 수소누설 여부	○	8년
	절연저항 측정	○	정지시
	주변 청소	○	
저널부	마모 상태	○	매년
	표면 손상 또는 흠 발생 여부	○	2년
	PT 시험	○	
	직각부 PT 시험	○	
브러쉬	마모상태 및 균열 여부	○	매주
	Pig Tail 부 과열 변색 여부	○	매일
	브러쉬 Chattering 발생 여부	○	
	브러쉬 압력	○	
	불꽃 발생 여부	○	
	Pig Tail의 홀더에의 걸림 여부	○	
브러쉬	고정 상태	○	매년

홀더	Carbon Dust에 의한 오염 여부 및 청소	○	매월
	스프링 및 스프링의 적정압력 유지 여부	○	매주
	브러쉬 홀더와 Collector Ring 간의 간극	○	정지시
Shaft 누설	중심공 누설시험(프레온 가스 사용)	○	4년
Fan	Fan Blade 고정볼트에 대한 PT 또는 MT	○	4년
	Fan Blade 오염, 변형 여부	○	
Radial Fan	Riveting 부 육안 점검	○	4년
	Fan Vane의 오염, 변형 여부 점검	○	
Rotor 기타	절연저항 측정(500V Megger)	○	매년
	각 부분에 대한 Run-out Check	○	
	Balance Weight 취부 상태	○	4년
베어링	마모, 손상 및 메탈의 접촉 상태	○	2년
	오염 여부	○	
	축전류에 의한 점식 발생 여부	○	
	Oil Slit Hole의 손상 여부	○	
Seal Ring 및 케이싱	Ring과 Shaft 간의 간극 점검	○	2년
	Ring Sliding 점검	○	
	Ring과 Casing 간의 접촉 상태	○	
	Joint 부의 손상 여부	○	
	Joint Pin이 빠져나감 여부	○	
	Gutter Spring 표면	○	2년마다 교체
	마모상태 점검	○	2년
	케이싱 절연저항 측정	○	
	Seal Case Packing	○	2년마다 교체
베어링	베어링 Oil Gap의 평행도	○	2년
	베어링 핀치 간격	○	
	베어링 조립 상태	○	
	축 절연저항 측정	○	
	Babbitt Metal 상태	○	
	Babbitt Metal Corner 부 점검	○	
Oil Deflector	Oil Deflector와 Shaft 간극	○	2년
	Oil Leak 여부	○	매일
	변형 여부	○	2년
	청소	○	매년
	축 절연저항 측정	○	매주
축 절연판	마모, 균열 또는 박리 여부	○	2년
	축 절연저항 측정	○	매주

표 2-5 국내원전 발전기 주요 점검항목 및 점검주기

제 3 장 통계적 방법을 이용한 발전기 취약부위 예측

국내외 발전기 고장이력을 통계적 방법으로 분석하여 발전기 취약부위를 예측하였다. 해외 발전기 고장사례 분석 자료로 NPRD(Non-electronic Parts Reliability Data)/EPIX(Equipment Performance and Information Exchange) Data 및 INPO(Institute of Nuclear Power Operations)에서 발행한 Topical Report를 활용하였다. 또한 원자력 기술정보시스템(KONIS, KHNP Nuclear Information System)을 활용하여 1978년 고리 1호기 상업운전 이후부터 약 30년간 국내원전 발전기 고장사례를 분석하였다.

1. NPRD/EPIX Data(1990~2001년) 분석

INPO NPRD/EPIX에서 1990년부터 2001년까지 12년간에 걸쳐 104대의 발전기를 대상으로 운전경험을 조사한 결과 그 중 65대의 발전기에서 총 115건의 고장을 경험한 사례를 확인하였다.

구분	열화	설계, 마모	인적 실수	외부 이물질	설정치 교정	진동	누설	수리	총 건수	정지 일수
고정자 권선	3	2	1	1	3	3	7		20	458
철심									0	0
계자권선	2	1		1		1	2		7	143
회전자 구조물				1		1	2	1	5	170
냉각기					1		2		3	21
밀봉장치					1		1	3	5	39
베어링	2					2		5	9	26
여자기	7		1	2	7	3	4	9	33	170
AVR	7	1		1	3				12	22
단자대 부싱						1	3		4	21
브러쉬 기어	1	1	1			2		2	7	13
CT, PT	1	1	1			4		3	10	38
Total	23	6	4	6	15	17	21	23	115	1,121

표 3-1 NPRD/EPIX 데이터(1990년~2001년)

상기 고장 데이터로 단위 발전기당 연간 고장률을 계산해보면 0.092[115÷(104×12)]이며 이는 10년에 1건 정도 고장이 발생됨을 나타낸다. 부품별로는 고정자 권선 고장이 발전기 자체 고장의 가장 큰 비중을 차지하고 있음을 알 수 있다.

2. INPO TR04-38(1999~2003년) 분석

INPO에서는 1999년에서 2003년까지 5년간 주발전기 고장 이력을 분석한 Topical Report를 발행하였다. 이 보고서에는 자동 불시정지 20건, 고장정지 21건, 수동정지 13건, 계획예방정비기간 연장/출력상승 영향 9건, 불가피한 출력감발 8건을 포함하고 있다. 전력생산 손실을 유발한 고장을 부품 또는 보조 설비별로 분석해보면 다음과 같다.

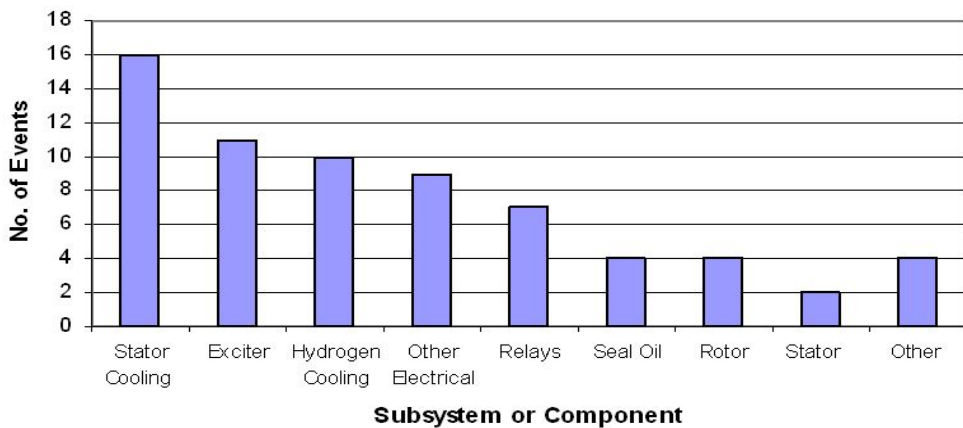


그림 3-1 전력손실에 영향을 미친 고장 건수

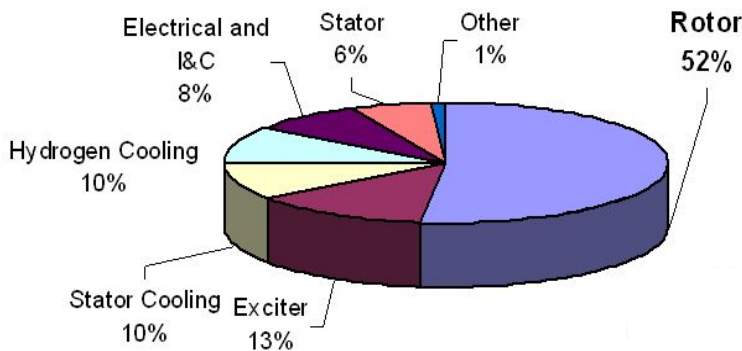


그림 3-2 고장 부품별 전력손실 기여도

상기 도표에서 특이한 점은 회전자 고장 건수는 매우 적지만 전력생산 손실의 52%를 차지하고 있다는 점이다. 이러한 회전자 고장을 일으키는 원인은 권선 층간 단락과 비틀림 진동에 의한 균열로 조사되었다.

3. 국내원전 고장사례(1978~2009년) 분석

국내원전 고장사례 분석을 위해 1978년 고리1호기 상업운전 이후부터 2009년까지 약 30년간 전력손실을 초래한 발전정지(자동정지, 수동정지, 중간정비) 고장 이력을 조사하였다. 총 발전정지 426건 중 77건이 발전기 고장에 의한 것이며, 이는 전체 발전정지의 약 18%를 차지하고 있다.

부품	고장건수	고장일수(일)	비고
고정자 권선	14	428	Worm hole, 부식, 흡습
회전자	1	33	
수소누설	8	90	고정자 권선 누설 제외
AVR	13	15	
여자기	4	17	
보호계전기	14	22	
I&C	8	6	
PT	6	6	
기타	9	25	베어링(2), 브러쉬(2), 모선(2) 차단기(1), 단자(2)
계	77	642	

표 3-2 국내원전 발전기 고장발생 현황

국내 원전도 해외 원전과 마찬가지로 발전기 고정자 권선에 의한 고장이 전력손실에 가장 큰 영향(약 67%)을 주고 있어 적절한 관리대책 수립이 요구되고 있다. 회전자 의 경우는 고장건수가 1건으로 비교적 양호한 상태를 보이고 있으나 한 번 고장

발생 시 발전정지 기간이 장기화 되는 특징이 있다. 국내 발전기는 대부분 운전 년수가 25년 이하로 회전자가 현재까지는 양호한 상태를 보이고 있으나 향후 운전 년수 증가시 해외원전과 유사한 추세를 보일 것으로 예상되어 적절한 사전 대응 방안이 필요하다. 기타 부품들은 해외원전과 유사한 고장 유형을 보이고 있으며 최근 국내 원전 회전형 여자기를 정지형 여자기로 교체하고 AVR을 디지털 설비로 3중화하여 이 부분의 고장이 현저히 줄어들고 있다. 발전기 수소누설로 인한 발전정지가 전력 손실에 큰 영향을 주고 있으며 화재 및 폭발 위험성이 잠재되어 있어 지속적인 관리가 필요한 부분임을 알 수 있다.

4. 가동원전 발전기 취약부위 도출

발전기 고장 중 발전정지 일수에 가장 큰 영향을 미치는 부품은 고정자 권선이며, 이는 주로 권선 누설 및 지락에 의해 발생되었다. 권선 누설은 Brazing 작업 불량, 모재 결함, 냉각수 연결부 접속불량, 틈새부식 및 도전성 이물질에 의한 Warm Hole 등에 의해 발생되며 정비기간은 건당 5~10일 정도가 소요되었다. 고정자 권선 고장 중 지락 고장은 주로 흡습에 의한 것으로 이와 같은 고장이 발생되었을 때에는 약 40일에 이르는 장기간의 정비 기간이 소요되었다. 또한 이러한 흡습 고장은 권선의 수명을 단축시켜 최단 기간 내에 고정자 재권선이 필요하게 되었다.

발전기 회전자 고장은 주로 절연물 열화, 이물질 유입에 의한 층간 단락/지락 발생, 절연물 이동에 의한 냉각 유로 막힘 및 밀봉장치 누설에 의해 발생되었다. 발전기 회전자는 발전기에서 가장 중요한 부품 중 하나로서 고장 발생 시 장기간의 발전정지를 초래하고 많은 복구비용이 소요되기 때문에 적절한 대응 전략 수립이 요구되고 있다.

발전기 수소누설로 인한 고장은 발생빈도가 낮지만, 적절한 관리가 이루어지지 않아 수소누설로 인한 발전정지가 발생할 경우 전력 손실에 큰 영향을 주고, 장기간 발전정지를 유발할 가능성이 크며, 화재 및 폭발 위험성이 잠재되어 있어 지속적인 관리 및 적절한 대응 전략 수립이 요구되는 취약부위로 분석되었다.

발전기에서 고장발생 빈도가 가장 높은 부품은 회전형 여자기 및 AVR 이며, 고장 원인은 열악한 운전 환경 조건과 전자 부품의 열화에 의한 것으로 분석 되었다. 그러나 이러한 부품의 고장은 장기적인 발전정지를 유발 할 가능성이 적고 최근 설비 개선을 통해 여자기 및 AVR 고장이 현저히 줄어들어 취약부위에서 제외되었다.

제 4 장 실증시험, 산업계경험 및 통계분석을 통한 발전기 취약부위 검증

국내외 고장사례에 대한 통계적 방법을 이용하여 발전기 주요 취약부위로 고정자 권선, 회전자, 수소누설 등이 도출되었다. 한빛 3호기 발전기가 1995년 3월 상업운전 이후 약 18년간 장기간 운전됨에 따라 제14차 계획예방정비 기간(2012년 10월) 발전기 정밀진단 및 상태평가를 통해 취약부위에 대한 검증을 수행하였다. 표준원전 초기 모델인 본 발전기의 고정자 권선은 원설계사인 GE Fleet 운전경험 및 국내 고장경험으로 볼 때 잔여 수명이 얼마 남지 않은 것으로 판단되어 정밀진단 및 상태평가 대상으로 선정하였다. 또한 발전기 취약부위에 대한 검증을 위해 고정자, 회전자를 포함한 주요부품에 대한 예상수명 및 신뢰성을 검토하고 수소누설 사례 등 산업계 경험 및 통계자료를 활용하였다.

제 1 절 한빛 3호기 발전기 정밀진단 및 상태평가

1. 발전기 사양 및 주요 정비이력

가. 한빛 3,4호기 발전기 사양

정격용량	1,213 MVA	절연등급	Class B(130℃)
정격전압	22,000 Vac	위상/극수	3φ / 4극
정격전류	31,833 Aac	단 락 비	0.58
역 률	0.90 PF	여자방식	정지형(DS-DEX)
주 파 수	60 Hz	계자전압	555 Vdc
회 전 수	1,800 rpm	계자전류	6,276 Adc
냉각방식	수소(75psig)-수냉각	제 작 사	두산중공업(GE)
고정자 권선	72 Slot, 3병렬	제작년도	1992년 / 1993년

표 4-1 한빛 3,4호기 발전기 사양

나. 한빛 3,4호기 발전기 주요 정비이력

상업운전 이후 한빛 3,4호기 발전기 주요 정비이력은 표 4-2와 같다. 한빛 3,4호기 발전기는 상업운전 이후 현재까지 큰 고장을 경험하지 않고 양호한 운전을 보였으나, 2011년 이후 고정자 권선 누설 발생 및 정비물량이 급격히 증가하고 있다. 고정자 권선 누설 형태는 Brazing 부위, 모재 결함이 복합적으로 나타나고 있으며, 특히 고정자 권선의 수명을 결정하는 Clip-To-Strand 누설이 3호기 14차 계획예방정비 기간에 확인됨에 따라 정밀분석 및 상태평가를 수행하게 되었다.

구분	기간	정비내용
한빛 3호기	'99 (4-OH)	- Neutral측 B상 부상 및 A상 가스켓 교체
	'01 (6-OH)	- 고정자웨이 지 헐거움으로 35개 Slot 웨지 교체, 재조임 수행
	'04 (8-OH)	- 고정자웨이 지 헐거움으로 37개 Slot 웨지 교체, 재조임 수행
	'08 (11-OH)	- 고정자웨이 지 헐거움으로 54개 웨지 교체, 재조임 수행 - 고정자 단부권선 고 진동 보강(TE측 8개, CE측 2개) - 주발전기 여자시스템 개선(회전형 아날로그 → 정지형 디지털)
	'12 (14-OH)	- TE측 #20 Top Bar Clip-To-Strand 누설 정비(VPI) - CE측 #17 Teflon Hose 연결부 누설 정비(Tig Brazing)
한빛 4호기	'00 (04-OH)	- 고정자웨이 지 헐거움으로 72개 Slot 웨지 전량 재조임 수행
	'05 (08-OH)	- 회전자 리드볼트 절연부 누설로 리드볼트 2개 교체
	'09 (11-OH)	- 회전자 리드볼트 절연부 누설로 리드볼트 1개 교체 - 주발전기 여자시스템 개선(회전형 아날로그 → 정지형 디지털)
	'11 (12-OH)	- 회전자 리드볼트 절연부 누설로 절연재 및 가스켓 교체
	'12 (13-OH)	- C상 Lead 단자 Connection Bar Brazing 누설 정비(Resin Dam) - TE측 #57 Series Loop Segment Elbow 누설 정비(Tig Brazing)

표 4-2 한빛 3,4호기 발전기 주요 정비이력

2. 고정자 정밀진단

가. Water Clip 정밀점검

국내원전의 고정자 권선 절연은 Micapal 시스템으로 정상적인 마모가 발생할 경우 수명이 약 60년(EPRI PMBD)으로 매우 신뢰성이 높은 것으로 알려지고 있다. 그러나 고정자 권선 Clip-To-Strand 부식 및 누설로 인하여 실제 운전수명이 약 20~30년 정도로 예상되고 있으며, 최근 발전기 초기 제작상태, 운전 및 정비 조건에 따라 수명이 더욱 단축된 사례들이 발생하고 있다. 실제로 3호기 14차 계획예방정비 기간 고정자 권선의 수명을 결정하는 Clip-To-Strand 누설이 확인됨에 따라 Clip-To-Strand 초기 제작 및 누설 상태를 점검하고 잔여 수명을 평가하기 위한 기술검토를 수행하였다.

Clip-To-Strand 내부 Brazing 상태 및 부식진전 상태를 점검하기 위하여 TE측 2군데(#20, #2) 및 CE측 1군데(#17) Teflon Hose를 Debrazing하여 분리한 후 내시경으로 육안점검을 수행하였다. 육안점검 결과 3군데 모두 Brazing 단면에 용가재가 균일하게 충전되어 있지 않아 제작당시 실제 Brazing 길이가 설계 값인 25mm가 아닌 20mm 이하로 추정되며, 이러한 Brazing 표면에서는 냉각수가 정체되어 있기 때문에 Clip-To-Strand 틈새 부식으로 진전되기 좋은 조건을 가지고 있는 것이 확인되었다. 실제로 Brazing 용가재가 채워지지 않은 Crevice 부위에 부분적으로 산화막이 손상되어 부식이 진행되고 있음을 보여주고 있다.

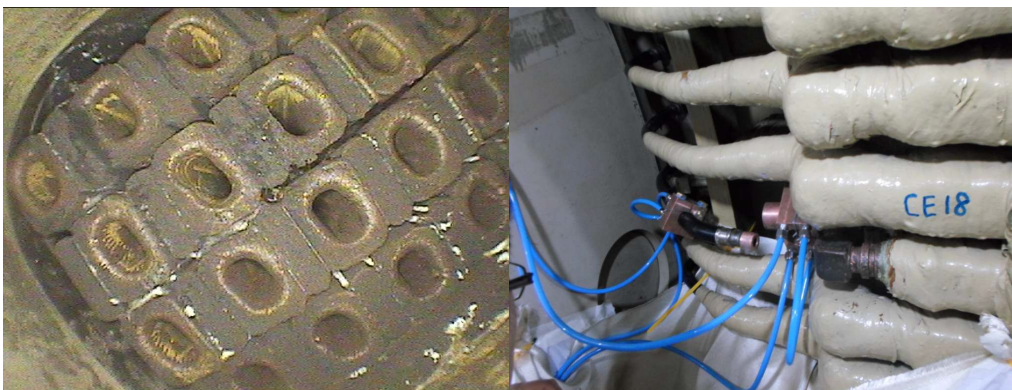


그림 4-1 한빛 3호기 Clip-To-Strand 내부 내시경 검사 결과

나. 고정자 권선 누설 및 흡습시험

고정자 권선 흡습을 유발할 수 있는 Water Clip 부위 누설량은 1×10^{-3} STD cc/sec 정도이며, Vacuum Decay Test와 Pressure Decay Test 허용치는 1×10^{-1} STD cc/sec 누설을 감지할 수 있는 누설량이다. He Gas Tracer Test 허용기준은 1×10^{-4} STD cc/sec로 Critical 누설량인 1×10^{-3} STD cc/sec를 충분히 검출 할 수 있는 양으로 볼 수 있다. 따라서 Vacuum Decay Test와 Pressure Decay Test가 만족하더라도 흡습의 Critical 누설량인 1×10^{-3} STD cc/sec를 확인하기 위해서는 He Gas Tracer Test가 필요하다.

정전용량 측정에 의한 흡습시험(C-map)은 주절연물에 존재하는 수분의 존재 유무를 평가하는 기법으로 비파괴적인 전기시험이다. 이 기법은 주절연물과 물의 유전율 차이를 이용한 기술로 각 권선의 정전용량을 측정하여 평균값과의 상호 비교를 통하여 평가가 이루어진다. 정상적인 권선은 평균치의 $\pm 2\sigma$ 이내의 표준편차를 보이며, $+3\sigma$ 인 경우 흡습이 의심되고 $+5\sigma$ 인 경우는 절연물이 흡습된 것으로 평가된다.

1) 진공감쇄시험(Vacuum Decay Test)

진공감쇄 시험은 고정자 권선 배수 및 건조 상태를 간접적으로 확인 할 수 있는데 진공펌프 정지 후 고정자 권선 내부 압력이 선형적인 감소를 보이면 양호한 것으로 판정하고 있다.

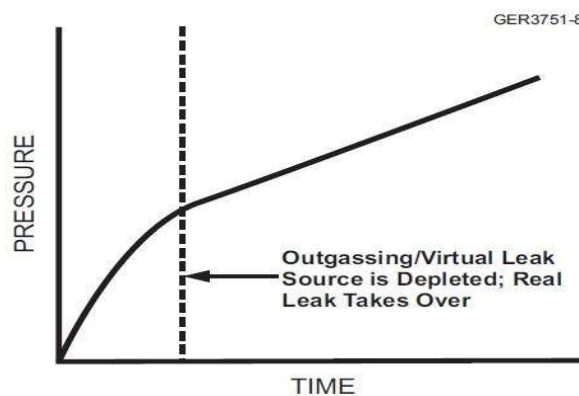


그림 4-2 고정자 권선 배수 및 건조 상태 판정기준(GE)

진공건조 및 진공감쇄 시험을 위하여 발전기 고정자 권선 내부의 진공을 0.04

Torr까지 떨어뜨린 후 0.05 Torr에서 밸브를 차단하고 1시간 동안의 진공 변화량을 계산하여 누설량을 결정하였다.

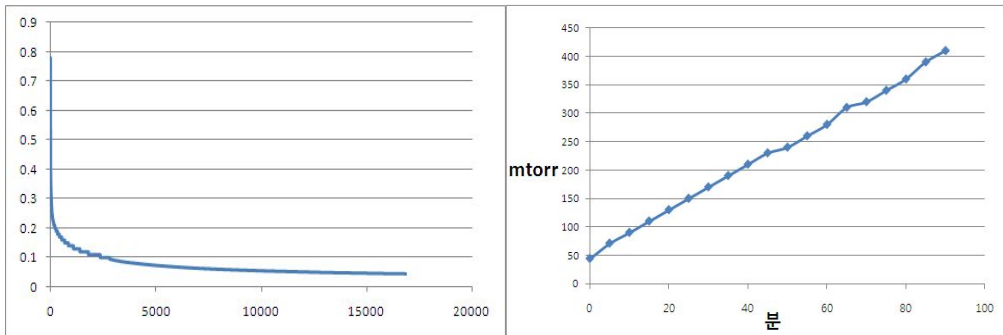


그림 4-3 진공건조(좌) 및 진공감쇄시험(우)

진공감쇄시험 결과 누설율은 다음과 같이 1.3323 ft³/day로 계산되었으며, 허용 기준치 3 ft³/day 이내로 만족함을 확인하였다.

○ 누설율 : $L = 3.06 \times V \times \Delta P \times 10^{-4}$ (발전기 권선 내부 체적 V : 522 liter)
 $= 1.3323 \text{ ft}^3/\text{day}$ (만족)

2) 압력감쇄시험(Pressure Decay Test)

압력감쇄시험은 고정자 권선에 높은 차압을 형성해야하기 때문에 고정자 권선내의 수분이 완전히 제거된 상태에서 시험을 수행해야 절연물 흡습 악화를 방지 할 수 있다. 따라서 압력감쇄시험은 진공감쇄시험 후에 수행해야 한다.

압력감쇄시험은 누설에 둔감하고 압력 변화에 매우 민감하기 때문에 시험 시간을 최소한 24시간으로 하고 매우 정밀한 계측기(0.1psi 지시 가능)를 사용해야 한다. 금번 압력감소 시험은 보다 정밀한 데이터를 얻기 위하여 2차에 걸쳐 수행되었다.

압력감쇄시험 결과 누설율은 다음과 같이 각각 0.8303 ft³/day, 2.5691 ft³/day로 계산되었으며, 각각 허용 기준치 1 ft³/day, 3 ft³/day 이내로 만족함을 확인하였다.

○ 1차 압력감쇄시험(만족)

- 시험압력(전력연구원 기준) : 4.2 kg/cm² (허용기준 : 1 ft³/day)

- 누설율 : $L = 239.36 \times \frac{V}{H} \times \left[\frac{(M_1 + B_1)}{(273 + T_1)} - \frac{(M_2 + B_2)}{(273 + T_2)} \right] = 0.8303 \text{ ft}^3/\text{day}$

○ 2차 압력감쇄시험(만족)

- 시험압력(KPS 정비 기준) : 5.25 kg/cm² (허용기준 : 3 ft³/day)

- 누설율 : $L = 239.36 \times \frac{V}{H} \times \left[\frac{(M_1 + B_1)}{(273 + T_1)} - \frac{(M_2 + B_2)}{(273 + T_2)} \right] = 2.5691 \text{ ft}^3/\text{day}$

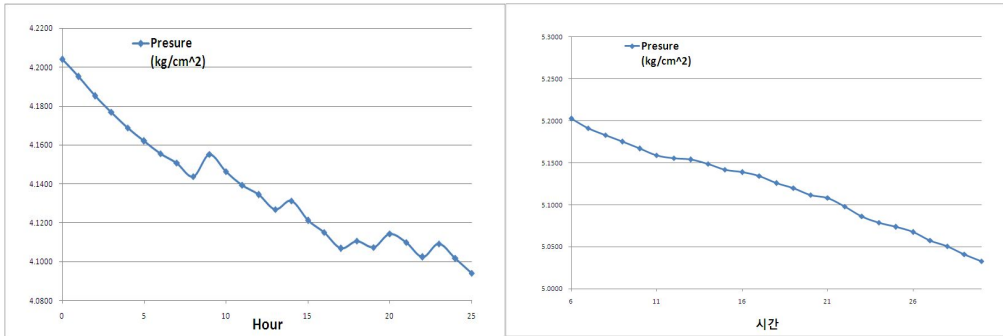


그림 4-4 1차 압력시험(좌) 및 2차 압력시험(우)

3) 헬륨 추적 시험(Helium Tracer Gas Test)

고정자 권선 내에 3kg/cm²의 헬륨을 가압한 후 일정시간(2~3시간) 동안 유지하여 절연물을 통과하여 외부로 누설되도록 한다. 헬륨 추적 시험은 1×10⁻⁴STD cc/sec의 매우 적은 누설량을 검출하기 위한 시험이며, 의심 부위는 별도의 비닐 Bag으로 포집하여 확인하였다.

구 분	Slot No.	측정 결과		비 고
		3.0 kg/cm ² 가압 (전력연구원 수행)	4.2 kg/cm ² 가압 (한전KPS 수행)	
CE 측	# 12	1.2 × 10 ⁻⁵	1.4 × 10 ⁻⁵	누설 의심 감소
	# 17	1.2 × 10 ⁻⁵	1.4 × 10 ⁻⁵	
	# 25	1.0 × 10 ⁻⁵	1.0 × 10 ⁻⁵	
TE 측	# 2	1.2 × 10 ⁻⁵	6.0 × 10 ⁻⁵	누설정비 필요감소
	# 20	4.2 × 10 ⁻⁴	1.0 × 10 ⁻³	

표 4-3 헬륨 추적 시험(STD cc/sec) 결과

4) 누설부위 Bubble Test

헬륨 추적 시험 결과 1×10^{-4} STD cc/sec를 초과한 TE측 20번에 대하여 Bubble Test를 수행한 결과 상부권선 Clip-To-Strand 브레이징 부위에서 누설이 확인되었다.

이와 같은 누설형태는 전형적인 Clip-To-Strand 부식에 의한 누설이며, 초기 Brazing 불량 및 틈새 부식 진행에 의해 발생된 것으로 판단된다.



그림 4-5 TE측 20번 상부권선 Bubble Test

누설부위 정비를 위해 Water Box 후단 주절연이 제거된 위치에 Pumping Block 을 설치하고 주변을 레진으로 밀봉한 상태에서 고정자 권선 내부를 진공상태로 유지한 채 Clip-To-Strand 누설부위에 레진을 주입하였다. 이 방식은 Clip-To-Strand 누설부위 정비를 위해 일반적으로 사용하는 VPI(Vacuum Pressure Impregnation) 방식이다. VPI 정비 후 누설시험 다시 수행하여 누설부위 건전성을 확인하였다.

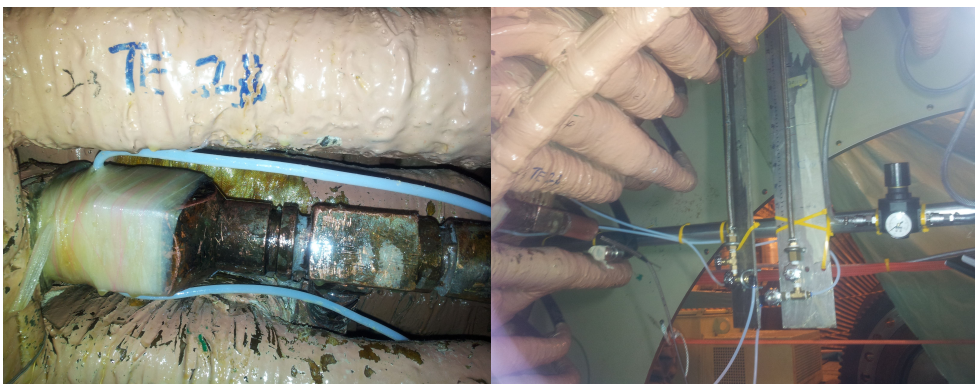


그림 4-6 TE측 20번 Clip-To-Strand 누설 정비

5) 고정자 권선 흡습시험(C-map Test)

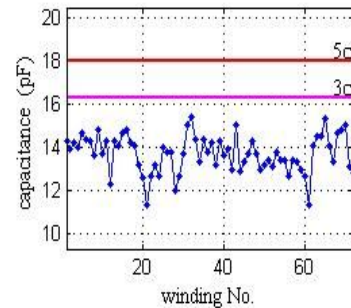
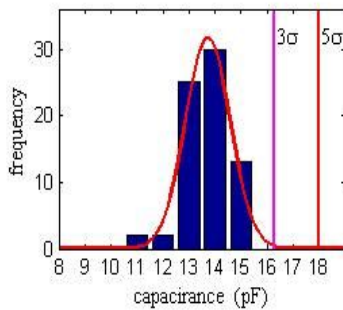
C-map Test는 권선 절연두께에 매우 민감하여 각 권선의 측정 위치가 중요하다. 이와 같은 조건을 만족하기 위한 가장 적합한 위치는 철심 인출 첫 번째 곡선부이다. 그러나 이 부위에서 흡습이 검출 될 경우 1~2년 내 지락 고장이 발생하기 때문에 이번에는 고정자 권선 단부 중간 지점에서 측정을 수행하였다.

시험결과 누설이 확인된 TE측 20번 상부권선을 포함한 모든 권선이 허용기준인 3σ 이내로 흡습이 크게 진행되지는 않은 것으로 확인되었다.

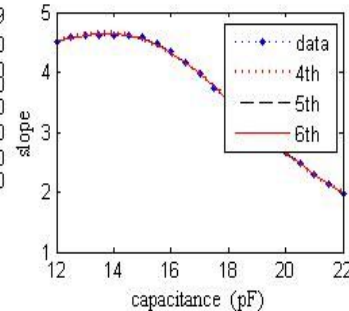
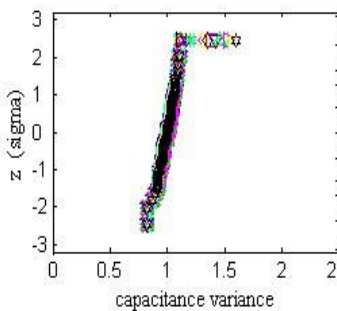
Water Absorption Diagnosis for Generator Stator Windings

Plant : Yeonggwang
Gen. No. : Gen₃
Meas. Pos. : TET-TOP
Meas. Date : 2012.10.26.0.30

o Capacitance Plot
- 3σ : 16.28
- 5σ : 18.00
- no water absorption suspected



o Normal Probability Plot
- inflection point(4th) : 18.86
- inflection point(5th) : 18.23
- inflection point(6th) : 18.24
- no water absorption suspected



o Box Plot
- max. value : 15.40
- inner boundary : 15.95
- outer boundary : 17.60
- no water absorption suspected

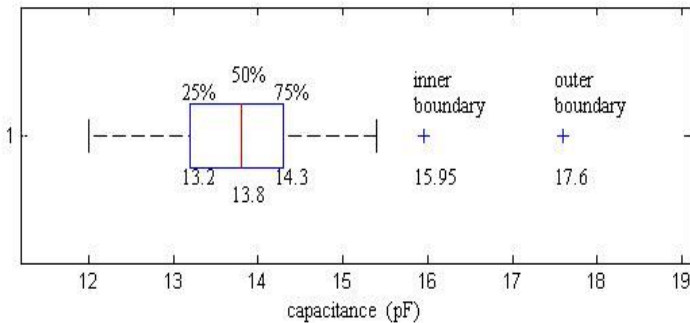


그림 4-7 TE측 상부권선 C-map Test 결과

다. 절연진단 시험 및 잔여수명 평가

1) 절연진단 시험

절연진단 시험은 절연물 내부의 결함, 공극 등에서 발생하는 열화 현상을 교류전류, 유전정접 및 부분방전 시험을 통하여 비파괴적으로 평가하는 시험이다. 교류전류(ΔI)와 유전정접($\Delta \tan \delta$) 시험은 고정자 권선의 전반적인 열화 상태를 평가하는 시험으로 $1.25E/\sqrt{3}(15.9kV)$ 의 교류전압을 인가하여 절연물 전체에서 소모되는 충전전류 및 유전손실을 측정하고, 부분방전 시험은 국부적인 결함의 크기를 평가하기 위한 시험으로 $E/\sqrt{3}(12.7kV)$ 의 교류전압을 인가하여 최대 부분방전량(Q_{max})을 측정한다.

일자	$\Delta I(\%)$			$\Delta \tan \delta(\%)$			부분방전(pC)		
	A상	B상	C상	A상	B상	C상	A상	B상	C상
'04.10	3.39	3.37	3.40	2.04	2.01	1.95	25,000	25,000	25,000
'08.10	1.72	1.79	1.83	1.14	1.05	1.15	25,000	25,000	25,000
'12.11	1.86	1.84	1.96	0.86	0.88	0.85	25,000	25,000	25,000
4호기('08)	2.27	2.06	1.91	1.26	1.24	1.21	2,000	1,900	1,900
기준치	< 5.0(%)			< 2.5(%)			10,000 ≤ 요주의 ≤ 30,000		

표 4-4 절연진단 시험결과 추이

한빛 3호기 고정자 권선의 부분방전은 한빛 4호기 및 타 발전기에 비해 매우 높은 값을 보이고 있다. 이와 같은 현상은 초기 제작 시 절연물 내부에 공극이 크게 존재했을 가능성이 높다. 그러나 교류전류와 유전정접 값이 낮은 상태를 유지하고 있고, 부분방전 값도 증가되는 추세가 없어 현재까지는 전기적인 절연특성에는 문제가 없는 것으로 판단된다.

2) 잔여수명 평가(D-Map)

D-map은 교류전류 시험, 유전정접 시험, 부분방전 시험 결과로부터 얻은 데이터를 이용하여 절연물의 잔여수명을 예측할 수 있는 방법이다. 잔존 절연내력은 다음과 같은 계산식으로 구할 수 있다.

$$\bigcirc \text{ 잔존 절연내력 } V_R(\%) = 100 - 1.8(\Delta\% - 0.8) - 27.4 \log(Q_{max}/1500)$$

한빛 3호기 고정자 권선의 경우 부분방전 값이 높아 잔존 절연내력이 낮게 계산되었다. 잔존 절연내력 계산 결과값이 약 46%로 수명 한계점 절연내력 40%를 고려할 때, 고정자 권선 절연물의 수명 여유도가 6% 정도로 확인되었다.

구 분	A상	B상	C상
ΔI at 22kV [%]	2.78	2.78	2.88
$\Delta \tan\delta$ at 22kV [%]	1.49	1.49	1.47
Δ at 22kV [%]	4.27	4.27	4.35
Qm at 12.7kV [%]	25,000	25,000	25,000
잔존 절연내력 [%] (V_R , 95% 신뢰)	46.7	46.7	46.5

표 4-5 잔연 수명평가 결과

라. 고정자 상태평가 결과

수냉각 발전기 고정자 권선의 수명은 Clip-To-Strand 누설 및 흡습에 의하여 결정된다. 한빛 3호기 14차 계획예방정비 기간 중 취약부위인 Clip-To-Strand 대한 육안점검 및 GE 기술기준에 의거한 누설시험 결과 초기 Brazing 불량 및 부식 진행으로 초기 누설이 시작된 것으로 확인되었다.



그림 4-8 Estimated Clip-To-Strand Water Leak Probability

초기 Brazing 상태 및 유사한 설계로 제작된 발전기들의 운전 경험으로 볼 때 이러한 부식 및 누설진행 현상은 가속화 될 것으로 보이며 수년 내 Wet Bar에 의한 급격한 절연강도 저하가 예상된다. 실제로 GE에서 1970년에서 1986년 사이에 제작한 발전기 100대에 대한 누설 데이터를 통계적으로 분석한 평가 자료를 살펴보면, 한빛 3호기 발전기의 경우 18년 동안 운전되어 Clip-To-Strand 최초 누설을 경험한 이후 다음 6년 이내에 재누설이 발생할 가능성이 50%로 분석되었다.

흡습시험(C-map)과 절연진단 시험 결과는 현재 Wet Bar 현상에 의한 가속 열화 현상을 보이고 있지 않아 단기간 운전이 가능할 것으로 판단되나, 잔여 수명평가 결과 6%의 절연물 수명 여유도가 남아 있고, 누설부위 정비물량 증가 및 권선 신뢰도 저하로 가능한 빠른 시일 내 고정자 재권선이 필요하다는 결론에 도달하였다.

3. 회전자 정밀진단

가. Off-Line 회전자 절연 건전성 시험

정지 중 회전자 권선의 층간단락 및 지락 진단을 위하여 RSO(Recurrent Surge Oscillograph) 시험을 수행하였다. 본 시험은 Pulse Generator로 발전기 회전자 코일에 10V의 Step Pulse를 회전자 극 양단에 교대로 인가하여 코일 양단에 오실로스코프를 이용하여 인가된 Pulse와 반향된 파형을 서로 중첩 또는 분리하여 그 파형의 일치 여부를 검사하여 코일 그룹 내 층간단락 또는 접지를 찾아내는 방법이다.

RSO 시험 결과 그림 4-9 중첩파형 및 분리파형에서 보는 바와 같이 인가된 파형과 반향된 파형이 미세한 불일치로 나타났지만, 극간 전압강하 시험을 실시한 결과 기준값 이내이므로 일정기간 안정운전에는 문제가 없는 것으로 판단된다.

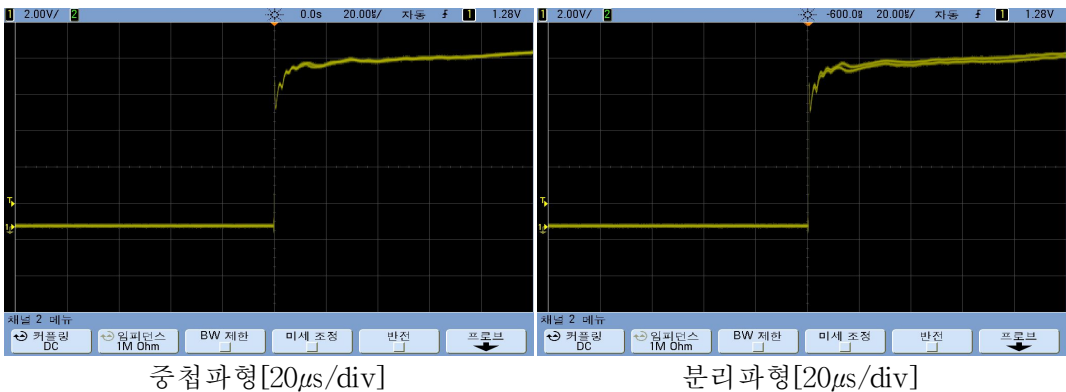


그림 4-9 회전자 권선 RSO 시험 결과

극	측정전압[V]	편차[%]	비 고
P1	24.59	0.41	인가전압 : 100.30Vac 인가전류 : 19.8A 평균전압 : 24.69V 기준치 : ±2%
P2	24.65	0.16	
P3	24.73	0.16	
P4	24.81	0.48	

표 4-6 극간 전압강하 시험 결과

그러나 이러한 측정값은 회전자가 정지된 상태에서 측정한 값이기 때문에 운전 중 상태는 정확히 알 수 없어 주기적인 측정 및 관리가 필요하다.

나. 회전자 정밀 육안점검

내시경 장비를 이용하여 회전자 권선 단부 코일의 기계적 건전성, 코일지지 Block, 층간절연지 이탈 및 Air Vent Hole 막힘 상태 등을 정밀 점검하였다. 점검결과 코일의 연결부 및 접속동대 상태는 건전함을 확인하였고, 층간절연지의 이탈 및 이동으로 인한 Air Vent Hole의 막힘 상태가 없는 것을 확인하였다.

다. 회전자 상태평가 결과

회전자 정밀 육안점검 및 절연 상태 진단결과 양호한 상태를 보이고 있어 단기간 운전에는 문제가 없을 것으로 판단된다. 그러나 회전자는 고장 발생 시 장기간 발전 정지를 유발하는 등 영향이 크고, 정확한 절연 잔여수명 평가가 어렵기 때문에 현재 산업계에서 나타난 절연물 통계수명(20-25년)을 고려하여 적절한 시기에 재권선을 추진하는 것이 최선의 방안으로 판단된다.

4. 발전기 종합 상태평가

한빛 3호기 발전기는 수냉각 발전기로 상업운전 이후 현재까지 큰 고장을 경험하지 않고 양호한 운전을 보였으나 2011년 이후 고정자 권선 누설 발생으로 급격한 정비물량 증가 추세를 보이고 있다.

수냉각 발전기 고정자 권선 누설 중 Clip-To-Strand 누설은 절연물 흡습을 유발하여 수명을 현저히 감소시키는 것으로 GE 연구결과 및 국내외 운전경험으로 확인

되어 한빛 3호기 14차 계획예방정비 기간 정확한 누설시험 수행과 누설 메커니즘을 규명하였다. 고정자 권선 누설시험과 Clip-To-Strand 분해점검 결과 Clip-To-Strand 초기 Brazing 불량 및 부식 진행으로 고정자 권선 누설이 발생한 것으로 확인되어 Clip-To-Strand Brazing 부위가 부식한계 수명에 도달한 것으로 판단된다. 이러한 Clip-To-Strand 부식 누설이 시작되면 절연물 흡습(Wet Bar) 진행에 의해 고정자 권선 절연과피 잔여수명이 급격히 저하되기 때문에 가능한 빠른 시일 내에 고정자 재권선을 수행해야 한다.

회전자는 개방형 절연구조로 정밀육안점검 및 전기적인 시험결과 현재까지는 양호한 상태를 보이고 있어 단기간 운전에는 문제가 없을 것으로 판단된다. 그러나 회전자는 고장 발생시 장기간 발전정지를 유발할 수 있고 심각한 경우 회전자 몸체까지 손상되는 대형사고로 진전될 가능성이 있어 선제적인(Proactive) 설비 관리가 필요하다. 따라서, 고정자 재권선을 수행할 경우 회전자는 현재 산업계에서 나타난 통계수명(20-25년)을 고려하여 동시에 재권선을 추진하는 것이 적절 할 것으로 판단된다.

기타 고정자 철심을 비롯한 발전기 부속설비에 대한 정밀점검 및 시험 결과 특이사항을 발견하지 못하였으나, 발전기 부속설비의 경우 설비 신뢰도 향상 및 원전 2차계통 설비 개선으로 인한 출력증가를 고려하여 발전기 재권선과 동시에 설비개선을 추진하는 것이 타당한 것으로 판단된다.

제 2 절 산업계 경험 및 통계 분석

1. 발전기 주요부품 예상수명

발전기 주요 부품에 대한 예상수명 연구는 일반적으로 열화 시험 및 운전경험 자료 분석을 통하여 이루어졌으며, 가장 광범위하게 분석이 이루어진 자료가 EPRI에서 발행한 "Main Generator Life Cycle Management Planning Source books(TR1007423, 2003)을 들 수 있으며, 표 4-7과 같이 요약할 수 있다.

고정자 권선의 고장은 부식, 누설, 슬롯 및 단부진동에 의한 절연물 열화에 의해 대부분 발생하며 이는 설계특성, 제작품질 및 운전조건에 따라 크게 차이가 난다. 고정자 철심 고장은 과열, 진동 및 철심 끝단 기계적 손상에 의해 주로 발생하며 다른 부품에 비해 고장률이 매우 낮은 편이나, 고장 발생 시 철심 자체뿐만 아니라 고정자 권선 손상으로 과급이 이루어지기 때문에 주기적인 예방점검 및 진단이 필요하다. 회전자 권선 절연물은 회전력에 의한 압력 및 여자전류에 의한 저항손에 의해

주로 열화가 진행되며 과부하 및 비정상 운전(결상 운전, 비동기 운전, 여자 상실 등)에 의해 열화가 가속 될 수 있다. 그러나 절연 구조가 고정자 권선과는 달리 단순한 구조로 되어 있어 예상 수명이 일정한 편이다.

Component	Failure Mechanism	Failure Cause
Life Expectancy		
Stator Winding 20~60 years	<ul style="list-style-type: none"> • Thermal degradation • Mechanical wear, fatigue • Voltages stress • Chemical change • Contamination 	<ul style="list-style-type: none"> • Ground failure • Phase-to-phase short • Conductor fatigue • Cracking
Stator Core 30~60 years	<ul style="list-style-type: none"> • Thermal degradation of insulation • Loss of core pressure 	<ul style="list-style-type: none"> • Core burning, melting • Fatigue breaking of core teeth and core spacers
Rotor Winding 20~25 years	<ul style="list-style-type: none"> • Thermal aging • Insulation wear, cracking, migration • Conductor deformation, cracking • Conductive contamination 	<ul style="list-style-type: none"> • Shorted turns • Ground faults
Rotor Forging 5~60 years	<ul style="list-style-type: none"> • Low cycle fatigue crack initiation • High cycle fatigue crack propagation • Negative sequence current overheating • Torsional fatigue 	<ul style="list-style-type: none"> • Wedge cracking • Tooth cracking • Shaft cracking
Retaining Ring 20~60 years	<ul style="list-style-type: none"> • Aqueous corrosion • Stress corrosion cracking • Fatigue crack initiations at stress risers 	<ul style="list-style-type: none"> • Crack propagation • Possible ring burst
Exciter 10~30 years	<ul style="list-style-type: none"> • Aging of rotor and stator insulation • Aging of electronic components 	<ul style="list-style-type: none"> • Loss of control power • Loss of excitation • Over excitation

표 4-7 발전기 고장원인 및 예상수명

2. 고정자 신뢰성 및 예상수명

가. GE 발전기 고정자 권선 고장 및 재권선 현황

GE는 1960년부터 수냉각 발전기를 도입하여 2001년 현재 약600여대의 기기를 공급하였으며 평균 운전 수명이 약 26년에 도달하고 있다. 1985년부터 2001년까지의

고정자 권선 고장(Failures) 이력을 조사한 결과를 보면 그림 4-10과 같으며 약 75%가 절연물 흡습(Wet Bar)에 의한 것으로 분석되었다. 도표에서 보듯이 1988년 이전 20년 동안의 고정자 권선 절연 불량(Electrical Test Fail) 발생은 1건 이었으나 1988년 이후 급격한 증가를 보이고 있다. 1995년 이후 고장 발생은 감소되었으나 운전 중 고장은 증가된 것을 볼 수 있다. 이는 발전기 고정자 권선 정비 기법 변경에 기인한 것으로 추정하고 있다.

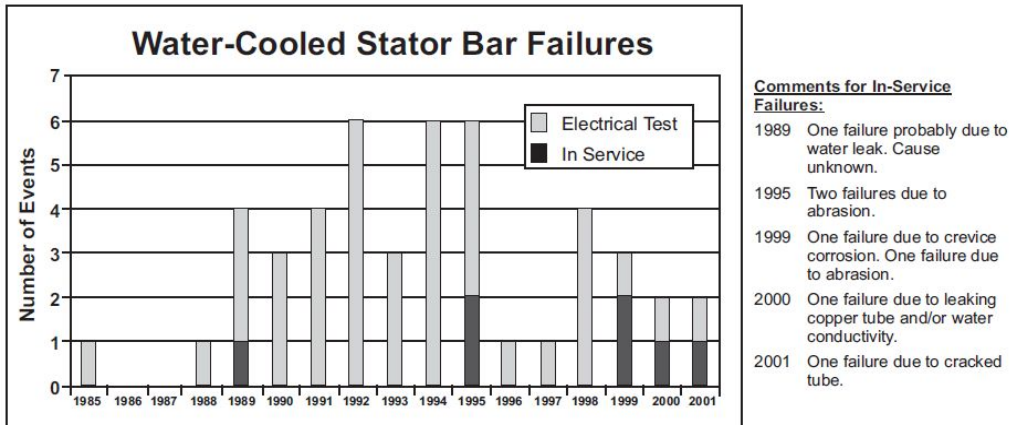


그림 4-10 GE 발전기 고정자 권선 고장 현황

이러한 고장 및 진단 등을 통하여 고정자 권선을 전면 교체하는 재권선 이력을 종합하여 보면 그림 4-11과 같이 20~30년 운전 수명 기간 중 가장 많이 이루어지고 있는 것을 볼 수 있다.

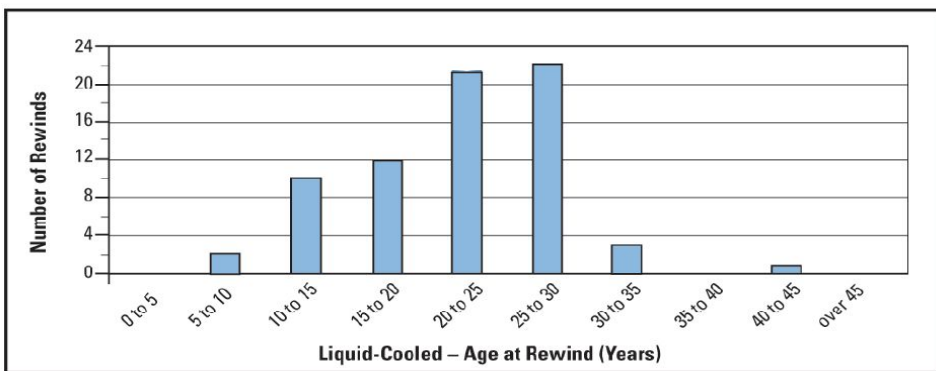


그림 4-11 수냉각 발전기 고정자 재권선 현황

나. 국내 수냉각 발전기 고정자 권선 고장 현황 및 분석

국내 수냉각 발전기의 고정자 권선 흡습에 의한 고장 현황을 살펴보면 표 4-8과 같다.

발전소	고장일시	제작사	상업운전일	비고
여수화력 1,2호기	'96.05	ALSTOM	1971년	25년 경과
인천화력 4호기	'98.07	ALSTOM	1978년	20년 경과
한울원자력 1,2호기	'01.12/'02.6	ALSTOM	1988년	14년 경과
삼천포화력 4호기	'08.12	두산중공업(주)	1994년	14년 경과
평택화력 1호기	'08.12	HITACHI	1980년	28년 경과

표 4-8 국내 수냉각 발전기 고정자 권선 흡습 고장 현황

국내 원전에서 최초로 발생한 한울 1,2호기 발전기 고정자 권선 Clip-To-Strand 누설 및 절연물 흡습 현상을 분석해 보면 상기 누설 메커니즘과 예상 수명이 거의 일치하는 것으로 분석 되었다. 한울 1,2호기 Clip-To-Strand 유효 Brazing 길이를 검사한 결과 그림 4-12와 같이 원 설계인 15mm보다 훨씬 부족한 약 5~7mm 상태인 것으로 확인되었다. 이러한 Brazing 상태에서 부식이 진행되어 약 12.5년($5\text{mm} \div 0.28\text{mm/year} \times 0.7$) 운전 후 Brazing 부위가 관통되어 수명이 다한 것으로 분석되었다.

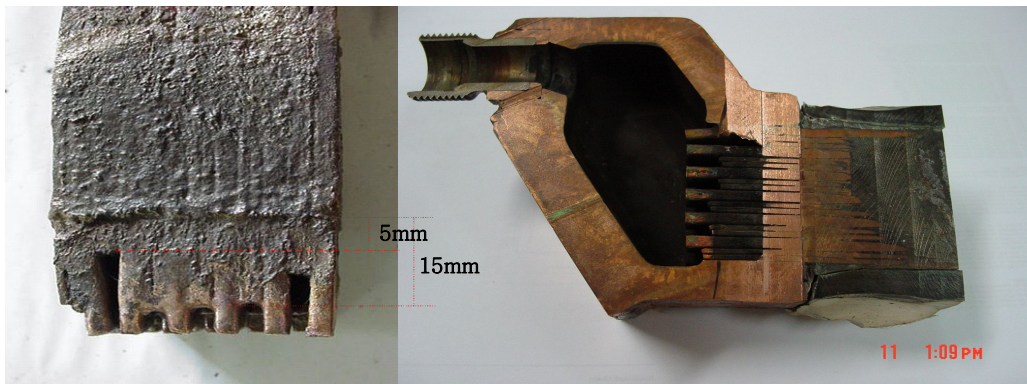
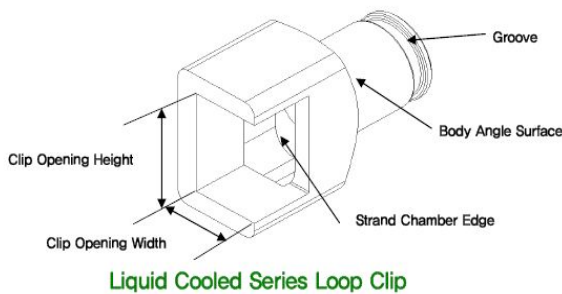


그림 4-12 한울 1,2호기 발전기 고정자 Clip-To-Strand

다. 국내 원전 고정자 Water Clip 설계, 제작 및 예상 수명

발전기 고정자 권선 수명에 미치는 Key 요소는 Water Clip Brazing 길이, Brazing 재료와 유효면적이다. 먼저 각 발전소별 Brazing 길이를 살펴보면 아래와 같다.

- 한빛 3,4호기 이후 표준원전(두산) Brazing 길이(C) : 25mm
- 월성 2,3,4호기(두산) Brazing 길이(C) : 25mm
- 한빛 1,2호기 신규 발전기(두산) Brazing 길이(C) : 31.8mm
- 고리 1,2,3,4호기 신규 발전기(Hitachi) Brazing 길이(C) : 25mm



Brazing 면적 계산

“S1” 개별 Strand와 Strand 사이 Brazing 면적 : $A \times C \times (Z-1)$

“S2” Water Clip과 고정자 Coil간의 Brazing 면적 : $(C \times B \times 2) + (A \times C \times 2)$

• Brazing 전체 면적 = 상기 “S1” 면적 + “S2” 면적

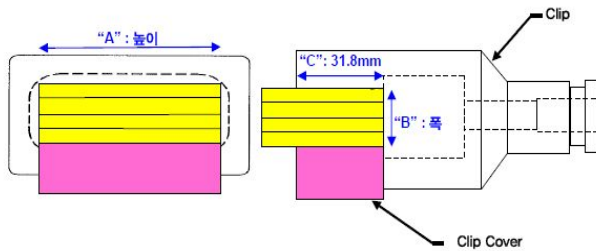
여기서,

A : Main Insulation(mica tape)와 각 개별 strand의 절연이 제거된 상태의 Stator Bar 높이

B : Main Insulation(mica tape)와 각 개별 strand의 절연이 제거된 상태의 Stator Bar 폭

C : Water Clip 안으로 Stator Bar가 삽입되는 길이

Z : Strand Tier 수



BAR 종류	치수 NO.	단위	영광&울진	월성
TOP BAR	높이(A)	mm	60.8	67.2
	폭(B)	mm	27	18.7
	Tier(Z)	EA	4	2
BOTTOM BAR	높이(A)	mm	43	50.8
	폭(B)	mm	27	18.7
	Tier(Z)	EA	4	2

그림 4-13 두산 발전기 고정자 Clip-To-Strand 설계

Brazing 재료는 Brazing 품질을 결정하는 중요 요소로 대부분 제작사에서는 비밀로 하고 있어 재료를 구성하는 성분이 정확치는 않으나 일반적인 사양은 표 4-9와 같다. 현 기술 추세는 Spacer Type(B Cup-5)를 적용하고 있으며 국내 제작사에서 사용하고 있는 Brazing 재료에는 인(P) 성분이 함유되어 있어 GE에서 연구한 부식 메커니즘 진행이 예상된다.

Type of Braze	Component Material	Content (Wt %)			
		Cu	P	Ag	Others
Foam Metal Type	Foam Metal	99.8	----	----	0.2
	Braze Metal (B Cup-1)	94.8	5.0	----	0.2
Spacer Type	Braze Metal (B Cup-5)	80.4	4.8	14.6	0.2

표 4-9 Water Clip Brazing 재료

Hitachi에서는 Brazing 유효면적을 60~70% 정도로 평가하고 있으며 현재 Brazing 길이와 부식 실험 데이터로 볼 때 고정자 권선 예상 수명을 45년 이상으로 예측하고 있다.

- 권선 수명(년) = Brazing 길이 × 유효 Brazing 율 ÷ 0.28mm/year
(Hitachi사 Water Clip 부식 실험결과 데이터)

그러나 최근 고장사레나 EPRI LCM 통계자료를 볼 때 실제 많은 발전기의 Water Clip Brazing 유효 면적은 작업자의 Skill 및 품질관리 문제로 약 20~30%인 것으로 평가되고 있으며, 국내 제작사가 제작한 월성 3호기 발전기 상태를 볼 때 이와 같은 결과가 우려되고 있다. 그림 4-14는 계획예방정비 기간 Water Clip 내부를 내시경으로 점검한 것으로 Brazing 면이 고르지 않고 많은 Crevice가 존재하여 매우 좋은 부식 여건과 매우 낮은 Brazing 유효 면적이 추정되고 있다.



그림 4-14 월성 3호기 발전기 고정자 Clip-To-Strand 상태

3. 회전자 신뢰성 및 예상수명

회전자 예상 수명은 설계, 운전 모드 및 운전 중 과도현상 등에 의해 영향을 받게 된다. 발전기 제작사는 기저 부하를 담당하는 발전기의 회전자 몸체(Forging) 유효 수명은 30년으로 보고 있으나 산업계 운전 이력으로 볼 때 역상전류 사고와 같은 심각한 손상을 겪지 않은 경우에는 50~60년 사용이 가능 한 것으로 평가하고 있다.

회전자 권선 절연은 여러 가지 복합적인 원인에 의해 열화가 진행되기 때문에 운전년수가 재권선을 결정하는데 주요 이유가 되지 않고 있다. 이와 같은 것은 그림 4-15에 나타난 재권선 분포 현황을 보면 알 수 있다. 발전기 제작사 재권선 수행 결과 및 EPRI 통계 수명 데이터로 볼 때 회전자 절연 수명은 약 20~25년으로 보는 것이 적절한 것으로 판단된다. 그러나 발전기 회전자는 고장이 발생되면 장기간의 정비기간이 소요되기 때문에 통계적인 수명 등을 고려하여 적절한 시기에 재권선을 수행하는 것이 신뢰성을 확보하는 최선의 방법이다. 더불어 제작사가 권고하는 감시 설비 설치 및 주기적인 시험을 통해 건전성을 확인하는 것도 중요하다.

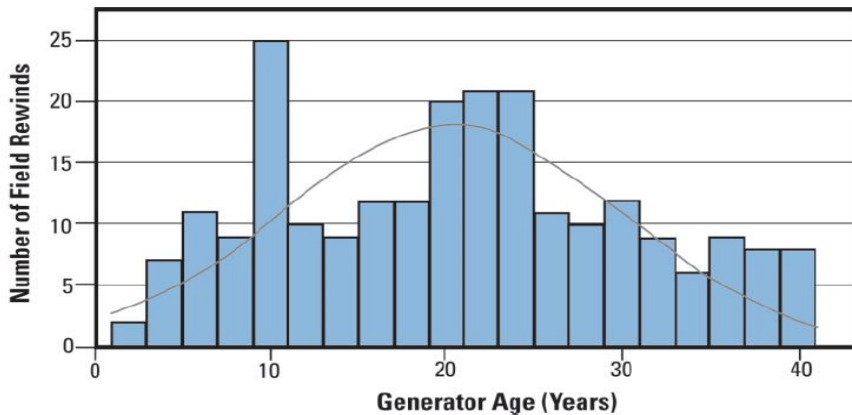


그림 4-15 중대형 발전기 회전자 재권선 현황

회전자 절연물은 운전 조건에 따라 많은 영향을 받으며, 운전 상태가 좋지 않은 경우 10~15년 정도면 고장을 유발하는 것으로 평가되고 있다. 국내외 고장 이력에 의하면 고장 횟수는 많지 않으나 1회 고장 발생 시 장기간 발전 정지를 유발 할 수 있고, 심할 경우에는 발전기 회전자 몸체까지 손상되는 대형 사고를 유발할 가능성이 있으므로 주기적인 열화 진단 및 수명관리 전략이 필요하다.

4. 발전기 수소누설 사례

1996년부터 2006년 까지 국내 발전소 수소 누설 및 폭발 사례를 조사한 결과 수소 누설 5건, 화재 1건 및 폭발 1건으로 확인되었다.

번호	발생일시	발전소	관련설비	영향
1	1999. 04. 04	고리 3호기	발전기	수소누설
2	2001. 07. 11	월성 2호기	발전기	수소누설
3	2003. 02. 06	한빛 1호기	발전기	화재
4	2003. 05. 17	고리 2호기	발전기	수소누설
5	2004. 02. 28	고리 3호기	발전기	수소누설
6	2006. 10. 05	한울 2호기	발전기	수소누설
7	2006. 10. 05	보령화력2호기	발전기	폭발

표 4-10 국내 발전기 수소누설 및 화재, 폭발 현황

기타 해외원전 조사결과 미국 원전은 1982년부터 2007년까지 총 15건의 화재 또는 폭발 사고가 발생하였으며, 유럽에서는 총 9건의 화재 및 폭발이 발생한 것으로 확인되었다. 특히, 스페인 Vandellos 1호기는 발전기 수소 폭발 사건으로 발전소를 폐쇄 할 정도의 막대한 손실을 초래하였다.

국내 원전에서 발전기 수소누설로 인한 화재 및 폭발방지를 위해 2003년, 2008년 2차에 걸쳐 집중적으로 연구를 수행하여 대책을 마련하였으나 현장에서 적용을 위해서는 추가적인 설비개선과 기술검토가 필요한 실정이다.

국내외 많은 발전소에서 발전기 수소누설 고장을 경험하고 있고, 수소누설로 인해 발전기 화재 및 폭발 등 대형 사고를 초래할 우려가 있으며, 현재 국내 원전에서 발전기 수소누설 예방 관련 실질적인 종합대책 수립 및 적용이 이루어지 않고 있는 상황에서 발전기 수소누설에 대한 체계적인 관리 전략이 필요하다.

제 5 장 발전기 열화 메커니즘 및 취약원인 분석

제 1 절 발전기 열화 메커니즘

발전기를 정격주파수, 정격전압 상태에서 온도상승 한도 이내의 정상상태 운전조건으로 운전할 경우에도 장기간 운전 시 정상적인 열화 현상이 발생한다. 이러한 운전 변수들에 대한 제한치는 국제 표준으로 규정되어 있으며, 제작사는 발전소 기대 수명을 위한 사용자의 성능 요구조건을 만족시키기 위해 자체 설계기준을 추가로 적용하기도 한다. 아래의 표 5-1은 발전기 주요부품의 일반적인 열화 메커니즘을 요약한 것이다.

구분	부품	열화메커니즘	열화 영향	열화관리
고정자 권선	절연	과열	Embrittlement Delamination 지락 선간단락	온도감시, PD 감시 Robotic 및 육안점검 Bar 교체, 재권선
		슬롯내 마모	절연물 얇아짐 절연파괴 지락 선간단락	5년 주기 육안 검사 PD 감시, Re-wedge Bar 교체, 재권선
		단부 진동	절연물 마모 선간단락	진동감시
		오염	표면방전 절연물 마모 선간단락	PD 감시 권선세척
		냉각수 누수	절연감쇠 지락	누수감시, C-MAP시험 누수보수, Clip 교체 Epoxy 주입 Bar 교체, 재권선
	동도체	Strand 부식	Strand Plugging 냉각수 감소 과열 절연파괴	온도감시 용존산소 제어 화학세정 Bar 교체, 재권선
		진동	동 도체의 피로 균열 권선 직렬연결부 균열 전기적 이킹, 절연파괴 지락 및 선간단락	진동감시 Re-wedge 권선단부 지지대 보강 Bar 교체, 재권선

	Voltage Grading	마모	Slot 방진 절연과괴	부분방전시험 Re-wedge Bar 교체, 재권선
	슬롯웨이	지지압력 저하	Bar 진동 절연과괴 지락, 선간단락	부분방전시험 Robotic 및 육안점검 Re-wedge Bar 교체, 재권선
	단부 지지대	느슨함 진동	Bar 진동 절연마모 선간단락	진동감시 육안점검 지지대 보강 Bar 교체, 재권선
	권선팽창	지지대 느슨함 진동 격리 절연물의 균열	절연마모 지락 선간단락	육안점검
	터미널 부싱	과열 Seal손실	절연 및 Porcelain 균열 수소누설	부싱 교체 밀봉(Seal) 교체
고정자 철심	절연	과열	철심간 전류 발열 철심 Burning 및 Melting	Robotic 및 육안점검 EL-CID/Ring Flux Test 온도 감시 분해가스 감시(GCM)
	적층 철심	철심압력 상실 철심볼트 느슨함 철심진동	Punching 및 Spacer Breaking 철심단락 철심 Melting	분해가스 감시(GCM) Robotic 및 육안점검 철심 압력시험 철심 수리 침투 에폭시 사용
	철심 볼트	Strain Elongation	철심압력 상실	육안점검 볼트 Tightening
회전자	권선절연	과열 절단 이동 마모 오염	층간단락 지락	층간단락 감시 접지감시 및 보호 통풍구 막힘 여부 검사 축 진동 감시 층간단락 및 접지수리 계자 재권선
	소선	변형 Creep Elongation 코일 연결부 균열 극간 동대 균열 Radial Bolt 밀봉상실 동분 오염	턴 또는 코일 단락 접지고장 축 중공부 가스 누설 이중 접지 손상	층간단락 감시 접지감시 및 보호 가스누설 감시 축 진동 감시 동분 검사 층간단락 및 접지수리 계자 재권선

	Wedges	균열 이동 Spark 부식	균열 통풍구 막힘 과도한 역상전류	육안검사 교체
회전자 몸체	Forging	Top Tooth 균열 Stress 균열 베어링 및 밀봉링 저널부위 손상	저 및 고 사이클 균열 확대 축 진동	진동감시 및 Modal 분석
	Fan Blowers Balance Weights	Blade 균열 Weights 분리	고정자 권선에 Missile damage	육안검사 Weights Staking
	Retaining Rings	부식균열	파열	검사 교체
	Hydrogen Seals	가스누설 발전기로 Oil 누 유 Seal Ring 손상	수소화재 권선오염	육안검사 가스누설/상태 감시 Seal설치 절차

표 5-1 발전기 주요부품 열화 메커니즘

제 2 절 발전기 취약원인 분석

발전기 주요 부품에 대한 성능저하 및 열화 메커니즘 분석은 경험론적인 접근이 일반적이다. 즉, 실무와 경험이 풍부한 전문가들(Experts)에 의해 축적된 데이터베이스를 활용하여 분석을 수행한다. 대표적인 것이 EPRI가 개발한 PMBD(Preventive Maintenance Basis Data)이다. 발전기 취약부위에 대한 취약원인 분석은 국내외 고장 사례를 바탕으로 수행하였으며, 상세한 성능저하 메커니즘은 EPRI PMBD 및 제작사가 발행한 기술 자료를 활용하여 검토하였다.

발전기 대형 고장을 일으킬 가능성이 큰 취약부위로는 고장발생 빈도 및 고장영향 경험으로 볼 때 고정자 권선, 회전자 및 발전기 수소누설인 것으로 확인되었으며, 상세한 열화 메커니즘 및 취약원인 분석은 다음과 같다.

1. 고정자 권선 흡습

가. 고정자 권선 성능저하 메커니즘 및 원인

국내원전의 고정자 권선 절연은 Micapal 시스템으로 정상적인 마모일 경우 수명이 약 60년으로 매우 신뢰성이 높은 것으로 알려지고 있다. 그러나 권선 누설 및 흡

습에 의한 비정상적인 권선 성능저하가 일어날 경우 급격한 수명 저하가 일어나는 것으로 확인되었다. 국내 화력 및 원전에서도 절연물 흡습에 의한 고장이 다수 있었으며 고장 발생 시 장기간 발전정지를 유발하였다. 표 5-2는 고정자 권선에서 발생 가능한 성능저하 메커니즘 및 원인을 보여준다.

성능저하 메커니즘	성능저하 원인	발견/예방기회	시간 코드
절연 손상 및 파괴	전기적인 과도현상, 열적 사이클, 역상전류	점검	R
	소선 부식/막힘	점검/상시감시(여자기 제어, 출력, 수소가스 온도)	W0.25_6
	경년열화 및 권선 진동 오일에 의한 오염	점검	UW15_20
	절연물 흡습	점검/상시감시(여자기 제어, 출력, 수소가스 온도)	W1_12
	경년열화-아스팔트 절연물	점검	UW30
	경년열화-Micapal I	점검	UW60
	경년열화-Micapal II	점검	UW80
	Clip to Strand 누설	점검/상시감시(여자기 제어, 출력, 수소가스 온도)	W10_15
	권선 누설, porosity 누설	점검/상시감시(여자기 제어, 출력, 수소가스 온도)	W10_15
	Clip를 벗어난 누설	점검	W6_10
	접속부, 피팅부 누설	점검/상시감시(여자기 제어, 출력, 수소가스 온도)	R
웨지 이완	운전 빈도	점검	UW15_30
반도전성 페인트 열화	부분 방전	점검	W30
슬롯 방전	웨지 이완	점검/상시감시(여자기 제어, 출력, 수소가스 온도)	W6_10
- Random Failures(R) : 고장이 빈발하여 감지기 사전 검출이 불가능한 경우 많음 - Unconditioned Wear-out(UW) : 정상적인 마모 - Wear-out(W) : 운전 중 가해진 스트레스에 의해 나타난 마모 결과			

표 5-2 고정자 권선 성능저하 메커니즘 및 원인

나. 부식 및 흡습 메커니즘

발전기 고정자 권선 수명에 가장 큰 영향 인자는 권선 누설이다. GE 발전기의 고정자 권선 Clip-To-Strand 누설에 대한 문제가 제기된 것은 1993년 TIL 1098 3R1 발행으로 알려졌으며 지속적인 운전 데이터와 분석을 통하여 누설 메커니즘이 1995년 TIL 1098 3R2로 발행되었다. Clip-To-Strand 부식 메커니즘 프로세스는 다음과 같이 분석되어졌다.

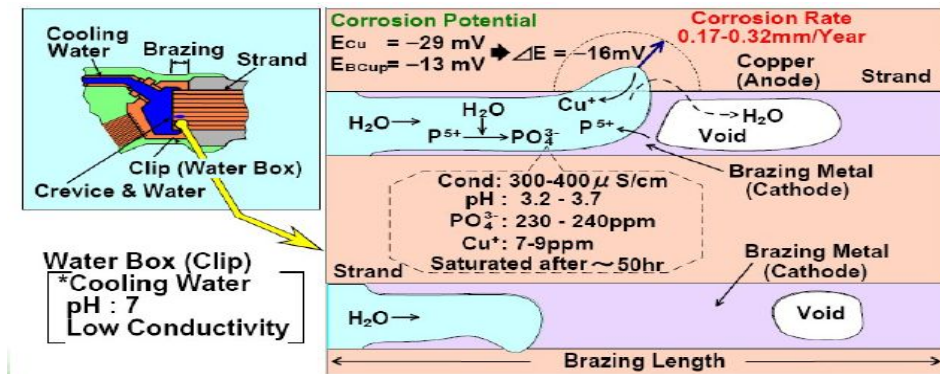


그림 5-1 Clip-To-Strand 부식 메커니즘(1)

1단계 진행

Brazing 표면에 존재하는 Void 부분에 냉각수가 침투(sponge effect)되면 틈새부식(Crevice Corrosion) 발생으로 인(P) 성분이 포함된 Brazing 메탈을 공격하게 되고 Void가 커지게 된다. Brazing 메탈에 부식이 진행되면서 이부분의 수질은 인산 용액(PO₄³⁻) 형태로 변하게 된다. 이와 같은 초기단계 부식 진행은 틈새의 크기, 용해질 및 브레이징 표면에서 추출되는 인산염에 의해 결정된다.

2단계 진행

Brazing 메탈에서 진행된 Void가 구리 소선(Strand)과 접촉하게 되면 1단계 틈새부식시 Brazing 메탈에 의해 생성된 인산 용액(PO₄³⁻)에 의해 소선에서 부식이 진행되게 된다. 이러한 소선 부식은 일정한 깊이(약 0.015 인치)를 가지고 Brazing Alloy에서 보다 빠르게 진행되며 그 속도는 약 0.17-0.32mm/year(실험실 : 0.28mm/year) 정도 된다. 이러한 소선 부식은 틈새 부식으로 변화되어 Brazing 메탈을 공격하여 인산 용액을 만들고 이는 다시 소선 부식으로 이어지는 작용을 반복하게 된다.

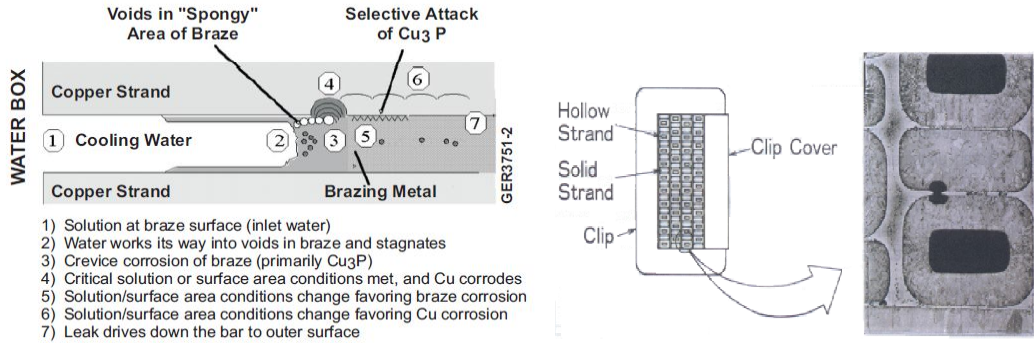


그림 5-2 Clip-To-Strand 부식 메커니즘(2)

이와 같은 Clip-To-Strand 부식이나 Brazing 불량에 의해 누설이 발생할 경우 정상운전 중 삼투압 현상 및 불충분한 건조 상태에서 압력누설 시험에 의해 고정자 권선 절연물의 흡습(Wet Bar)이 진행되어 절연수명이 급격히 저하된다.

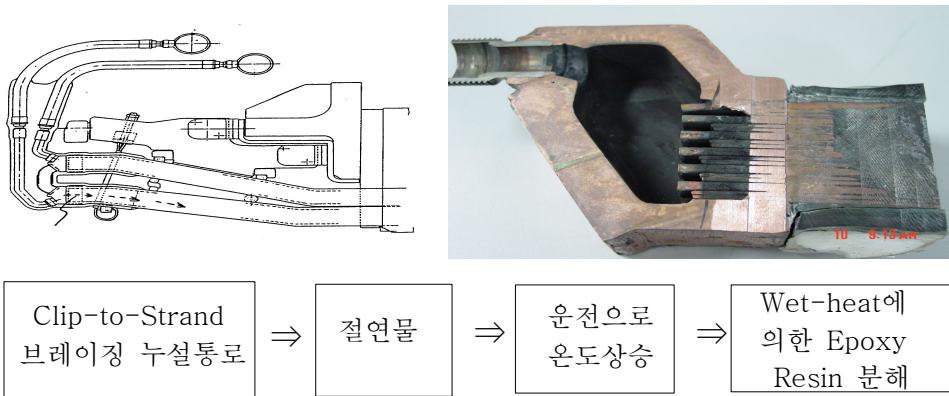


그림 5-3 고정자 권선 흡습(Wet Bar) 메커니즘

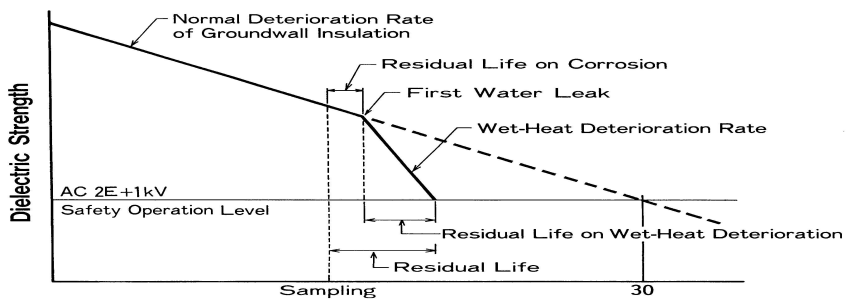


그림 5-4 고정자 권선 절연수명 예상 곡선

2. 회전자 열화

가. 회전자 성능저하 메커니즘 및 원인

표 5-3에 회전자에서 발생 가능한 성능저하 메커니즘 및 원인을 정리하였다.

성능저하 메커니즘	성능저하 원인	발견/예방기회	시간 코드
층간 절연물 열화	외부사고, 고온운전, 부적절한 냉각, 과여자	점검/상시감시 - Flux probe - 축 전압 - 수소 온도 - 지락 검출기 - 권선 온도 - 베어링오일 온도	R
	오일누설, 동분, 정상마모, 기동정지, 큰 부하변동		W10_15
	이물질 유입		W1_2
	조립 불량		W2_8
주 절연물 열화	외부사고, 고온운전, 부적절한 냉각, 과여자		R
	오일누설, 동분, 정상마모, 기동정지, 큰 부하변동		W10_15
주 리드선 균열	정상 마모		UW20_40
	제작결함, 설치 시 손상		W5
중공부 동 튜브 균열	경년 열화		UW25_30
레디얼 스테르드 밀봉 상실	경년 열화		UW20_40
고저항 접속	제작결함, 브레이징 불량	W1_4	
진동 및 휨	이물질에 의한 통풍구 막힘, 절연물 이동, 제작 불량	W5_15	
- Random Failures(R) : 고장이 빈발하여 감지기 사전 검출이 불가능한 경우 많음 - Unconditioned Wear-out(UW) : 정상적인 마모 - Wear-out(W) : 운전 중 가해진 스트레스에 의해 나타난 마모 결과			

표 5-3 회전자 성능저하 메커니즘 및 원인

나. 회전자 열화 메커니즘

회전자 권선 절연은 온도, 기계적인 마모 및 운전 중 사고에 의해 영향을 받게 되며 가장 일반적인 문제는 층간 단락과 주절연(Ground Insulation) 파괴로 인한 지락 고장이다.

1) 회전자 권선 층간단락 및 지락

회전자 권선 층간단락은 권선간 절연이 파괴되어 인접 권선의 동 도체가 부분적으로 단락(Winding Short)이 발생하는 현상으로 어느 위치에서나 발생 할 수 있으나 지지환 하부 권선 단부에서 가장 일반적으로 발생한다. 층간단락이 몇 군데 발생하더라도 발전기는 정상 운전이 가능하나 계자전류 증가 및 Thermal Sensitivity 발생으로 이어질 수 있으며 최악의 경우 재권선을 해야 하는 상황도 발생 할 수 있다.

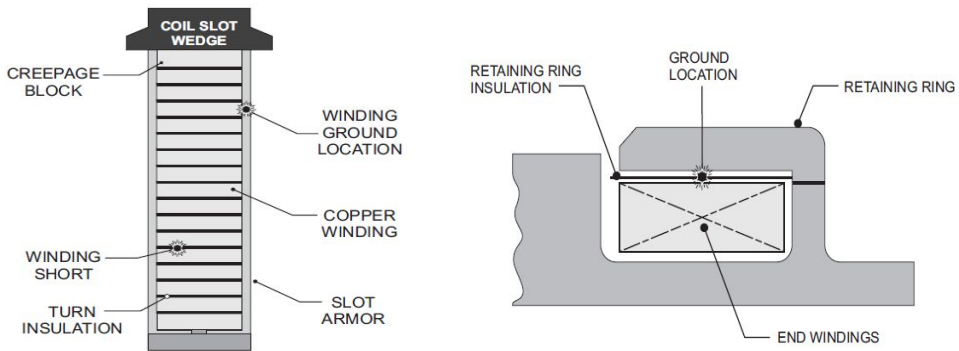


그림 5-5 회전자권선 층간단락 및 지락

지락은 주절연(Groundwall Insulation)의 절연파괴를 의미하며 슬롯, 지지환 하부, 리드 및 터미널, 회전자 중공부, 콜렉터 등에서 발생 할 수 있다. 여자시스템은 비접지 계통으로 1점 접지가 발생 하더라도 회전자 몸체(Forging)를 통해 순환 전류가 흐르지 않지만 추가적인 접지가 발생하게 되면 회전자 몸체에 순환전류가 흘러 매우 짧은 시간 내에 회전자 몸체가 녹을 수 있는 심각한 손상을 일으킬 수 있기 때문에 회전자에 지락이 감지되면 발전기를 정지하도록 권고하고 있다. 회전자 권선 층간단락 및 지락은 다음과 같은 요인들에 의해 일어나게 된다.

- ① 시간 : 발전기 운전시간 증가에 따라 기계적인 스트레스와 열에 의해 절연물은 점진적으로 열화가 진행되어 손상으로 이어진다.
- ② 운전형태 : 회전자 권선은 기동/정지, 무효전력 사이클에 의해 영향을 받게 되며 원자력과 같이 기저부하를 담당하는 발전기는 열화의 영향을 상대적으로 적게 받는다.
- ③ 오염 : 오염은 절연물 건전성에 매우 큰 위협이 될 수 있다. 특히 발전기내부에서 절연파괴에 의해 도전성 이물질이 생성된 경우에는 냉각 유로를 따라 순환하면

서 절연물을 오염시켜 절연 손상을 가져 올 수 있다.

④ 운전사고 : 모터링, 역상전류(정지중 차단기 투입, 결상 운전), 발전기 내부 고장, 과속도와 같은 과도 현상이 일어난 경우에는 과열, 아크, 스트레스에 의해 절연물을 손상 시킬 수 있다.

2) 회전자 도체 비틀림

동 도체의 비틀림은 장기간 운전 후 발견되는데 주로 권선 단부에서 발생된다. 이러한 도체 비틀림은 다음과 같은 원인에 의해 발생되며 적절한 조치가 이루어지지 않을 경우 층간단락과 지락으로 이어질 수 있다.

- ① 연성을 가진 도체나 Annealing된 도체 사용
- ② 상부 권선과 지지환 절연물과의 마찰
- ③ 빈번한 권선 움직임(Cycling)
- ④ 권선 과열
- ⑤ 코일 조립 시 지나친 인장력 작용



그림 5-6 회전자 권선 비틀림 현상

3. 발전기 수소누설

최근 발전기 본체 고장의 큰 부분을 차지하고 있는 것이 수소누설이다. 특히 수소 누설은 발전정지 문제뿐만 아니라 폭발 위험성을 내재하고 있어 특별한 관리가 필요하다. 수소 누설이 발생 할 수 있는 고장 가능 부위는 고정자 권선, 회전자 레디얼 스테드 밀봉, 수소 밀봉 장치, 기타 프레임 및 외함 등에서 발생 할 수 있다.

성능저하 메커니즘	성능저하 원인	발견/예방기회	시간 코드
마모, 누설	정상적인 마모	점검/누설시험/오일분사/상시감시 (수소보충율, 수소압력, 밀봉차압, 밀봉유 온도)	UW8_10
	간극 불량		R
누설	운전불량		R
마모	전식		R

표 5-4 수소 밀봉장치 성능저하 메커니즘 및 원인

성능저하 메커니즘	성능저하 원인	발견/예방기회	시간 코드
볼트 풀림	외부 사고(동기 탈조와 같은 전기사고 등)	점검 및 진동 분석	R
	기기 자체 진동		W2_4
	경년 열화		UW40
인출 단자함 균열	진동	점검/진동분석/진동상시감시	W2_4
균열 또는 변형	구조물 결함 또는 손상 공진	점검/진동분석/진동상시감시	W5
	터빈에서 전달된 진동		W30_40
맨웨이, 커버, 관통부 누설	가스켓, 밀봉 컴파운드 경년 열화	점검/누설 시험	W16_20
	조립 불량		R
기초 불량	부적절한 시공, 경년열화, 외부 사고	점검/진동분석/진동상시감시	W15_20

표 5-5 프레임, 외함 및 고정부 성능저하 메커니즘 및 원인

가. 고정자 권선 수소누설

고정자 권선 누설의 대표적인 것이 Worm Hole과 Casting Porosity이다. 이와 같은 누설은 이물질 유입/생성이나 제작 시 소재 결함에 의해 마모가 진행되며 10~15년 경과 시 누설을 유발하는 것으로 평가되고 있으며 세부적인 누설 메커니즘은 다음과 같다.

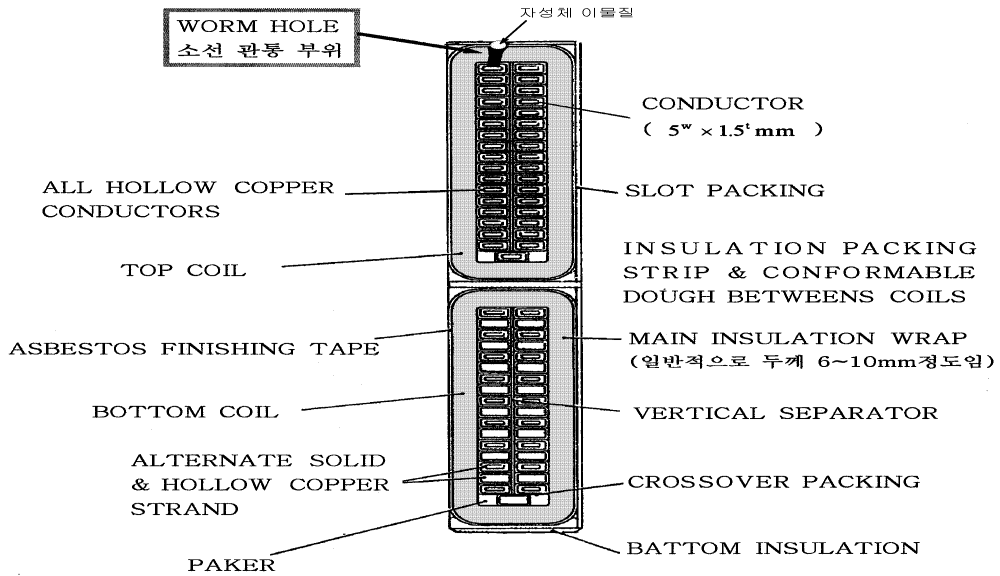


그림 5-7 고정자 권선 Worm Hole

Worm Hole은 발전기 내부의 자성체 이물질이 회전자계의 영향으로 기계적 운동 (왕복 및 회전)을 하여 권선의 절연물과 소선에 구멍을 뚫어 발생하게 된다.

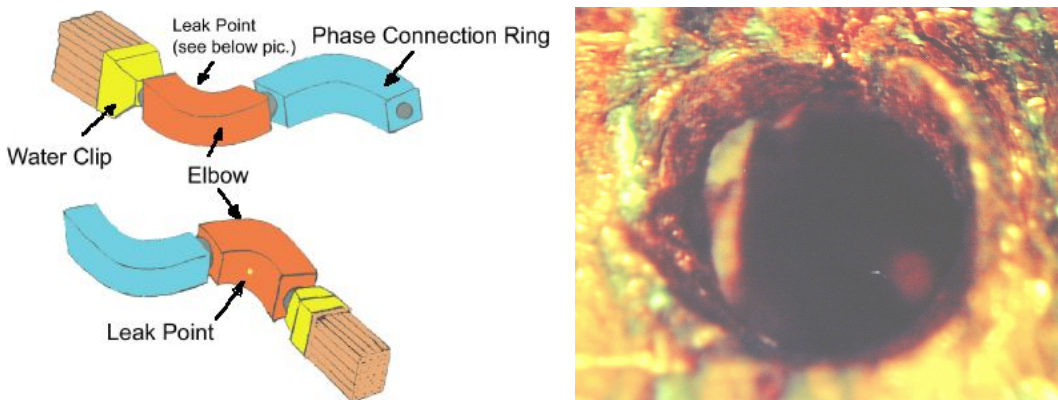


그림 5-8 고정자 권선 Casting Porosity

Casting Porosity는 고정자 권선 소재 주조 과정에서 발생된 결함(Void)이 소재에 내재하고 있다가 운전 중 온도 및 응력에 의해 성장되면서 Pin hole 형태로 나타나는 것을 말한다.

이러한 고정자 권선 누설은 고정자 권선 냉각 유로에 수소 가스가 유입되어 냉각수 유량을 감소시킴으로서 급격한 권선 온도 상승 및 권선간 열팽창 차이에 의해 순간적으로 권선을 파괴 시킬 수 있다. 따라서 주요 발전기 제작사에서는 고정자 권선간 온도 차이가 8~10℃가 되면 즉시 발전기를 정지토록 권고하고 있다.

나. 밀봉부 수소누설

수소 밀봉링은 일반적으로 8~10년 주기의 정상적인 마모 주기를 가지고 있어 주기적인 교체가 필요한 부분이며, 기타 접합부 가스켓 등의 고장은 조립 불량으로 인한 초기 고장이 많다. 주요 누설 부위는 그림 5-9와 같다.

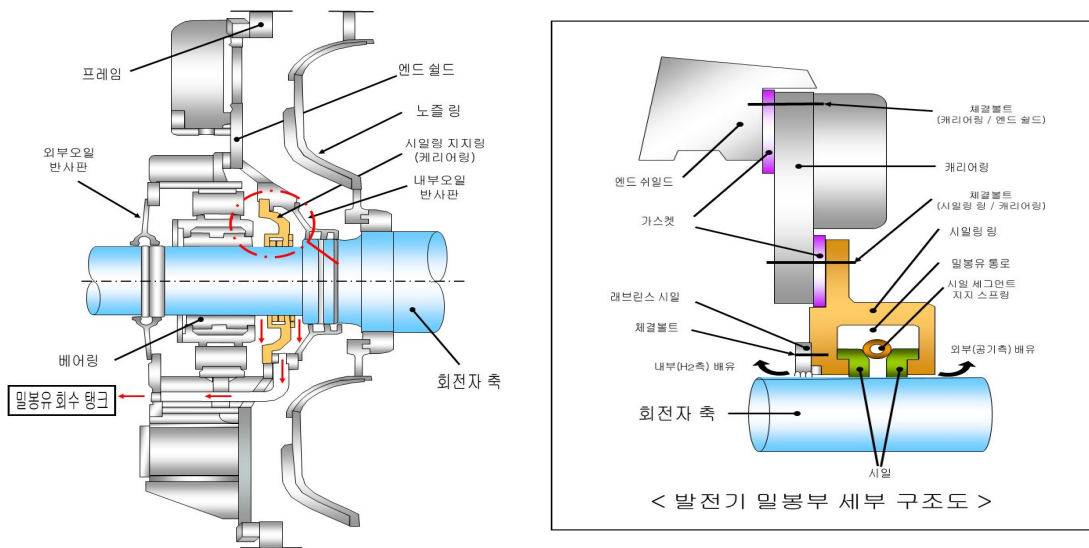


그림 5-9 수소 밀봉 및 가스켓 누설 가능부위

그리고 마모 기간이 상당히 긴 회전자 래디얼 스테드 밀봉부와 배관 연결부 등은 누설 가능성은 낮으나 누설 시 폭발 조건을 형성 할 가능성이 많기 때문에 세심한 관리가 필요한 부분이다. 이외에도 배관 연결부 플랜지 공급 배관 Fitting 등에서도 수소 누설 발생 가능성이 잠재되어 있다.

제 6 장 발전기 신뢰도 향상 방안

국내 원전 발전기의 운전 년수가 증가함에 따라 경년열화에 의한 고장 사례가 증가하고 있다. 또한 최근 수냉각 발전기 고장 사례를 고찰해 보면 초기 제작 조건에 따라 예상 수명이 현저히 차이가 나고 있어 일반적인 수명관리 뿐만 아니라 불시 고장 대비 취약 부품에 대한 예비품 관리가 필요하다. 따라서 지금까지 검토한 발전기 열화 메커니즘 및 취약부위 분석 결과를 토대로 장기간 발전정지를 유발할 수 있는 주요 고장 유형에 대해 예비품 확보 전략을 포함하여 다음과 같이 발전기 신뢰도 향상 방안을 도출하였다.

1. 고정자 지락 고장 예방 및 고장손실 최소화 방안

가. 고정자 권선 배수 및 누설시험 최적화

고정자 권선 고장 중 Water Clip 부식 및 흡습에 의한 원인이 가장 크며, 특히 계획예방정비 기간 중 고정자 권선의 건전성을 확인하기 위해 누설시험을 수행하는 과정에서 이러한 열화 메커니즘을 악화시킬 우려가 있다.

현재까지 가장 효과적인 고정자 권선 Water Clip 부식 여부 확인 방법은 고정자 권선 누설시험 기법이지만, 시험 방법이 적절하지 못할 경우 권선 흡습을 가속시켜 수명을 단축시키는 역효과를 초래할 수 있다. 실제로 한울 1,2호기 고정자 권선 흡습에 의한 절연파괴 원인분석 결과 계획예방정비 기간 누설시험이 적절하지 못하여 수명이 단축된 것으로 평가되고 있다.

국내원전은 발전소별로 시험방법 및 판정 기준들이 상이하고, 제작사에서 제공하는 시험주기보다 과도한 정비를 수행하고 있어 권선 흡습에 의한 절연 손상을 가속화시킬 우려가 있다. 따라서 고정자 권선 배수 시 경년열화를 고려한 적정 압력 및 진공 기준치를 정립하고, 누설시험 장비를 포함하여 발전소별로 상이한 시험방법 및 판정 기준들을 최적화할 필요가 있다.

GE에서는 Water Clip부 누설 및 절연물 흡습을 확인하기 위한 시험 기법을 개발하여 운영자에게 제공하고 있으며, 국내원전도 장기간 축적된 GE 노하우 및 운전경험을 바탕으로 누설시험 절차를 최적화해야 한다.

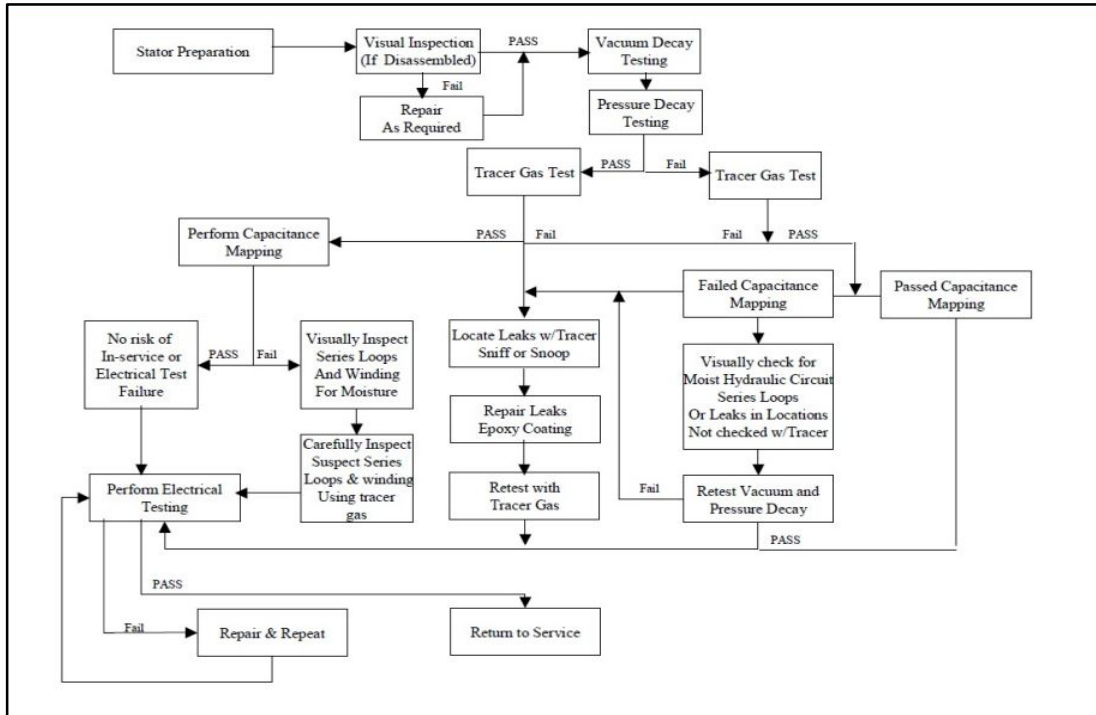
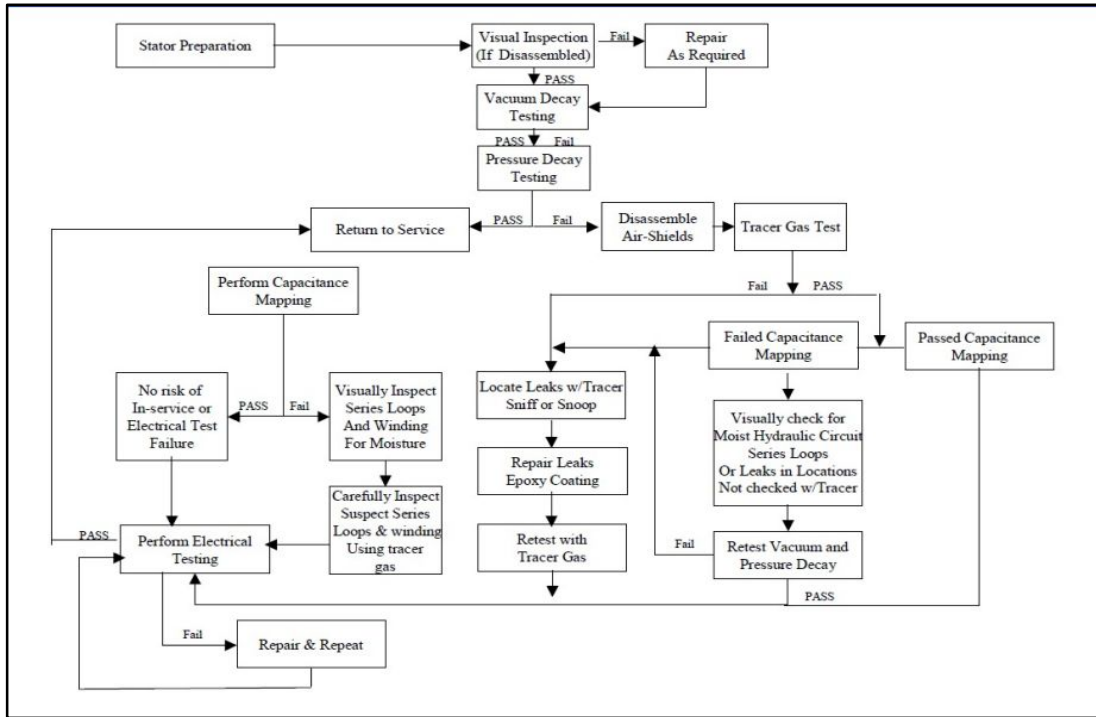


그림 6-1 GE 발전기 고정자 권선 누설 및 흡습평가(상 : 30 개월, 하 : 60 개월)

나. 고정자 권선 휴지관리 최적화

요즘 국내원전은 원자로 헤드, 증기발생기 등 안전성 관련 주요 설비들의 경년열화로 인해 정비 및 교체 공사를 위해 수 개월간 발전기를 정지하고 있는 추세이다. 장기 계획예방정비로 인한 발전기 정지 기간 동안 적절한 휴지보관 조치가 취해지지 않으면 부식 환경으로 인해 고정자 권선의 열화를 촉진시킬 수가 있다.

발전기 휴지관리 조치 시 고정자 권선의 흡습(Wet Bar)을 방지하기 위해 수소 가스 압력을 해압하기 전에 고정자 냉각수를 먼저 배수해야 된다. 발전기 휴지관리 기간 중 고정자 권선 내부 부식환경을 방지하기 위해 질소를 가압하여 산소를 차단하고, 주기적인 온·습도 관리를 통해 발전기 보존 상태를 점검해야 된다. 또한 장기 휴지보관 후 기동을 위해 고정자 냉각수 계통을 운전할 경우 냉각수 온도 저하로 인한 구리 이온 증가를 막기 위해 열교환기 차단 등의 조치를 통해 고정자 냉각수를 정상 운전온도(40~46℃)로 유지해야 된다.

다. 고정자 권선 Water Clip 제작품질 확보

고정자 권선 Water Clip 제작품질을 확보하기 위해 Brazing 관련 품질 관리를 철저히 수행해야 된다. 승인된 브레이징 절차서 및 사양서를 적용하고, Brazing 유경험자를 확보하여 작업의 연속성 및 품질을 확보해야 된다. 또한 품질검사 절차를 준수하고, Water Clip 누설 관련 하자보증 기간을 강화해야 된다.

국내 제작사인 두산중공업은 Mock-up Test를 통해 Water Clip Brazing 품질을 확인하기 위해 일반적으로 Macro Test(ASME QB-180, Brazing 단면 육안검사, 80%)를 수행한다. 히타치 시험방식인 X-Ray 단층 촬영기법을 도입하고, Brazing 유효길이를 상향하는 등 추가적인 품질확보 방안을 검토할 필요가 있다.

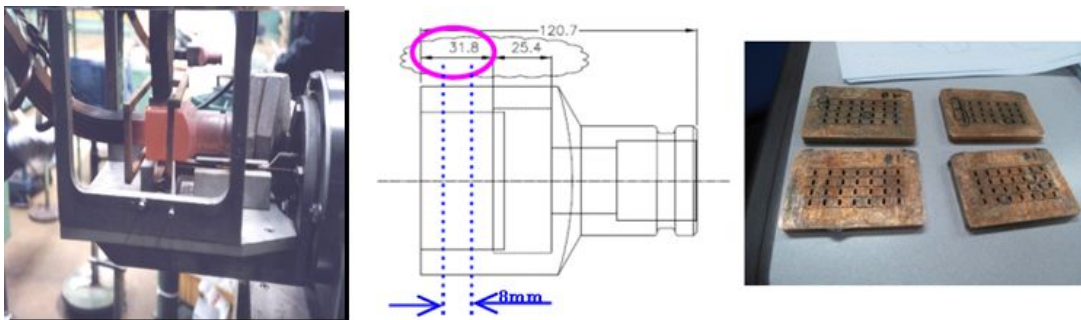


그림 6-2 두중 Water Clip Brazing Mock-up Test

라. 절연물 흡습 시험 및 데이터베이스 구축

일반적으로 고정자 권선 흡습 검출을 위해 C-Map 기법을 활용하고 있으나 확률론적 접근과 측정의 제한성으로 시험만 가지고는 고장을 완벽하게 차단하는데 한계가 있다. 발전기 제작사별, Type별 권선 절연특성을 분석하고 시험 결과를 데이터베이스로 구축하여 수명예측 프로그램을 개발할 필요가 있다.

마. 고정자 권선 예비품 확보

고정자 권선 흡습에 의한 지락 고장 발생 시 예비 권선이 없는 경우 신규 권선 제작에 수 개월이 소요되어 막대한 경제적 손실을 초래하게 되므로 적정 예비권선을 확보해야 된다. 한빛 3~6호기, 한울 3~6호기 등 표준원전 발전기 고정자 권선은 동일한 규격으로 예비품 호환이 가능하다. 월성 2~4호기는 동일한 발전기 규격으로 고정자 권선 또한 호환성을 가지고 있다. 그러나 신규로 교체한 한빛 1,2호기는 출력증강 모델을 적용하여 표준원전과 호환이 불가능한 것으로 검토되었으며, 신규로 교체한 고리 1,2호기도 용량이 비슷하나 고정자 전류가 상이하여 호환이 되지 않는 것으로 확인되었다.

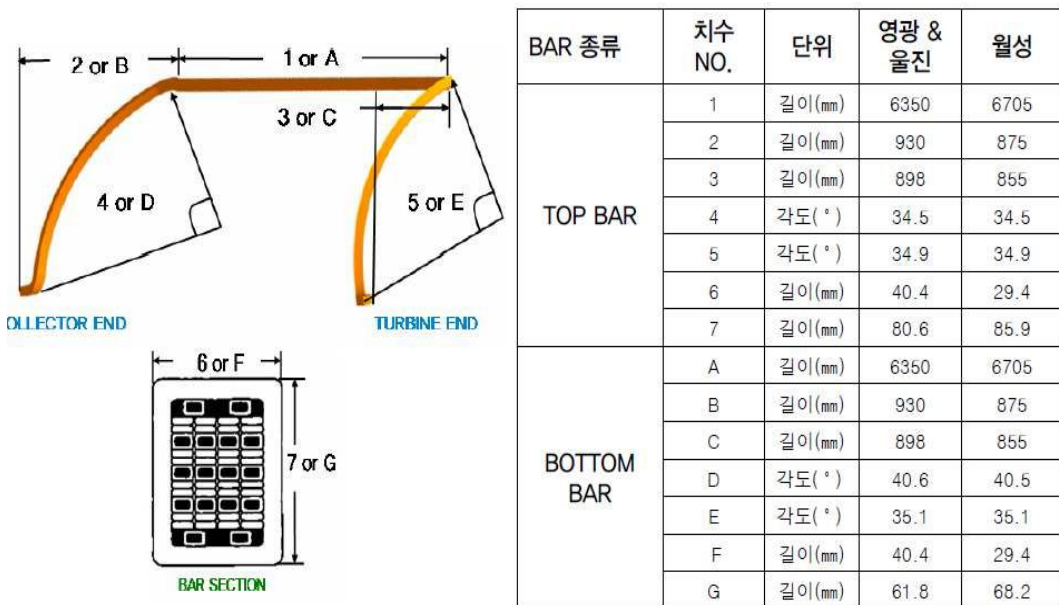


그림 6-3 국내원전 발전기 고정자 권선 치수

국내 제작사에서는 Bottom Bar 1개 교체 기준으로 Top Bar 25개, Bottom Bar 5개를 최소 예비품으로 권고하고 있으며 현재 각 발전소에서 확보하고 있는 예비품 현황은 다음과 같다.

발전소		용량 (MVA)	예비품수량	비고
고리	1호기	749	Top:4 / Bottom:3	Hitachi 예비품 권고 K#1&2 : Top:14 / Bottom:10 K#3&4 : Top:16 / Bottom:10
	2호기	735	Top:2 / Bottom:2	
	3,4호기	1,222	Top:4 / Bottom:3	
한빛	1,2호기	1,284	Top:3 / Bottom:2 Phase Bar:2	· 한빛3,4,5,6호기/한울3,4,5,6호기 호환 가능 · 월성2,3,4호기 호환 가능
	3,4호기	1,213	0	
	5,6호기	1,219.6	0	
월성	1호기	680	Top:6 / Bottom:6	
	2,3,4호기	828	Top:10 / Bottom:3 P-Bar:3	
한울	1,2호기	1,100	Top:4 / Bottom:6	
	3,4호기	1,219.6	Top:2 / Bottom:2	
	5,6호기	1,219.6	Top:1 / Bottom:1	

표 6-1 국내원전 발전기 고정자 권선 예비품 확보 현황

바. On-Line Monitoring 강화 및 보호장치 최적화

운전 중 고정자 권선 누설검출 장치(SLMS : Stator Leak Monitoring System) 및 절연물 건전성 검출 장치(GCM : Generator Gas Monitor)는 고정자 권선 고장 조기 검출에 매우 유용한 설비이나 오동작이 많고 교정이 적절히 이루어지지 않아 신뢰성이 저하되고 있어 최적화를 위한 기술검토 및 지속적인 관리가 필요하다.

최근 GE에서 제작한 HP-SLMS의 경우 0.2 CFD 까지 수소 누설량 검출이 가능하며, 계획예방정비 기간 별도의 누설시험이 불필요하다. 따라서 SLMS 설비 업그레이드

이드를 통해 부적절한 누설시험에 의한 권선 흡습을 예방하고 권선 스트레스를 최소화할 뿐만 아니라 정비비용을 감소시킬 수 있다.

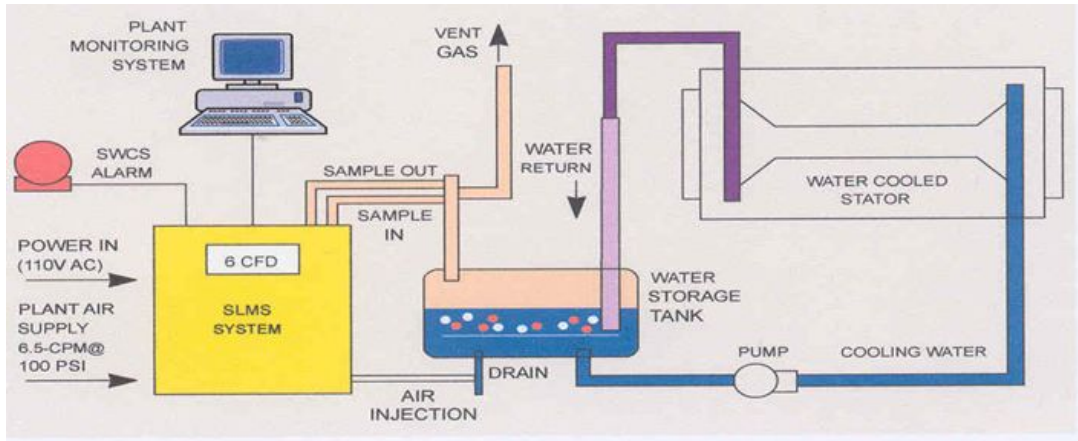


그림 6-4 GE 고정자 권선 시험 및 감시 개략도

H2 Leak Monitoring Method	Clip-Strand Braze: Phos Containing				Global Epoxy or Clip-Strand Braze: Phos-Free			
	Orig SLMS, Bagged Vent, or No Monitoring		SLMS-HP Installed		Orig SLMS, Bagged Vent, or No Monitoring		SLMS-HP Installed	
	Minor 30 Months	Major 60 Months	Minor 30 Months	Major 60 Months	Minor 30 Months	Major 60 Months	Minor 30 Months	Major 60 Months
Vacuum Decay	X	X			X	X		
Pressure Decay	X	X			X	X		
Helium Tracer Gas		X		X		X		
Capacitance Mapping		X		X		X		
WID - Wet Insulation Detector		X		X		X		
Winding Electrical Testing	X	X	X	X	X	X	X	X

표 6-2 GE 누설 및 흡습시험 전략

운전중 발전기 부분방전, 층간단락, 단부진동 등 성능 감시 및 진단을 위해 실시간 감시설비를 신설하거나 최신 설비로 업그레이드할 필요가 있다. 실시간 감시설비 자료를 데이터베이스로 구축하여 발전기 열화 상태 및 트렌드를 분석하고 잔여수명을 평가하여 설비보강을 위한 기초 자료로 활용할 수 있다.

또한, 일부 발전기(고리2,3,4호기, 한빛1,2호기, 한울1,2호기, 월성1호기)의 경우 중성점 접지보호 장치가 없어 향후 보호계전기 개선 시 보강이 필요하며 보호장치 보강 전까지는 GCM 및 온도감시 신호 등을 활용한 비상대응 절차 수립이 필요하다.

2. 회전자 고장예방 및 긴급복구 방안

가. 회전자 절연열화 검출 및 관리

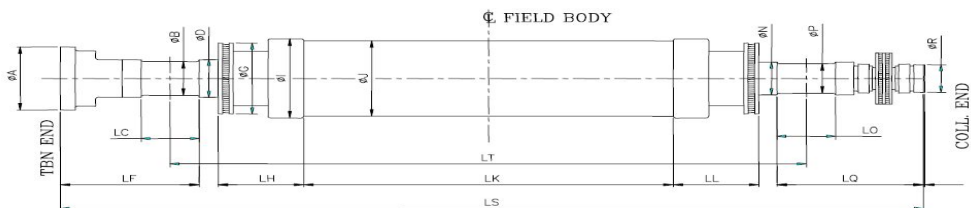
회전자 층간 절연 파괴 및 지락 고장은 절연체 자체 마모 외에도 고속 회전에 의한 절연물 이동, 결상운전 및 이물질 등에 의해 복합적으로 일어나며, 적기에 검출 및 조치가 이루어지지 않을 경우 절연물 손상은 물론 회전자 몸체(Forging) 손상까지 진행 될 수 있으므로 운영관리 측면에서 충분한 주의를 기울여야 한다.

Flux Probe를 이용하여 운전 중 층간단락 진단이 가능하나, 초기 설치된 발전기에는 이 설비가 없어 발전기 교체나 Retrofit시 추가적인 설치가 필요하다. 지락 검출 설비에 의해 회전자 지락을 검출할 수 있으나 오동작 사례가 많고 지락 경보 발생 시 실제 지락 여부를 판단하는데 어려움을 겪고 있어 이에 대한 조치 기준 마련이 필요하다.

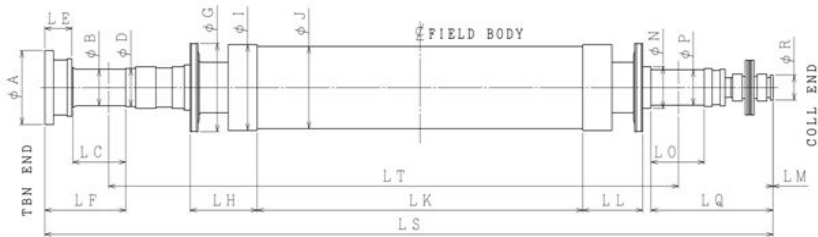
나. 회전자 예비품 확보

회전자 고장시는 장기간의 발전정지가 불가피하며, 특히 예비품이 없는 경우 수 개월간의 제작 기간 소요로 막대한 경제적 손실이 예상되어 적절한 시기에 적정 예비품 확보가 필요하다.

회전자는 고가의 어셈블리 기기로 각 발전소 별로 보유가 곤란하여 전사적인 측면에서 호환성을 가지고 운영 할 필요가 있다. 표준원전(한빛 3~4호기, 한울 3~4호기)은 동일한 모델 적용으로 완벽하게 호환이 가능하며, 월성 2~4호기는 표준원전과는 다른 모델로 호환성이 없어 별도의 예비품이 필요한 것으로 확인되었다. 신규 발전기로 교체한 한빛 1,2호기는 Slot 구조와 Size, Coil 단면형상 및 절연재, Body 부의 치수가 표준원전과 일치하나 TE Coupling, TE&CE의 길이 및 Fan Ring의 사이즈가 달라 표준원전과 호환이 곤란하다. 고리 1,2호기 회전자는 동일하며, 고리 3,4호기는 베어링 저널부와 커플링 부위가 상이하나 저압터빈 End 베어링을 교체하면 호환이 가능하다.



단위 mm	영광#1,2	영광#3~6 울진#4~6	월성#2~4
ϕA	1465.0	1524.0	1393.95
ϕB	812.8	812.8	762.0
LC	977.9	977.9	939.8
ϕD	838.2	838.2	812.8
LF	2247.9	2336.8	2032.0
ϕG	1889.4	1746.25	1758.95
LH	1439.9	1439.9	1512.82
ϕI	1905.0	1905.0	1784.35
ϕJ	1816.0	1816.1	1701.8
LK	6219.8	6219.9	6375.55
LL	1439.9	1439.9	1512.82
ϕN	787.4	787.4	711.2
LO	984.2	984.2	946.15
ϕP	711.2	711.2	685.8
LQ	2465.0	2463.8	2298.7
ϕR	403.2	403.2	495.3
LS	14440.0	14528.8	14744.7
ϕLT	10845.8	10845.8	12014.2



	KORI 1,2	KORI 3	KORI 4	
ϕA	1536.7	1536.7	1536.7	
ϕB	710.184	760.984	758.67	=> difference between KOR13 and KOR14.
ϕD	787.4	793.7	793.7	
ϕG	1835.2	1835.2	1835.2	
ϕI	1784.4	1784.4	1784.4	
ϕJ	1708.2	1708.2	1708.2	
ϕN	863.6	863.6	863.6	
ϕP	710.184	736.6	736.6	
ϕR	520	520	520	
LC	997	1200.3	1200.3	
LE	488.6	516	612	=> difference between KOR13 and KOR14.
LF	1648.35	1834.8	1834.8	
LH	1230.1	1518.2	1518.2	
LK	4919.8	7369.8	7369.8	
LL	1196.4	1354.5	1354.5	
LM	0.8	0.8	0.8	
LO	1128.9	1216.7	1216.7	
LQ	2264.2	2761.5	2761.5	
LS	12648.05	16484	16484	
LT	9743.6	12897	12897	

그림 6-5 국내원전 발전기 회전자 치수

3. 발전기 수소누설 관리 및 폭발방지 방안

발전기 수소누설 관리를 위해 국내외 운전경험 및 INPO 정보 등을 반영하여 수소 소모율 증가 단계별 또는 누설 부위별 조치방법을 제시함으로써 체계적 조치 및 효과적 운전결정을 수행해야 된다. 또한 정량적 위험도 분석 결과 및 운전 유연성 등을 고려하여 내부 누설은 발전정지 기준치를 설정하여 운영하고, 외부 누설은 경보 및 안전 조치 기준으로 운영할 필요가 있다.

가. 발전기 수소누설 제한치 운영 및 조치절차 수립

고정자 권선을 통한 수소 누설은 고정자 권선의 냉각 능력을 현저히 저하시켜 순식간에 권선 절연파괴로 이어 질 수 있어 엄격한 관리가 요구되며, 이를 직접적으로 검출하는 SLMS나 Hydrogen Detraining Tank의 "Gas Into Water Alarm"의 운영 기준 정립이 필요하다.

또한 발전기 밀봉유 계통 수소 누설로 인해 베어링 챔버 내부에 수소가 축적되고, 베어링 마찰로 인한 스파크에 의해 수소가 폭발하거나 화재가 발생할 경우에 대비해 표 6-3과 같이 별도의 발전정지 권고치를 설정하여 운영할 필요가 있다.

누설 부위	구분	변경 전	변경 후
고정자 냉각수 계통	근거	제작사 설정치(약 200cfd)	좌동
	적용	발전정지	
밀봉 계통	근거	월성1호기 제작사 권고, 운전경험 (제작사 정상 허용값의 3배)	주발전기 수소소모 운영관리 연구 (전력연구원, '03.8)
	설정치	총 수소 소모량(압력강하 시험) : 2,365~2,965cfd (고정자냉각수계통, 외부 누설 포함)	밀봉계통 배기구 수소농도 분석 : 999~8,097cfd (고정자냉각수계통, 외부 누설 제외)
	적용	발전정지	발전정지
외부	근거	월성1호기 제작사 권고, 운전경험 (제작사 정상 허용값의 3배)	주발전기 수소소모 폭발방지 대책 (중앙연구원, '08.12)
	설정치	총 수소 소모량(압력강하 시험) : 2,365~2,965cfd	총 수소 소모량(압력강하 시험) : 2,365~2,965cfd (소모율 관리기준으로 사용)
	적용	발전정지	발전정지 또는 계속운전 (안전조치 및 리스크 평가)

표 6-3 수소 누설 부위별 관리기준

수소 소모량 증가 시 그림 6-6과 같이 발전기 내부 또는 외부 누설여부를 확인하고, 누설 부위별 조치방법을 준수하여 수소 누설을 관리해야 된다.

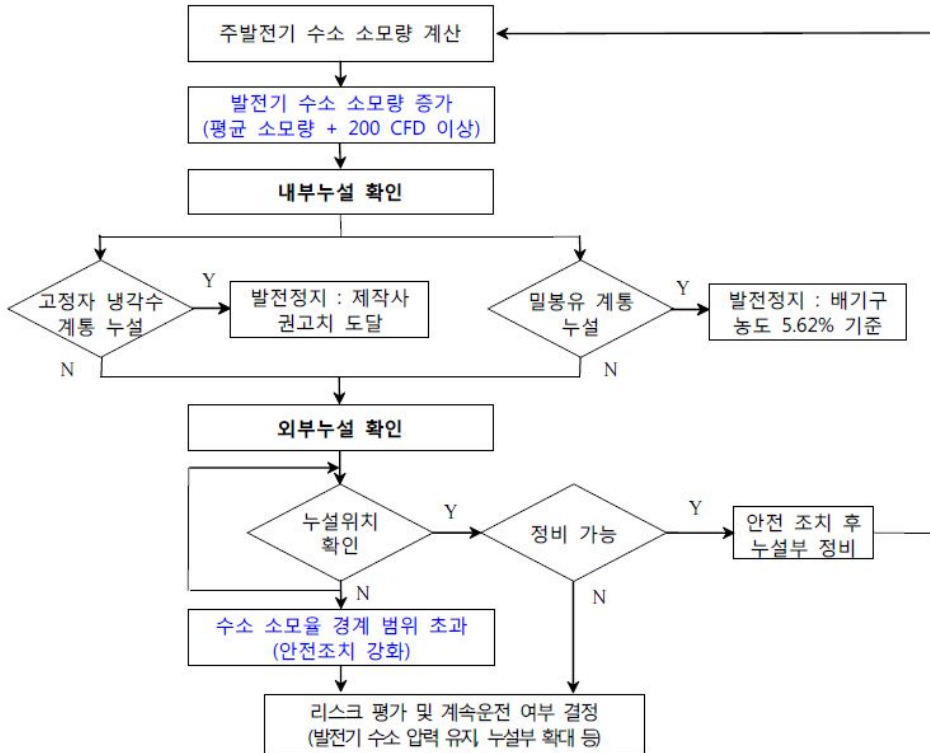


그림 6-6 발전기 수소 소모율 증가 시 조치절차

나. 수소 누설에 따른 화재 및 폭발 방지설비 설치

“원전 발전기 냉각용 수소누설로 인한 화재 및 폭발방지 대책 연구” 결과를 반영하여 발전기 하부, 브러쉬 룸 등 수소 축적이 가능한 장소에 수소농도 감시설비를 설치해야 된다. 또한 발전기 하부 및 브러쉬 룸을 환기시키기 위해 수동 환기설비를 현장에 구비해야 되며, 전등, 스위치 등 전기설비를 방폭형으로 교체해야 된다. 또한 수소제어 패널 상부에 배출구를 설치하여 패널 내부 수소 축적을 방지해야 된다.

제 7 장 결 론

발전기는 전력생산에 직접적인 영향을 미치는 중요한 설비로서, 본 연구에서는 국내 가동원전 발전기의 신뢰도를 향상시키기 위해 취약부위를 도출하고 성능저하 원인 및 열화 메커니즘을 분석하여 최적의 설비관리 방안을 제시하였다.

국내외 발전기 고장 사례를 통계적 방법으로 분석하여 고정자 권선, 회전자, 수소누설 등이 발전기 주요 취약부위로 예측되었다. 도출된 취약부위에 대한 검증을 위해 한빛 3호기 발전기 정밀진단 및 상태평가를 수행한 결과, 고정자 권선 Water Clip 누설로 인해 발전기가 설계수명에 도달함에 따라 주요 취약부위로 판명되었다. 또한 회전자 및 수소누설은 산업계 경험 및 통계 자료를 통해 주요 취약부위로 확인되었다.

발전기 고정자 권선에 대한 성능저하 원인 및 열화 메커니즘을 분석한 결과, Water Clip 부식 및 흡습이 주요 고장 원인으로 나타났다. Water Clip 부식 누설이 시작되면 절연물 흡습에 의해 고정자 권선 절연과피 잔여수명이 급격히 저하된다. 따라서 고정자 권선 배수 및 누설시험, 휴지관리 방법 등을 최적화하고, 주기적으로 흡습시험을 통해 절연물 잔여수명을 평가하며, On-Line 감시를 강화해야 한다. 또한 Water Clip Brazing 품질을 확보하고, 불시고장에 의한 장기간 발전정지 대비 고정자 권선 예비품을 확보해야 한다.

회전자는 층간 절연 파괴에 의한 단락 및 지락이 주요 고장 원인으로 분석되었다. Flux Probe 및 지락검출 장비로 운전 중 층간 단락 및 지락을 주기적으로 감시하고, 대형 고장 대비 회전자 Assembly로 예비품을 확보해야 한다.

발전기 수소누설은 고정자 권선, 밀봉장치 및 발전기 외부를 통한 누설이 주요한 원인으로 분석되었다. 수소누설 제한치를 운영하여 단계별로 발전기 안전운전을 위한 조치를 취하고, 수소 축적이 가능한 장소에 수소농도 감시설비, 환기설비 및 방폭형 전기설비 등을 설치하여 발전기 화재 및 폭발을 방지해야 한다.

발전기 취약부위에 대해 예방정비 프로그램을 최적화하고, 주기적으로 열화평가를 수행하며, 상태감시를 강화하여 예측정비를 수행함으로써 발전기 운전수명을 5년(국내

의 발전기 Refurbishment 및 EPRI 통계 수명 25년, 한빛 3,4호기 Refurbishment 수명 20년) 이상 연장시킬 수 있다. 또한 고정자 권선과 회전자 고장은 최소 30일~180일 까지 장기간 발전정지를 유발할 수 있는 부품으로, 발전소 호환성을 고려하여 적정 예비품을 확보함으로써 고장 발생 시 10일 내로 발전정지 기간을 단축할 수 있다. 경제적 가치로 환산하면 발전소 수명기간 중 1,000MW 표준형 원전 발전기 1기가 1회 대형 고장을 경험할 경우 약 331억원~2,815억원($69\text{원/kWh} \times 24\text{h} \times 1,000,000\text{kW} \times 20\text{일} \sim 170\text{일} \times 1\text{기} \times 1\text{회}$, 2015.10.06.일 원자력 판매단가 기준)의 발전손실 비용을 저감시킬 수 있다.

참고문헌

- [1] EPRI 1007423 "Main Generator Life Cycle Management Planning Source books", 2003
- [2] GE Power System GER-3751A "Understanding, Diagnosing and Repairing Leaks in Water-Cooled Generator Stator Windings", 2008
- [3] GE Energy System TIL 1098-3R2 "Inspection of Generators with Water Cooled Stator Windings", 1995
- [4] GE Energy System TIL 1098-3R3 "Inspection of Generators with Water Cooled Stator Windings", 2001
- [5] GE Energy GER-4223 "GE Generator Fleet Experience and Available Refurbishment Option", 2004
- [6] GE Power System GER-4212 "GE Generator Rotor Design, Operational Issues and Refurbishment Options", 2001
- [7] Hitachi Power System GAE-2006-0371 "Detail of Process by Which Fitting of Clips onto Windings shall Ensure no Future Water Leak", 2006
- [8] INPO Topical Report TR4-38 "Review of Main Generator Failures", 2004
- [9] EPRI 1011896 "Guidelines for Effective Component Engineering", 2005
- [10] EPRI PMBD 2.0
- [11] Hanbit Nuclear Unit 3,4 Generator Operation & Maintenance Manual, 2010
- [12] KHNP 원전 주발전기 운영관리 기술개발, 2003.8
- [13] KHNP 원전 주발전기 냉각용 수소누설로 인한 화재 및 폭발방지 대책 연구, 2008
- [14] KHNP 발전기 고정자 권선 Water Clip 부식 및 수명관리, 2009
- [15] KHNP 발전기 수소 소모율 관리 기준 검토, 2015
- [16] 두산중공업 TCR00082A "원자력발전소별 발전기 회전자 비교", 2009
- [17] 두산중공업 TCR00084A "원자력발전기 고정자 권선 구조 및 호환성 검토", 2009
- [18] KPS "한빛 3호기 발전기 정밀점검 보고서", 2012

감사의 글

원자력발전소에서 10년 동안 근무하면서 원자력 분야에 대한 저의 지식은 부족하기만 했고 배움에 대한 갈증에 항상 목말라 있었습니다. 원자력발전소 엔지니어로서 전문성을 함양하여 원자력과 함께 보다 나은 성장과 발전을 위해 힘들게 시간을 쪼개어 일과 공부를 병행하게 되었습니다. 때로는 제 자신의 발자취가 부끄럽고, 지나온 길에 부족함을 느껴서 계속 공부해야 했던 제게 석사학위 과정의 길은 학문의 길이기도 했지만 마음을 가다듬는 인격수양의 길이기도 했던 것 같습니다.

훌륭한 교수님들의 애정 어린 지도와 같이 공부했던 회사 선배님들의 아낌없는 조언과 헌신적인 도움이 없었다면 가능하지 못했을 거란 생각이 듭니다. 과제 해결을 위해 토론하고, 고민하며 지냈던 지난 시간들 모두가 저에겐 한순간도 잊지 못할 소중한 추억입니다. 매주 세 시간의 거리를 마다하지 않고 사랑과 열정으로 강의를 해 주신 교수님들의 모습에 용기를 얻었고, 마침내 논문을 마치는 감사의 글까지 쓰게 되었습니다.

이 짧은 지면을 통해 일일이 감사의 뜻을 전하지는 못하지만 그 분들의 도움이 아니었다면 힘들었을 것입니다. 모든 과정을 마치고 논문의 마지막을 감사의 글로 남기려고 하니 항상 도움만 받고 베풀지 못한 제 자신이 한없이 부끄러워집니다. 본 논문을 지도해 주시고 한량없는 열정과 자상함으로 끝까지 이끌어 주신 이경진 교수님께 진심으로 깊은 감사의 말씀 올립니다.

오늘의 결실이 있기까지 물심양면으로 아낌없는 지원을 해준 가족들과 직장 동료들에게도 감사의 마음을 모아 대학원 생활의 마지막 결실인 이 논문을 바치고 싶습니다. 그동안 힘들 때마다 든든한 버팀목이 되어줘서 고맙습니다. 늘 함께 하지 못해 미안했습니다. 사랑합니다.