

발전기 고정자권선의 수명평가 기법에 대한 신뢰성 평가

주영호, 공태식
대전 전력연구원

Evaluation For remaining Life Techniques of Power-Generator

Young-Ho Ju, Tae-Sik Kong
Korea Electric Power Research Institute

Abstract - 발전소 수명연장의 필요성과 더불어 발전기 수명예측기법이 발전기 제작사를 중심으로 연구되어 왔으며 국내에도 수명예측과 관련기술들이 주로 일본의 영향을 받아 도입되어 발전소 현장에 활용되고 있고 평가의 신뢰성을 높이기 위해 노력하고 있다. 본 연구에서는 국내에 적용되고 있는 발전기 수명예측방법과 적용기준을 살펴보고 실제 발전소를 대상으로 수명평가한 사례중에서 평가결과의 신뢰성에 문제가 될 수 있는 몇가지 사례를 예시하고 분석하였다. 그 결과로 수명예측의 신뢰성을 높이기 위해서는 발전기의 냉각방식에 따라 수명평가 기준이 달리 적용되어야 한다는 것과, 최대부분방전량 측정오차를 줄여야 한다는 것, 고정자권선 단말부 흡습에 대한 고려가 필요하다는 것 등을 제시하였다.

1. 서 론

1980년대 이후 국내 경제성장과 더불어 전력설비 수요가 급증하고 있으나 현실적으로 신규발전소 건설은 막대한 초기 투자비와 건설기간, 부지확보문제, 이산화탄소 배출규제 등 환경문제 등으로 어려움이 가중되고 있으며 유일한 대안으로 평가되는 기존발전소의 수명 연장에 관심이 증대되고 있다.

일반적으로 발전소의 설계수명은 35-40년이나 경제수명은 25-30년 정도이며 경제수명이 다하면 효율 및 신뢰도가 낮아져 경제성을 상실하는 것으로 파악된다. 따라서 경제수명을 지나면서 설비의 설계자료, 운전상태, 문제점 등을 검토하여 발전기, 터빈 등 각 설비에 대한 잔존수명을 평가하게 되며 이를 바탕으로 필요한 설비를 교체하거나 개조하는 과정을 거쳐 발전소의 수명을 연장한다. 국내의 경우 2000년대에 이미 경제수명에 이른 기존 발전소에 대한 수명평가가 이루어져 고리원자력, 여수화력 등 여러 발전소가 수명을 연장하여 운전하고 있다.

발전기의 잔존수명은 고정자권선의 절연열화, 고정자철심 손상상태, 회전자 축의 피로(Fatigue), 회전자 리테이닝링(Retaining-Ring)의 응력부식균열(Stress-corrosion Cracking) 등이 영향을 주는 요소이다. 그러나 일반적으로 회전자 축(Rotor)이나 리테이닝링 부분은 크리프 피로(Creep Fatigue)가 없고 기계적 수명이 반영구적이므로 실제로 발전기 잔존수명을 결정하는 요소는 고정자권선의 잔존수명이라고 할 수 있다.

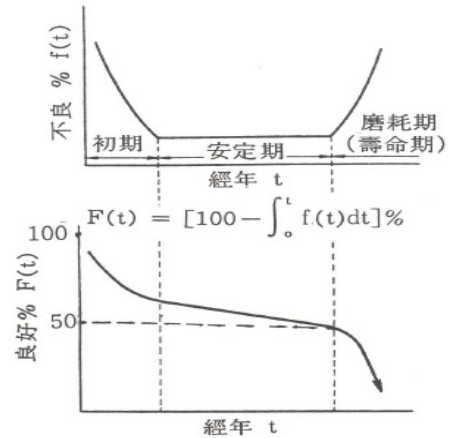
본 논문에서는 국내 발전소에 적용되고 있는 발전기 고정자권선의 잔존수명 평가기법을 소개하고 현장 적용사례를 중심으로 평가결과를 비교하여 현재의 평가기법이 가지고 있는 문제점을 제시하고 신뢰도를 높일 수 있는 대안과 향후의 연구방향을 기술하였다.

2. 본 론

2.1 발전기 고정자권선의 잔존수명 평가기법 [1]

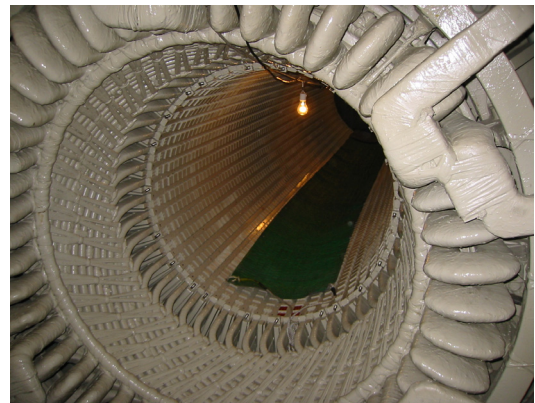
일반적으로 재료의 열화는 그림1의 신뢰성곡선에서 나타내는 바와 같이 초기치의 50%이하에서 수명기에 들고 이 단계부터 열화 진행도는 급속히 진전되는 것으로 알려지고 있으며 절연물에 있어서는 국제규격인 IEC-216에서 "절연파괴전압 초기치의 50% 이하점"을 수명점으로 정의하고 있다.

발전기의 경우 절연설계시의 초기치 절연파괴전압은 정격전압의 4-5배 정도로 설계되는 것으로 알려져 있으며 절연물의 수명점은 (2E +1)KV 정도의 잔여 절연파괴전압 갖는 것으로 추천되고 있으므로 이는 초기치의 50%에 상당하는 전압이 된다. 이러한



〈그림 1〉 신뢰성곡선

값을 고려하여 절연교체 시점을 초기치의 40%에서 실시하는 것이 타당하다고 보고되고 있다. 그림2에서 발전기 고정자권선의 실제모습을 보여주고 있다.



〈그림2〉 발전기 고정자권선 모습

2.1.1 운전이력에 의한 수명평가 방법(N-Y Map)[2]

발전기 고정자권선의 절연열화는 기동,정지횟수(N) 및 운전시간(Y)의 경과에 의해 전기적, 열적, 기계적, 환경적 열화가 상호간에 복합적으로 작용하여 진전된다. 이러한 절연체의 복합열화는 운전이력과 비례하여 밀접한 상관관계가 있다. 이것을 수명에 관한 일반식으로 표현하면

$$Vr(\%) = (1-aY)(1-bN) \times 100\% \dots\dots\dots(2.1)$$

여기서,

Vr(%) : 잔여 절연파괴전압
a : 연차소모율

b : 기동정지소모율
 Y : 운전년수
 N : 기동정지횟수.

연차소모율(a)과 기동정지소모율(b)는 제작사에 따라 차이가 있으며 이러한 수명평가방법은 주로 일본의 미쓰비시, 히타치 등 주로 발전기 제작사를 중심으로 자사 발전기의 수명계산에 활용되고 있다.

2.1.2 비파괴 시험결과에 의한 수명평가 방법 (D-Map, Discharge Map)[2][3]

절연물의 열화가 진행되면서 절연물내의 미소공극이나 크랙(Crack)이 증가하게 되며 여기에 전압이 인가되면 이 미소공극에서 부분방전이 발생하고 유전손실이나 용량성 전류가 증가한다. 열화가 진전되면 절연물내의 미소공극이나 크랙이 점점 커지게 되어 결국 절연파괴에 이르게 된다.

발전기 제작사인 히타치에서 1981년부터 1990년까지 약 10여년에 걸친 연구를 통해 비파괴 시험치인 부분방전의 최대크기(Qm)와 방전계수 Δ(유전정접 Δtanδ와 교류전류증가율 ΔI의 합)와 고정자권선의 잔존과피전압과의 관계식을 실험식으로 발표하였다.

$$V_r = 100 - 1.8(\Delta - 0.8) - k \log((Q_m/1500)) \dots\dots\dots(2.2)$$

여기서,

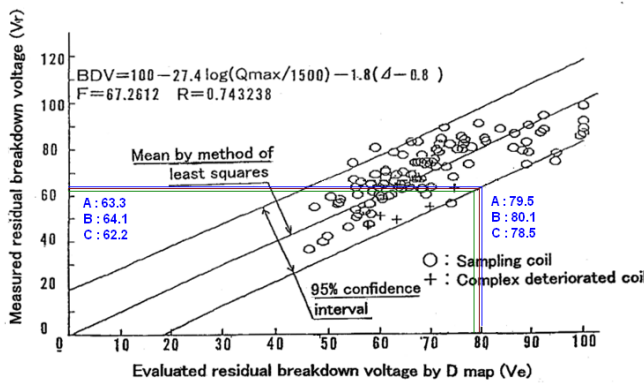
- V_r : 잔여 절연과피전압 [%]
- Δ : 방전과피매타 (Δtanδ + ΔI) [%]
- k : 상수 (예폭시계통 27.4)
- Q_m : 최대방전전하량[pC]

위의 관계식은 실험실에서 강제열화시킨 고정자권선과 발전기 슬롯(slot)에서 빼낸 권선을 시료로 하여 도출된 실험식으로, 실제 현장에서 발전기의 슬롯에 삽입된 상태에서 시험하는 경우와 크게 차이점이 있어 고정자권선의 열화정도를 정확히 판정할 수 없다는 견해도 제시되고 있다.[4]

2.2 국내의 발전기 고정자권선의 수명평가

우리나라에서는 경제성장과 더불어 80년대 이후 집중적으로 많은 발전소가 건설되어 현재에 이르렀다. 따라서 많은 발전기가 경제수명기에 접어들고 있는 상황이며 90년대 이후에서야 발전소 수명연장에 관심을 갖게 되면서 국내에서도 발전기 수명평가를 실시하게 되었다. 초기에는 외국의 발전기 제작사에 의뢰하여 수명평가를 시행하였으나 수명연장 비용을 과다하게 요구하는 등 많은 논란이 야기된 바 있어 2000년대 들어서는 국내 전문기관에 의해서 발전기 수명평가가 이루어지고 있다.

우리나라의 발전기 수명평가는 일본에서 개발된 평가방법을 준용하고 있으며 운전이력에 의한 평가기법은 필요시 참고용으로만 활용하고 주로 비파괴시험 결과에 의한 수명예측방법(Discharge Map)을 사용한다.



<그림3> D-Map법에 의한 잔여절연내력과 측정 잔여절연내력의 관계 곡선

2.2.1 국내 발전기 수명평가방법

국내 발전기에 대한 수명평가방법은 비파괴 시험결과로 계산

하는 수명예측식(D-Map)을 사용한다. 즉,

잔여 절연과피전압 $V_r = 100 - 1.8(\Delta - 0.8) - 27.4 \log((Q_m/1500))$ [%]
 여기서,

- Δ : (Δtanδ + ΔI) [%] (정격전압에서 측정)
- Q_m : 최대방전전하량[pC] (상전압에서 측정)

이 결과인 V_r은 각 상의 평균치를 나타내는 값으로 평가의 신뢰성을 높이기 위해 그림3의 관계곡선을 이용하고, 95% 신뢰구간 하한치를 적용하여 실제 잔여절연과피전압(Measured residual breakdown voltage)으로 한다. 판정기준은 이 값이 40%미만일 경우 수명기에 들어선 것으로 보고 발전기권선의 교체를 권고한다.

2.2.2 수명평가 사례 및 신뢰성 분석

국내 발전기의 수명평가 사례중에서 평가결과의 신뢰성에 문제점으로 제시할 만한 몇가지 사례를 정리하면 다음과 같다.

<표 1> 국내 발전기 수명평가 사례[5][6]

N O	대상발전기	운전시간(준공)	Δ[%]	Q _m [pC]	잔여수명[%]	비고
1	부산#1 78MVA, 13.8KV	30년 (‘64)	A:8.30	32000	A:36.6	-’94.12시험 - 수소냉각
			B:9.34	44000	B:29.6	
			C:10.98	40000	C:28.2	
2	평택#1 390MVA, 19KV	26년 (‘79)	A:1.10	8000	A:63.3	-’05.3시험 -수냉각
			B:1.98	6700	B:64.1	
			C:1.57	8100	C:62.2	
3	보령#2 615MVA, 22KV	22년 (‘83)	A:4.94	4300	A:64.3	-’05.7시험 -수냉각
			B:5.60	5000	B:61.3	
			C:5.48	5800	C:59.6	
4	삼천포#1 660MVA, 22KV	23년 (‘82)	A:6.17	22000	A:42	-’05.11시험 -수냉각
			B:5.99	22000	B:42	
			C:5.77	20000	C:42	
5	호남#1 353MVA, 24KV	9년 (‘98)	A:11.32	1400	A:74.0	-’07.7시험 -수냉각
			B:10.76	1300	B:75.9	
			C:8.36	1000	C:83.3	

표1의 No.1 사례인 부산화력의 경우 운전기간이 30년을 넘는 수소냉각 방식의 발전기로서 ‘94년 수명평가 시험 결과 방전과피매타(Δtanδ + ΔI)인 Δ값은 8.3~10.98%(정상범위 이내)로 비교적 낮게 측정되었고 최대부분방전 Q_m은 32,000~44,000[pC]으로 매우 높게 측정되었으며 수명평가 결과 각 상별 잔여수명이 30.6%, 24.7%, 23.5%로 예측되어 수명점을 지나버린 것으로 평가되었다. 그러나 이 발전기는 그후 10년동안 정상적으로 운전되었다. 이것은 수소냉각방식의 발전기의 경우 D-map에 의한 수명평가 방법이 적합하지 않을 수 있다는 것을 의미한다.

No.2번 사례인 평택화력 #1의 경우는 정상적인 평가결과로 보여진다. 그러나, No.3, No.4 평가결과를 비교하여 보면 준공이 비슷한 시점의 발전기임에도 불구하고 최대부분방전값 Q_m이 크게 차이를 보이고 있으며 이로 인해 잔여수명에 큰 차이를 보여주고 있다. 이는 Q_m 값이 높은 발전기가 제작시 결함이나 운전중 환경의 차이로 발생 할 수도 있으나 측정시에 주변잡음에 의한 오차에 기인할 수도 있다.

현재 국내 수명평가에 적용중인 D-map 평가방식의 가장 큰 문제점은 최대 부분방전 Q_m 측정값에 의해 평가결과가 너무 크게 좌우된다는 점이다. Q_m은 원천적으로 주변잡음(Noise)에 크게 영향을 받기 쉽다. 따라서 Q_m 측정시 주변잡음이 높을 경우 주변의 접지강화를 통해 최대한 잡음레벨을 낮추어야 하며 Q_m 측정지점의 높은 노이즈 레벨로 계측기 교정(Calibration)이 미흡할 경우 측정결과에 큰 오차를 초래할 수 있다 또한, 위에서 분석한 바와 같이 수냉각, 수소냉각, 공기냉각 등 발전기 냉각방식에 따라 수명평가 방법이나 평가기준이 달라야 할 것으로 보인다.

No.5인 호남화력 #1의 경우는 운전기간 9년인 발전기임에도 불구하고 Δ값이 8.3-11.3으로 높게 나타나는 것은 고정자권선들 중간에 교체한 영향으로 분석된다.

또 다른문제중 하나인 수명평가 사례로 제시되지는 않았지만 ‘91년에 준공된 삼천포#4 발전기의 경우는 운전기간도 20년 이내이

고, Δ 와 Q_m 값도 정상범위 이내 임에도 불구하고 2008년도에 고정자권선의 단말부에서 흡습에 의한 부식현상으로 절연파괴되었다. 이 것은 수냉각 방식의 발전기의 경우 D-map 평가기법 적용만으로는 미흡하며 고정자권선 단말부 흡습에 대한 별도의 평가기법이 필요하다는 것을 의미한다.

3. 결 론

본 논문에서는 국내의 발전기 수명평가에 활용되고 있는 발전기 고정자권선 잔존수명 예측기법을 살펴보고 실제로 국내 발전기에 적용한 사례들을 중심으로 평가기법의 신뢰성을 분석하고 다음과 같은 결론을 얻었다.

- 1) 발전소 수명연장을 검토하기 위해서는 발전기 고정자권선에 대한 잔존수명 예측기법이 반드시 필요하며, 신뢰도를 높이기 위한 지속적인 노력이 요구된다.
- 2) 일부 발전기의 경우 최대부분방전량 Q_m 이 높게 장기간 운전되어도 절연파괴되지 않았으며 이 것은 발전기의 냉각방식 즉, 수소냉각방식, 공기냉각방식, 수냉각 방식에 따른 별도 평가기준이 필요하다.
- 3) 수명평가 결과의 신뢰도를 높이기 위해서는 최대부분방전량 Q_m 이 정확하게 측정되어야 한다. 이를 위해 다중집지 등으로 잡음레벨(Noise level)을 최대한 낮추어야 하며, 측정기 교정(Calibration)시 오차를 줄이기 위한 노력이 필요하다.
- 4) 수냉각 발전기의 경우 수명예측 결과가 정상범위임에도 절연파괴가 발생하였으며. 이 것은 수냉식의 경우 D-map 평가기법 적용만으로는 미흡하며 고정자권선 단말부 흡습에 대한 별도의 평가기법이 요구된다.

또한 향후의 과제로는 장기간 사용으로 열화되어 폐기되는 권선, 또는 시험실에서 가속열화시킨 모델권선 등을 확보하여 수명평가를 시행하고 실제 절연파괴시험을 통해 그 결과를 비교하여 발전기 수명평가 방법의 신뢰도를 높여나가는 노력이 요구된다.

[참 고 문 헌]

1. M.Taniguchi의 2인 “대형회전기 코일의 수명진단기술” 日立評論 Vol 67 No2, p73-77, 1985.5
2. 'Y.Takikawa의 5인 “발전기의 예방보전기술” 日立評論 Vol 72, No8, p35-42, 1990.8
3. K.Kadotani의 3인 “고압회전기 코일의 절연진단과 수명예측” 日立評論 Vol 3, No3, p35-42, 1981.3
4. Ontario Hydro Research Division “Motor and Generator Insulation Life Estimation” EPRI TR-100185, Vol 1, Project 2577-1, Final Report, Jan. 1992.
5. 한국전기연구소 “부산화력 #1,2 노후취약설비 정밀진단 및 수명평가 연구“ 한전 기술연구원보고서 KRC-93G-05, '94.12
6. 한전 전력연구원 “발전소 정밀진단 및 수명평가 보고서” KEPRI보고서 '05.03-'07.07.