

XLPE 특고압 전력케이블의 절연 진단

Diagnostic Test of XLPE Ultra High Voltage Electric Power Cable

변두균*, 홍진웅**

Doo-Gyoon Byun and Jin-Woong Hong

Abstract

A diagnostic test of 15.4kV cross-linked polyethylene(XLPE) ultra high voltage power cables from generator in the Soyanggang hydro electric power plant was conducted over 3 months, beginning April 2001. According to the results, in the case of the power cables from generator 1, there was little possibility of proceeding rapidly to failure or defect because the data from diagnosis doesn't indicate any failure, deterioration or partial discharge. However, in the case of the power cables from generator 2, the polarization index show a slight abnormal condition of the insulator that is not severe, and the deterioration was also identified as not severe. However, the partial discharge had an abnormal condition which was severe.

Keywords : diagnostic test, XLPE, power cable, deterioration, polarization index, dielectric loss, partial discharge,

1. 서론

일반적으로 전력설비의 수명은 30년 정도를 목표로 한다[1][2]. 가교 폴리에틸렌 절연 케이블의 경우도 목표수명 30년을 기준으로 설계하고 있으나 15년 정도 이후부터는 열화에 의한 사고가 발생하고 있고 20년 정도 경과한 후에는 사고를 감소시키기 위해 선로 전체를 미리 교체하는 경우가 많다. 시간 경과에 따라 나타나는 전력케이블의 열화는 보통 구성재료의 변질에 의해 발생한다[3].

1973년에 설치된 소양강 수력발전소의 발전설비 중 발전기 자체는 열적, 기계적, 전기적으로 노후의 징후가 나타나 이미 교체하였으나 전력케이블 및 변압기는 최초 준공 이후 계속 사용하였기 때문에 사용 기간이 약 28년에 달하고 있다. 발전기와 변압기를 연결해주는 XLPE 절연 전력케이블은 교체 이외에는 특별한 보수대책이 없는 실정이다.

현재 설치되어 있는 케이블은 1970년대 초에 제

현재 설치되어 있는 케이블은 1970년대 초에 제작된제품으로 그 당시의 제작기술을 감안할 때 고온, 고압의 수증기를 사용하여 가교 과정을 진행시켰을 것으로 판단되므로 절연에 있어 가장 많은 문제점을 발생시키고 있는 수트리 열화현상이 발생하기 좋은 조건을 가지고 있다고 보여진다.

따라서 목표수명연한에 도달하고 있는 소양강 수력발전소 특고압 전력케이블의 절연진단시험을 실시하고 결과의 분석을 통하여 현재의 상태를 판단하여 보았다.

2. 진단

전력기기의 절연진단을 위해 사용되는 시험법은 일반적으로 비파괴시험인 절연특성시험과 파괴시험인 절연내력

시험으로 분류된다. 절연특성시험은 직류전압시험과 교류전압시험으로 구분된다[4].

절연특성시험은 절연상태를 진단평가하여 보수계획을 수립하고 수명연장과 안정적 운영을 위한 상태진단의 목적으로 주로 사용되고 절연내력시험은 품질보증을 위한 절연강도 점검의 목적으로 사용된다[5][6]. 소양강 수력발전소 발전기 전력케이블

* : 한국수자원공사 (dgbyun@kowaco.or.kr)

** : 광운대학교 전기공학과(ealab@gwu.ac.kr)

의 절연진단시험은 현재 운영 중인 시설임을 감안하여 비파괴시험인 절연특성시험을 실시하였다.

진단을 위한 시험으로는 직류전압시험인 절연저항시험, 직류누설전류시험 및 회복전압시험과 교류전압시험인 $\tan \delta$ 측정, 부분방전시험이 실시되었다.

이들 시험 중 직류누설전류와 유전정접시험 및 부분방전시험에 대한 측정 결과를 분석하여 전력케이블의 절연상태를 진단하였다.

2.1 직류누설전류 측정

소양강 수력발전소 특고압 케이블의 경우 운전전압이 AC 15.4 kV이고 사용년한이 30년 가까이 된 점을 고려하여 20 kV의 시험전압을 인가하였다. 1992년 실시된 절연진단 시에도 20 kV까지 인가했던 경험이 있다.

만일 운전 중 케이블에 열화현상이 발생하였다면 시험을 위한 직류 고전압의 인가는 사용 중인 케이블에 치명적인 손상을 가할 가능성이 있다고 보고되고 있으나 직류 20 kV는 교류 7.1 kV에 해당하므로 선로의 잔존수명 특성에 영향을 미치지 않는 것으로 판단하였다. 측정은 각 호기별 22 kV 1300 mm² 전력케이블에 대해 각 상별 3회선 씩 모두 18회선에 대해 실시하였다.

측정기기로는 Mitsubishi DC 60 high voltage tester와 YEW 3036 X-Y strip chart recorder를 사용하여 누설전류 값을 기록하였다. 순간총전류(I_C), 흡수전류(I_D), 누설전류(I_L) 중 흡수전류, 누설전류를 측정하여 절대치, 전류-시간특성, kick 현상 등 전류의 특이점 발생유무를 확인하였다.

2.2 정전용량 및 유전손실 측정

$$\text{XLPE 케이블의 유전정접은 } \tan \delta = \frac{1}{wCR}$$

로 표현할 수 있다. 수트리에 현상 등으로 절연체의 절연저항 R 이 감소하면 $\tan \delta$ 값은 증가하게 된다. $\tan \delta$ 는 케이블 열화 정도가 평균적으로 나타나기 때문에 수트리에 의한 국부적인 열화가 발생했다 하여도 케이블의 길이가 길면 $\tan \delta$ 는 작은 값을 나타낼 수도 있다[7].

그러나 소양강 수력발전소의 경우는 측정 대상 케이블의 길이가 80 m 정도였으므로 이와 같은 문제는 없었다. 또 복합절연체로 구성되어 2~3 %의 높은 손실율을 나타내는 발전기 권선 등과는 달리

단일 절연재료로만 구성된 XLPE 케이블에서는 정전용량의 변화가 크지 않기 때문에 측정된 데이터 중 정전용량은 진단 parameter로는 사용하지 않았다.

$\tan \delta$ 는 전체적인 평균특성을 나타내므로 국부 결함을 검출하기 위해 운전전압인 8.9 kV와 케이블 정격전압인 12.7 kV의 두 stress에서 측정하였다. 측정에는 TETTEX 2801 shering bridge, TETTEX 5516 null detector 그리고 hipotronics 75 kV resonance AC power supply를 사용하였다. 유전손실 측정에 이용된 측정기기를 그림 1에 보인다.

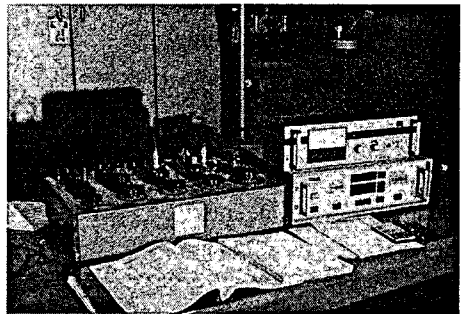


그림 1 유전손실 측정 장치의 구성

Fig. 1 The measuring equipment for the dielectric loss

2.3 부분방전시험

부분방전시험은 절연체 안에 존재하는 void나 gap 등의 결함 요인을 검출하기 위해 오래 전부터 사용되어 온 진단의 한 방법이다[8]. 그러나 실제 전력케이블의 경우 외부잡음으로 인하여 필요한 측정감도인 수 pC 까지의 측정이 현재로서는 불가능하기 때문에 널리 적용되지 못하고 있다.

소양강 수력발전소의 경우도 이러한 사항들을 고려하여 부분방전시험을 통해 단말이나 뚜렷한 시공 불량 지점을 발견할 가능성을 확인하고자 실시하였다. 잡음제거회로를 가지고 있는 Robinson 800 series partial discharge detector와 TETTEX ultra sonic detector를 이용하여 50 pC까지 측정할 수 있었다. 측정 장치의 일부를 그림 2에 보인다.

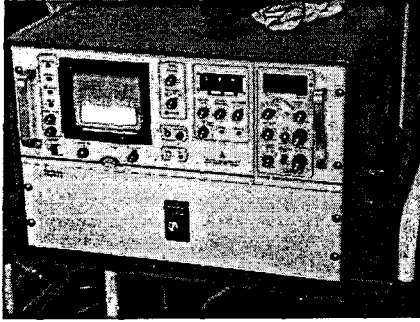


그림 2 부분방전 측정 장치

Fig. 2 The measuring equipment for the partial discharge

3. 결과 및 고찰

3.1 직류누설전류

측정 결과 그림 3과 같은 그래프를 X-Y recorder로부터 얻을 수 있었다. 흡수전류(I_D), 누설전류(I_L)를 1분치와 7분치로부터 각각 확인하였고 이로부터 polarization index 값을 구하였다.

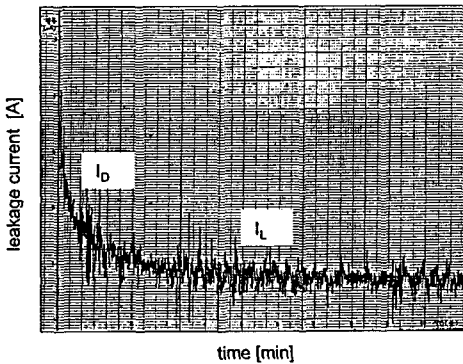


그림 3 직류누설전류 시간 특성 측정 그래프

Fig. 3 The time characteristic graph for DC leakage current

제1호 발전기 케이블의 흡수전류(I_D)는 R상이 $0.03 \sim 0.0345 \mu A$, S상이 $0.022 \sim 0.031 \mu A$, T상이 $0.018 \sim 0.021 \mu A$ 로 나타났고 누설전류(I_L)는 R상이 $0.003 \sim 0.013 \mu A$, S상이 $0.0015 \sim 0.012 \mu A$, T상이 $0.0025 \sim 0.004 \mu A$ 로 나타났으며 제2호기의 경우도

전체적으로 흡수전류(I_D)는 $0.024 \sim 0.076 \mu A$, 누설전류(I_L)는 $0.005 \sim 0.043 \mu A$ 의 범위에 있음을 알 수 있었다. 이 데이터로부터 절연상태를 확인하기 위해 polarization index 값을 구한 결과 다음의 표 1과 같았다.

표 1 발전기 케이블 polarization index 값
Table 1 polarization index data from gen. cable

	1 st gen. cable	2 nd gen. cable
R1	10.0	4.25
R2	2.91, kick	2.50
R3	2.65, kick	2.59
S1	5.50	4.67
S2	2.58, kick	2.29
S3	16.6	4.80
T1	4.5	1.54, kick
T2	8.0	1.80, kick
T3	6.0	1.77, kick
temp.	20.6 °C	20.5 °C
humidity	39.7 %	45.8 %

polarization index 데이터 분석 결과 제1호 케이블은 2.65 이상, 제2호 케이블은 1.77 이상으로 나타났다.

제1호 케이블은 몇 개의 데이터에서 kick 현상을 보이고 있으나 불량 또는 열화 판정의 기준값인 2.0 으로부터 벗어나 있었다. 그러나 제2호 케이블의 경우는 kick 현상과 함께 심각하지는 않으나 절연체가 부분적으로 비정상 상태임을 나타내고 있다.

3.2 정전용량 및 $\tan \delta$

케이블에 있어 $\tan \delta$ 는 진단 parameter로서 사용되지 않기 때문에 정전용량 값은 측정 중 확인만 하고 $\tan \delta$ 만을 대상으로 분석하였다. 운전전압인 8.9 kV와 케이블 정격전압인 12.7 kV 두 stress에서 $\tan \delta$ 값을 측정하였다. 두 값에서의 $\tan \delta$ 측정값이 큰 차이가 난다면 관통 수트리의 가능성을 의심할 수도 있다.

표 2에 측정값을 나타내었다. 몇몇 선로에서 0.1 % 부근의 값이 나타나고 있으나 전압상승에 따른 뚜렷한 손실의 증가가 보이지 않고 0.1 % 부근의 값이 안정되었다면 열화에 의한 것이라고보다는 케이블 단말 등에서의 손실로 보여진다. 판정 기준은 0.22 % 이다.

표 2에서의 $\tan \delta$ 값에 편차값을 적용한 후 그림 4, 그림 5에서와 같이 각 상간의 데이터와 비교하여 보았다. 그림에서 보는 바와 1, 2호기 모두 측정값 간의 큰 차이는 보이지 않고 있다. 1992년 측정했던 데이터와도 큰 차이는 없음을 알 수 있다.

표 2 $\tan \delta$ 측정값

Table 2 $\tan \delta$ data from gen. cable

stress voltage	1 st gen. cable		2 nd gen. cable	
	8.9 kV	12.7 kV	8.9 kV	12.7 kV
R1	0.05	0.06	0.07	0.07
R2	0.03	0.04	0.05	0.05
R3	0.10	0.11	0.10	0.10
S1	0.04	0.05	0.07	0.07
S2	0.03	0.04	0.06	0.06
S3	0.10	0.12	0.08	0.08
T1	0.07	0.08	0.08	0.08
T2	0.08	0.09	0.07	0.07
T3	0.07	0.08	0.10	0.10
temp.	19.0 °C		23.2 °C	
humidity	30.0 %		39.3 %	

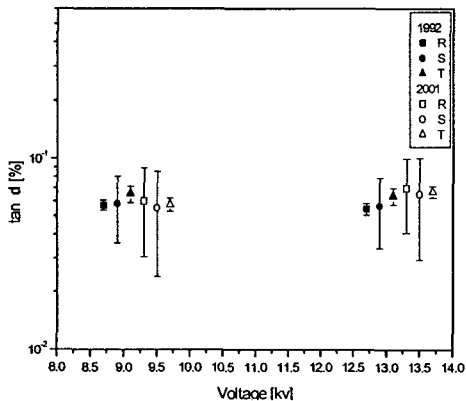


그림 4 제1호 케이블 $\tan \delta$ 특성

Fig. 4 The properties of $\tan \delta$ from first cable

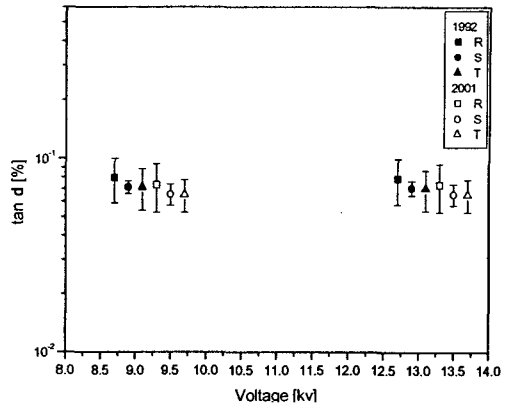


그림 5 제2호 케이블 $\tan \delta$ 특성

Fig. 5 The properties of $\tan \delta$ from second cable

3.3 부분방전시험

몇몇 선로에서 큰 방전현상이 관측되었으나 단말부분을 열풍건조하고 단말표면에 부착된 온도측정용 테이프 등을 제거한 후 초음파 관측기로 추가 검색한 결과 모두 단말부에서 온도변화에 의해 발생하는 것으로 판정되었으며 정상적인 설비운전 시에는 발생하지 않았다. 또한 수 년 전에 일괄 단말작업을 실시한 1호기에서는 92년 기록과 달리 부분방전 현상이 전혀 발생하지 않은 것을 고려할 때 단말부에서의 일시적인 현상으로 판단된다.

표 3 부분방전 측정 결과

Table 3 The result of measurement of the partial discharge

stress voltage	1 st gen. cable		2 nd gen. cable	
	8.9 kV	12.7 kV	8.9 kV	12.7 kV
R1	50 pC ↓	50 pC ↓	250 pC	300 pC
R2	50 pC ↓	50 pC ↓	200 pC	250 pC
R3	50 pC ↓	50 pC ↓	350 pC	700 pC
S1	50 pC ↓	50 pC ↓	200 pC	1000 pC
S2	50 pC ↓	50 pC ↓	50 pC ↓	50 pC
S3	50 pC ↓	50 pC ↓	250 pC	400 pC
T1	50 pC ↓	50 pC ↓	200 pC	1000 pC
T2	50 pC ↓	50 pC ↓	200 pC	1000 pC
T3	50 pC ↓	50 pC ↓	150 pC	900 pC
temp.	19.0 °C		21.5 °C	
humidity	30.0 %		37.0 %	
noise	50 pC		200 pC	

4. 결 론

제1호 전력케이블은 이상의 진단결과를 종합해 볼 때 현재로서는 불량 또는 열화된 것으로 판정되는 범위에서는 벗어나 있으나 polarization index 값 등에 의해 심각하지 않은 정도로 열화가 진행되고 있음을 알 수 있었다. 직접적인 전구파괴 현상인 부분방전현상은 나타나지 않았으며 부분방전에 의한 전기 tree현상과 같이 수개월 이내에 급속한 열화가 진행될 가능성은 매우 낮은 것으로 판단되었다.

급속한 마모현상인 전기 tree를 제외한 절연재료의 변성이나 수 tree현상 등은 통상 3년에서 5년 정도에 어느 정도의 변화를 나타내는 점을 고려할 때 1호기의 전력케이블은 현재로서는 운전에는 지장이 없는 것으로 판단되었다.

제2호 전력케이블은 수 tree현상이나 절연체의 부분적인 비정상상태를 나타내는 polarization index, 회복전압 등에서는 심각하지 않은 열화현상이 나타난 반면 부분방전현상은 매우 심각하게 나타났다.

대부분의 부분방전현상은 현장시험에서 관측된 단말부분의 문제일 것으로 추정되나 운전전압 하에서 연속적으로 발생하는 방전현상은 절연파괴를 급속히 촉진시킬 것으로 예상하였다.

실제 운전전압에서 재 측정된 결과에서는 부분방전현상이 발견되지 않았으므로 시험전압인가시의 일시적인 방전현상으로 판단되지만 방전개시전압이 운전전압에 근접해 있는 것으로 판단되었다.

- [1] 岸 敬二, “高電壓 技術”, pp. 185-195, コロナ, 1999
- [2] 한국수자원공사, 2001 소양강발전설비 전력케이블 현장 진단시험 공동연구, pp. 11-12, 2001.
- [3] 기초전력공학공동연구소, 전력케이블의 열화진단과 실습, pp. 1-2, 2001.
- [4] 류희석, “전력기기 절연진단 및 평가법(1) - 회전기와 케이블의 절연진단”, 한국전기연구원, 2001년 제5회 기술교육 교재, Vol. 4. No.5, pp. 226-229, 2001
- [5] 김광화, “전력기기 진단기술”, 한국전기연구원, 2001년 제5회 기술교육 교재, Vol. 4. No.5, pp. 12, 2001
- [6] 전력기기 진단기술, 한국전기연구원, pp. 38, 2001
- [7] T. J. Gallagher and A.J. Pearmain, “High voltage measurement, testing and design”, pp.138-141, John Wiley and Sons, 1984.
- [8] F. H. Kreuger, “Partial discharge detection in high-voltage equipment”, pp.50-64, Butterworths, 1989.