

22kV 전력케이블의 열화 판정에 관한 연구

이 관우*, 목 영수**, 김 보경***, 박 복기****, 박 대희*
 원광대학교*, 한국전력**, 메가파워테크***, 호원대학교****

A Study on the Remain Life with Aging in 22kV CV cable

Kwan-Woo Lee*, Young-Soo Mok**, Bo-Kyeong Kim***, Bok-Ki Park****, Dae-Hee Park*
 Wonkwang Univ.*, KEPCO**, Mega Power Tech.***, Howon Univ.****

Abstract - In this paper, we studied on life-decision of underground cable of live-lines state. As all equipments have been wear, underground cables decided design-life on the whole 30 years because underground cable have been occurred aging as time goes. CV cable has been become about 30 years after installation in the South Korea, is come to a important point of time with estimation about life. Study target cable is 22 kV CV cables in this point of view and installation cable is about 10 years before and behind. Measurement method used dc leakage method of live-lines state that applied voltage of 50V in neutral point and data is analyzing result that is measured during 5 years. In this result, insulation resistance could confirm that change according to season and cause is effect of humidity, seasons and load current. Also, according as data is gone aging, insulation resistance by Weibull distribution could confirm functionally its decrease. As a result, the aging speed of cable that water tree is gone could confirm fastness very. Numerical analysis result, cable that water tree is not gone could confirm that life of cable that has passed 10 years remains about 10-20 years.

을 중첩시켜서 활선하에서 절연체에 흐르는 직류누설성분전류를 측정하여 이를 바탕으로 절연체의 열화를 판정하는 방법으로 OLCM(On-Line Cable Monitor)은 이 방법의 일종이다.[4]

직류 성분법은 교류 전압 인가시, 열화가 발생하면 CuO의 정류 작용에 의하여 미약한 직류 성분이 발생되는데 이를 활선 상태에서 차폐 동테이프와 대지간의 접지선에서 측정하는 방법이다.

활선 Tanδ은 고압 케이블에 분압기를 접속하여 측정 한 선로 전압과 절연체중에 흐르는 전류와의 위상차에서 Tanδ를 구하여 열화 정도를 측정하는 방법이다.

부분 방전 측정법은 케이블이 열화가 발생할 경우 부분 방전이 발생하는 데 이 부분 방전을 측정하여 케이블의 열화 정도를 아는 방법이다. [5]

연구가 활발히 진행되는 것은 직류전압중첩법과 부분 방전으로 알려져 있다.

본 논문은 활선 열화 진단법의 일종인 직류전압중첩법 [2, 3]에 의한 22kV 케이블의 잔존 수명에 대한 연구이다. 측정 케이블은 22kV 지중케이블로 포설된 후 10년 전후의 케이블이다. 이들 케이블로 얻은 데이터를 바탕으로 정상 케이블의 수명이 중주의 즉, 교체 상태에 이르기까지 11-18년 남아 있음을 추정하였다.

2. 실험방법

1. 서 론

산업이 발달함에 따라 전력 사용은 점차 증가되고 있다. 또한, 설비들은 대규모화되고 높은 신뢰성을 요구하고 있다. 따라서, 전기 설비의 안정화는 매우 중요한 과제이다. 특히, 전기 공급의 높은 신뢰성은 산업 사회의 필수적인 요소라고 할 수 있다. 전력을 공급하는 방법은 가공전선과 지중케이블로 나뉠 수 있는데, 도심 지역에서는 미관과 포설 조건 때문에 점차 지중 케이블로 바뀌고 있다. 그러나, 지중 케이블은 사고가 발생할 때, 복구에 시간이 오래 걸리기에 사고가 발생하기 전에 예방하는 방법이 최선이라고 할 수 있다.

지중 케이블 사고를 예방하는 열화 판정법은 사전 열화 진단법과 활선 열화 진단법이 있다.[1] 사전 열화 진단법은 열화판정을 위하여 전원을 차단하여야 하기 때문에 사용 시간이 매우 제한적이다. 반면, 활선 열화 진단법은 지중케이블이 살아 있는 상태에서 측정할 수 있기 때문에 매우 효율적인 방법이라 할 수 있다.

국내에 사용중인 활선 열화 진단 장치는 크게 직류 중첩법, 직류 성분법, 유전 정접법, 부분 방전 측정법으로 나눌 수 있다.

직류중첩법(직류전압중첩법)은 배전선에 접지 변압기의 중성점 또는 NGR접지에서 직류 전원으로 신호 전압

그림 1과 같은 방법으로 직류누설전류를 측정하기 위한 회로도를 구성하였으며, 측정 데이터를 10일 간격으로 5년동안 누적하여 그 데이터를 분석하였다. 직류 전압은 50[V]를 인가하였고 케이블 스위스 부분에서 누설되는 전류를 측정하여 저항으로 환산하였다.

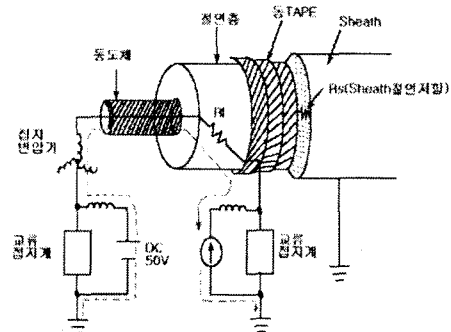


그림 1. 직류 전압중첩법의 측정 회로도

3. 결과 및 검토

그림 2는 경주의인 1,000[MΩ]에 도달한 22[kV] CV 1Cx325sqmm 케이블의 시간별 저항변화를 나타낸다. 부하 전류는 100[A]이며, 허용 전류는 555[A]이고 케이블 길이는 1[km]이다. 계절에 따라 절연 저항이 큰 차이가 있으나 피크치 및 최저치를 비교하면 절연 저항이 점차 감소되는 것을 확인할 수 있었다. 측정은 11월 1일부터 시작하였다. 약 2월초가 절연 저항이 가장 높았고, 8월이 가장 절연 저항이 낮았다.

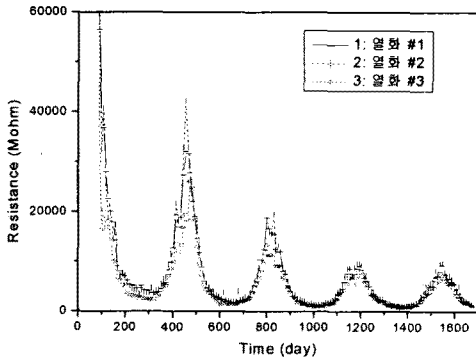


그림 2. 경주의에 도달한 케이블

그림 3은 정상 상태의 22[kV] CV 1Cx400SQMM의 통전 전류 350[A]인 전력케이블의 저항변화를 나타낸 것이다. 2월중이 가장 낮았고, 8월이 가장 높은 절연 저항을 가졌다. 주기적인 절연 저항의 변화를 볼 수 있었으며, 절연 저항값이 20[GΩ] 이상에서 측정 범위를 넘어서는 범위까지 커지는 것을 확인할 수 있었다. 이는 습도 및 온도 부하 전류에 따른 영향으로 해석된다. 그러나, 전체적으로는 시간이 지남에 따라 감소되는 것을 확인할 수 있었다.

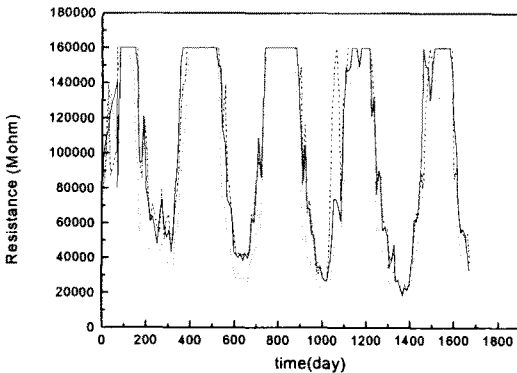


그림 3. 정상 상태의 케이블

그림 4는 그림 3을 필터링한 후의 측정 값이다. 시간에 따라 절연 저항이 감소됨을 확인할 수 있었다. 그림 4를 기본으로 데이터 하부를 sampling하였다. 그 결과, 조사한 8개의 데이터 결과를 그림 5와 같이 얻을 수 있었다. 즉, 시간에 따른 절연 저항의 감소는 거의 선형을 따름을 확인할 수 있었다.

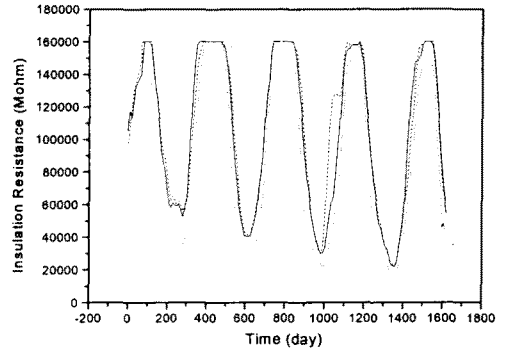


그림 4. 필터링 한 후의 22kV CV 3C x 400SQ의 직류 절연 저항 변화 그래프

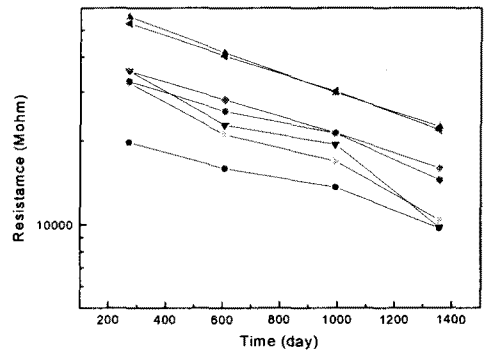


그림 5. 정상 케이블의 시간에 따른 절연 저항의 변화

그림 6은 경주의에 도달한 케이블의 경우이며 이경우에도 정상적인 케이블과 동일한 선형 감소의 그래프를 얻을 수 있었다.

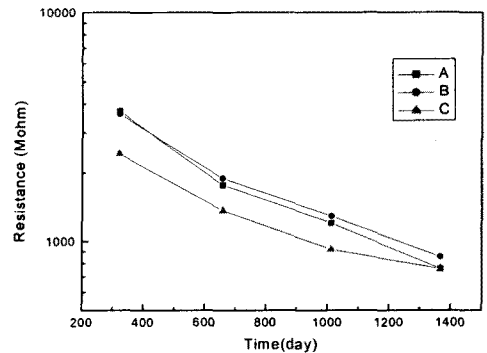


그림 6. 열화된 케이블의 절연 저항의 변화

열화가 일어나는 원인은 크게 열열화, 전압 열화, 기계적 스트레스 열화로 나뉜다. 열열화는 도체 전류가 상승할 경우 도체 저항에 의하여 열이 발생되는데 이 열에 의하여 열분해, 산화 등에 의하여 중량 감소, 용융 발생, 결정화, 가교 밀도의 증가 등이 발생한다. 이에 의하여 보이드 및 절연 두께의 감소 등으로 유전 손실의 증대

및 절연 저항의 저하 등으로 열화가 발생하게 된다. 이 열화하는 온도가 10도 상승시 마다 수명이 반으로 줄어드는 경험적 결과를 토대로 온도와 수명 관계를 예측하기도 한다.

경주의에 도달한 케이블의 송전 용량은 허용 전류는 555[A]이었으나 실 부하치는 100[A]로 열화도의 정도는 극히 적을 것으로 예상되나, 이것도 지수 함수 곡선을 따를 것으로 예상된다. 송전 용량의 검토에서 열화를 관찰할 경우 허용전류는 부하전류에 비하여 매우 크므로 열화하는 극히 미미할 것으로 예상된다.

다음은 전기 열화의 경우이다. 전기적인 열화는 절연 재료에 전압을 인가함으로써 나타나는 형태의 열화이다. 이 경우 인가 전압, 수명의 관계는 V-t 특성이라 말하는데 경험적으로 n승 법칙에 의하여 전압과 수명과의 관계를 얻을 수 있다. 이를 와이בל 프롯이라 할 수 있는데 그 식은 $E^n t = k$ 에 의한다. 여기서, k는 정수이고, n은 재료의 종류 및 파괴 메카니즘에 따라 다른 것으로 알려져 있다.

이 가정하에 케이블의 수명을 10년 경과 한 후에도 변화가 없다는 가정하에서 수명 측정이 된 것이다. 즉, 10년 경과한 후의 케이블의 절연 저항을 초기치로 하여 n을 선정한다. 절연 저항은 전압과 전류의 비이므로 직류 전압중첩법에서도 유사하게 적용될 수 있다. 그러므로 저항의 변화는 열화의 진행으로 값도가 가능하다. 절연 저항의 감소는 수명과 관련이 있음으로 이를 수명과 절연 저항의 비에 의하여 n을 구하여 표1에 나타내었다.

22[kV] 케이블의 절연 저항은 1,000[MΩ] 이상의 경우는 양호, 100-1,000[MΩ]인 경우는 경주의, 100[MΩ] 이하의 중주의로 케이블을 교체 준비하는 것으로 알려져 있다.

따라서, 직류전압중첩법에 의한 절연 저항의 열화는 와이בל 분포에 의한 전압 열화가 적용되는 것으로 확인될 수 있다. 이 기준에 의거 조사된 케이블의 경주의 및 중주의에 도달하기까지의 예상 수명은 표 1과 같다.

표 1. 절연 저항의 초기치 및 n값과 예상수명

시료	#1	#2	#3	#4	#5
초기치(GΩ)	19.5	16.7	46.5	30.8	30.9
n 값	17.7	21.7	16.8	9	17.7
경주의(년)	12.3	14.5	13.8	7.0	13.5
중주의(년)	17.3	20.7	18.1	9.5	18.3

시료	#6	#7	#8	평균
초기치(GΩ)	47	27.9	27.4	25
n 값	15	10.6	18.8	15.9
경주의(년)	12.4	8	14.0	12
중주의(년)	16.3	10.8	19.1	16

표 1은 케이블이 열화가 진행되어 감에 따라 직류 누설법에 의하여 와이בל 분포 해석에 의하여 경주의 및 중주의 상태에 도달할 때까지의 예상 수명이다. 이 케이블은 10년 정도되었기 때문에 남은 수명이 12-16년으로 케이블의 평균 수명 30년에 근접된다. 그러나, 케이블의 수명은 시편 파괴 시험에서 일정 시간이 지나면 n이 변하는 것으로 알려져 있으나, 여기서 적용시키지는 않았다.

직류 저항 이외에도 기계적 특성에 의한 요인도 무시할 수 없을 것으로 예상된다. 부하의 차단과 투입시 특히 부하 케이블이 열화된 상태에서 정전이 오래된 상태로 갑작스런 부하 전류를 투입시 부하전류에 의한 케이블 도체의 팽창으로 절연체의 과다 압력에 의한 사고도 예상하여 볼 수 있다. 즉, 중주의에 도달한 케이블은 절연 저항으로 바로 사고가 발생하는 것이 아니라 열화된 상태에서 스위칭 서지 및 뇌서지 등의 과전압 및 기계적

스트레스에 의하여 사고가 발생할 것으로 예상할 수 있다.

직류전압중첩법에서 우리가 얻을 수 있는 것은 케이블이 열화 상태에 이른 것을 판정함과 동시에 정상상태에서의 열화 수명을 추정할 수 있는 것이다. 특히, 10년 정도된 케이블에서 경주의에 도달한 케이블을 발견할 수 있었던 것은 매우 주목할 만 하며 이는 포설 및 슈트리의 영향으로 추정된다.

이 열화 진단법은 현재 대규모 공장에서는 3.3~22[kV]의 저항접지계통 및 비접지계통(Δ결선)에서 많이 적용되고 있으며, 한국전력(KEPCO)에서는 6.6[kV] 및 비접지계통(Δ결선)이 적용된 발전 라인의 접지 방식에 적용될 수 있을 것으로 예상할 수 있으며, 향후 다중 접지 방식에서는 좀더 접지가 검토된 후 적용이 가능할 것으로 예상되며 좀더 보완적인 연구가 필요하다.

4. 결 론

상기 결과에 의하여 직류전압중첩법에 의한 열화 진단의 검토 결과, 아래와 같은 결론을 얻을 수 있었다.

1. 케이블의 직류전압중첩법에서의 직류 누설전류에 의한 열화는 전압 열화에 의거 선형성을 따르는 것을 확인할 수 있었다.
2. 10년 정도 포설된 케이블의 향후 수명 추정 결과, 경주의까지는 약 12년, 중주의까지는 약 16년 정도로 추정할 수 있어 케이블 수명추정치 약 30년 정도에 근접함을 확인할 수 있었다.
3. 설치후 10년 정도 경과된 케이블에서 경주의에 해당되는 케이블을 발견할 수 있었으며, 이는 포설 조건 및 슈트리에 의한 열화로 추정된다.
4. 직류전압중첩법에 의한 절연 저항의 검사로 열화의 정도 및 향후 수명 추정의 가능성을 확인할 수 있었다.
5. 직류전압중첩법은 다중 접지 방식에서도 설치 가능하나 좀더 계통적인 연구가 보완된 후에 적용이 가능할 것으로 예상되어 좀더 연구가 필요하다.

[참 고 문 헌]

- [1] 田中久雄 “設備診断テクニック”, 電氣書院, pp.197-2218, 1985.
- [2] S. Yamaguchi et. al. "Development of a New Type Insulation Diagnostic Method for Hot-Line XLPE Cables", IEEE, pp.1-8, 1988.
- [3] T. Shinmoto, "Study on the Method of Diagnosing the Live-Wire Insulation of High-Voltage XLPE Cables by DC Superimposition", T. IEE Japan, Vol. 114-B, No. 12, pp.1280-1287, 1994.
- [4] Jong-Bum Lee et al. "Investigation on Diagnosis of Insulation Deterioration in Live-Line Distribution Power Cable in KOREA", Proceeding of The 1992 Korea-Japan Joint Conference on Electrical and Electronic Materials", pp32-41, May pp.28-29, 1992.
- [5] N. Kikuta et al., "Automatic Discrimination System of Partial Discharge Signal Using Fuzzy Filtered Synapse Network", フジクラ技報, 第 97号, pp.38-45, 1999年 10月.