

실리콘을 이용한 수트리 열화된 전력 케이블의 절연 보강

강형곤, 박준채, 고석철, 임성훈, 이종화, 한윤봉, 한병성

전북대 반도체 물성연구소, 한국전력공사, 전북대 전기공학과, 전북대 화학공학과

Insulation Reinforcement of the Electrical Power Cable Degradated by the Water Tree Using Silicon

Hyeong-Gon Kang, Jun-Chae Park, Seokcheol Ko, Sung-Hun Lim, C-H Lee, Y-B han, B-S Han

SPRC in ChonBuk National Uni., KEPCO, Electrical Egn. ChonBuk National Uni.,

Chemical Eng. ChonBuk National Uni.

Abstract

Fault of under ground power cable occurs usually from the water tree such as the vented tree, the bow tree and the water-rich halo. The water tree penetrates to the polyethylene cable insulations. Sometimes, the water tree also diffuses to mother cable in the substation. In this paper, instead of replacement of the faulty cable, we tried to cure an electrical power cable degraded by the water trees with silicon injection method. And measured the results with the isothermal relaxation current analysis method. After cable cure, Chonil line was improved from 2.27 to 1.96 in a phase, from 2.148 to 2.020 in b phase, and from badness to 2.192 in c phase. And Keumam line was also improved from 2.419 to 1.920 in a phase, from 2.301 to 2.000 in b phase, and from badness to 1.957 in c phase.

1. 서론

대도시 지역의 전력공급의 신뢰도 향상과 도시환경개선의 차원에서 확대 시공되고 있는 지중배전선로는 1973년부터 22kV 비접지 계통에 CV 케이블을 사용하였고, 1978년부터 22.9kV 다중접지계통에 CN-CV 케이블을 사용하여 많은 지중 배전선로가 직매나 관로형태로 설치되어 있다.^{1,2,3)} 그러나, 지중 배전 선로는 건설비가 가공선로에 비하여 10-20배의 막대한 예산이 소요되기 때문에 대도시 부하밀집 지역으로 가공선로로 부하공급이 곤란한 지역. 대규모 신규 개발단지. 국내.국제 주요행사장 주변 등 우선 순위를 선정하여 선별적으로 지중화 사업을 추진 시행하고 있다.

현재 국내(한국전력공사)에서 주로 사용하고 있는 지중 배전용 전력케이블은 CV케이블로서 절연체가 가교폴리에틸렌(XLPE)으로 절연되어 있는 케이블로

도체와 절연체 사이에는 반도체층을 사용하며, 외피는 염화비닐수지(PVC)로 되어 있다. 또한 CN-CV 케이블은 중성선이 외부 반도체층과 외피사이에 내장되어 있다.^{4,5,6)} 이러한 구조는 생산공정이 간단하여 경제적이고, 사고발생시 유지보수가 양호하다는 장점이 있으나, 주 절연층이 전압, 수분, 이물질 등에 의하여 열화 되어 절연이 파괴된다는 단점을 가지고 있다. 국내의 지중배전용 전력케이블의 고장원인과 내용년수를 분석해본 결과 자재, 제조 불량 및 시공, 보수 불량에 의한 고장은 포설 후 5년 이내에 주로 발생하고 있으며, 케이블의 자연열화에 의한 고장은 포설 후 10년 후에 가장 많이 발생되고 있다.⁷⁾

고장원인은 주로 수분침투에 의한 수트리 진전으로 인한 절연 파괴가 가장 많다⁽⁸⁻¹⁴⁾. 이는 유지보수 미흡에 의한 단기 경년 열화 사고로 진전 할 수 있는 가능성으로 포설 직후 준공시험에 의한 내부 결함들을 절연파괴 시키지 못한채 운전하여 고장이 발

생하고 또한 장기간 사용 중 경년 열화사고로 열화 상태를 발견하지 못해 고장이 발생하는 것으로 대별할 수 있다.

케이블의 절연 열화에 의한 사고는 고장복구에 장시간이 소요되어 민원발생요인이 내포되어 있고 변전소 구내의 경우 바로 모선사고로 확대를 예상할 수 있다. 실제로 한전에서 이로 인한 사고발생 사례가 있어 불량 케이블을 교체한 실적이 있다. 따라서 배전 케이블 및 수용 가구내 (대형공단 및 공장 APT 단지등) 케이블의 경우는 케이블 불량으로 인한 정전으로 장시간 정전피해가 예상되며 그 파급효과로 한전 계통사고로의 파급우려가 상존하고 있는 실정이다. 그러므로 현재 운전중인 10년 이상된 지중 케이블의 경우 수분 침투에 의한 water tree상은 충분히 예측할 수 있으나 이를 보수할 수 있는 적절한 방안이 없고, 상황이며 불가피할 경우 불량 케이블을 교체하는 것이 유일한 방법이었다^{6,7,8)}.

본 논문에서는 불량이 확인되었거나 예상되는 케이블을 지중에 설치된 상태에서 실리콘액을 케이블의 소선 사이나 중성선 사이에 적정압력으로 주입함으로써 내부의 물로 인한 절연물내의 수트리 현상을 제거하고, 케이블의 절연강도를 향상시키고자 하였다. 이를 위하여 실제로 전력케이블을 등은 완화 전류법으로 측정^{6,7,9)}, 열화 된 선로를 선정하였다. 그리고 이 열화된 선로에 실리콘을 주입하여 절연 보강을 하였다. 보강된 선로의 절연열화 특성을 등은 완화 전류법으로 다시 측정하여 시공전후의 값을 비교하였다.

2. 실험

2.1 샘플 준비

수트리 열화 되었다고 생각되는 두 케이블 샘플을 선정하여 등은 완화 전류법으로 측정해 본 결과 샘플 1에서 a 상이 2.271, b 상이 2.148, c 상은 측정이 불가능하였고, 샘플 2의 a 상은 2.419 b상이 2.301, c 상은 측정 불가능으로 나왔다. 따라서 1.85 이하의 양호, 1.85 ~2.3 요주의, 2.3이상은 불량이라는 판정 기준치와 비교해 볼 때 a 샘플과 b 샘플의 절연 열화가 상당히 진행된 선로로 판명되었다.

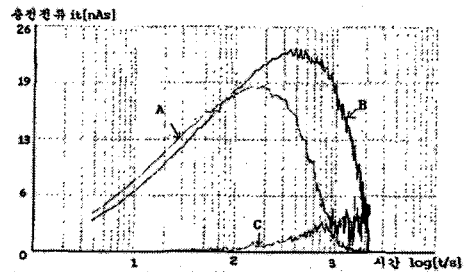
그림 1은 시간에 따른 전류치 변화를 나타내는 log형 방전그래프로서 가로축은 시간을 상용 log로 표시하고 세로축은 시간(sec)과 전류치(pA)의 곱의 1/1000 단위(nA.sec)로 표시한 그래프이다. 그래프에서 오른쪽의 기울기가 가파를수록 aging factor수치가 커지며, 케이블 절연체의 열화정도가 심한 것을

의미한다. 따라서 두 샘플의 그래프 기울기가 가파르게 되어 있어 열화정도가 심한 것을 알 수 있다.

이렇게 열화된 두 샘플에 질소가스를 50(cc/min), 20 psi압력으로 주입하여 관통시험을 시행한 후 10 psi 압력으로 누기시험을 실시하였다(3상 동시시험).

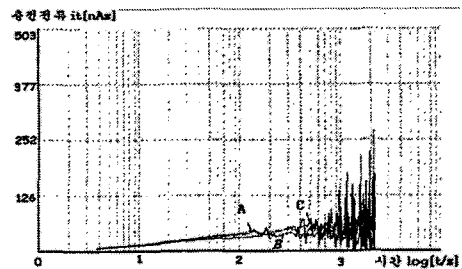
실리콘액을 투입하기에 앞서 건조제를 투입하여 케이블의 수분을 제거하였다. 누기 시험을 마치고 이상이 없어 샘플 1에는 56.54Kg, 샘플 2에는 59.58 Kg의 실리콘액을 주입하여 절연보강을 실시하였다.

선정된 선로의 절연 보강에 대한 세부 작업공정을 보면, 선정된 선로를 선로에서 분리 후 관통시험을 먼저 실시하고, 이 시험이 성공한 후에는 절연 보강에 필요한 실리콘 양을 준비한다. 실리콘 액이 침투하기 용이하도록 촉매제를 첨가한다. 케이블 내의 물을 없애고 건조하게 하기 위하여 건조제를 주입한다. 다음으로 주입탱크의 스위치를 넣어 상대단 단말에서 청색의 실리콘액이 나올 때까지 실리콘 액을 주입한다. 그림 2는 케이블 절연보강을 위한 모형도이다.



(a) 샘플 1

(a) First sample



(b) 샘플 2

(b) Second sample

그림 1. 절연보강 전 선정 선로의 측정 결과.

Fig. 1. Measured result of samples before cable cure.

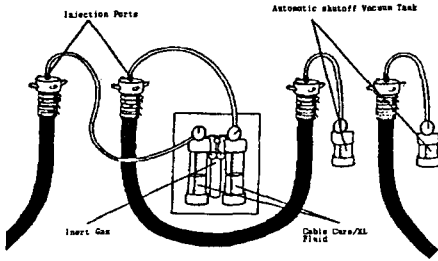
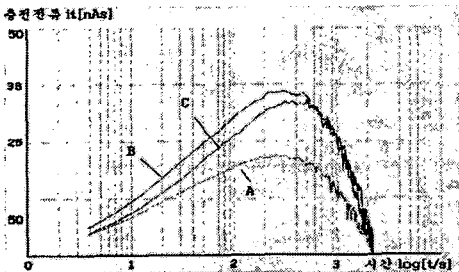


그림 2. 케이블 치료를 위한 모형.
Fig 2. Figure for Cable Cure.

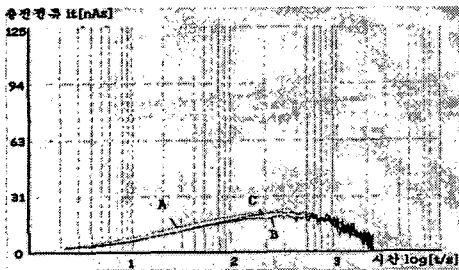
2.2. 절연 보강 후의 열화 측정

절연 보강 후의 절연열화 값의 비교가 그림 3에 나타나 있다. aging factor를 비교하여 볼 때 샘플 1의 경우 a상은 2.27에서 1.96으로, b상은 2.148에서 2.020, c상은 측정 불가에서 2.192로 향상되었고, 샘플 2의 경우에는 a상은 2.419에서 1.920으로, b상은 2.301에서 2.000으로 c상은 측정 불가에서 1.957로 향상되어 있는 것을 확인할 수 있다.



(a) 샘플 1

(a) First Sample



(b) 샘플 2

(b) Second sample

그림 3. 절연보강 후 선정 선로의 측정 결과.
Fig. 3. Measured result of samples after cable cure.

이는 실리콘을 이용한 보강 공사가 수트리 열화된 전력케이블의 절연 보강에 우수한 특성을 나타냈음을 보여 준다.

3 결론

지중케이블의 경우 10년 정도 지나면, 수분에 의한 침투로 케이블의 절연체가 수분과 화학 반응하여 열화된다. 이것은 많은 정전사고의 원인이 된다. 이에 대한 대책으로 기존에는 케이블을 전량 교체하여 왔다. 그러나, 이로 인해 또 다른 경제성 문제와 오랜 공사시 도로 굴착으로 인한 시민 통행 불편 및 정전으로 인하여 또 다른 문제들이 뒤따르게 되었다.

이에 대한 대책으로 실리콘 주입을 통한 케이블의 절연보강을 실시하였다. 보강 전 샘플 1의 a, b상은 요주의, c상은 불량 판정이었고, 샘플 2의 a, b, c상 모두 불량이었다. 그러나, 이를 실리콘을 이용 절연보강을 실시하고, 약 4개월 후 절연 열화 정도를 측정 한 결과, 샘플 1은 c상이 불량에서 요주의로 개선되었고, 샘플 2은 a, b, c상 모두 불량에서 요주의로 개선되었다. 절연열화 값은 샘플 1의 경우 a상은 2.27에서 1.96으로, b상은 2.148에서 2.020, c상은 측정 불가에서 2.192로 향상되었고, 샘플 2의 경우에는 a상은 2.419에서 1.920으로, b상은 2.301에서 2.000으로 c상은 측정 불가에서 1.957로 향상 되었다.

따라서, 이 실험을 통해 도로 굴착이 불가능하고 케이블이 직매로서 교체가 불가능한 지역은 실리콘을 이용 절연 보강을 통해 수트리 열화를 어느 정도 극복할 수 있음을 확인할 수 있었다.

참고 문헌

1. 지중배전선로의 준공시험기술 및 접속재 진단기술개발 ('97.4 한전 전력연구원)
2. 배전용 CN-CV케이블과 접속재의 열화사고 방지 대책에 관한 연구(III)[한국전력 공사 기술연구원 1992. 11]
3. 배전케이블 수명 예측 기준결정 및 열화진단 시스템 구축 (1차년도 중간보고서)(한국전력공사 기술연구원, 1996. 4)
4. 고전압공학 (문옥당, 정성규, 문덕출공저)
5. 한국전력공사 서울연수원 교수연구논문제4집('88. 3)
6. A short course on power cable (1997) workshop lecture book wire & cable research laboratory November 5 and 8 ,1997
7. 비파괴 케이블 열화진단기술(한우테크(주))

8. Jicable 발표자료 (Fouth International Conference On Insulated Power Cable): 25-26 June 1995-VERSAILLES-FRANCE)
9. 지중배전용 축정기 사용설명서 ('97.10 한전 서울 지역본부 중부지점)
10. T. Tabata, T. Fukuda and Z. Iwata, "Investigations of water effects on degradation of crosslinked polyethylene insulated conductor", Paper 71 TP 545-PWR, IEEE summer meeting and international symposium on high power testing, Ore. Portland, July 18-23, pp.1361-1370, 1971.
11. T. Yoshimitsu and T. Nakakita, "New Findings on Water Tree in High Polymer insulating Materials", Conference Record, IEEE International Symposium on Electrical insulation, pp 116-121, 1978.
12. E.F. Steennis, water treeing, the Behavior of Water trees in extruded cable insulation, thesis university Delft. ISBN 90-353-1022-5; KEMA, Arnhem, 1989
13. W. Boone, P.V.M. van Nes and E.F.Steenis, "Water Onoverwinlijke of Overwinbare Vijand van Kunstst of Middenspanningskabel" Elektrotechnik, Vol. 68, No. 3 March pp. 219-225, 1990.
14. P.Gronefeld, R. von Olshausen and F.Selle, "Fehlererkennung und Isolationsgefahrdung bei der Prufung Water tree-haltiger VPE-kabel mit Spannungen unterschiedlicher Form" Elektrizitatzwirtschaft, Jg. 84, Vol.13, pp 501-506 1985.