

## 완화전류 측정에 의한 지중배전케이블의 열화진단

(Aging Diagnosis of Underground Distribution Power Cables by Isothermal Relaxation Current Measurement Equipment)

김주용\* · 송일근 · 김동명 · 윤태상 · 정상봉 (한국전력공사)

(Ju-Yong Kim\* · Il-Keun Song · Dong-Myung Kim · Tae-Sang Yun · Sang-Bong Jeong)

### Abstract

The purpose of this experiment is to modify diagnosis criterion of isothermal relaxation current(IRC) measurement equipment which is using for distribution cable diagnosis. We're using this system for several years in the field instead of DC leakage current measurement and lots of cables were replaced. But we have to investigate on the reliability of this equipment for our cables because we didn't carried out condition assessment of extracted cables after field diagnosis by this equipment. It is important thing for cable maintenance. If the replacement criterion is improper we can not prevent failures or will waste budget on account of replacement of the sound cables. In this paper we selected field installed cables and injected silicone fluid to the cables for insulation rehabilitation. In order to prove reliability of the diagnosis equipment we compared diagnosis results and AC breakdown strength according to operating time after silicone treatment. This is the results of the field test for 1 year.

### 1. 서 론

지중 배전케이블의 효과적인 유지보수를 위해서는 케이블의 현상진단이 무엇보다도 중요하다. 하지만 세계적으로 다수의 진단장치가 개발되고 있으나 한가지 진단장치로 케이블의 상태를 정확히 평가하는 것은 불가능하며, 현재까지 개발된 진단장치의 성능 또한 일부 국외 연구기관에서 비교시험 결과를 제시하고는 있지만 각 진단장치마다 장단점을 보유하고 있어 특정 장치가 반드시 정확하다고 확신할 수는 없는 상태이다[1]. 그러므로 국외에서는 각 전력회사의 실정에 맞는 진단장치를 개발하고 있으며 기 개발된 진단장치 중 현재 운영 중인 지중배전선로에 적합한 진단장치를 선정하기 위해 실선로 및 실험실 시험을 통해 성능비교를 실시하고 있는 상황이다[2]. 국내에서는 열화케이블의 주요 고장원인인 수분침투에 의한 수트리 열화를 검출하기 위해 완화전류 측정장치(Isothermal Relaxation Current measurement equipment)를 사용하고 있다. 하지만 국내에서 현장적용을 통한 신뢰성 검증이 이루어지지 않아 적절한 케이블 유지보수에 이루어지지 못하고 있다. 현재까지의 현장 운전경험을 보면 이 장치는 미소전류를 측정하기 때문에 주위 노이즈에 매우 민감하고, 1개 상(phase) 측정에 1시간 정도의 시간이 소요됨에 따라 지중선로가 밀집된 도심지 등에서의 진단에 어려움이 많은 것으로 보고되고 있다. 또한 정확한 진단을 위해

서는 시험전에 측정대상 케이블을 수 시간 전에 선로에서 분리하여 케이블을 충분히 방전시켜야하는 문제가 있다. 본 연구에서는 국내에서 사용 중인 완화전류 측정장치의 신뢰성 평가를 위해 실선로에서 노후 케이블을 선정하여 진단결과와 절연파괴전압 및 특성분석 결과 사이의 상관성을 분석함으로써 최적 유지보수기준을 수립하고자 한다.

### 2. 본 론

#### 2.1. 시험장치

완화전류 측정법은 절연체의 전체적인 상태를 측정하는 방법으로 절연체 상태에 따라 특정에너지 수준에서 전하의 흐름이 트랩된다는 사실에 기초한다. 이 효과는 직류전압으로 충전된 케이블이 방전될 때 관찰 할 수 있다. 저전압의 직류전압(1kV)을 사용해서 충전하는 동안 절연체내에는 서로 다른 트랩들이 상존하게 된다. 이 케이블이 방전되면 트랩된 전하의 움직임을 저항을 통해 관찰할 수 있다. 이때 트랩의 에너지 수준에 따라 방전 중에 다른 시간간수를 나타내게 되며, 특히 기능이 저하된 절연체는 특별한 에너지 수준을 가지게 된다. 따라서 정상적인 절연체와는 구별될 수 있다[3][4].

## 2.2. 시험방법

본 논문에서는 진단장치 성능평가를 위해 현장에서 수트리 열화된 케이블 선로를 선정하고 케이블의 절연 성능 회복을 위해 실리콘 주입기술을 적용한 후 운전시간에 따른 케이블의 성능변화를 완화전류 측정장치를 통해 확인하기로 하였다. 실리콘 주입기술은 수트리 열화된 케이블의 절연성능 회복을 위해 사용되는 방법으로서 실리콘액이 절연층으로 확산되면서 수트리와 반응하여 수트리내의 수분을 고분자물질로 변환시켜 케이블이 절연성능이 향상시키는 기술이다[5].

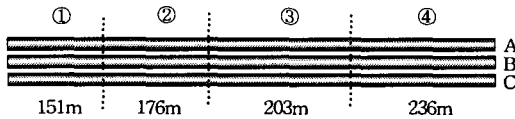


그림 1 시험선로 현황

Fig. 1 Configuration of field installed test lines

시험선로는 그림 1과 같이 4구간으로 구분하였으며 각 구간은 10개 이상의 절연파괴 시료를 확보하기 위해 충분한 길이 단위로 구분되었다. 이 가운데 ①구간은 실리콘 주입 이전에 각 상별 케이블의 초기상태 평가를 위해 현장진단 후 발취하여 교류절연파괴시험 및 절연체 분석을 실시하였다. 각 상별 케이블의 초기상태를 평가한 후 나머지 구간(②+③+④)중 A상과 B상은 실리콘 주입을 시행하였고 C상은 초기상태 그대로 운전을 재개하였다. 실리콘 주입 후 6개월 경과한 시점에서 2구간에 대한 현장진단 및 절연파괴시험을 실시하고 1년 경과된 시점에서 3구간 시험을 시행하였다. 시험 후 철거된 구간에는 새 케이블을 설치하여 계속 운전하였다.

## 2.3. 시험결과

시험대상 케이블의 초기상태를 평가하기 위해 ①구간 케이블에 대해 교류절연파괴시험과 절연체 특성분석을 실시하였다. 우선 도체 및 중성선의 부식 정도를 관찰하였으며, 제조결함 유무의 확인을 위해 계면불규칙 관찰 및 hot oil test, 가교도 분석을 실시하였다. 또한 수트리 및 화학구조결함을 분석하여 열화정도를 파악하였다. 도체 및 중성선의 부식관찰에서는 도체에 미약한 부식이 있었으나, 중성선에는 부식현상이 나타나지 않았다. 또한 계면불규칙 관찰에서 내부반도전층에 약간의 굴곡이 존재하였으나 기준치 이하인 것으로 나타났으며, hot oil test에서 보이드와 같은 결함은 발견되지 않았다. 또한 외부반도전층 근처에서 가교도도 양호한 것으로 나타났다. 열화정도의 확인을 위해 실시한 수트리 분석결과가 그림 2에 나와 있다. 내부반도전층 부근에서 다수의 벤티드 트리가 발견되었으나, 길이는 1

mm 이하로 짧게 나타났다. B상의 길이가 1mm 정도로 가장 길었고, A상과 C상은 0.4 mm 정도의 수트리만 발견되었다. 적외선 분광기(FITR)를 이용한 화학구조결함 분석에서는 모든 상이 열화에 의해 ester 및 acid 성분이 크게 증가하였다. B상 케이블이 가장 큰 화학구조결함을 보여 열화가 가장 심함을 알 수 있었으며, A상의 화학구조결함 농도가 가장 낮게 나타났다.

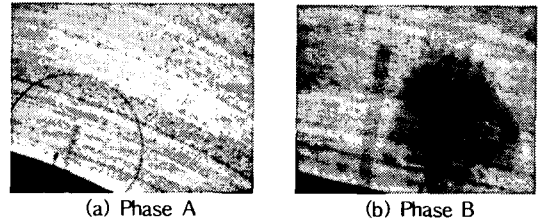


그림 2 수트리 분석결과

Fig. 2 Results of Water tree analysis

표 1 초기상태 절연파괴전압

Table 1 ACBD of initial condition

	Phase A	Phase B	Phase C
ACBD (kV)	90	80	70
	100	90	130
	110	70	120
	90	70	100
	90	70	120

각 상별 초기 절연파괴전압은 표 1과 같이 100kV 내외의 낮은 값을 나타내 케이블이 열화된 상태임을 알 수 있다. 이상의 결과를 요약해보면 시험에 사용된 케이블은 장기간 사용에 의해 열화가 진행되고 있음을 알 수 있다. 표 2는 현재까지 현장 진단결과를 요약한 것이다. 먼저 전체공장에 대한 시험결과를 살펴보면 접지가 연결된 상태에서는 인접선로부터 노이즈 영향이 크게 나타나 측정 불가능한 경우가 많이 나타났다. 이는 시험장치가 미소전류를 측정하기 때문에 피할 수 없는 문제인 것으로 생각된다. 이에 따라 현장 열화진단은 접지선을 분리한 후 실시하였다.

1차 시험후 케이블 실리콘 처리된 A, B 상은 6개월 후 실시한 2차 진단에서 성능이 향상된 것으로 측정되었으며, 그 후 다시 6개월 뒤에 실시한 3차 진단에서는 측정결과에 큰 변화가 나타나지 않았다. 한편 실리콘 처리를 시행하지 않은 C상은 최초상태와 유사한 측정결과를 보여줌으로서 진단장치가 케이블의 절연상태 변화를 어느정도 반영하는 것으로 나타났다. 하지만 앞서 언급한 바와 같이 인접선로와 공통접지된 선로의 진단을 위해 접지를 분리해야하므로 실제 진단에 소요되는 시간외에도 추가적인 시간이 요구되는 문제가 있으며, 진단 후 분리된 접지를 다시 접속해야하는 문제가 있다.

표 2 현장 열화진단 결과  
Table 2 Field diagnosis results

선로구분	결과	Aging Factor(잔여전압 제시치)		
		1차진단 (초기상태)	2차진단 (6개월경과)	3차진단 (1년경과)
전체구간 (접지분리)	A상		1.90(10U <sub>0</sub> )	1.756(11U <sub>0</sub> )
	B상		1.73(11U <sub>0</sub> )	1.825(10U <sub>0</sub> )
	C상		2.37(7U <sub>0</sub> )	* <sup>1)</sup>
전체구간 (접지면결)	A상	* <sup>1)</sup>	- <sup>1)</sup>	
	B상	* <sup>1)</sup>	1.80(9U <sub>0</sub> )	
	C상	* <sup>1)</sup>	- <sup>1)</sup>	
①구간	A상	2.77		
	B상	2.49		
	C상	3.94		
②구간	A상	3.35	2.19(10U <sub>0</sub> )	
	B상	3.061	2.35(9U <sub>0</sub> )	
	C상	3.009	3.07(6U <sub>0</sub> )	
③구간	A상	2.98	2.10(11U <sub>0</sub> )	1.051(10U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub> 1.002(4U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub> 1.888 (11U <sub>0</sub> ) <sup>3)</sup>
	B상	2.87	1.72(13U <sub>0</sub> )	4.086(5U <sub>0</sub> ) error <sub>2)</sub> 1.968 (12U <sub>0</sub> ) <sup>3)</sup>
	C상	2.72	1.83(12U <sub>0</sub> )	3.948(5U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub> 2.351 (9U <sub>0</sub> ) <sup>3)</sup>
④구간	A상	2.912	1.81(12U <sub>0</sub> )	1.321(6U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub> 1.848(11U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub>
	B상	2.584	1.50(13U <sub>0</sub> )	1.708(10U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub> 1.973(10U <sub>0</sub> ) <sub>2)</sub>
	C상	2.607	2.01(11U <sub>0</sub> )	1.936(11U <sub>0</sub> )

- 1) \*: 노이즈로 인해 aging factor 측정 불가  
-: 노이즈로 인해 aging factor 측정 및 판정 불가  
2) 현장 재측정  
3) 철거 후 실험실에서 재측정

각 구간별 진단결과를 보면 표 2에서 2차 진단의 3구간 C상, 4구간 C상 그리고 3차 진단의 3구간 B상, 4구간 C상 측정결과가 케이블 상태를 잘 반영하지 못하는 경우가 있었다. 이 중 3차 진단의 3구간 측정에서는 중단점측제 설치로 인한 영향을 확인할 수 있었다.

또 Aging Factor와 진단장치에서 제시하는 잔여전압과의 상관성을 분석한 결과 전반적으로 반비례 관계가 있는 것으로 나타났으나 유사한 Aging Factor에서도 진단장치가 제시하는 잔여전압값이 큰 차이를 보이는 경우와 Aging Factor와 상반되는 잔여전압을 제시하는 경우가 있었다. 완화전류측정장치는 진단 후 Aging Factor와 함께 케이블의 잔여 파괴전압을 함께 제시한다. 그러므로 진단장치에서 제시하는 파괴전압과 실제 케이블의 절연파괴전압을 직접 비교하여 적합성 여부를 검토할 필요가 있다. 또한 Aging Factor가 실제 케이블 상태와 잘 일치하는가를 확인하였다. 이 진단장치는 케이블의 전체적인 상태를 측정하는 장치이므로 진단결과와 케이블의 절연파괴전압을 직접 비교하기는 어렵다. 하지만 케이블에 국부적으로 심각한 결함이 없는 경우라면 Aging Factor와 절연파괴전압은 반비례하여야 할 것이다. 표 3은 실리콘 주입후 1년 경과시까지 현장 열화진단결과와 절연파괴전압을 나타낸 것이다. 초기 절

연파괴전압인 ①구간 결과는 5-6개의 시료의 파괴전압으로부터 얻은 것이며, 나머지는 10개의 시료로부터 얻은 값을 평균한 것이다. 절연파괴전압으로 보면 케이블은 실리콘 주입에 의해 초기상태에서 2배 이상 절연성능이 향상된 것으로 나타나고 있으며, 일부 오진단한 경우가 있지만 열화진단 결과도 케이블의 상태를 반영하고 있는 것으로 나타났다.

표 3 구간별 케이블 교류절연파괴전압  
Table 3 ACBD of each cables

선로	항목	IRC system (AF/잔여전압)	실제 ACBD(kV)
A상	초기 (①구간)	2.77 / -	90(7U <sub>0</sub> )
	6개월 경과 (②구간)	2.19 / 10U <sub>0</sub>	230(17U <sub>0</sub> )
	1년 경과 (③구간)	1.051 / 10U <sub>0</sub> <sub>2)</sub> 1.002 / 4U <sub>0</sub> <sub>2)</sub> 1.888 / 11U <sub>0</sub> <sup>3)</sup>	240(18U <sub>0</sub> )이상
B상	초기 (①구간)	2.49 / -	80(6U <sub>0</sub> )
	6개월 경과 (②구간)	2.35 / 9U <sub>0</sub>	230(17U <sub>0</sub> )
	1년 경과 (③구간)	4.086 / 5U <sub>0</sub> error <sub>2)</sub> 1.968 / 12U <sub>0</sub> <sup>3)</sup>	240(18U <sub>0</sub> )이상
C상	초기 (①구간)	3.94 / -	100(8U <sub>0</sub> )
	6개월 경과 (②구간)	3.07 / 6U <sub>0</sub>	90(7U <sub>0</sub> )
	1년 경과 (③구간)	3.948 / 5U <sub>0</sub> <sub>3)</sub> 2.351 / 9U <sub>0</sub> <sup>3)</sup>	120(9U <sub>0</sub> )

이상의 현장진단시험과 절연파괴전압을 살펴보면 진단장치는 케이블의 상태를 어느 정도 반영하고 있는 것으로 보이나 진단장치에서 제시하는 절연파괴전압이 실제 절연파괴전압과 차이가 분명히 있고, Aging Factor와 실제 케이블의 절연파괴전압을 종합적으로 고려하면 판정기준이 가혹하게 선정되었음을 알 수 있으며 이의 조정이 필요한 것으로 나타났다.

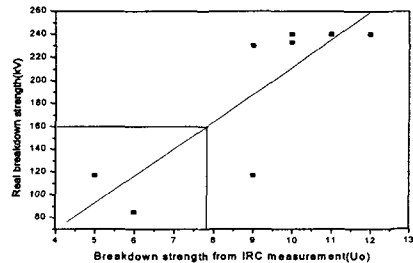


그림 3 실제 절연파괴전압과 잔여파괴전압 추정치와의 관계  
Fig. 3 Relationship between real ACBD and recommended ACBD

즉, 현재 진단장치가 제시하는 판정기준으로 케이블을 유지보수할 경우 건전한 케이블을 교체하는 결과를

초래할 수 있으므로 교체기준을 실제 케이블의 절연파괴전압을 근거로 수정함으로써 건전케이블의 교체를 방지할 필요가 있다. 현재까지의 시험중 진단장치로부터 Aging Factor와 잔여파괴전압을 구한 데이터는 6개이다. 이 결과 중 실제 케이블 상태와 상반되는 결과를 나타낸 3차 측정시의 3구간 B상 케이블에 대한 결과를 제외한 후 진단장치에서 제시한 잔여전압과 실제 케이블의 잔여전압의 상관관계를 보면 그림 3과 같다. 이 그래프를 이용하여 불량판정기준을 정하기 위해서는 먼저 교체를 고려할 적정 절연파괴전압을 선정해야 한다. 현재까지의 국내외의 연구결과 및 고장원인분석 경험을 토대로 보면 10년간 사용된 케이블의 평균 절연파괴전압이 160 kV 정도로 나타난다. 그러므로 160 kV를 불량 기준으로 설정할 경우 충분한 시간을 가지고 교체계획을 수립할 수 있을 것으로 판단된다.

실제로는 이보다 더 낮은 절연파괴전압을 불량기의 기준으로 정해도 문제가 없을 것으로 생각되지만 현재까지 확보된 데이터가 제한적이므로 불량기준을 과도하게 낮게 산정하는 것은 불시정전의 가능성을 높이는 결과를 초래할 수 있어 우선 160 kV를 불량기준으로 정하였다. 이 기준은 향후 많은 현장 데이터가 확보되는 대로 보완될 것이다. 그림 3과 같이 실제 160 kV (약 12U<sub>0</sub>)의 절연파괴전압을 가지는 케이블에 대한 잔여전압 추정치를 보면 대략 7.8U<sub>0</sub> 정도가 된다. 그리고 현재까지 진단장치에서 제시한 Aging Factor와 잔여파괴전압 사이의 그래프인 그림 4에서 잔여전압 7.8U<sub>0</sub>에 해당하는 Aging Factor를 찾으면 약 2.6 정도가 된다. 이 결과로부터 현재 사용중인 불량판정기준을 변경한다면 Aging Factor로는 2.6 정도가 적합하고 잔여파괴전압으로는 약 8U<sub>0</sub> 정도가 합당할 것으로 생각된다. 그러므로 현장에서 케이블을 진단할 때 Aging Factor와 절연파괴전압이 동시에 제시되는데 이 두 값을 동시에 만족하는 경우에만 교체를 고려하는 것이 합당할 것이다. 그러나 현재까지 확보된 절연파괴시험 결과가 많지 않기 때문에 향후 더 많은 시험결과를 축적하여 이를 수정 보완할 필요가 있다.

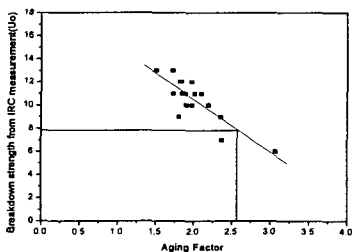


그림 4 Aging factor와 잔여전압 추정치와의 관계  
Fig. 4 Relationship between aging factor and recommended ACED

### 3. 결 론

현재까지의 결과를 종합하면 진단장치는 일부 판정 오류가 있으나 케이블의 절연상태를 어느정도 반영하는 것으로 평가되었다. 이 장치를 현장적용 할 경우 고려해야 할 사항은 측정시의 노이즈로 인한 영향을 어떻게 줄이는가 하는 것과 국내에 적합하도록 판정기준을 정립하는 것이다. 또 현재상태에서 정확한 측정을 위해서는 접지선을 분리해야 하지만 현장 여건상 불가능한 경우가 많으므로 이에 대한 개선방안이 마련되어야 한다. 그리고 현재까지의 측정결과 중 낮은 Aging Factor에서 낮은 잔여전압을 제시하는 경우가 있었다. 이는 Aging Factor와 잔여전압이 반드시 비례관계를 나타내지 않는 것을 의미하므로 진단시에 이 두 결과를 적절히 종합하여 판정할 필요가 있을 것으로 보인다.

그리고 교체기준을 2.3으로 현재까지 운용한 결과 불량률이 과다한 것으로 보고되고 있으며, 본 연구에서도 Aging Factor 2.3을 가지는 케이블의 실제 절연파괴전압은 200 kV 이상을 나타내고 있어 조정을 필요한 것으로 판단된다.

이를 위해 본 연구에서 측정된 데이터만으로 분석한 결과 잔여파괴전압 추정치로는 약 8U<sub>0</sub>, Aging Factor로는 2.6 정도가 불량판정기준으로 적합한 것으로 나타났다. 이것은 160 kV 이하의 절연파괴전압을 가지는 케이블을 불량으로 간주하여 산정한 값이다. 케이블의 불량판정기준을 어떻게 결정하느냐는 경제성과 관련된 문제이다. 고장을 방지하는 측면에서는 더 높은 절연파괴전압을 기준으로 해야 하지만 교체에 따른 비용절감 측면에서는 최소한으로 낮은 절연파괴전압을 기준으로 정하는 것이 바람직하므로 이 두 가지를 고려하여 진단기준을 정해야 할 것이다

### 참 고 문 헌

- [1] Brincourt T et, al. "Evaluation of different diagnostic methods for the french underground MV network", JICABLE '99, pp 451-456
- [2] S. hvidstein, "Condition Assessment of Water Treated Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurement", CIGRE 2000, 21-201. 2000
- [3] M. Beigert et, al. "Predictive maintenance and proof tests on laid MV-cables", seba-dynatronics
- [4] MBeigert, "Isothermal relaxation current measurement, a destruction free tracing of pre-damage at synthetic compounds", ISH, pp.59-62, 1991. 8
- [5] G.J.Certini, "Dielectric Enhancement Technology", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 10 No.2, pp.17-22, 1994.3