

지중전력케이블의 열화요인과 절연 보강기술

서 정 윤

한국전력공사 서울지역본부 동부지점 배전부장

1. 머리말

도시의 과밀화에 따른 전력수요의 고밀화와 도시기능의 고도화 및 다양화에 수반하여 전력공급 신뢰도 향상의 필요성은 날이 고조되고 있다. 이처럼 도시기능의 고도화와 다양화가 진전되면서 도심지역에서의 정전은 도시기능을 마비시켜 그 영향은 지대한 사회문제로까지 발전하고 있다. 이런 관점에서 볼 때 가공배전은 신뢰성면에서 그 한계가 노출되어 있는 반면 지중선은 낙너, 폭풍우, 이물질 접촉 등 천후 및 주변환경의 영향을 받지 않아 신뢰성이 높은 장점을 갖고 있다.

또한 지중 케이블은 가공 전력설비에 비해 전력의 안정공급 및 도시환경미화 등 사회적, 경제적 측면에서도 장점을 갖고 있어 지중배전은 지속적으로 증가하고 있다. 더욱이 지자체에서는 가공 전력설비가 지역사회 발전을 저해하고 있다는 명분을 내세워 지중화를 강력히 요구하고 있어 지중전력설비는 꾸준히 확장될 전망이다. 그러나 지중 전력케이블은 가공설비와는 달리 케이블 설비에 고장이 발생하면 고장점의 탐지와 보수에 많은 시간이 소요되며 그 파급효과는 국가산업경제 및 국민생활에 막대한 피해를 줄 뿐만 아니라 장시간 정전으로 많은 불편을 주기도 한다. 따라서 지중케이블의 사고를 예방하기 위해서 케이블의 열화상태를 판단할 수 있는 진단기술 및 수명연장 기술의 개발이 절실한 실정이다.

이러한 상황에서 지중전력 설비는 가공 배전설비에 비하여,

- 설비변경으로 도로의 재굴착 등 전력수요 변동에 유연하게 대처하기가 곤란하다
- 사고가 발생한 경우 사고점 탐지 및 복구에 장시간을 요한다
- 대규모 설비 피해가 발생한 경우, 조기복구는 불가

능하여 사회적 파급 영향이 지대하다
설비의 건설비, 유지비가 높다

등의 문제점이 있기 때문에 많은 나라들이 운전중인 케이블의 열화상태를 조기 판단하여 케이블을 교체하지 않고 수명연장을 꾀할 수 있는 방안에 대하여 연구한 결과 Cable Cure라는 새로운 절연보강 기술이 개발되어 세계 각국에서 활발히 적용되고 있다. 본고에서는 이러한 절연보강 신기술을 소개하고 우리 한전에서 적용한 실적과 그 결과를 기술하고자 한다.

2. 지중전력 케이블의 열화 요인

가. 지중배전 케이블의 포설 현황

우리 나라의 지중케이블은 XLPE계 절연 케이블을 사용하고 있으며 1998년 12월말 현재 전국적으로 약 14,600C-km가 포설되어 있고 전체 전력설비의 약 8.9%를 점유하고 있다. 지중화 설비의 연평균 증가율은 12.3%이며 고압 이상 배전케이블 포설현황은 표 1과 같다.

〈표 1〉 케이블 포설현황(C-km)

구분	CNCV	CNCV-W	CV	기타	해저	계
6.4kV	59	5	148	3	3	218
22kV	81	7	245	-	-	333
22.9kV	12,475	983	473	56	62	14,049
계	12,615	995	866	59	65	14,600
점유율(%)	86.4	6.8	5.9	0.4	0.5	100

※출처 : 지중배전 고장분석 및 대책(한전 배전처 '99. 3)

표1에서 알 수 있는 바와 같이 현재 가장 많이 포설되어 있는 케이블은 CNCV Cable(동심 중상선 가교 폴리에틸렌 절연 비닐시스 케이블)로서 전체의 86.4%를 차지하고 있으며 다음은 CNCV-W Cable(수밀형 동심 중상선 가교 폴리에틸렌 절연비닐시스

케이블)이 8.6%를 점유하고 있는데, 현재는 입상구간에만 사용하고 있으나 앞으로는 수분침투 방지를 위해서 일반개소에도 Water-proof형인 CNCV-W Cable로 점진적으로 교체될 전망이다. 또한 주요 도시별 지중화율을 살펴보면 표 2와 같다.

〈표 2〉 주요 도시별 지중화율

도시명	전체	서울	인천	대전	부산	광주	대구
가공선로(C-km)	149,024	5,050	2,530	2,981	3,034	2,309	2,788
지중선로(C-km)	14,600	4,190	990	893	850	585	425
지중화율(%)	8.9	45.3	28.1	23.0	21.9	20.2	13.3

※출처 : 지중배전 고장 분석 및 대책(한전 배전처 '99. 3)

주요 도시별 지중화율은 표2에서 알 수 있는 바와 같이 수도 서울이 4,190C-km로 45.3%를 점유하고 있으며 이것은 일본 동경의 지중화율 40.4%('96 기준)보다 높다. 또한 국가 전체의 지중화율을 살펴보면 총연장 14,600 C-km로 약 8.9%를 점유하고 있으며 일본 전체의 지중화율 4.5%('96 기준)보다 높게 나타나고 있다.

나. 지중전력 케이블의 열화요인

가공 배전선로에 의한 대도시 부하 밀집지역의 신뢰성 있는 전력공급은 그 한계를 넘은지 오래다. 따라서 대도시 부하 과밀지역에 대한 전력공급의 신뢰도 향상과 환경미화 차원에서 지중배전선로는 나날이 증가하고 있다. 현재 국내에서 사용하고 있는 지중 케이블은 가교 폴리에틸렌(XLPE)계가 주종을 이루고 있다. XLPE 케이블은 1973년 최초로 22kV 비접지 계통에 적용한 이래 1978년부터는 22.9kV 다중접지 계통에 동심 중상선 가교 폴리에틸렌 절연 비닐시스 케이블인 CNCV 케이블을 도입하여 1998년 12월말 현재 14,600C-km에 이르고 있다. XLPE 절연 케이블은

도체와 절연체 사이에 반도체층이 있으며 외피는 염화 비닐수지(PVC)를 사용하고 있다. 이것은 생산공정이 간단하여 경제적인 뿐만 아니라 사고 발생시 보수가 용이하다는 장점이 있으나 주절연층이 전압, 수분, 이물질 등에 의하여 쉽게 열화되어 절연이 파괴되기 쉽다는 단점과 약점을 가지고 있다.

XLPE 케이블은 사고 발생시 보수가 용이하다는 장점이 있는 반면 경년 열화에 의한 절연파괴가 크다는 단점이 있다. XLPE 케이블의 내용연수는 약 30년 정도이나 자연열화 등으로 실제 수명은 이보다 훨씬 떨어진다. 표 3에서 보는 바와 같이 사용연수가 약 10~20년 된 케이블의 열화 고장이 전체 69건 중 46건으로 약 67%를 점유하고 있다. 이것은 일본이나 미국의 경우와 거의 비슷하다.

〈표3〉 XLPE계 케이블의 열화에 의한 고장

제작연도	'70 이전	'71~'75	'76~'80	'81~'85	'86~'90	'91 이후	계
'98	3	-	5	14	6	4	32
'97	-	3	4	13	13	4	37
합계	3	3	9	27	19	8	69
점유율 (%)	4.4	4.4	13.0	39.1	27.5	11.6	100

※ 출처 : 지중배전 고장분석 및 대책(한전 배전처 '99. 3)

이처럼 포설후 10~20년 사이에 일어나는 사고가 급증하여 전력공급의 신뢰도가 저하되고 있고, 전력케이블의 열화정도 판정이 심각한 문제로 대두되고 있는 실정이며 또한 조만간에 노후 케이블의 교체 문제가 심각하게 대두될 전망이다. 그러나, 국내의 경우 고장난 케이블의 고장원인 규명 또는 열화 판정을 위한 분석기술이 단순히 Water Tree 크기의 측정 정도에 머물러 있고 Water Tree의 특성 및 사고 빈도를 기초로 하는 통계적인 방법에 의존하고 있는 실정이다.

(1) 열적 요인

지중케이블은 땅속에 매설되기 때문에 열 방산이 잘

되지 않아 주위 온도가 상승하며 송전용량도 저하된다. 따라서 열에 의한 열화는 케이블에 흐르는 전류량에 의해서 발생하며 높은 주위온도와 함께 저항이 과다한 열을 방출하며 이것이 설계한도를 초과하게 되면 열화로 이어진다.

재료가 높은 온도에 노출되면 다양하게 반응하는데 어떤 것은 녹아버리거나 Flexible하게 변하며 또 어떤 것은 자체적으로 화학적 결합이 풀어지게 된다. 절연체에서 온도 상승은 절연체의 기계적 강도와 절연강도를 저하시키게 된다. 또한 용량 초과로 인한 과열로 케이블 절연체의 형태가 변하고 색이 변하는 것을 눈으로 확인할 수 있으며 절연체가 변형될 때 절연강도가 저하하게 된다.

(2) 전기트리

전기트리는 케이블 제조과정에서 절연체내에 불순물이 혼입되거나 기공의 형성에 의해서 발생하기도 하고, 내부 반도체층과 절연층 사이 계면의 돌출물에 의해서도 발생한다. 절연파괴 과정은 전기트리 발생원에 평균 자기장보다 훨씬 높은 전기장이 형성되면 국부적인 절연파괴를 일으켜 가연 Gas가 발생하고 기공이 형성된다. 이 기공에서 부분방전을 일으켜 전기트리가 형성되면 케이블은 열화로 진전된다. 이때 응력이 절연체 속의 Void 및 불순물 입자에 집중되며 고전계에 의해 고분자 화학적 구조가 파괴되면서 트리를 형성하게 된다.

(3) Tracking 열화

절연물 표면에 전계가 존재하게 되면 연면 방향으로 탄소 도전로가 형성되는 현상을 Tracking이라고 하며, 절연물 연면 방향의 절연성능에 나쁜 영향을 주게 된다. 또한 도전전류의 Joule열에 의하여 도체 표면의 수분이 증발하게 되면 도전로가 차단되면서 미소불꽃 방전이 발생되어 방전에 의하여 절연체 표면이 점차 침식되면서 중국에는 절연파괴로 이어지게 된다.

Tracking 형성에 영향을 주는 인자로서는 먼지, 습기, 금속성 이물질, 화학약품 등에 의한 표면 오손, 재료의 성분, 오염상태, 표면의 탄화, 재료의 열화 생성물 등을 들 수 있다.

(4) Water Tree

Water Tree는 XLPE 전력케이블의 주요 열화요인으로 알려져 있으며, 물과 전기의 복합작용에 의해서 발생한다. 이것은 전기에너지에 의해서 발생하는 Micro-crack이 절연재료내를 전파해 나가는 현상이다. 케이블 내에 존재하는 수분은 케이블의 수명에 직접적으로 영향을 미치는 것으로 알려졌다. 따라서 케이블 내에 수분이 형성되는 경로를 정확히 아는 것이 무엇보다 중요하다. 전력케이블 내에 수분이 형성되는 경로에는 ① 제조시 가교 반응중에 생기는 경우, ② 케이블 제조방식(스팀 가교 방식, 건식 가교 방식)에 의하여 유입되는 경우, ③ 사용도중 외부로부터 유입되는 경우 등이 있다.

일단 Water Tree가 발생되면 수분의 이동 및 응집력은 대단히 커서 폴리에틸렌 절연체 내를 이동하여 Drop 형태로 모일 가능성이 크다. Water Tree 통로에 수분이 차게 되면 이는 도전로 역할을 하므로 또다시 Water Tree를 진전시키는 역할을 하게 된다. 경우에 따라서는 전계집중 현상에 의하여 전기트리로 발전되기도 한다. 이처럼 케이블의 절연층내로 침투된 수분은 Water Tree 열화의 근본적인 원인이 되므로 최대한 억제해야 된다. 무엇보다 중요한 것은 수분의 유입만이 문제가 되는 것이 아니라, 수분에 섞여 있는 각종 이온성 불순물도 Water Tree를 진전시키는데 크게 기여하고 있다는 것이다.

전력케이블에 수분이 형성되어 있는 경로를 살펴보면 다음과 같다.

첫째, 전력케이블의 절연층은 반도체층 및 외피로 감싸져 있다. 반도체층은 에틸렌계 고분자에 전도성 카본

블랙이 들어있는 컴파운드로서 기본수지 자체가 극성을 띠고 있으며 카본블랙 자체가 흡수성이 매우 높은 충전제이므로 반도체층은 수분 흡수율이 매우 높다고 할 수 있다. 또한 일반적인 외피는 PVC에 다량의 가소제가 들어 있는데 이들 각 성분들도 극성을 띠고 있어 극성이 매우 높은 수분과의 친화력이 좋으므로 수분 흡수율이 좋다고 할 수 있다. 따라서 전력케이블 주변에 수분이 존재하는 한 외피와 반도체층을 통하여 절연층으로 유입될 가능성이 매우 높다.

둘째, 전력케이블은 제조공법상 가교 과정이 있는데 종래에는 스팀 가교방식을 사용하였다. 스팀가교시 약 1,000PPM 정도의 수분이 절연층으로 침투되는 것으로 알려져 있으나 최근에는 고압 질소 가스를 이용한 건식 가교 방식을 채택하고 있으므로 가교방식에 의하여 수분이 형성되는 것은 어느 정도 억제되었다고 할 수 있다.

3. 열화된 전력케이블의 절연 보강기술

지중케이블은 직접 매설되어 있거나, 관로속에 넣어 포설되어 있다. 케이블 사고의 대부분은 수분 침투에 의한 절연열화로 판명되고 있어 이에 대한 대책이 시급한 실정이다. 이러한 현상은 단지 전력회사 뿐만 아니라 대형공단이나 아파트 단지 등에도 환경미화와 안정성 확보면에서 지중 케이블화가 증가하고 있어 Water Tree에 의한 계통 파급사고의 우려가 상존하고 있다. 지금까지는 이에 대한 적절한 대책 방안이 없어 불량 케이블을 교체하는 것이 유일한 방법이었다. 그러나 미국의 Orange Rockland Utilites, Inc의 Technology Lab에서 Cable Cure라는 절연보강 기술이 개발되어 세계 유수의 시험기관에서 여러 가지 실증시험을 통하여 그 성능의 우수함이 입증되고 있다. 현재 세계 많은

나라들이 열화 케이블의 절연 성능복구 대책으로 적용하고 있으며 우리 한전에서 Cable Cure 기술을 도입 적용한 실적이 있다.

가. 절연보강 기술의 개요

Cable Cure는 한마디로 기존 케이블의 수명 연장을 위한 절연보강 기술이라고 할 수 있다. Cable Cure는 케이블의 열화가 확인되었거나 열화 진전이 예상된다고 판단되는 케이블을 대상으로 지중에 매설된 상태에서 Cable의 소선과 소선 사이 또는 중성선 사이에 Silicone Fluid라는 액체를 적정 압력으로 주입하면 Cable 내부의 수분이 제거되고 절연물내의 Water Tree, Bow-tie Tree, Water-Rich Halo 등 Void를 메워주어 절연파괴의 가능성을 제거시키게 된다.

Cable Cure를 하게 되면 케이블의 절연강도를 350%까지 향상시키며 수분침투도 예방할 수 있어 케이블의 수명을 약 20년 정도 연장할 수 있다. 비용면에 있어서는 직매케이블의 경우 케이블 교체 비용의 1/2~1/4 정도로 감소된다고 한다.

그림 1, 그림 2는 네덜란드 KEMA 전기시험소의 Dr. E. F. Steennis가 Silicone Fluid를 열화 케이

블에 주입한 후 시험한 결과치를 그래프로 나타낸 것이다.

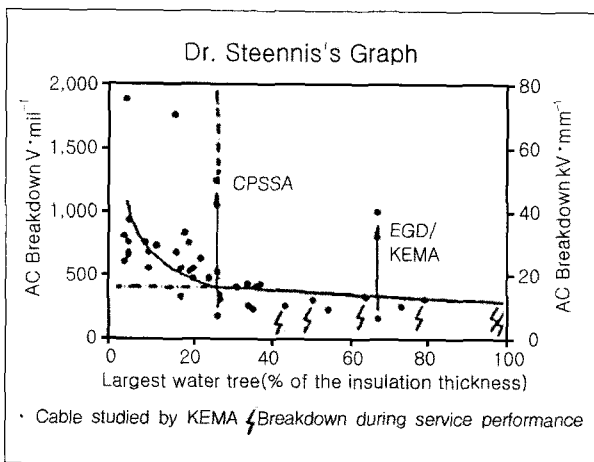
그림1은 케이블의 상태 판정을 나타낸 것으로 Water Tree의 크기가 절연체 두께의 30% 이상이 되거나 AC Break Down 이 18kV/mm 이하인 경우는 케이블의 상태가 불량한 것임을 나타내고 있다.

그림2는 운전중인 기존 케이블과 열화케이블에 절연 보강을 시행한 케이블의 AC Break Down 추이를 나타낸 그림이다.

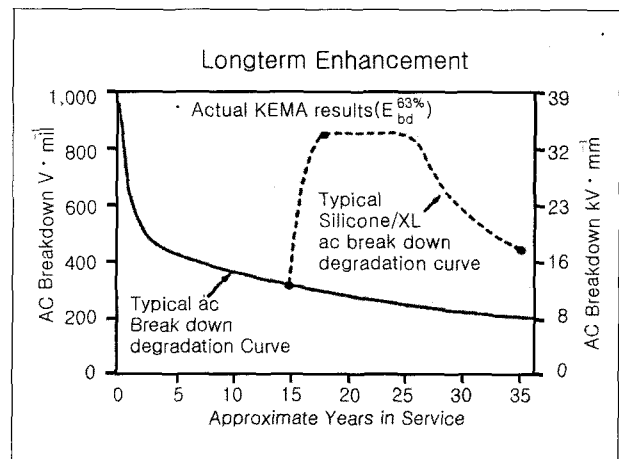
일정기간 사용한 케이블에 Cable Cure를 시행하면 절연성능이 향상되어 일정한 강도의 절연성능이 유지되고 있음을 알 수 있으며, Cable Cure 시행 후 약 20년을 사용하여도 절연 성능은 기존의 사용중인 Cable Cure를 시행하지 않은 케이블의 절연성능보다 100% 정도 우수함을 나타내고 있다.

(1) Silicone Fluid와 수분과의 작용

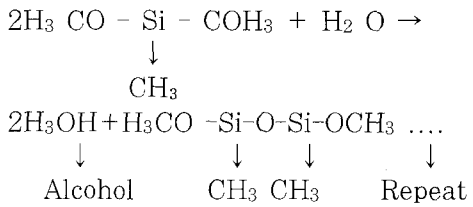
Silicone Fluid 분자가 물분자와 결합하면 화학작용에 의해 물분자가 메틸 알콜로 변화하게 된다. Silicone 분자와 물분자의 결합 과정은 6단계까지 지속적으로 화학반응을 반복하면서 Silicone Fluid가 케이블 절연체내에 고착되는데 그 화학반응은 다음과 같다.



〈그림 1〉 Steennis's Graph



〈그림 2〉 Longterm Enhancement Profile



(2) Silicone Fluid의 Cable Cure 작용

Silicone Fluid를 일정 압력으로 Cable의 소선과 소선 사이 또는 중성선 사이에 주입하면 분자의 화학작용에 의해 Cable Strand에 있는 수분을 제거하게 된다. 또한, 절연체 사이의 미세공간을 통하여 확산되면서 물분자와 반응하여 수분을 흡수, 절연체를 건조시키게 된다. 이와 함께 Water Tree나 흠집 부분의 미세공극을 충전하면서 Water Tree의 성장을 억제한다. 절연층이 두꺼울수록 Silicone Fluid가 절연체에 침투하는데 오랜시간이 걸리며 서서히 침투된 Silicone Fluid는 Extra Water와 반응하여 고착화되어 절연 성능을 회복시키게 된다.

나. 절연보강 기술의 장점 및 경제성

(1) 절연보강 기술의 장단점

열화케이블에 대한 교체공사와 절연보강을 비교하여

그 장단점을 경제성 면에서 살펴보면 표 4와 같다.

(2) 절연보강 기술의 경제성

- 최소의 비용으로 최대의 신뢰성 구축
- 최소의 시간으로 신뢰성 확보
- 정전시간의 최소화
- 조작과 공사의 어려움의 최소화
- 도로굴착 등에 의한 통행 지장을 최소화
- 케이블의 수명을 20년 연장
- 케이블 대체 비용의 1/5~1/2 비용
- 신케이블보다 Tree 방지 기능이 우수
- 신케이블과 같은 정도의 절연강도 회복

다. 절연보강 작업 수준

열화가 진행중이거나 열화가 예상되는 케이블을 선로에서 분리하고 각각의 단자나 Splice를 개방하여 Injection Adapter를 도체에 설치한다.

케이블의 한쪽 단말 끝을 진공 상태로 유지하고 Silicone Fluid를 일정 압력으로 케이블 내에 주입하면 몇 시간 후에 Silicone Fluid가 케이블 내에 완전히 채워지게 된다. Silicone Fluid 주입을 완료한 후

〈표 4〉 열화케이블의 절연보강과 케이블 교체의 장단점

구분	장 점	단 점
절연보강	<ul style="list-style-type: none"> •공사비 저렴 <ul style="list-style-type: none"> -직매케이블의 경우 1/2~1/4 •공사 시공의 용이성 <ul style="list-style-type: none"> -도로굴착 불필요 •공사시간의 단축 <ul style="list-style-type: none"> -부분활선공사 가능 •보강전에 비해 절연강도 350%까지 향상 •Cable 수명 20년 연장 가능 	<ul style="list-style-type: none"> •절연성능 향상에 장시간 소요 <ul style="list-style-type: none"> -0.5%/1일 향상 -절연성능 350% 증가에 24개월 소요 •사고케이블의 경우 <ul style="list-style-type: none"> -최소 시공 2개월 후 사용가 단, 기존케이블 절연보강의 경우 시공후 즉시 가압 가능
케이블 교체	<ul style="list-style-type: none"> •수밀형 케이블 적용시 고장예방 및 수명연장 가능 •불량 케이블 교체에 따른 신속한 성능 확인 가능 	<ul style="list-style-type: none"> •공사 시공 곤란 <ul style="list-style-type: none"> -도로굴착 허가의 어려움 -교통 혼잡 초래 -지하여건의 복잡: 상, 하수도, 가스, 통신시설 등 •공사비 과다 •장시간 휴전에 의한 민원유발 •Water Tree 현상 등 동일 문제점 상존

Damming Compound로 케이블 양단말을 1m 정도씩 Damming하면 Silicone Fluid는 케이블 내에서 Solid Dielectric Gel로 변화하므로 즉시 선로에 접속하여 전력을 공급할 수 있다(그림 3 참조).

(1) 케이블 관통시험 및 압력시험

- 열화 케이블 단자를 선로에서 분리하여 케이블의 굵기 및 길이에 따라 특수 압력 Flange 설치
- 케이블 내부의 폐쇄 여부를 확인하기 위해 Rometer(관통시험기)를 설치하고 20~30PSI 압력으로 질소가스를 봉입한다. 이때, 케이블 내부가 폐쇄되어 있으면 Injection End 부위의 Rometer가 Zero를 나타낸다.
- 케이블이나 Splice에서 질소가스 누출여부를 확인하기 위해 압력 Test를 시행한다. 압력 Test는 질소가스를 20PSI 압력으로 공급하여 Rometer가 전 케이블 길이에 걸쳐 압력이 같아질 때까지 시행한다.

(2) Silicone Fluid의 주입

- 관통시험 및 압력시험이 이상 없이 완료되면 Cable Cure에 필요한 Silicone Fluid의 소요량을

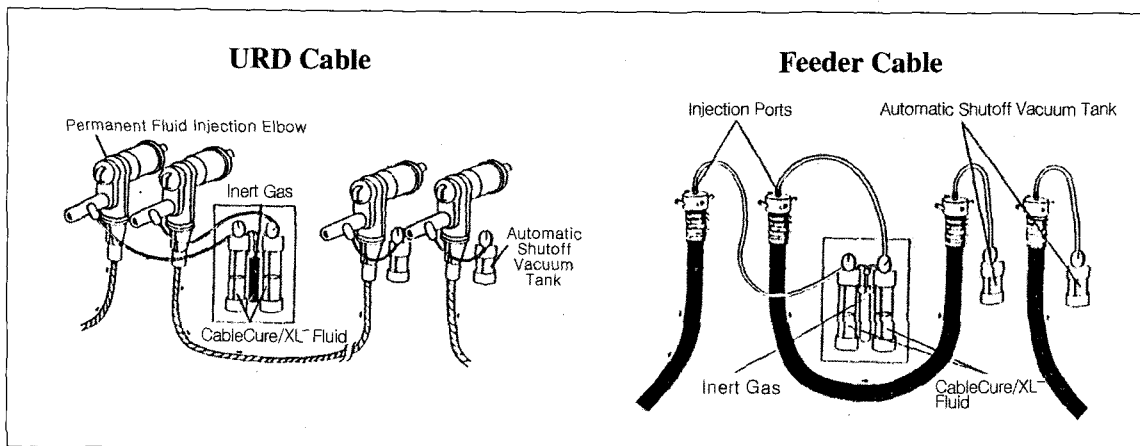
산출하고 주입완료 확인이 용이하도록 청색염료의 촉매제를 첨가한다.

- 촉매제는 Silicone Fluid를 고체화시키는데 온도, 습도 등 주변 여건에 따라 1~2일이 걸리게 되며 일단 고체화되면 재차 수분이 침투할 우려는 사라진다.
- Receiving End에 25inch(Hg)의 진공상태에서 건조재를 주입하여 케이블내의 수분을 없앤 다음 Injection Tank의 Sw를 투입하여 Silicone Fluid를 주입하면 Receiving End에서 수분이 빠지게 되며 건조재는 청색으로 변화된다.
- Cable Cure 시공이 완료되면 Silicone Fluid는 옅은 황색으로 변하여 End Terminal에 나타나게 된다.

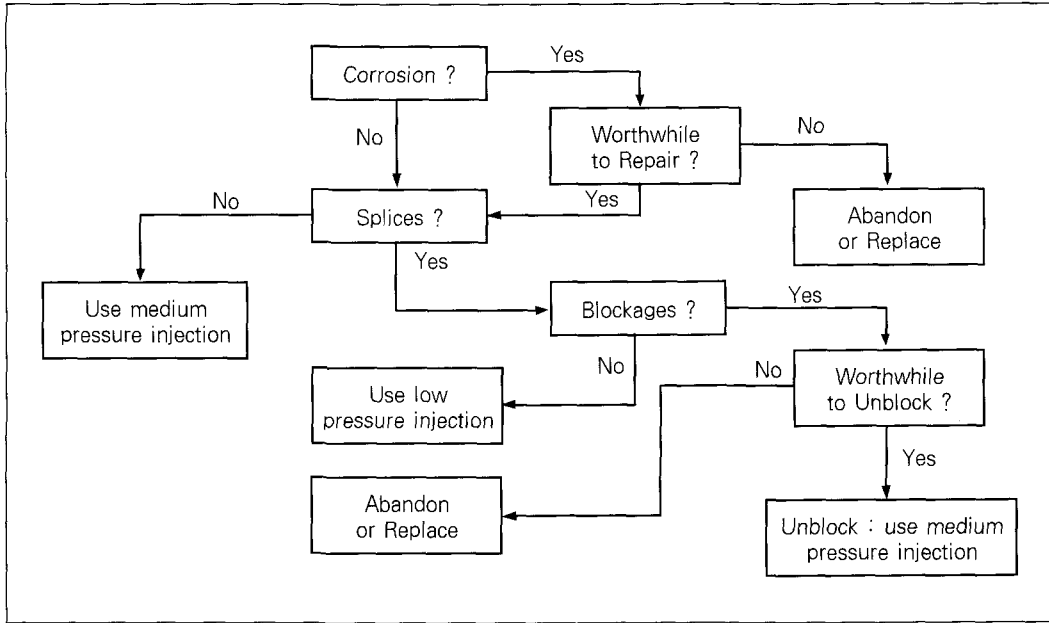
열화 케이블에 대한 Cable Cure를 시행하기 위해서는 상기와 같은 과정을 거쳐 작업을 수행하게 된다. 그런데, Cable Cure에 앞서 사용중인 케이블에 대한 절연열화상태를 판정해야 하는데 그 Process는 그림 4와 같다.

이처럼 Cable Cure는 최소의 비용으로 최대의 신뢰성을 구축할 수 있으며, 제성면에서도 열화 케이블 교체비용(직매의 경우)의 1/2~1/4이다.

Cable Cure를 시행한 케이블은 절연성능과 Water



〈그림 3〉 Cable Cure 과정의 개략도



<그림 4> Silicone Fluid Injection Process

Tree 발생 억제능력이 새 케이블보다 우수하며, 케이블의 수명을 20년 이상 연장할 수 있음이 KEMA를 비롯한 선진외국의 연구소에서 여러 가지 실증시험을 통하

여 입증되어 많은 나라들이 도입·적용하고 있다. 표 5는 KEMA에서 시행한 Cable Cure 전후의 성능 비교를 나타내었다.

<표 5> 세계 각 전력회사별 Cable Cure 전후 성능 비교

UTILITIES	Conductor	Insulation	Rated Voltage	Install & Service	AC Breakdown (kV/mm) Untreated treated
PCS Sanantonio	54mm ² AL	8.8mm XLPE	35kV		(미)4.7~6.8/32.0
EDON/EGD Netherlands	240mm ² AL	5.3mm XLPE	20kV	1978 Failed	3.1~7.4/23.0
OG & E Elec Service	380mm ² AL	4.4mm XLPE	15kV	1975	(미)2.8~6.0/17.0
Virginia Power	507mm ² AL	6.6mm XLPE	35kV	1974	(미)2.1~8.4/17.5
Florida Power	507mm ² AL	4.8mm XLPE	15kV	1973 Failed	(미)2.3~6.0/14.0
Duke Power	507mm ² AL	23.4mm XLPE	115kV	1978 Failed	(미)26.88/348

출처 : * '95 JICABLE 발표자료 (Forth International Conference On Insulated Power Cable(25 ~26 June 1995-VERAILLES-FRANCE)
 * CTL(Cable Technology laboratories Inc 미국), KEMA에서 시험
 * Duke Power 시험치 → Terminal Flash Over로 전압 상승 중단

라. Cable Cure 작업순서 및 측정 장비(표 6 참조)

4. 절연보강 기술의 국내 적용 실적

배전계통의 지중화는 계속 증가하는 추세에 있으며, 지중선로의 증가뿐 아니라 사용연수 경과에 따른 지중

케이블의 사고도 증가될 전망이어서 사고예방을 위한 획기적인 기술 및 경제적인 유지보수 기술이 절실히 요구되는 시점에 와 있다고 하겠다. 따라서 선진외국에서 성능이 검증되어 적용이 확대되고 있는 Cable Cure 기술에 대해서 경제성, 시공의 용이성, 효율성 등 다방면에 걸쳐 충분히 검토한 바 그 타당성이 인정되었다. 또한, 미국의 Florida Power & Light 사의 Cable

〈표 6〉 Cable Cure 작업순서 및 측정 장비

순서	Cable Cure 작업명	측정장비
1	Cable Cure 전 선로특성 측정 가. Water Tree 진단 측정 나. 유전정접 (tan δ) 측정 다. 직류누설전류 측정 라. 전위 감쇄량 측정	• Double Tester • 활선 Water Tree 측정기 • KDA-1
2	Cable 종단부분 준비 작업 가. 최종 종단접속길이로 Cutting(Damming) 나. Cable Neutral Wire Float(Cable Locating) 다. XL절연체 노출 - 20cm 이상(CLA설치)	
3	Cable Length 및 Splice 위치 확인 및 Tag 부착 가. TDR 측정 - Cable Length, Splice 개소 확인 나. Locator 측정 - Cable Path, Depth Locating Splice	• TDR(CC-502b) • Line Locator(RD400 LCTX) • TAG • Walky Talky
4	CLA/HCLA 설치 가. Cable 종단부 XL절연체-청결 나. Locator 측정-CIA/HCIA 설치	• IP Alcohol • Brush • Torch + Butane Gas
5	관통시험(N ₂ Gas Flow Test)	• N ₂ Gas • Flow Test Valve/Rotor Meter Assy • Walky Tank • Regulator
6	Cable Cure : Silicone Fluid(XL) 주입	• 전자저울 • Vaccum Pump • Vaccum Tank • Bladder • N ₂ Gas • 전압감압기 • Walky Talky • Fluids
7	Cable Damming DC 80mℓ(Beaker) + catalyst 0.08mℓ(1%)(Syringe) (10℃ 기준 8시간 이후 CIA 철거 가능)	• Damming Compound Injector • N ₂ Gas • Vaccum Pump • Vaccum Tank • 전압감압기
8	Cable Cure 후 선로특성 측정	• Double Tester • 활선 Water Tree 측정기 • KDA - 1
9	종단접속재 설치	
10	최종 선로특성 측정 및 상 확인 후 가압운전	• Double Tester
11	지속적인 선로특성 측정 비교	• Double Tester • KDA-1

Cure 적용실적과 절연성능 향상에 대한 검증결과를 토대로 하여 그 동안 열화사고가 많았던 강동지점과 강서지점의 지중선로를 시범 적용한 결과 그 성능이 우수한 것으로 판명되어 확대 적용하고 있다.

가. 절연보강 대상 선로의 판정

절연 열화 상태를 판정하기 위한 측정기법은 여러 가지가 있는데 그중에서 측정의 정확성을 기하기 위해 전압감쇄법, 직류전류 성분법, 등온완화 전류법 등 3가지 기법을 적용하여 측정을 실시하였다.

지금까지는 DC 30kV를 인가하였을 때 누설전류가 51 μ A/km를 초과하면 케이블의 절연상태가 불량한 것으로 판단하는 직류전류 성분법을 적용하여 왔다.

그런데 이 방법은 Water Tree에 의한 열화케이블일 경우 직류전압 인가시 파괴될 우려가 있다. 이러한 문제점을 해결하기 위한 시험방법으로 연구개발된 측정기법이 비파괴 절연측정 이론인 등온완화 전류측정법(IRC : Isothermal Relaxtion Current)이다.

IRC 기법에 의한 케이블의 측정시간은 한 상당 약 1시간이 소요되며, 측정시스템에 의해 자동으로 처리된다. DC 100V를 공시 케이블에 30분간 인가하면 자동으로 방전 단계로 전이되는데 30분간 방전되는 미세 방전전류를 측정하여 Aging Factor를 산출하는 것으로서, Aging Factor의 수치가 클수록 절연체의 열화 정

도가 심함을 의미하며 열화정도의 판정은 표 7과 같다.

〈표 7〉 IRC 기법에 의한 열화정도 판정

Aging Factor	판 정	구 분
~ 1. 6	New	아주양호
1. 6 ~ 1.85	Middle	양 호
1.85 ~ 2. 3	Old	요 주의
2.30 ~	Critical	불 량

판정결과 「요주의(Old)」 판정은 절연체의 절연성능이 저하하여 지속적인 관찰과 보수를 요하며, 「불량(Critical)」 판정은 절연상태가 극도로 불량하여 절연파괴의 가능성이 높으므로 조속히 적절한 대책을 요한다.

나. 열화 케이블에 대한 절연보강 시행 전후의 측정 결과

표 8, 표 9는 Cable Cure를 시행한 선로에 대해서 Cable Cure 시행전후의 절연성능을 측정된 것이다. 측정 결과치를 절연성능 판정구분표와 비교 분석해 보면 절연성능이 요주의(Old), 불량(Critical)에 대한 Aging Factor가 전반적으로 감소하고 있는 반면에 절연성능이 양호(Middle, New)한 케이블의 Aging Factor는 증가하고 있다.

Cable Cure를 시행후 약 4개월 뒤에 측정된 결과치는 아무런 반응이 없어 Cable Cure 효과를 판정할

〈표 8〉 Aging Factor 비교표

D/L명	지단구분	공장 C-km	측정일시	측정방법	측정결과(Aging Factor)		
					A상	B상	C상
강동S/S 구정D/L	Cure 시행 전	A:486.6m B:487.9m C:488.2m	'97. 10. 25	완 화 전류법	미상 (critical)	미상 (critical)	미상 (critical)
	Cure 시행 후	A:486.6m B:487.9m C:488.2m	'98. 2. 7	완 화 전류법	미상 (critical)	미상 (critical)	미상 (critical)
			'98. 5. 14	완 화 전류법	1.810 (middle)	1.708 (middle)	1.836 (middle)

〈표 9〉 케이블 성분별 분석표

D/L명	공장 C-km	성분	측정결과			증감 ③ - ①	분석
			① '97.10.25	② '98.2.7	③ '98.5.14		
강동S/S 구첨D/L	A:486.6	critical	0.92	0.91	0.09	-0.83	감소
		old	0.14	0.11	0.08	-0.06	감소
		middle	0.19	0.15	0.93	+0.74	증가
		new	0.10	0.08	0.08	-0.02	감소
	B:487.9	critical	0.92	0.88	0.09	-0.83	감소
		old	0.08	0.24	0.09	+0.01	증가
		middle	0.10	0.15	0.81	+0.71	증가
		new	0.09	0.13	0.23	+0.14	증가
	C:488.2	critical	0.91	0.91	0.09	-0.81	감소
		old	0.14	0.11	0.09	-0.15	감소
		middle	0.17	0.12	0.93	+0.76	증가
		new	0.05	0.07	0.08	+0.03	증가

수 없었으나, 약 7개월 후 2차 측정결과는 Aging Factor가 A, B, C상 모두 약 1.8 정도를 나타내고 있어 케이블의 절연내력이 향상되고 있음을 암시하고 있다. 그러나 케이블의 절연내력이 완전히 회복되기까지는 Cable Cure 시행 후 약 2년 정도의 기간을 요하며, 현재로서는 측정 결과에 대한 신뢰성 판정은 어렵다. 따라서 Cable Cure에 의한 절연성능 회복 판정을 위해서는 지속적인 관찰과 반복 측정이 병행되어야 하겠다.

표8에서 Aging Factor가 산출되지 않는 경우는 케이블의 열화 상태가 극히 불량한 경우로서 측정 및 판정의 기본요소인 방전전류가 측정장비(KDA-1)에서 Pickup 범위를 벗어난 경우이며 대부분 Aging Factor 수치가 9.0 이상이다.

Aging Factor

$$= \frac{\text{불량부분(수트리층)에서 방전되는 총 전하량}}{\text{건전부분에서 방전되는 총 전하량}}$$

5. 결론

도시기능의 고도화가 진전되고 도시환경의 미화, 쾌적한 생활 환경조성 등 문화생활을 추구하려는 국민적

욕구가 증가함에 따라 대도시의 지중배전선로는 계속적으로 늘어날 것이며 지중배전이 차지하는 비중이 커질 것이다.

앞에서도 언급했듯이 전력케이블의 실제 수명은 30년 이상임에도 불구하고 포설후 5~6년 이내에 고장 발생빈도가 높게 나타나고 있어 이에 대한 대책이 시급한 실정이다. 이것의 근본 원인은 Water Tree에 의해 절연이 열화되어 파괴되는 것으로 판명되고 있다. Water Tree 방지 대책으로 수밀형 케이블과 난연성 전력케이블은 신설 또는 교체되는 케이블 포설 개소에 사용되고 있다.

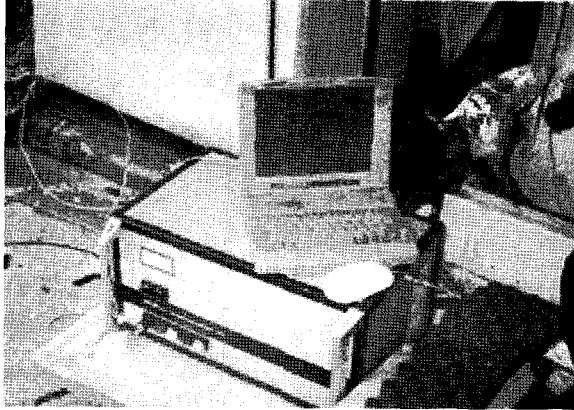
그러나 기존의 포설된 케이블에 대해서는 경제성, 효율성 등을 감안하여 Cable Cure의 효능이 확인되면 적극 활용하여야 할 것이다.

이번에 처음으로 도입 적용한 Cable Cure를 시행하는 과정에서 느낀 점은 다음과 같다.

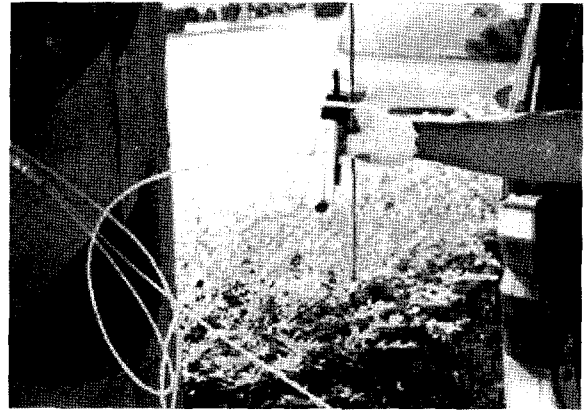
첫째, Silicone Fluid를 누출시키지 않고 시공할 수 있는 방법이 연구, 개선되어야 한다.

둘째, 절연열화로 판정된 케이블을 정밀 측정하기 위해서는 측정구간을 세분화할 수 있어야 한다.

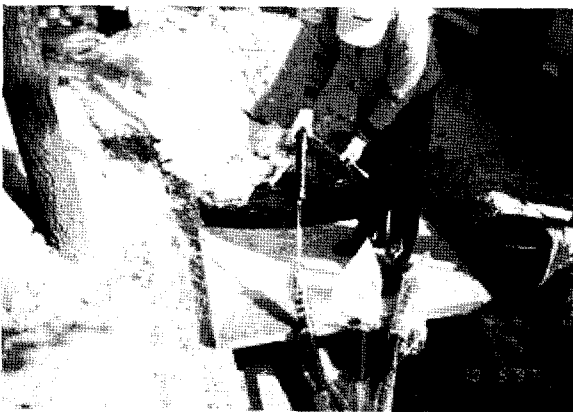
셋째, 열화정도를 정확히 판정하고 그 이력을 관리하기 위해서는 측정 장비의 보급이 필요하다.



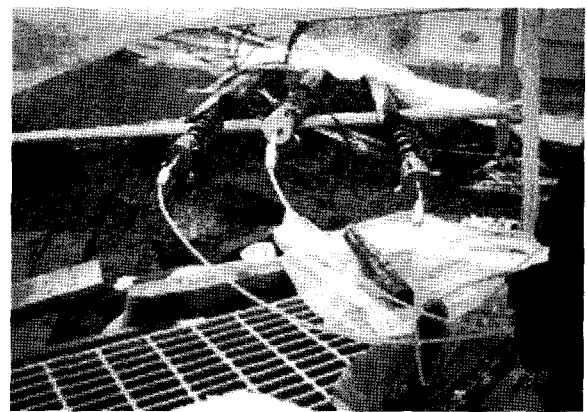
〈사진 1〉 케이블 열화진단



〈사진 2〉 N₂ 가스에 의한 케이블 관통시험



〈사진 3〉 Cable Damming



〈사진 4〉 Silicone Fluid 주입

참고문헌

1. Dielectric Enhancement Technology : IEEE Electrical Insulation Magazine March/April 1994-vol. 10. No2
2. Direct-Buried Primary Cable-The case for planned Replacement : Transmission & Distribution July 1989
3. Utilities use silicone injection to restore underground cables : Reprinted from the June 1992 edition of Electric light And Power Copyright 1992 by Pennwell Publishing Company
4. Testing Underground Cable Restoration with silicone : Electricity today vol 3 No9 October, 1991
5. Extend cable life by Enhancing failing URD & Feeder Cables with cable cure/XL : UTILX Corporation, cable cure
6. New Technique saves URD Cable : Transmission & Distribution : August 1995
7. 배전케이블 수명예측 기준결정 및 열화진단 시스템 구축 : 한국전력 '97. 10
8. 지중배전 실무교재 : 한국전력 '98. 4
9. Cable Care : 한우테크