

지중 배전케이블 열화진단 신기술 동향

김주용 · 김찬영 · 송일근 <전력연구원 선임연구원>

1. 서 론

대부분의 배전선로 지중화는 부하가 밀집된 지역에서 이루어지기 때문에 사고시 과급영향 또한 매우 크다. 그러므로 지중 배전선로는 건설 당시부터 고신뢰성을 보장할 수 있도록 시설하는 것이 필수적이며, 지속적인 유지관리를 통해 설비의 안정성을 확보하여야 한다. 또 지중 배전케이블은 송전 케이블과는 달리 제조상의 결함이 많이 존재할 수 있으며, 케이블이 운전되는 환경 또한 송전 케이블보다는 열악하기 때문에 고장발생 가능성이 높다.

최근 10년간 한국전력공사의 사고자료를 분석하면 배전케이블은 주로 포설후 10년이 경과하면서 열화 고장이 발생하고 있는 것으로 나타나며, 주요열화의 요인은 수트리와 제조결함에 의한 것이다[1].

현재 국내에서는 지중배전 케이블 열화진단을 위해 직류 30kV를 30분간 인가하여 이때의 누설전류를 측정하는 방법을 주로 사용하고 있으나, DC 시험이 XLPE(crosslinked polyethylene) 절연 케이블의 열화 진단에는 효과가 불확실하고, 공간전하형성 등으로 인해 건전한 절연체에 손상을 가한다는 연구결과가 발표되면서 대체 시험법의 도입이 필요한 실정이다.

국외에서도 기존의 직류시험법을 대체하기 위해 많은 연구가 진행되고 있으며, 일부 상용화된 제품이

출시되고 있다. 하지만 아직 국제적으로 케이블 진단 기술이 개발단계에 있기 때문에 확정된 규격이나 규정이 없는 상태이다.

2. 케이블 진단에 관한 일반적인 검토

(1) 내전압시험법

케이블에 중대한 추가 열화를 야기시키지 않고, 치명적인 결함을 발견하기 위해 서비스 전압보다 높은 전압을 단시간 인가하여 결함부위를 찾아내는 것으로서 시험을 위해서 다음의 전압 스트레스가 사용된다.

1) DC 전압시험

DC전압 시험은 지절연 케이블의 현장시험을 위해 개발된 후 압출성형 케이블에서도 적용되었으나 압출성형케이블에 대한 결함검출능력이 미흡하고 케이블 시험중에 손상을 줄 수 있는 것으로 밝혀졌다. 이 시험의 가장 중대한 제약점은 DC 전압에 대한 절연체내의 스트레스 분포는 절연재료의 저항에 의해 결정되는 반면 운전 중에는 유전특성의 영향을 받는다는 것이다.

2) AC 전압시험

AC 전압시험은 케이블의 운전전압과 같은 전압으로 시험하기 때문에 가장 대표적인 시험법이라 할

수 있으며, $2U_0$ 에서 30분간은 케이블에 충격을 주지 않고 효과적이다. 이런 효과적이고 대표적임에도 불구하고, 케이블이 긴 경우에는 케이블의 높은 정전용량 때문에 시험 장치는 상당히 부피가 커져 현장에서 실용적이지 못하다.

3) 초저주파(Very Low Frequency) 전압시험

VLF 시험은 종래의 문제시 되는 DC 시험의 대체 방안으로 사용될 수 있는 합격/불합격 시험으로써 전력회사의 방침에 따라 다르지만 보통 일정 시간 동안 2-3 U_0 의 VLF 전압을 인가한다. VLF 시험의 가장 큰 장점은 오래되거나 보수된 케이블에 대해 절연체의 분극 문제없이 시험할 수 있다는 것이다. 또 다른 장점은 초저주파로서 소모 전력이 작아 긴 케이블에 대해서도 시험장치가 작다는 것이며, 아울러 지절연 케이블에서도 시험이 가능하다.

심하게 수트리 열화된 케이블(예를 들면, 절연두께의 60% 정도로 수트리가 성장된 경우)에 VLF 시험을 하면 성장속도가 느린 수트리는 부분방전을 동반하면서 빠르게 진전하는 전기트리로 전환되게 된다. VLF 시험은 전기트리의 성장 속도를 3 U_0 의 전압으로 10-12[mm/h]까지 높이는 효과가 있다.

전력회사에서 운전중에 사고가 발생하기 보다는 VLF 시험으로 손상된 케이블이 파괴되길 바라는 경우 유용하다(수트리가 전기트리로 전환된 경우에는 수 주 정도 이내에 사고가 발생될 수 있다).

4) 진동파(Oscillating Wave) 전압시험

진동파 전압은 고전압 발생장치와 L-C 공진을 이용한 진동파 발생 회로에 의해 현장에서 쉽게 발생시킬 수 있다. 이 시험은 효과적인 결함 검출을 위해 AC 시험만큼 전압을 올려야 하며 4 U_0 까지 케이블에 열화없이 전압을 올릴 수 있는 것이 실험을 통해 입증되었다.

(2) 진단시험법

내전압 시험과 함께, 위에서 언급한 voltage stress

하에서 몇가지 비파괴 측정을 할 수 있는데 크게 두 가지로 분류하면 부분방전 측정에 의한 국부적 결함 검출 방법과 케이블 절연층의 전체적인 상태평가 시험으로 나눌 수 있다.

부분방전 검출방법은 케이블 접속재나 단말에 있는 국부적인 결함을 찾아내는 데 적합하다. Coupling capacitor를 이용한 전통적인 측정 기술은 높은 background noise 때문에 현장적용이 어려웠다. 하지만 신호처리 기술의 발달과 휴대용 탐침을 이용하여 측정부위의 PD 현상을 조사할 수 있는 기술이 개발되어 현장적용에 까지 이르고 있다.

케이블 절연체의 전체적인 상태평가 방법으로는 완화전류 측정법, 회복전압 측정법, tan δ 측정방법이 사용될 수 있다. 현재까지의 현장실험 결과와 실험실 시험에 의하면 단지 한가지 방법으로 케이블이나 접속재의 상태를 알 수는 없다. 그러므로 여러 가지 진단 장비를 이용해야 한다.

3. 국외의 케이블 열화진단 사례

(1) 프랑스(EDF)(2)

프랑스의 배전선로는 590,000[km]극장중 가공선 75%, 지중선 25%로 구성된다. 지중선로중 지절연 케이블이 34%, 그외 고분자케이블이 66%이다.

프랑스에서는, 케이블 외피를 동테이프와 같이 제작하여 외부로부터의 수분침투를 방지할 수 있는 케이블을 사용하기 때문에 수트리에 의한 고장은 거의 없지만 접속재 고장은 많은 편이다. 현재까지 케이블 고장이 별로없기 때문에 케이블 진단을 위한 특별한 장치개발의 필요성이 없었다. 그래서 단지 케이블 외피에 대한 저전압 DC 준공시험만이 수행되었다. 특별한 경우에 15분간 4 U_0 DC를 인가하여 절연체를 시험했다. 현재에도 이 방법이 가끔 접속재 시공불량을 찾기위해 이용되고 있다. 하지만 결함검출 효과가 없고 노후케이블과 접속재에 악영향을 주기 때문에 케이블 진단시험으로는 사용하지 않는다.

현재 실선로에 적용 가능한 상용화된 진단장비는

그다지 많지 않으며, 주로 수트리 문제가 발생하는 경우 케이블 교체작업의 일환으로 이러한 장비들이 전력회사에서 사용되고 있다. 하지만 프랑스 케이블의 경우에는 물로 인한 문제가 크게 드러나지 않는 상황에서는 이 기술들의 유효성에 대해 매우 조심스럽게 생각하고 있다. 그래서 접속재 및 중요수용가 선로의 진단을 위해 현재까지 상용화된 제품을 대상으로 성능평가시험을 실시했다. 성능시험을 실시한 장치는 다음과 같다.

- 0.1Hz, VLF(Very Low Frequency)에서의 $\tan \delta$ 측정장치
- IRC(Isothermal Relaxation Current) 측정장치
- PD(Partial Discharge) 측정장치

1) VLF $\tan \delta$

U_0-3U_0 사이에서 0.1Hz의 $\tan \delta$ 는 고분자로의 수분 침투 및 열화에 민감하게 변하므로 심하게 수트리 열화된 경우에 적용할 수 있다. 이 정도로 높은 전압에서는 전하의 주입과 (전기트리에 의한)부분방전이 시작되어 0.1Hz $\tan \delta$ 는 그림 1과 같이 지수적으로 증가한다. 하지만 지절연 케이블에서의 VLF 진단은 $\tan \delta$ 가 유사한 양상을 보이지 않으므로 사용하지 않는다.

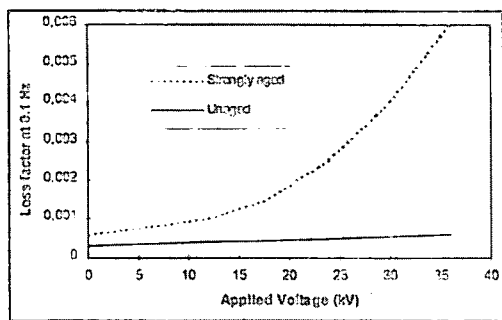


그림 1. 신품 및 열화품 XLPE 케이블에 대한 인가전압에 따른 0.1Hz $\tan \delta$ 변화

$3U_0$ 에서 기존의 $\tan \delta$ 의 허용값을 표 1에 나타내었다.

표 1. 기존의 $\tan \delta$ 의 허용값

| | |
|------------------------|--|
| 열화되지 않은 LDPE 절연 | $< 10^{-4}$ |
| 열화되지 않은 XLPE 절연 | $10^{-4} < \tan \delta < 3 \times 10^{-4}$ |
| 지절연 또는 수트리 열화된 XLPE 절연 | $\gg 10^{-3}$ |

$\tan \delta$ 는 케이블 포설 불량 뿐 아니라 접속재나 단말의 작업불량일 경우에도 높아지게 된다. 그러나, $\tan \delta$ 측정의 단점도 있다. 즉, VLF 시험으로 전체 케이블 선로가 시험되기 때문에 국부적(접속재나 국부적인 케이블 결함)인 효과와 케이블 전반적인 손상을 구분하기 어렵다. 경험에 의하면 대부분의 경우 접속재로 인해 높은 $\tan \delta$ 값이 나타나는 경향이 있다.

$\tan \delta$ 는 온도에 매우 민감하여 온도가 높을수록 $\tan \delta$ 도 커지므로, 측정전에 운전으로 온도가 높아진 케이블을 식히기 위한 사전 작업이 필요하다. VLF 방법을 이용한 케이블 진단에는 $\tan \delta$ 만을 측정하고 전압을 필요한 만큼만 인가하므로 수 분 정도 밖에 걸리지 않는다.

1998년에 VLF BAUR 시스템을 이용하여 진단 평가 프로젝트를 시작하여, 1년 동안 현장 작업자로 하여금 실제 조건에서 장비를 사용하도록 하였다.

1998년 7월에 하나의 접속재만을 갖고 포설된 600[m] 선로에 대해 VLF 진단시험을 실시한 결과 포설 직후에 2개의 상이 $2U_0$ 에서 높은 $\tan \delta (4.4 \times 10^{-3}, 6.2 \times 10^{-3})$ 를 보였고 세 번째 상은 117×10^{-3} 까지 도달했다. 하지만 이 선로는 $2U_0$ 15분의 VLF 시험을 견디었다. 6 개월 후 재측정한 결과 역시 $\tan \delta$ 는 각각 $2 \times 10^{-3}, 1.8 \times 10^{-3}$ 및 16×10^{-3} 로 좋지 않은 것으로 나타났다. 결국 접속재를 교체하고 재측정한 결과 모든 상에서 0.7×10^{-3} 이하로 나타났고 이 접속재를 조사한 결과 그림 2와 같은 수분 침투(특히 가장 높은 $\tan \delta$ 를 보였던 3번째 상에서), 반도전 스

크린의 절단 잘못(큰 양의 부분방전을 발생시킴) 및 접속재 몸체의 변위와 같은 접속재 결함이 존재했다.

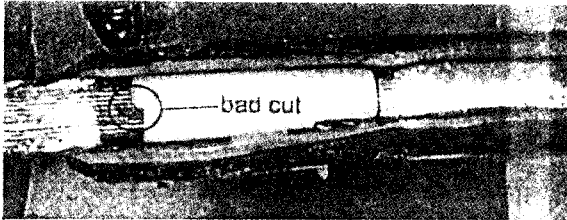


그림 2. 높은 $\tan\delta$ 의 원인이 된 반도체층의 절단 잘못

실험 결과, VLF 시험은 배전 선로에서 액세서리의 초기 결함을 검출하는 데 유효하다고 볼 수 있으나 케이블 절연층 결함은 발견할 수 없었다. 이것은 케이블 결함이 불량 액세서리 때문에 감춰지기 때문인 것으로 보인다.

2) IRC 방법

이 방법은 SEBA DYNATRONIC사 장비를 이용하여 완화전류를 분석하는 것에 기초하고 있다. 케이블을 1,000[V] DC로 30분간 충전시킨 후 30분 동안 방전시켜 수트리에서 발생하는 완화전류를 측정한다. 이때 그림 3과 같은 피크를 가진 곡선이 나타나고 이로부터 열화계수 'A'를 계산하여 A가 2.25 이상이면 케이블 사고위험이 증가하고 있다는 것으로 판단한다.

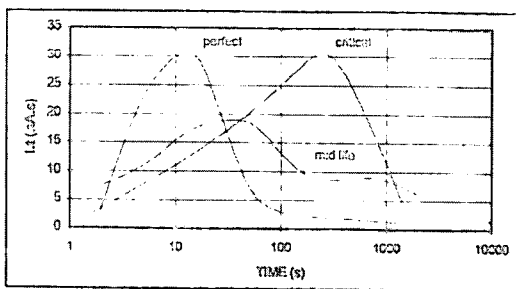


그림 3. 여러 열화 케이블에 대한 IRC 곡선의 예

이 기본적인 곡선에 케이블 열화상태 확률을 산출

하기 위해 neural network 분석을 추가하게 된다. VLF 시스템과는 반대로, 이 방법에서는 특성 완화 피크의 상대적인 위치를 측정함으로써 온도 효과를 배제할 수 있다.

이 방법은 케이블의 수트리 열화를 진단하기 위해 몇몇 전력회사에서 사용된 경험이 있다.

하지만, 케이블 열화 효과가 나타났더라도, 소위 열화 케이블이 확실히 열화되었다고 만은 볼 수 없다. 그 이유는, 저전압을 사용하기 때문에, 수트리카 접속재 결함에 의해 열화가 진전된다는 실제적이고 물리적인 증거인 전하가 주입되거나 부분방전이 발생할 수 없기 때문이다. 실제로, 측정된 완화 전류는 케이블 내부 도체와 외부 금속 쉬스 사이의 모든 층, 반도체 스크린, 스웰링 테이프, 공기, 파우더, 충전재 및 주 절연층 등에서 발생하는 것을 모두 포함하고 있기 때문에 절연층만이 완화전류 파형에 원인이 되었다고는 말하기 어렵다.

예를들면 부풀음 테이프로 침투된 소량의 수분이나 절연층 경계에 집중되어 있는 자연적이고 이동 가능한 첨가제 등으로 인해 차질 열화된 케이블로 잘못 추정될 수 있기 때문이다. 아울러, 물리/화학적 절연 열화(가교, 산화 열화와 열 열화, 첨가제 부족 등) 또한 그렇게 고려될 수 있다.

IRC 측정은 실험실에서 짧은 길이의 샘플에 대해서만 수행하였다. 이때 계산된 열화 계수 A는 1.8에서 2.2 정도였으며, 열화 샘플의 파괴전압과의 특별한 상관성은 없었다. 하지만, 2개의 미열화 샘플에서 A는 1.6과 1.73으로 낮게 나타났고 대부분의 열화 샘플에서는 한계 값인 2.25 정도로 높게 나타남으로서 어느 정도의 관련성이 있는 것으로 보인다.

그러나, 모든 샘플이 XLPE 절연 두께가 얇은 작게 설계된 것이라는 점에 주목하여야 하며, 앞에서 언급한 바와 같이 나쁜 A 값이 케이블의 실제 열화 상태에 대해 오진단의 원인이 되는 순수한 유전특성과 관련된 것은 아닌지를 파악하기 위해 계면현상을 조사하여야 한다.

3) 부분방전 측정

최근 여러 시스템(IMCORP, KEMA, BAUR)이 개발되어 부분방전 측정과 위치 파악이 가능해졌다. 이 시스템들은 고전압 발생을 위해 공진 변압기를 사용하고 부분방전 위치 파악을 위해 반사파 이론(reflectometry)을 적용하고 있다.

KEMA와 BAUR 시험기는 0.1[Hz]에서 수행되기 때문에 50[Hz]에서 시험하는 IMCORP 시스템보다 긴 케이블(5[km]이상)에 대해 신호 감쇄가 작다(결과적으로 IMCORP 시스템은 보다 큰 발전기가 필요하다). 그러나, 50[Hz] 시험은 부분방전 측정에 0.1[Hz]에 비해 500배나 빠른 속도로 데이터를 얻기 때문에 시험 시간은 줄어들게 된다. 이 모든 시스템은 부분방전의 크기와 개시전압을 산출하게 된다.

프랑스 배전선로에 한해서는, 이 기술들은 접속재 결합 검출과 케이블의 국부적인 결합 검출을 위해 관심의 대상이 될 수 있다. 하지만, 이 시스템들은 적용하기에 가격이 비싸고, 작업이 전문가에 의해 이루어져야 한다는 단점이 있다.

부분방전 검출과 위치파악 시험을 IMCORP 시스템을 이용하여 열화 샘플과 현장 케이블에 대해 실시하였다. 열화 샘플의 경우에는 케이블의 길이가 20[m]로 짧기 때문에 PD 위치파악에 있어서는 좋은 결과를 보이지 않았고, 접속을 위한 단말을 제외하고는 케이블에서는 PD가 검출되지 않았다. 현장에서는 1개의 케이블에 대해서만 시험하였고, 기존의 reflectometry로서 접속부의 위치파악이 가능한가 하는 것이 첫 번째 목적이었는데 쉽게 파악되었으며 진단 동안에는 2개의 상에서 방전 위치를 알아냈는데 접속부로 바로 판명되었다. 이때 방전 개시전압은 17[kV] 정도였다.

(2) 일본(동경전력)[3]

일본의 경우, 22-33[kV] XLPE 케이블 선로는 1995년 말까지 전체의 90[%]를 차지하고 있으며, 이 중 79[%]가 덕트 내에 포설되어있다. 일반적으로 덕트는 물이 침입할 수 있기 때문에 수트리가 생성되

고 진전할 수 있다. 그리고, 상당수의 케이블이 포설된지 30년이 넘기 때문에 얼마나 열화되었는지 그리고 이에 따른 절연파괴를 예방하기 위해 언제 교체하여야 하는지가 초미의 관심사이다.

1955년부터 1995년까지 22-33[kV] XLPE 케이블 선로의 케이블에서 절연파괴 사고율은 초기에는 0.01건/100[km/year]이었다가 1981년까지 점차적으로 증가하였고, 1995년에는 0.128건/100[km/year]까지 증가하였다. 이 사고의 대부분(112건중 107건)은 1980년 이전에 포설된 선로였으며 접속재에 있어서는 사고율이 감소하여 최근에는 0.003건/10접속재/year의 낮은 사고율을 보인다.

그림 4는 22-33[kV] XLPE 케이블 선로에서의 사고 건수를 사고 유형별로 나타낸 것으로서 케이블 사고의 64[%] 정도는 수트리 열화에 의한 것이며, 85[%]는 습식가교로 만들어진 케이블이다. 그리고, 이 케이블의 대부분은 테이프로 외도를 처리한 것이었다. 이러한 사실은 반도체층과 절연층 사이의 불규칙한 경계로 인해 수트리의 개시에 커다란 영향을 미쳤기 때문으로 생각된다.

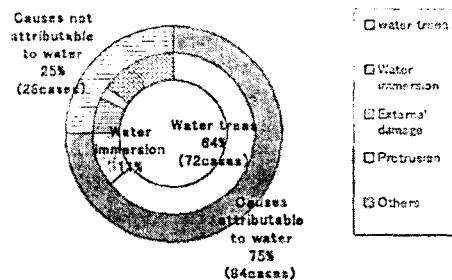


그림 4. 일본 22-33kV XLPE 케이블의 절연파괴 사고

접속재의 경우에도, 약 50[%] 정도의 절연파괴 사고가 물에 의해 영향을 받았으나, 물의 침투, 외상 또는 오염물로 인한 잘못된 작업에 의해 형성된 초기 결함이 주요 원인인 것으로 나타났다. 따라서 22-33[kV] XLPE 케이블 선로에서 절연파괴 사고의 주요 원인은 장기적인 수트리 열화이며, 이에 따라

표 2. XLPE 케이블의 절연열화를 판정하는 기술

| 인가전압의 형태 | 절연열화 검출기법의 분류 | | |
|----------|-------------------------|--|----------------------------|
| | 유전완화의 변화 | 절연저항의 변화 | AC 전압인가시 DC 성분이나 리플 성분의 생성 |
| DC | - 잔류전압 측정 | - 절연저항 측정 - DC 누설전류 측정 - 전위 감소 측정 - DC 내전압 시험 | - |
| AC | - AC 손실 측정 - tanδ 측정 | - AC 내전압 시험 | - |
| VLF | - tanδ 측정 | - | - |
| DC 및 AC | - 잔류전하 측정 | - | - DC 중첩 - DC 바이어스법 |

미래의 절연열화 진단의 대상은 수트리로 보고 있다.

현재 일본에서는 XLPE 케이블의 열화와 관련된 물리적 성질이나 현상에서의 변화를 검출하기위해 표 2와 같은 기법을 개발하여 평가중이다.

일본의 전력회사에서는 오래 전부터 DC 누설전류와 tanδ를 주기적으로 측정하여 왔으며 상기한 추천 진단기술의 유효성을 파악하기 위해서는 실제 현장 적용경험이 적기 때문에 더 많은 데이터가 필요하다. 또한, 절연파괴 사고를 예방하기 위해서는 국부적인 열화를 정확히 검출해내는 것이 더 유효하지만, 상기한 기술들은 케이블 전체에 대해 평균적인 진단을 하는 것이므로, 국부적인 열화를 더 잘 알기 위해 더욱 진단기술에 대해 평가분석을 할 필요가 있다.

(3) 독일(Seba-Dynatronics)[4]

절연상태에 따라 진단시험이 잔존수명의 감소를 일으킬 수 있다. 만약 시험이 계통 신뢰도를 향상시켜야 한다면, 시험은 고장이 발생하기 전에 전체적인 열화상태에 대한 추가의 정보를 줄 수 있다고 결론 지을 수 있다. 그러므로 VLF 시험의 적용을 결정하기 전에 전체적인 진단법을 사용하는 것이 바람직하다.

포설된 케이블에서 실제 상태를 판정하는 경우에 케이블에 더 이상의 손상을 주지 않아야 한다. 첫 단

계는 각 나라 규격에 의해 추천된 시험전압으로 케이블 외피의 전체적인 상태를 조사해야 한다. 두 번째 단계는 IRC 측정장치와 같은 케이블 진단장비로 케이블 절연을 조사하는 것이다. 다음 단계는 유전체 진단의 결과에 따라 추가의 시험이 진행될 수 있다. IRC 분석은 비파괴적인 것으로 시험 동안에 나타나는 케이블 손상을 피할 수 있다.

관심이 되는 또 다른 문제는 경년열화된 배전케이블의 상태평가를 가장 효율적으로 하기 위한 전압레벨, 파형, 시험시간이 어느 것인가 이다. XLPE 절연 시험 케이블의 파괴전압 최고치는 주로 주파수에 의존한다. 현재의 지식으로부터 추론하면 아래의 사실을 알 수 있다. 0.01[Hz] 시험주기 동안의 파괴전압은 0.1[Hz]에 비교하여 100배 정도 증가한다.

0.1[Hz]시험의 경우, 3U₀ 전압레벨이 케이블 고장을 가장 잘 검출할 것으로 판단된다. 50[Hz]의 경우에는 1U₀와 2U₀ 사이의 전압에서 트리 성장속도의 감소를 관찰할 수 있다. 50[Hz]의 국부적 피크는 1.7U₀이다. 트리 성장과정에서 이러한 비정상은 트리 채널에서 가스압이 다르다는 가정에 의해 설명될 수 있다.

한편 0.1[Hz] 이하로 시험 주파수를 감소시키는 것은 시험에 적절하지 못하다. 0.05[Hz]로 시험사이클을 감소시키게 되면 0.1[Hz], 60분 시험을 120분으로 증

가시켜야 한다. 0.01[Hz]의 시험주파수 인가는 현장에서 적용할 수 없는 10시간의 시험시간이 필요하다. 전압레벨과 시험시간에 대한 정확한 수치를 도출하기가 어렵기 때문에 현재로서는 알려진 바가 없다.

시험시간을 줄이는 유일한 방법은 전압을 증가시키는 것이다. 0.1[Hz]와 비교하여 같은 시험시간이라면 0.01[Hz]에서 시험 전압레벨을 두배로 증가시켜야 함을 의미한다. 이것은 접속재에 매우 위험할 수 있으며, 활선시험에 적합하지 않은 전압레벨을 결과한다. 또한 주파수를 낮추는 것에 의해 얻어지는 중량 이익을 잃게 한다.

결과를 요약하면 시험주파수를 0.1[Hz] 이하로 감소시키는 것은 현장시험으로 적절하지 않으며, 3U₀ 범위의 전압레벨이 가장 좋은 yes/no 결과에 이르게 한다.

(4) 이탈리아(CESI)[5]

케이블을 계속 사용할 것인지 교체할 것인지 결정하려면 계속 쓸 수 있는 기간과 신뢰성을 높이기 위한 유지비용 상승사이에서 충분한 기술적 경제적 타협점을 찾아야 한다. CESI방법은 잘 계획된 세단계의 집적된 조사에 기초를 두고 있다. 첫 번째와 두 번째 측정 단계는 데이터 수집과 육안 조사와 같은 기술적인 항목들을 조사한 후에 이루어진다. 중점 사항은 다음과 같다.

- 주변 악세사리와 기계적인 지지대 구조와 같은, 케이블 설치상의 특징
- 케이블 접속 상태의 적합성 평가와 정확한 육안 검사에 의한 현재 상태 평가
 - 설치 상태(최소 곡률 반경, 환경적 스트레스, 화재 전파)
 - 과전류, 과전압 차단 방법
 - 역학적, 열적, 외부 환경적 스트레스 차단 방법
 - 육안으로 볼 수 있는 결함을 조사해서 현 상태를 알아보는 예비평가
- 절연진단 시험

케이블 접속상태를 빠르고 신뢰할 수 있는 평가를 하기 위해 진단 방법은 국부적인 약한 부분보다는 전체적인 절연 상태를 고려해서 선택해야 한다. 가장 적합하고 잘 만들어진 진단 지표는 인가전압에 대한 $\tan \delta$ 의 변화이다. 이를 위해 이동가능한 전원장치를 가지고 큰 정전용량의 케이블을 시험할 수 있는 낮은 시험주파수의 장치를 권장하고 있다.

(5) 미국

□ IMCORP[6]

가스가 찬 보이드, 흠집, 불순물, 도전성 돌기등에서 부분방전이 발생한다는 것은 일반적으로 받아들여지는 사항이다. 하지만 수트리의 경우에는 충분히 이해되지 않고 있다. 하지만 몇몇 연구에 따르면 임계전압 이상의 전계에서 수트리 끝부분이 부분방전을 발생시킨다는 결과를 발표한다. 현재 사용가능한 장치는 전력주파수에서의 AC전압, 0.1[Hz]에서 AC전압, 임펄스전압, 진동과 전압 혹은 다양한 주파수에서의 AC전압 시험장치가 있다.

1996-1998년 미국과 캐나다에서 50[Hz]부분방전 측정장치로 2400[km]의 MV 케이블을 시험했다.

1996년에 18[km]공장의 선로를 접속재에서의 반복된 고장때문에 진단했다. 이 케이블은 시내의 중요한 쇼핑센터 선로였으며, 시험전압은 2U₀ 혹은 14.4[kV]였다. 이 시험에서 한 개의 케이블 결함과 30개의 접속재 결함, 7개의 단말 불량 부분을 검출했다. 특히 3개의 접속재는 부분방전 개시전압이 운전전압보다 낮거나 근처로 나타나 즉각적인 교체를 권장했다. 시험후 일주일내에 이 접속재중 한 개가 고장났고, 이후 전력회사는 불량개소 전체를 교체하였다. 이후에 재시험하지는 못했으며, 그 해에는 고장이 없었다. 하지만 그 다음해인 1997년에 두 건의 고장이 발생했고 3U₀로 다시 시험한 결과 몇 개의 기존 접속재와 새로 접속된 개소가 결함인 것으로 나타났다. 1998년도에도 고장이 발생했는데 이것은 교체되지 않은 불량 개소였다.

1997년에 12.4[kV] 계통 80[km]를 시험한 결과 한 개의 케이블 결함과 18개의 접속재 결함을 찾아냈다. 이 케이블 결함개소는 이후 계속되는 낙뢰발생 중에 운전중 고장을 일으켰다.

1997년 여름 13.2[kV] 선로 90[km]에 대해 3주간의 시험을 시행했다. 최대 시험전압은 $3U_0$ 이지만 $2.5U_0$ 를 초과하지 않았다.

많은 경우에 시험전압은 $2U_0$ 이하를 유지한다. 왜냐하면 전력회사에서는 시험중 케이블이 고장날 경우 운전이 어려움이 있기 때문에 이를 두려워하기 때문이다. 이 시험에서 12개소의 케이블 결함, 153개소의 접속재 결함, 60개소의 단말 불량을 발견했다.

케이블의 전체적인 상태를 평가하는 장치는 고장이 임박한 케이블의 불연속적 결함을 검출하지 못하므로 새롭게 설치된 케이블이나 소수의 접속재로 국한된 문제를 발견할 수 없다. PD 시험이 운전중 고장을 일으킬 수 있는 결함개소를 찾기 위한 것이라면 시험은 운전중에 발생할수 있는 가장 높은 전압(대략 $3U_0$)으로 시험되어야 한다. 이러한 조건하에서 PD가 검출되지 않았다면 임박한 고장은 방지할 수 있다. 최대시험전압 $3U_0$ 는 절연협조와 과전압 보호전략이 적당하고 케이블이 과도한 스트레스를 받지 않는다는 가정하에 정해졌다.

염려하는 사항은 PD 시험으로 인해 빠른 전기트리가 성장하여 케이블에 손상을 가하는 것이다. 하지만 PD 개시전압에서 2-5초간의 짧은 시간동안 시험하면 전기트리는 성장하지 않으며, 이것은 현장시험

에서 입증되어 현재까지 시험후 몇 년동안 고장이난 케이블은 없다. 다만 가끔씩 시험중에 고장이 발생하는 경우가 있는데, 이는 바람직한 것은 아니지만 운전중 고장 보다는 좋은 현상이다. 물론 단말에서의 강한 방전이나 심한 노이즈 때문에 결함을 간과하는 경우는 있다.

□ Ultra Power Technologies Inc[7]

표 3은 케이블 절연체, 부속물에서 검출된 여러 PD 개시전압을 나타내고 있다. 그리고 설정한 기준표는 더 정확한 자료를 확보하기 위하여 꾸준히 연구되고 있다. PD 발생을 위해 고장을 유도할 수도 있는 종속적인 무한한 변수가 존재하기 때문에 정확한 고장발생 시간을 예측하기는 쉽지 않다. 이러한 이유로 지중설비는 PD의 가속인자, 국부적인 주파수 과도현상, 신뢰도, 보호체계 등을 고려하여 제조되어야 한다.

이 자료는 PD의 검출후 고장예측시간을 제시한 최초의 자료이다. 과거 PD의 취약한 많은 전력케이블이 사전에 측정되지 않았다면 PD와 관련된 위치에서 열화가 진전되어 절연파괴가 발생했을 것이다. 보수 주기의 정확한 예측(즉, 예측기간의 연장)을 평가하기 위해서는 더 많은 자료 획득이 요구되는 실정이다. 그리고 이와 같은 연구자료는 기준의 개정을 위해서도 도움을 줄 것이다.

또한 더 적합한 고장예측 기준 설정을 위하여 케이블 고장기록자료는 케이블에서 검출된 PD 자료와

표 3. PD 측정기준

| PDIV [p.u.]* | Cable | Splice 또는 Termination |
|--------------|-----------------|-----------------------|
| 0.0 - 1.0 | 즉각적인 보수 | 즉각적인 보수 |
| 1.0 - 1.3 | “ | 1년 보수기간 설정 |
| 1.3 - 1.7 | “ | 1 - 2년후 재측정 |
| 1.7 - 2.5 | 3 - 6개월 보수기간 설정 | 3 - 5년후 재측정 |
| 2.5 - 3.0 | 1 - 2년후 재측정 | |

* 15[kV]급 XLPE 전력케이블의 시험 최고전압 : 3.0 [p.u.]

표 4. 부분방전 위치

| PDIV [p.u.]* | Cable | Splice | Termination |
|---------------|-------|--------|-------------|
| 0.0 - 1.0 | 0.7% | 3.5% | 3.3% |
| 1.0 - 1.3 | 1.5% | 9.7% | 7.5% |
| 1.3 - 1.7 | 3.1% | 15.4% | 11.6% |
| 1.7 - 2.5 | 7.1% | 14.3% | 16.2% |
| 2.5 and above | 1.8% | 1.4% | 3.0% |
| 계 | 14% | 44% | 42% |

비교되어야 한다. 1년간 고장기록의 자료와 이론적인 근거는 유사한 길이의 설비에서 예측되는 PD 수가 고장조건 위치와 관련이 있는 것으로 분석되었다.

예를 들면, 북미 전력회사에서 시행한 부분방전 시험에서 약 5[%]는 고장이 약 9~13건/160[km]이 발생한 보수 지중케이블인 것으로 분석되었다.

표 4는 1998.3부터 1999.3까지 약 2,450[km]의 미국내 전력케이블에서의 PD측정한 자료로 약 6,800개의 PD 위치를 표시한 것이다. 표는 검출한 초기 PD 전압(선-대지간 전압)으로 분류하였다.

위 결과에 의하면, PD의 발생위치는 14[%]가 케이블, 44[%]가 Splices, 24[%]는 단말부분에서 발견되었다. 분석자료에 의하면 12[%]는 가혹한 환경으로 즉각적인 보수가 요구되며, 24[%]는 보수기간을 설정할 필요가 있고, 64[%]는 차후 재 측정이 요구되는 것으로 평가되었다.

PD의 대부분은 높은 PDIV에서 발견되었다. 이 분석자료와 함께 보수예산 확보 및 시기선정, 회로의 재구성이 필요하다고 본다.

□ Niagara Mohawk Power Corp.[8]

1960년대초 35[kV] 회선에 PILC를 설치한 후 몇몇 지점에서 고장이 발생했고, 다른 Type의 케이블을 연결하기 위해 Transition Joint를 이용하여 고장난 PILC 부분을 EPR케이블로 교체했다. 1990년대 회선은 평균 이상의 고장율을 보이기 시작했고 NMPC는 회선의 신뢰성을 향상시키고 고장후 복구

를 위해 진단시험을 하기로 결정하고 케이블과 약세 사리의 고장 위치 탐색에 KEMA의 VLF PD 비파괴 시험방법을 선택했다. 최초 시험은 1998년 6월 중 Phase-to-Ground 전압의 150[%]인 최대 30[kV]의 시험 전압을 사용하여 실시되었다. 시험 과정은 각각 15[kV], 20[kV], 25[kV], 30[kV] 에서 시험이 이루어졌다. 20[kV]와 30[kV]의 전압으로 시험하여 488[m] 케이블 교체, 두개의 이음부분 수리, 몇몇 액체누수 수리, 보수후 회선 재시험을 실시한 후 운전을 재개했다. 이 회선에 대해 2000년 2월에 재시험을 실시했다. 1998년부터 2000년까지 시험 결과를 비교해보면 두 이음부분을 제외하고, 2차 시험에서 관찰된 방전과 최초시험과 같거나 약간 변했음을 알 수 있다. 1400[ft]에 있는 이음부분에 대해 전압이 20[kV]에서 30[kV]로 증가할 때 3700PC에서 11000PC로 증가했다. 시험후 권고사항에 대한 조치가 취해지기 전, 방전을 나타내는 지점의 회선에서 몇몇 고장이 발생했다. 그렇지만, 한 고장은 방전이 관찰되지 않은 지점에서 일어났다. 방전이 관찰되지 않은 이유는 방전이 너무 낮아 시험중 측정되지 않았거나, 방전이 시험후 시작되었거나, 또는 고장지점으로 침투한 수분이 너무 많아서 방전이 없었기 때문인 것으로 생각된다.

고장부분을 절단해서 살펴본 결과 Paper Tape이 고장 지점에서 상당한 양의 수분을 갖고 있었다. 이러한 상황에서 가장 가능성있는 고장 원인은 Thermal Runaway 였다. 이 예를 보면, 모든 케이블의 문제가 부분 방전과 관련된게 아니기 때문에, 다양한 고장 원인을 찾기 위해 여러 가지 시험을 해야 한다는 것을 알 수 있다. 한편 데이터 분석 신뢰도를 향상시키고 세련되게 하기 위해 진단 결과 교체될 부분을 절단하여 분석하고 데이터 베이스에 입력하여 관리할 필요가 있다.

시험 결과에 의해 보수 권고에 기초해서 보수와 교체에 대한 투자는 전체 케이블 교체 비용의 약 15%가 되었다. 그리고, 이것은 신뢰성 향상과 더불어 비용절감을 가져왔다.

4. 결 론

이상에서 살펴본 바와 같이 현재까지 XLPE 케이블 절연진단을 위해 상용화된 장치로는 IRC 측정장치, Return Voltage 측정장치, VLF $\tan \delta$ 측정장치 등을 이용한 케이블의 전체적인 열화상태를 평가하는 Global Test 장치와 케이블의 국부적인 결함개소를 검출하는 부분방전시험장치로 구분되며, 이들에 대한 신뢰성 검증 및 현장적용 연구가 국외에서 활발하게 진행되고 있다. 국내에서도 DC 3[kV]의 저전압으로 케이블을 시험할 수 있는 직류감쇄전압 측정장치를 개발하여 현재 현장적용성 및 신뢰도 검증연구를 계속하고 있다. 또 IRC 측정장치를 도입하여 현장 적용을 통한 지속적인 보완과 신뢰도 검증 작업이 이루어지고 있다.

국내 배전선로는 5년주기로 직류누설전류를 시험토록 되어있으나 지중화율의 증가로 관리대상 선로가 급증하고, 마땅한 열화진단방법이 없는 상태이므로 이에 대한 대책 마련이 시급한 실정이다. 이를 위해 국내 케이블의 고장데이터를 고려한 새로운 유지보수방안을 고려한다면, 운전년수에 따른 주기적 진단보다는 유지보수 비용절감을 위해 고장발생에 대한 재발방지 개념의 EBM(Event Based Maintenance)개념과 사용년수, 운전환경 등을 고려하여 최초고장을 방지하는 CBM(Condition Based Maintenance)개념을 적절히 조합한 유지보수 방안이 마련되어야 할 것이다. 또 진단기법도 Global Test와 PD Test의 적절한 교차적용을 통해 최소의 비용으로 고장방지효과를 얻을 수 있도록 하여야겠다.

참 고 문 헌

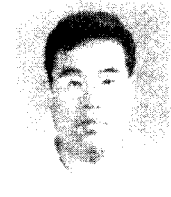
[1] 한재훈 외, "지중배전케이블 수명예측 기준결정 및 열화진단 시스템 구축", 전력연구원 최종보고서, 1997. 10.
 [2] Brincourt T et, al. "Evaluation of different diagnostic methods for the french underground MV network", JICABLE '99, pp. 451-456.

[3] Chata K et, al. "Characteristics of long term deterioration of XLPE cable and its diagnostic techniques in Japan", JICABLE '99, pp. 457-462.
 [4] M. Beigert et, al. "Predictive maintenance and proof tests on laid MV-cables", seba-dynatronic
 [5] De Nigris M et, al. "Condition assesment of medium voltage power cables in industrial environments by means of VLF techniques", JICABLE '99, pp 921-926.
 [6] Mashikian M, et, al. "Medium voltage cable testing by partial discharge location : A comparative discussion of field generates disgnostic results", JICABLE '99, pp. 491-496.
 [7] Reder W., "Partial discharge, predictive cable testing experience and lessons learned", JICABLE '99, pp. 497-502.
 [8] Torben Aabo, "Diagnostic Testing reveals Cable Health", T&D world, vol. 52 No. 8, pp. 52-56, 2000.8.

◇ 著 者 紹 介 ◇



김 주 용(金周勇)
 1969년 9월 27일생. 경북대 공대 전기공학과 졸. 1994년 동 대학원 전기공학과 졸(석사). 현재 전력연구원 전력계통연구실 선임연구원



김 찬 영(金燦泳)
 1962년 9월 6일생. 1989년 인하대 공대 전기공학과 졸업. 1994년 미국 콜로라도 스텔 어브 마인즈(CSM) 재료공학 졸업(석사). 1997년 동 대학원 재료공학 졸업(박사). 현재 한국전력공사 전력연구원 선임연구원.

Tel : (042) 865-5922, E-mail : kimcy@kepri.re.kr



송 일 근(宋一根)
 1961년 3월 3일생. 1984년 숭실대 공대 전기공학과 졸. 1986년 동 대학원 전기공학과 졸(석사). 1997년 동 대학원 전기공학과 졸(박사). 현재 전력연구원 전력계통연구실 Project

Leader/선임연구원.