

복합 가속열화를 통한 배전용 고분자 피뢰기의 장기 열화특성 예측

Longterm Aging Characteristics of Distribution Polymer Housed Surge Arresters by Multistress Accelerated Aging

김주용^{1,a}, 권태호¹, 박철배¹, 김준일¹
(Ju-Yong Kim^{1,a}, Tae-Ho Kwon¹, Chul-Bae Park¹, and Joon-Eel Kim¹)

Abstract

In this study accelerated aging test equipment was developed to simulate domestic weather condition for accelerated aging test of polymer housed distribution surge arresters. Polymer arresters were aged for 3,000 hours by this test equipment and chemical and electrical characteristics analysis of surge arresters were conducted after aging test. In addition, performance assessment of outdoor installed arresters for 3 years was conducted to compare aging effect between accelerated aging test and natural aging. Through this experiment it is verified that the capability of the proposed aging test for simulating natural aging and the housing material and disconnector of domestic polymer arresters can be deteriorated by the long time field operation.

Key Words : Surge arresters, Longterm aging characteristics, Multistress accelerated aging

1. 서론

고분자 피뢰기의 애관 재질로는 EPDM (Ethylene Propylene Diene Monomer)과 실리콘 재질이 주로 사용되고 있으며, 이들은 세라믹 재질과는 달리 자연환경 조건에 의해 열화 되는 특성이 있다[1]. 그러므로 애관의 장기신뢰성에 대한 관심이 높은 상태이나 현장 사용기간이 짧아 장기 열화특성 파악이 어렵다. 이에 따라 본 연구에서는 고분자 피뢰기의 열화인자를 모의 할 수 있는 가속열화 시험장치를 제작하고 국내 자연환경조건을 고려한 시험주기를 고분자피뢰기 완제품에 적용하여 애관재질의 열화를 유도하였다. 또 virgin시료와 가속열화된 시료의 표면 재질에 대한 열화 특성을 비교하기 위해 현장의 경우 3년, 옥외환경을 모의한 챔버에서 3000시간 동안 복합 가속열화 된 시료의

전기적, 화학적 특성을 분석하여 현장에서의 장기 열화특성을 예측하였다.

2. 시료 및 실험장치

2.1 가속열화인자 및 시험주기

고분자 피뢰기를 가속열화시키기 위해서는 현장에서 발생하는 열화인자인 온도, 습도, 전압, 자외선, 염수, 주수 등을 모의해야 한다. 시험온도는 온도상승에 의한 가속효과와 국내 자연환경 조건을 고려하였으며, 습도는 고온 다습한 환경을 고려하여 불량한 피뢰기의 계면을 따라 수분 유입이 가능하도록 하였다. 자외선은 연간 일조시간을 고려하여 조사시간을 결정하였으며, 태양광 파장과 유사한 UV-B 램프를 사용하였다. 그리고 염수는 가속열화 효과를 고려하여 해수의 1/10 수준으로 하였다[2].

주수는 실제 빗물의 전도도와 강우량을 고려하여 스트레스 기준을 설정하였으며 시험전압은 통상적으로 피뢰기 소자의 가속열화시험에 사용되는

¹. 한국전력공사 전력연구원
(대전시 유성구 문지동 103-16)
a. Corresponding Author : kimjy@kepri.re.kr
접수일자 : 2007. 6. 7
심사완료 : 2007. 7. 14

표 1. 가속열화시험인자.

Table 1. Accelerated aging factors.

열화 인자	스트레스 수준
온도/습도	· 여름주기 : 온도(15 °C ~ 80 °C), 습도(40 % ~ 95 % r.h. 이상) · 겨울주기 : 온도(-20 °C ~ 15 °C), 습도(30 ~ 60 % r.h. 이상)
자외선	· ASTM G53의 UV-B lamp (파장280~315 nm)
주수	· 주수량 (2~3 mm/min), 주수각도 45 ° · 전도도 (50 μs/cm 이하)
염무	· 공기압 (80 psi, ± 10 %), · 염수량 (7~9 cc/min · m ³) · 전도도 (4,000 μs/cm ± 5 % 이내)
전압	· 15.3 kV ± 10 %

시간 (hours)	1	2	3	4	5	6	7	8
Salt fog (4,000μS)								
주수 (30~70μS/cm)								
온습도 (15°C 40%, 80°C, 95%)	15°C 40%		80°C 95%	15°C 40%		80°C 95%	15°C 40%	80°C 95%
자외선 (10 W/m ²)								
전압 (15.3 kV)								
온도조절 구간								

그림 1. 가속열화시험주기 예(여름주기).

Fig. 1. Accelerated aging cycle(summer cycle).

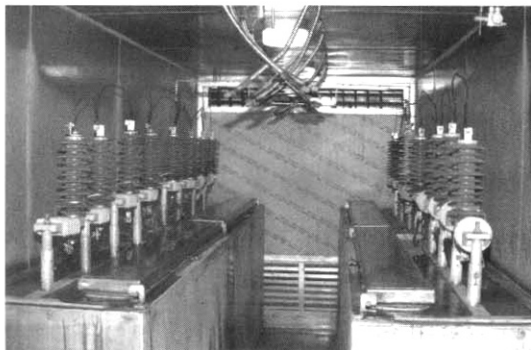


그림 2. 가속열화 시험장치.

Fig. 2. Accelerated aging test chamber.

전압인 MCOV(Maximum Continuous Operating Voltage)를 사용하였다. 표 1은 이러한 시험조건을 요약한 것이다.

가속열화 시험주기는 여름주기와 겨울주기가 각각 8시간으로 구성되며, 여름주기를 10일간 반복한 후 겨울주기를 11일간 반복하여 3,000시간 동안 계속되며 그림 1은 여름주기의 예이다. 이것은 여름에는 비가 많고 고온이며 자외선 조사량이 많은 여름과 저온이며 염무가 많은 겨울의 국내 기후조건을 모의한 것이다.

2.2 가속열화시험장치

시험용 챔버는 그림 2와 같이 한쪽 면에 8개의 시료를 설치하여 총 16개의 완성품 피뢰기가 설치되도록 내부용적용 8 m³(1,500 mm × 1,800 mm × 3,000 mm)로 제작하였으며, 내부 벽면은 주수와 염무에 의한 내부 부식을 방지하기 위해 스테인레스 스틸로 제작하였다.

시험전원은 40 kVA 변압기에서 인출되어 챔버 상단의 부싱을 통해 공급되며, 자외선램프는 모터 구동방법으로 챔버 내로 이동하여 시료의 측면 5 cm 거리에서 자외선을 조사할 수 있도록 제작하였다.

주수노즐은 챔버 상부에 각 시료마다 1개씩 설치하고 각도를 45 °로 유지하여 시료가 골고루 젖을 수 있도록 IEC 60507에 따라 제작하였다.

또 각 시료의 단로기 하부와 애관 하단부에 전극을 설치하여 내부와 표면 누설전류를 측정하였으며, 내부 누설전류로부터 저항분 누설전류를 추출하였다. 챔버의 운전상태와 각 시료의 누설전류를 모니터링하고 일별로 저장 할 수 있도록 제어 및 계측을 위한 HMI를 구성하였다.

2.3 시료

가속열화시험을 위해 현재 배전선로에서 가장 많이 사용되고 있는 두 제작사의 신제품시료(V사: 시료 #1~시료 #6, B사: 시료 #7~시료 #12) 2 그룹과 현장 운전경험이 있는 경년품 시료(S사: 시료 #13, #14, V사: 시료 #15, #16) 2 그룹을 준비하였으며, 시료의 초기 특성을 표 2에 나타내었다.

표 2. 각 시료별 초기특성.

Table 2. Initial condition of each specimen.

시료 구분	시료 번호	제조사	기준전압 (V _{1mA dc})	누설전류 (at 13.2 kV)	
				전체	저항분
그룹 A	#1~#6	V사(신품)	29	140	10
그룹 B	#7~#12	B사(신품)	29	140	15
그룹 C	#13~#14	S사(2002)	29	180	10
그룹 D	#15~#16	V사(2003)	30	140	14

또한 가속열화 된 시료와 비교하기 위해 가속열화시험에 사용된 시료와 동일한 제작사 피뢰기를 해안가 옥외실증시험장에 3년간 설치하여 자연열화 시켰다.

3. 실험결과 및 고찰

3.1 표면 누설전류

시험 중 표면 누설전류는 1,000시간이 경과하면서 경년품 시료(그룹 C, D)에서 그림 3과 그림 4와 같이 크게 증가하였다. 그림과 같이 누설전류가 증가하는 구간은 겨울주기의 주수구간으로써 자연상태에서 겨울철에 나타나는 높은 누설전류와 동일한 양상이며, 이들 시료가 가속시험 이전에 2년간의 현장 운전으로 표면에 다량의 오손물이 부착된 상태이기 때문으로 생각된다.

한편 2,000시간부터 3,000시간까지의 표면누설전류를 분석해 보면 이전까지 표면 누설전류가 크지 않았던 그룹 B 시료에서 그림 5와 같이 크게 증가하였다. 이러한 현상은 그룹 A시료 일부에서도 관찰되었다.

반면에 현재까지 큰 표면누설전류를 나타내었던 그룹 C와 그룹 D 시료들은 3,000시간 열화 후에는 그림 6과 같이 표면 누설전류가 현저히 감소하였다. 이와 같은 표면 누설전류의 변화는 피뢰기 표면이 어느 정도 오손된 후 강우 등에 의해 자연세정되는 특성을 가지기 때문으로 생각된다. 한편 3,000시간 가속 열화시험 중 전체누설전류와 저항분 누설전류는 온도와 함께 일정한 변화를 나타냈다. 이것은 피뢰기가 열화되지 않았음을 의미한다.

3.2 발수성 및 표면 미세구조

가속열화시험에 사용된 신품 시료와 옥외 실증시험장에서 3년간 설치된 경년품 시료에 대한 발수성을 측정된 결과 가속열화시험에 사용된 신품 시료의 경우 3,000시간 이후 발수성이 약간 저하되었으나 표면 미세구조는 거의 변화가 없었다. 그러나 그림 7과 같이 옥외시험장에 설치되어 자연열화 된 경년품 시료의 발수성은 현저히 저하되었다. 한편 2년간의 현장운전에 의해 미세균열이 존재하고, 발수성도 현저히 저하된 경년품 시료(그룹 C와 그룹 D)는 3,000시간 열화 후 그림 8과 같이 표면의 미세균열이 더욱 확대된 것으로 나타났으며, 발수성도 회복되지 않았다. 이와 같이 애관의 발수성 상실 및 표면균열은 부착성 오손물에 의해 발생함을 확인 할 수 있었다.

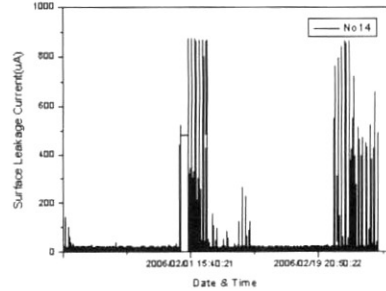


그림 3. 그룹 C 시료 표면누설전류(0~1,000시간).
Fig. 3. Surface leakage current of group C.

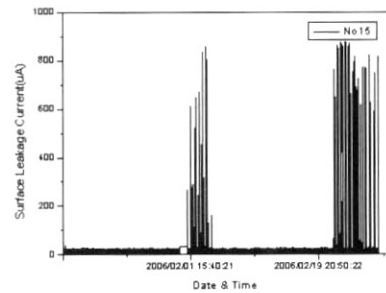


그림 4. 그룹 D 시료 표면누설전류(0~1,000시간).
Fig. 4. Surface leakage current of group D.

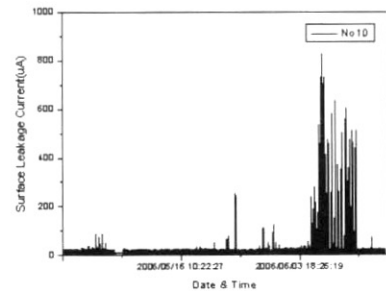


그림 5. 그룹 B 시료 표면누설전류(2,000~3,000시간).
Fig. 5. Surface leakage current of group B.

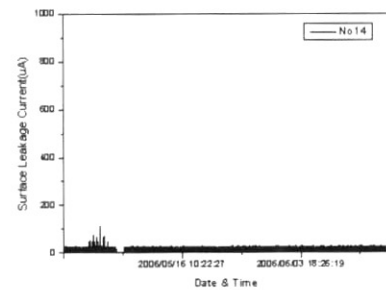


그림 6. 그룹 C 시료 표면누설전류(2,000~3,000시간).
Fig. 6. Surface leakage current of group C.

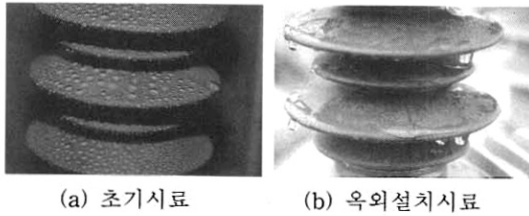


그림 7. 그룹 A(시료 #1)와 동일 제작사 경년품 시료의 발수성.

Fig. 7. Hydrophobicity of group A and outdoor exposure specimen.

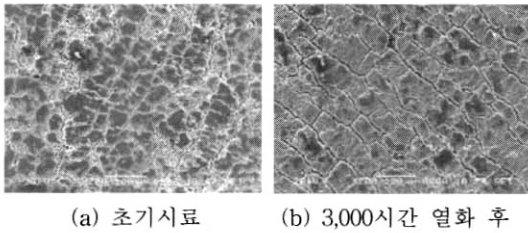


그림 8. 그룹 C(시료 #14)의 표면미세구조.

Fig. 8. Hydrophobicity of group C.

3.3 화학구조 결합분석

열화에 따른 재료의 물성 변화를 측정하기 위해 FTIR(Fourier Transform Infra Red Spectrometry)로 화학구조 분석을 실시하였다. 초기 시료의 표면을 측정된 결과를 기준으로 1000시간, 2000시간, 3000시간 경과에 따라 특정 작용기(functional group)에서 반사율의 크기 변화를 측정하여 비교 분석하였다. 옥외시험장에 설치되었던 피뢰기의 애관 시료도 동일한 방법으로 분석하였다.

가속열화 시료를 각각 초기, 1000시간, 2000시간, 3000시간 간격으로 분석한 결과 그림 9와 같은 피크를 얻을 수 있었다.

신품을 가속열화 시킨 그룹 A와 그룹 B 시료의 CH₂ 비대칭 결합은 열화로 인해 감소하는 경향을 나타냈으나, 경년품 시료를 가속열화 시킨 그룹 C와 그룹 D 시료는 해당피크가 매우 작게 나타났다. 이것은 표면에 부착된 오손물로 인해 FTIR 광원이 시료 표면까지 충분히 도달하지 못해 해당피크가 측정되지 않았기 때문이다.

한편 그룹 A, 그룹 B 시료와 동일한 제작사의 옥외 자연열화 시료는 표면 오손이 심각하지 않아 CH₂ 비대칭 결합에 의한 피크를 측정할 수 있었다. 이에 따라 정확한 측정이 불가능한 그룹 C와 그룹 D

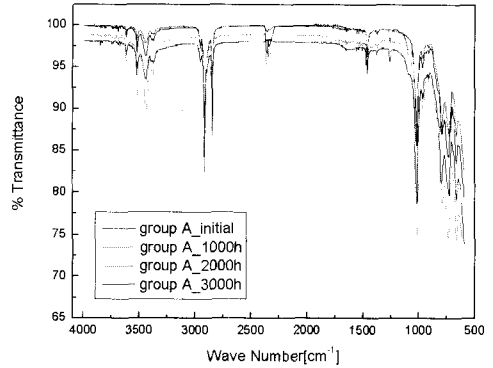


그림 9. 그룹 A 시료 애관표면의 FTIR 결과.

Fig. 9. FTIR results of housing surface of group A specimen.

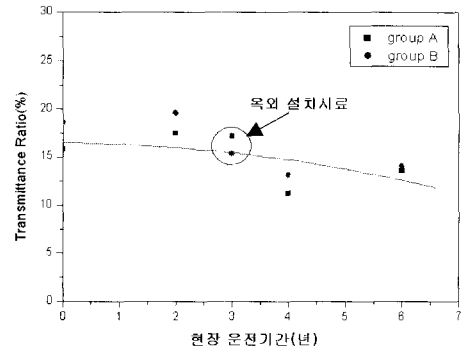


그림 10. 사용기간에 따른 2,916 cm⁻¹ 파수에서의 투과율.

Fig. 10. Transmittance ratio at 2,916 cm⁻¹ over aging years.

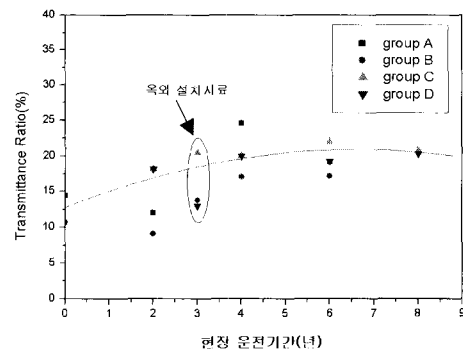


그림 11. 사용기간에 따른 1,014 cm⁻¹ 파수에서의 투과율.

Fig. 11. Transmittance ratio at 1,014 cm⁻¹ over aging years.

시료의 측정결과를 분석대상에서 제외하고 그룹 A, 그룹 B 시료를 1,000시간, 2,000시간, 3,000시간 가속열화 한 것을 각각 2년, 4년, 6년간 현장에서 사용한 것으로 가정하면 사용기간에 따른 피크의 변화는 그림 10과 같이 나타나며, 이로부터 해당 피크의 감소경향을 예측하면 식(1)과 같다. 이때 x는 사용 년수이고 y는 CH₂ 결합의 잔류량을 나타낸다.

옥외실증설비에서 3년간 자연열화 된 시료의 측정 결과를 그림 10에 포함하더라도 동일한 관계가 성립하였다. 이것은 1주기의 가속열화가 현장에서 2년 정도 열화된 것과 유사한 효과가 있고, 이 논문에서 사용한 가속열화방법이 고분자 피뢰기의 열화 현상 예측에 사용될 수 있음을 나타낸다. 한편 식(1)로 부터 CH₂ 비대칭 결합이 완전히 소멸되는 시점을 계산하면 약 12.7년이 된다.

$$y = 16.5119 - 0.05429x - 0.09762x^2 \quad (1)$$

이것은 국내에서 사용 중인 고분자 피뢰기는 13년 정도 현장에서 운전될 경우 애관 표면의 고분자 사슬이 대부분 절단되어 고유 특성을 상실할 수 있음을 의미한다.

한편 내트래킹 성능 향상을 위해 첨가하는 ATH 성분을 측정 한 결과, 그림 11과 같이 초기에는 약간 증가하지만 서서히 감소하는 경향을 가진다. 이러한 증가 후 감소 특성은 고분자 재료의 오손특성과 관련이 있는 것으로써, 초기에는 오손물 축적과 함께 초킹되어 표면에 잔류하는 양이 증가하나 계속적인 표면방전과 주수로 인해 세정되면서 감소하는 것으로 추정된다.

CH₂ 비대칭 결합 측정에서와는 달리 ATH 성분은 표면으로 초킹되어 잔류하는 성분이 존재함에 따라 표면의 오손상태와 관계없이 측정 가능하였다. CH₂ 비대칭 결합 분석에서와 같은 방법으로 3,000시간 가속열화를 현장 6년으로 가정하였다. 그리고 신품 시료를 가속열화 한 그룹 A와 그룹 B 시료를 6년 열화된 것으로 보고 사용기간에 따른 변화량을 표시하면 그림 11과 같다. 식(2)는 이로부터 감소경향을 예측한 결과이다.

$$y = 12.57 + 2.475x - 0.1875x^2 \quad (2)$$

여기서 x는 사용기간이고 y는 ATH의 잔류량이다. 이 식으로부터 표면에서 ATH 성분이 완전히 소멸되는 시점을 계산하면 약 17.2년이 된다.

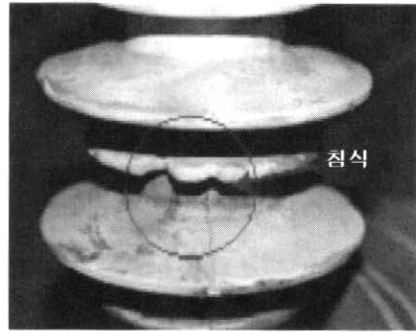


그림 12. 애관의 침식.
Fig. 12. Erosion of housing.

한편 그룹 C 시료와 그룹 D 시료는 현장운전 2년에 가속열화에 6년 효과를 더해 8년 열화된 것으로 가정하였으며, 옥외시료는 실제 설치기간인 3년을 현장 운전기간으로 표시하면 그림 11과 같이 신품을 가속열화 한 시료의 분석결과로부터 얻은 감소특성과 일치하는 것을 확인할 수 있다. 그러므로 국내에서 사용되고 있는 고분자 피뢰기 애관은 약 17년 정도 현장에서 열화 될 경우 표면에서 ATH가 소멸되어 트래킹 성능이 저하 될 것으로 추정된다.

3.4 장기 성능저하 요인

3,000시간 동안의 가속열화시험을 종료한 후 시료를 육안으로 관찰한 결과 일부 시료에서는 심각한 손상이 나타났다. 대부분 시료의 브라켓은 변색되고, 금속캡이 부식되었으며 특히 그룹 C 시료의 경우에는 금속 너트가 심하게 부식되고 브라켓에서 트래킹 흔적도 발견되었으며, 그림 12와 같이 날개 끝부분과 시스에서 침식현상이 관찰되었다. 이는 표면누설전류에 의한 것이며, 애관 재질의 설계불량 때문이다.

한편 가속열화시료에 대해 기준전압시험, 누설전류시험, 부분방전시험, 제한전압시험, 단로기동작시험, 브라켓 시험을 실시한 결과 일부 시료의 브라켓 굽힘강도가 불량한 것으로 나타났으나 이는 가속열화 때문이 아니라 제조상의 결함에 의한 것으로 생각된다. 그리고 그룹 C 시료의 브라켓이 현장사용과 가속열화로 인해 트래킹 성능이 저하된 것으로 나타난 것을 제외하고 모든 시료의 전기적 성능은 가속열화 후에도 양호한 특성을 나타내었다. 이는 3,000시간 가속열화방법이 시료에 비정상적인 열화를 초래하지 않으면서 장기열화를

모의할 수 있는 방법임을 나타낸다. 한편 3,000시간 가속열화 시험 후 단로기에 대해 20 A에서의 동작시험을 실시한 결과 2개의 단로기를 제외하고 대부분이 동작하지 않았다. 이는 피뢰기에 사용되고 있는 단로기의 기밀성능이 취약함을 의미한다.

4. 결 론

본 논문에서는 국내에서 사용 중인 폴리머피뢰기의 장기신뢰성 평가를 위해 국내 자연환경조건을 고려한 가속열화 시험주기를 제안하고 이를 구현하기 위한 가속열화 시험장치를 제작하였다. 그리고 총 16개의 신품 및 경년품 시료에 대해 3,000시간 가속열화 시킨 후 애관 재질을 분석한 결과 폴리머 피뢰기 애관의 발수성은 오손물질의 영향이 가장 큰 것으로 나타났으며, 오손물질의 영향이 크지 않은 장소에서는 장기간 운전 운전되더라도 발수성 저하는 크지 않은 것으로 나타났다. 그러나 국내에서 사용 중인 폴리머피뢰기 애관재질은 13년 정도 사용할 경우 표면에서 고분자 체인의 절단으로 인해 표면특성이 저하되고, 17년 이상 사용할 경우 트래킹 성능이 급격히 저하 될 수 있는 것으로 나타났다. 그리고 장기간 사용 시 브라켓의 트래킹 성능이 급격히 저하되거나, 단로기의 기밀성능이 저하될 가능성이 있는 것으로 나타났다. 그러므로 향후 더 많은 시료의 가속열화시험과 현장 발취를 통해 정확한 표면특성 상실시점을 추정하고 주요부품의 장기 신뢰성을 예측할 필요가 있다.

참고 문헌

- [1] E. A. Cherney, "Non-ceramic insulators for contaminated environments", IEEE Trans. on Power Apparatus and Environments, No. 1, PAS-100, p. 131, 1981.
- [2] 송일근, 한재홍, 김주용, "배전용 폴리머애자의 신뢰성 평가 및 운용기준 제정", 최종보고서, 전력연구원, 2001.
- [3] IEC standard 60099-4, "Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems", 2004.
- [4] ANSI standard C29.11, "Composite Suspension Insulators for Overhead Transmission Lines Tests", 1996.
- [5] IEC Standard 61109, "Composite insulators for a.c overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V-definition, test methods and acceptance criteria", 1992.
- [6] IEEE standard C62.11, "Metal-oxide surge arresters for AC power Circuit", 1999.
- [7] A. Jeffrey and J. Kester, "Multistress aging tests of polymer housed surge arresters", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 13, No. 2, p. 446, 1998.
- [8] R. Sundararajan, "Multistress accelerated aging of polymer housed surge arresters under simulated coastal florida conditions", Vol. 13, No. 1, p. 211, 2006.
- [9] 송일근, 한재홍, 김주용, "폴리머애자 경년열화 실증연구", 3차년도 중간보고서, 전력연구원, 2005.
- [10] T. G. Gustansson, "Aging of silicone rubber under AC or DC voltages in a coastal environment", IEEE Trans on DEI, Vol. 8, p. 1029, 2001.
- [11] R. Sundararajan, "In-service aging and degradation of 345 kV EPDM transmission line insulators in a coastal environment", IEEE Trans. on DEI, Vol. 11, p. 348, 2004.