

6.6 kV 케이블의 절연저항 측정을 위한 부하전류 및 온도 측정

박용규¹, 조영식¹, 이관우², 엄기홍³, 박대희^{1,a}

¹ 원광대학교 정보통신공학과

² 오성메가파워

³ 한세대학교 전자소프트웨어공학과

Load Current and Temperature Measurement for Measuring the Insulation Resistance of the 6.6 kV Cable

Yong-Kyu Park¹, Young-Seek Cho¹, Kwan-Woo Lee², Kee-Hong Um³, and Dae-Hee Park^{1,a}

¹ Department of Information & Communication Engineering, WonKwang University, Iksan 570-749, Korea

² Osung Mega Power, Seoul 153-779, Korea

³ Department of Electronic Software Engineering, Hansei University, Kunpo 435-742, Korea

(Received December 11, 2014; Revised December 19, 2014; Accepted December 23, 2014)

Abstract: The cable degradation process is largely divided into three steps; Step 1 : Thermal degradation, Step 2 : Weibull degradation, Step 3 : Partial discharge. it is progress in step order. This article aims to explain the process of cable degradation using the method of insulation resistance and accordingly to compose and manufacture a system of measuring the life of electrical cable. Before measuring the insulation resistance, a system of measuring the temperature and current of cables was made, and the established system was installed for test on the site of a power plant to collect the measured data. The current sensor was used TFC30P80A-CL420, and temperature sensor was used the DK-1270 PT100 sensor as RTD sensor. When measured the temperature and the load current at the same position, was confirmed that in case of the load current value was high, also temperature value high. Therefore, the correlation between load currents and temperature was verified, and the analysis of diagnostic data was evaluated, which could be utilized in identifying the fault condition of cable systems.

Keywords: Insulation resistance, Power cables, Load current, Surface temperature

1. 서 론

절연과피에 의한 전력설비의 사고를 미연에 방지하고 계통의 신뢰성 확보를 도모하기 위하여 절연열화 진단 기술은 꾸준한 연구 과정을 거쳐 크게 발전되고 있다. 그러나 지금까지 개발된 여러 기술들은 정지 상태에 있는 전력설비의 특성을 판단하기 위한 ‘절연 열화진단’에 관한 기술들이다.

최근에 들어서 신속한 보수 점검에 의한 비용을 절

a. Corresponding author; parkdh@wku.ac.kr

감하여 전력설비를 효율적으로 운영하기 위한 방법으로서 운전 중인 선로에 대한 예방보전의 관점에서 절연 열화진단 방법을 고려하여야 할 필요성이 점점 더 요구되고 있는 실정이다. 부하전류는 케이블의 수명이론에 의하여 판단된다. 즉, 부하전류가 흐르게 되면 도체에 전류가 올라가게 되는데 이는 케이블 절연재료의 수명에 영향을 미치게 된다. 케이블 절연재료는 허용온도를 결정할 때, 아레니우스 이론을 바탕으로 와이블 통계에 의하여 결정된다. 그러나 실험 과정에서 많은 시간이 소요되기 때문에 수명평가지험은 매우 어려운 평가에 속한다. 그러나 실 선로에서 수명평가 시험을 할 수 있으면 이는 그 자체로서 신뢰성과 정확한 평가가 가능하게 된다 [1,2].

본 연구는 이러한 관점에서 운전 중인 발전소내의 6.6 kV 케이블의 부하전류와 온도의 상관관계를 측정할 수 있는 시스템을 설계 및 제작하였으며 부하전류와 온도의 상관관계를 실험을 통해 확인한다.

2. 실험 방법

2.1 절연저항의 정의

직류 전압을 절연체 양단에 인가하면, 절연체를 통하여 미소한 전류가 흐르게 된다. 이 경우 인가전압과 전류의 비 (ratio)를 절연 저항이라 한다. 절연저항은 전기회로, 전력 케이블 등의 전기기기의 절연 열화현상을 판단하기 위한 중요한 물리량이며, 값이 감소하면 누전이나 화재 등의 위험한 상황이 발생할 수 있다. 전류가 절연체의 표면을 따라서 흐르는 전류를 표면 절연 저항, 내부를 흐르는 전류를 체적 절연 저항이라고 한다. 절연저항은 인가전압이 높을수록, 주변의 온도나 습도가 증가할수록 감소하는 특징을 나타낸다.

고전압 시스템에서 절연저항이 낮게 될 경우, 지금까지는 케이블이 불량하기 때문이라고 단순하게 판정하였다. 그러나 절연물의 주위 환경 및 주변온도, 전류, 습도 등의 영향을 크게 받아서 절연저항의 값이 변동하기 때문에 측정한 절연 저항 값을 사용하여 열화 판정을 평가하기 위한 데이터로 참조하기에는 신뢰성이 약하다는 문제가 있었다.

운전 중인 고전압케이블 시스템에서 얻어 낸 절연저항 데이터는 매우 불규칙하므로 데이터의 의한 절연저항 특성을 쉽게 파악할 수가 없었다. 그러나 불

규칙적 결과를 나타내는 잡음 원인요소를 제거함으로써, 절연저항은 시간에 따라 감소된다는 일반적인 특성을 확인할 수 있었다. 초기의 열화곡선은 랜덤열화 즉, 불규칙적인 열화곡선인 아레니우스 열화 특성을 나타냄을 확인하였고, 열열화가 끝나는 시점에서는 전압열화 특성을 나타냄을 확인하였다. 전압열화 곡선 이론은 케이블 시스템의 고장 특성을 파악하기 위해 사용되며, 통계 수학의 한 부분에서 와이블 이론이라고도 한다 [3,4].

2.2 절연저항 측정법

절연저항계는 일반적으로 ‘메가 (Megger)’로 통용되고 있다. 케이블에 직류전압을 인가하여 누설전류를 측정하는 것으로, 충전 전류가 순간적으로 흐르고 다음에 흡수전류가 감소하여 누설전류만 잔존한다. 이 때문에 절연저항 측정은 일반적으로 직류전압인가로부터 1분 경과 후의 값을 계측한다.

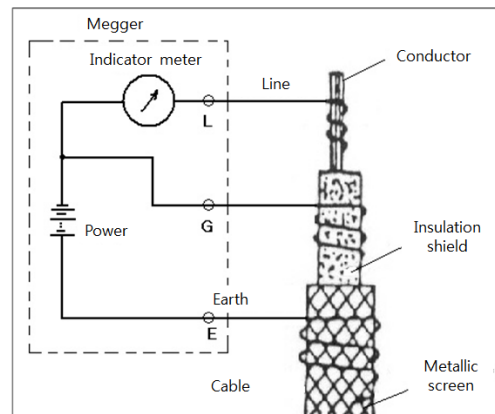


Fig. 1. Insulation resistance measurement method of the power cable.

절연저항계에서의 절연저항시험은 그림 1과 같이 각 도체와 차폐층간의 절연저항을 심선별로 측정한다. 고전압을 인가하는 경우 표면의 누설전류의 흐르는 부분에 전선을 감아 보호단자 G에 접속하면 표면의 누설전류는 지시계에 흐르지 않기 때문에 절연체의 저항치만을 측정할 수 있다. 또한, 시험전압은 케이블의 정격전압을 넘지 않게 인가하는 것이 바람직하다. 절연저항계는 시험 시의 환경에 많은 영향을 받는다. 이에 주변 환경에 주의하여야 한다.

절연저항계에서의 열화판정 기준을 정확히 정하는 것은 현재에서는 어렵다. 그러므로 현재는 하나의 참고치로만 사용되고 있다. 측정치는 환경과 케이블의 구조, 사이즈 등에 따라 변화하므로 정기적으로 측정하여 장기적인 변화 경향으로부터 절연의 상태를 판단하는 것이 바람직하다 [5,6].

2.3 온도 및 부하전류 측정 시스템 설계

도체에 전류가 흐르게 되면 줄열이 발생한다. 이 열은 외부로 방산될 때까지 케이블 도체에서 표면까지 열적 저항을 발생시키게 되는데 이 열적 저항에 의해 도체부터 케이블 표면까지 온도의 기울기 층이 발생하게 된다.

상시 온도 감시 시스템은 특정 발열을 일으키지 않고 높은 범위의 절연저항 및 부하전류와 상관관계가 있으므로 이를 정밀 측정할 경우, 절연저항 시스템의 정밀도를 높일 수 있고, 부하전류와 상관관계를 이용하여 장기적으로는 케이블 시스템의 수명을 예측할 수가 있다.

인 DK-1270 PT100 센서를 사용하였다. 온도 센서의 측정 범위는 -50℃~300℃까지 측정 가능하며 오차 범위는 ±0.3℃이다. 두 센서의 신호의 전류 4~20 mA로 변화하고 이 값들을 매트랩을 사용하여 정리한 데이터를 PC로 감시자가 실시간으로 데이터를 확인할 수 있도록 NI사의 NI9208과 LabVIEW를 통해서 구현하였다.

2.4 실험 방법

본 실험은 발전소 내의 6.6 kV 케이블에 전류 센서와 온도 센서를 설치하여 부하전류와 온도의 측정한다. 절연저항을 측정하는데 있어서 환경적인 측면을 많이 받기 때문에 온도 측정을 하여 정확도가 높은 절연저항을 측정을 위하여 온도 측정을 위한 시스템을 구성하였다. 각각의 센서는 케이블의 인입구에서 5 m 정도 이격된 거리에 설치하였으며 3상의 각 상마다 설치를 하였다. 케이블의 온도 측정과 전류 센서의 정확도를 확인을 위한 실험을 진행하였으며 이에 따른 오차율을 측정하였다.

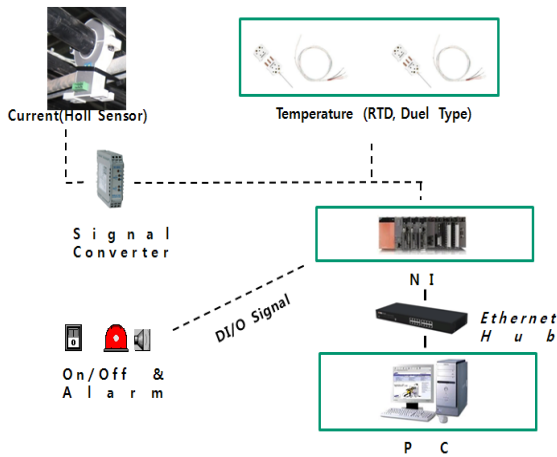


Fig. 2. Load current and temperature system configuration.

그림 2는 6.6 kV 케이블의 부하전류 및 표면 온도 측정을 위한 측정 시스템 구성도 이다. 부하전류 측정을 위한 센서로는 Topstek 사의 TFC30P80A-CL420 홀센서를 사용하였다. 홀센서는 홀 방식의 전류 측정 방식을 채택하기 때문에 개방되어도 문제가 되지 않아 선택하였다. 전류 센서의 측정 범위는 0~500 A 까지 측정 가능하다. 온도 센서는 두광사 RTD 센서

3. 결과 및 고찰

그림 3은 발전소 내 6.6 kV 케이블에 전류 센서와 온도 센서를 설치한 사진이다. 전류 센서와 온도 센서 각 위치마다 3상 (R, S, T) 각각 설치하였다. 측정된 데이터는 설계된 구성도에 따라 PC에 데이터 수집과 보여지게 된다. 온도 센서의 길이가 길게 되면, 신호 처리의 어려움이 있으므로 단자 박스 (PANEL)를 통하여 온도 센서에서 나온 신호를 연결 처리 하였다.



Fig. 3. Installation of the (a) current sensor and (b) temperature sensor.

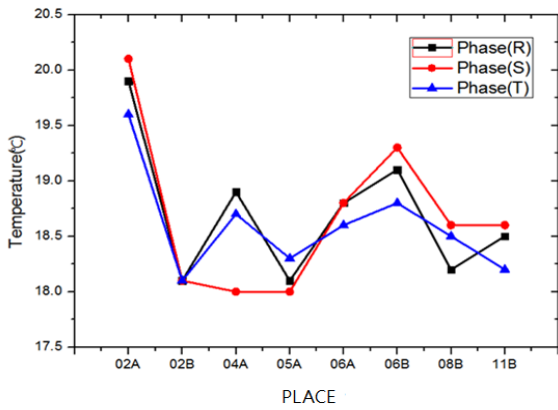


Fig. 4. The temperature curve measured by the 3 phases.

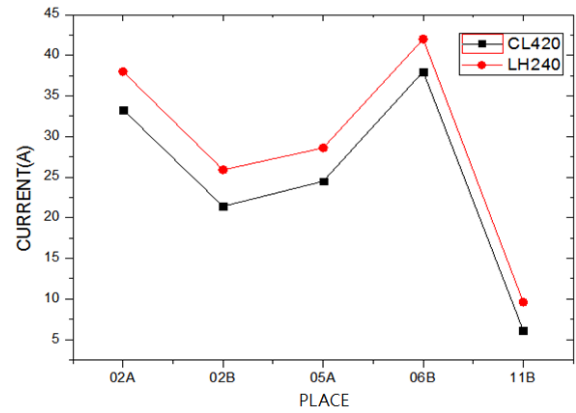


Fig. 6. Measurement comparative using a current sensor (CL420) and a clamp meter (LH240).

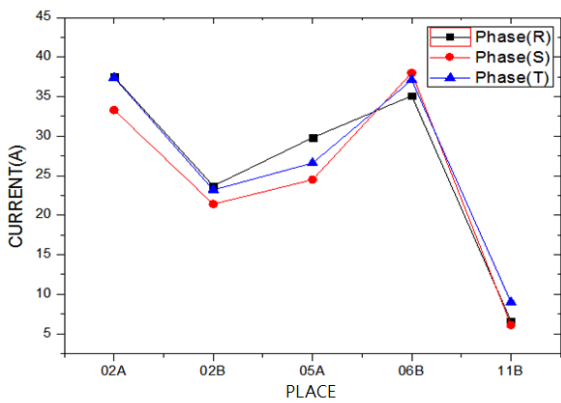


Fig. 5. The load current curve measured by the 3 phases.

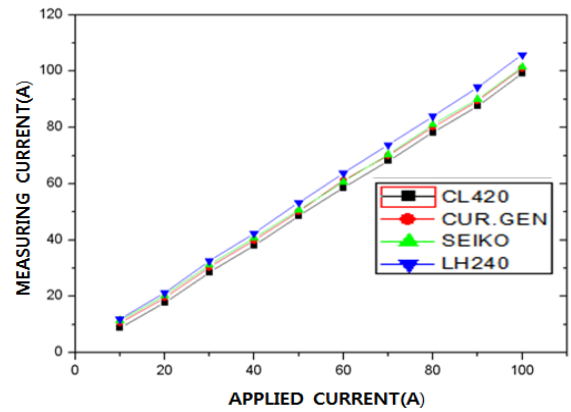


Fig. 7. The current sensor measurement experiment using the current generator.

설계 및 제작한 장비를 시운전을 하였다. 케이블의 표면 온도를 측정하여 도체 온도로 환산하기 위해서는 많은 시간이 필요하며 이번 측정을 통해 케이블의 도체온도로 환산할 수 있는 구체적인 데이터를 수집하는데 목적이 있다.

그림 4는 온도를 측정한 데이터를 그래프로 나타낸 것이다. 케이블의 온도는 평균적으로 18.6°C로 나타났다. 위치 04A, 06B에서 각 상들의 측정된 온도의 편차가 심하게 보여 지는데 이는 온도 센서의 오차 범위 내의 측정값으로 판단된다. 두 번째로는 부하전류를 측정하였다. 부하전류 역시 위치의 각상마다 설치를 하였다. 단말 접속부와 불완전한 접속에 의한 발열의 영향을 받지 않도록 하였다.

그림 5는 부하전류를 측정된 데이터를 그래프로 나타낸 것이다. 위치마다 편차는 조금씩 있으나 같은 위치의 각 상마다 부하전류 값은 거의 동일하다는 것을 알 수 있다. 부하전류 값은 각 위치의 전력기기의 영향을 조금씩 받아서 측정의 편차가 발생하였다. 설치된 전류 홀 센서의 정확도를 확인하기 위하여 FLUKE사의 클램프 미터 (LH240)을 사용하여 측정 비교하였다. LH240은 40 A, 200 A 두 개의 범위로 측정 가능하며 40 A에 측정 시 오차는 10 mA 이며, 200 A 오차는 100 mA 측정 오차가 발생할 수가 있다.

그림 6은 전류 센서의 비교 측정된 그래프이다. 측정은 각 위치 S 상에서 측정을 하였다. 그래프를 보

는 거와 같이 약 4 A의 오차를 보이고 있다. 오차 원인을 알아보기 위해 실험실 내에 있는 전류 발생 장치를 사용하여 센서와 측정기를 실험하였다.

그림 7은 실험실에 전류 센서와 측정기를 측정 하였다. 전류를 10 A~100 A까지 순차적으로 높이면서 실험을 하였다. 위의 그래프처럼 발생 장치의 전류와 전류 센서를 보면 약간의 오차를 보인다. 오차의 원인을 분석한 결과 CL420 전류 홀 센서의 경우는 영점이 - 2.5 A 낮게 설정되어 있음을 알 수 있었다. 또, LH240은 전류 측정 오차가 5% 높게 설정되어 있음을 확인하였다. CL420은 10% 이상 측정 시 측정오차가 2% 이내이나 측정 범위가 4% 이내 (10 A 이하)일 경우 오차가 10% 이상 날 수가 있다. 이는 측정 한계 오차로 추정되어지며, 측정 오차를 알 수 있기에 데이터 획득 시 보정 가능할 것으로 보여 진다.

4. 결론

기존의 열화감시 설비는 조기 판단, 위치 확인, 초동 조치 등에 대한 기술적인 한계로 인하여 피해를 최소화하는데 어려움이 있었다. 따라서 본 연구에서는 운전 중인 케이블의 열화 상태를 감시하기 위한 방법의 하나인 절연저항을 좀 더 정확하게 측정하기 위한 장치를 설계 및 제작하였다. 운전 중인 케이블 시스템을 분석하여 측정하였다. 발전소의 6.6 kV의 케이블 시스템을 활선 상태에서 진단 가능함을 확인할 수 있었다. 부하전류와 온도와의 상관관계를 연구하기 위하여 발전소에 진단장치를 설치 및 시운전하였다.

실험에서 알 수 있듯이 온도 그래프와 부하전류의 그래프에서 거의 같은 위치에서 그 값이 미세하게 다르지만 부하전류가 높음에 따라 온도 역시 높음을 확인할 수 있었다. 또, 전류 센서는 비교 실험을 통하여 설치된 센서 (CL420)의 오차 교정을 통하여 정확도를 높였다. 부하전류와 온도와의 상관관계를 파악함으로써, 고전압 케이블 시스템의 도체 사이즈를 선정하는데 기여할 것으로 예상된다. 이 결과를 토대로 케이블의 표면 온도를 데이터 베이스화하여 부하전류를 측정함에 따라 케이블의 열화 감시를 실시간으로 할 수 있을 것으로 판단되어진다. 고절연 상태에서 절연저항은 습도, 부하전류, 온도에 영향을 크게 받으며 이러한 값들을 연계하여 분석함으로써 보다 정밀하게 절연저항을 측정하여 신뢰성 있는 데이터를 얻을 수 있는 계기를 마련할 수 있었다.

REFERENCES

- [1] K. W. Lee, B. K. Kim, Y. S. Mok, K. H. Um, K. J. Lee, and D. H. Park, *Fall Conference, KIEE*, 112 (2012).
- [2] *IEEE, "Insulation Resistance Test"*, www.grouper.ieee.org
- [3] K. W. Lee, B. K. Kim, Y. S. Mok, K. H. Um, K. J. Lee, and D. H. Park, *Conference of Physical Properties and Applications in Electricity, KIEE*, 19 (2003).
- [4] K. H. Um and K. W. Lee, *J. IIBC*, **14**, 197 (2014).
- [5] K. M. Yu, S. H. Lee, J. H. Kang, W. S. Kim, and M. S. Kim, *Summer Conference, KIEE*, 1385 (2010).
- [6] S. H. Taso, *IEEE Trans, IM* - 16, **16**, 285 (1967)