

화력 발전기 고정자 권선에서의 수소 압력에 따른 부분 방전 특성

김 진봉^{*)}, 황 돈하^{*}, 김 용주^{*}

박 명수^{**}, 김 태수^{**}

* 한국 전기 연구소

** 한국 전력공사

The Effect of Hydrogen Pressure on Partial Discharge Spectroscopy in Turbine Generator Winding Insulations

Jin -Bong Kim^{*)}, Don-Ha Hwang^{*}, Yong-Joo Kim^{*}, Taek-Soo Kim^{**}, Myong-Soo Park^{**}

* KERI

**KEPCO

Abstract

For hydrogen-cooled large turbine generators, partial discharges in ground wall insulations are suppressed by high hydrogen pressure. The first goal of the experiment is to investigate the effect of hydrogen pressure on partial discharge activity and aging rate in turbine generator winding insulations. A series of tests have been performed on two groups of the accelerated aging experiments. The first group of stator windings was aged under hydrogen pressure of 4 atm while the second group of stator windings was aged under air atmosphere. The stator windings aged under air atmosphere suffer from larger partial discharge magnitude with larger voids at high electrical stress than those under hydrogen pressure. The second goal of the experiment is to evaluate the validity of on-line measurement technique which is normally measured under hydrogen environment. The test results show that further experiments are needed to apply the on-line scheme to turbine generator being under high hydrogen pressure.

1. 서론

발전기나 대형 전동기의 고정자 권선을 진단하여 절연의 이상 유무를 평가함에 있어 부분 방전 측정은 중요한 기법으로 사용되어 왔다. 또한 부분 방전의 측정에 의해 전기적인 절연물의 열화 상태뿐만 아니라 과열이나 주기적 응력에 의한 단말 권선에서의 표면 방전, wedge 이완 그리고 slot 방전등의 이상 상태도 신뢰성있게 판별할 수 있다고 알려져 있다.[1] 그러나 고정자 권선에서의 복잡한 구조와 부분 방전의 전송 특성으로 인하여 부분 방전의 절대값을 기준으로 고정자 권선의 절연 상태를 판정하기 어렵다는 것이 근래에 인정되기 시작하였다.[2] 따라서 부분 방전을 발전기 운전 중에 주기적으로

측정함으로써 부분 방전의 크기나 위상 분포등의 특성이 발전기 운전 시간에 따라 변화하는 경향을 분석하여 권선의 절연 상태를 진단하는 새로운 기법이 도입되고 있다.[3]

현재까지 국내에서는 발전기 정지중 측정법을 위주로 고정자 권선의 권선 열화 상태를 진단하여 왔고 캐나다의 Ontario Hydro에 의해 1980년대에 개발된 permanent coupler를 이용한 운전중 측정법은 최근에 일부 수력 발전기에 적용하고 있다.[4] 그러나 1990년대 초에 캐나다의 IRIS 사가 개발한 SSC (Stator Slot Coupler)와 TGA (Turbine Generator Analyser)를[5, 6] 사용하는 화력 발전기의 운전중 측정법은 남,북미 지역을 중심으로 최근에 적용하고 있으나 국내에서는 아직 적용하지 않고 있다. 일반적으로 2 atm의 가압 수소 중 에서 열화되는 고정자 권선은 대기중에서 열화되는 권선의 수명보다 1.5 - 4 배 정도가 긴 것으로 알려져 있다.[7, 10] 이러한 현상은 가압 수소중의 절연물은 표면 방전율[8, 11] 비롯한 모든 방전의 발생이 억제되므로 전기적 열화가 서서히 진행되기 때문이다. 화력 발전기의 고정자 권선에 대하여 수소 가스의 압력에 대한 절연 내력의 영향을 실험한 결과는 수소 압력이 1.5atm일 경우에 공기중에서의 절연 내력과 같으며 4 atm인 경우에는 대기중의 절연 내력보다 1.5 배 정도가 높은 것으로 나타났다.[10] 한편 부분 방전의 측정에 의하여 절연물의 열화 상태를 정확히 평가하기 위하여서는 운전중 측정의 경우에 부하를 감감시킨 후에 수소 가스의 압력을 감소시켜 부분 방전을 측정하며 정지중에 부분 방전을 측정할 때에는 대기중에서 실시하는 것이 보다 효과적이지만[8, 9], 고정자 권선이 심하게 열화된 경우에는 정적 수소 압력일 때에도 운전중의 측정 방법이 보다 효과적으로 권선의 절연 상태를 진단할 수 있다고 보고되었다.[8]

이상에서 수소 가스를 병매로 사용하고 있는 고정자 권선은 가압 수소에 의하여 열화의 진행 및 부분 방전의 발생에 영향을 받고 있다고 보고되고 있으나 명확하게 규명되어 있지 않은 실정이다. 한편 국내에 설치되어 운전되고 있는 화력 발

전기는 수소 압력이 2 atm과 4 atm의 두 가지 종류로 이들 압력에 따라 열화 및 부분 방전 특성이 다를 것으로 예상된다.

본 연구에서는 발전기의 운전중에 발생하는 부분 방전을 SSC로 측정하여 고정자 권선의 열화 상태 및 수명을 평가하기 위한 연구 과정 중 수소 압력이 권선의 열화 및 부분 방전의 발생에 미치는 영향을 규명하고, 대기 중에서 측정된 부분 방전과 상호 비교 분석하였다.

현재 실험실에서 열화 중인 고정자 권선은 수소 중에서 열화 중인 권선이 예상 수명의 10%, 공기중에서 열화 중인 권선이 예상 수명의 40% 정도로 열화가 진행되었으며 최종 절연 파괴 시점까지 열화시켜 추후 가압 수소가 권선의 수명에 미치는 영향도 규명하고자 한다.

2. 실험 장치

2.1 SSC 개요

고정자 권선에서 부분 방전에 의해 전자파가 발생되면 SSC는 안테나와 같은 역할을 하여 전자파의 진행 방향에 따라 TGA가 endwinding 방전과 slot 방전을 구별한다. 부분 방전은 pulse 폭에 의하여 구분되며 8 nano sec 이상의 pulse 폭을 가진 신호는 외부 잡음으로 처리 된다. 본 연구에서는 FSA(Frequency Spectrum Analyser)를 사용하여 측정 주파수 대역을 5 MHz-15 MHz로 정한 후 외부 잡음을 제거 하였으며 SSC에서 전송된 부분 방전 신호만을 측정하였다. SSC의 크기는 두께 2mm, 길이 52mm로 그림 1 과 같이 철심 끝 부분에 있는 고정자 권선의 상부와 wedge 사이에 설치하였다.

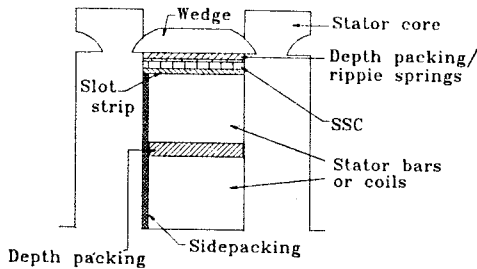


그림 1 SSC 설치도

가압 수소 상태에서 고정자 권선의 전기적 열화를 위하여 가압 수소 chamber를 그림 2와 같이 제작하여 고정자 권선을 설치하였다. 고정자 권선의 열화를 전기적으로 가속시키기 위하여 미국의 William I. Horlick 사에서 제작한 M-G set 를 사용하여 출력 주파수는 420 Hz로 주파수 가속 열화를 실시하였다.[8]고정자 권선은 500MVA, 22kV(상전압 12.7 kV) 급 수냉식 화력용 권선을 한국 중공업에서 본 연구에 적합하게 적선형으로 제작하였다. 가속 열화 전압은 5.5 kV/mm (인가

전압 27.5 kV, 권선 절연 두께 5 mm)이다. 열화에 사용된 권선 수량은 총 9개로 3개는 공기중에서 그리고 나머지 6개는 가압 수소 chamber 내에서 가속 열화를 시켰다.

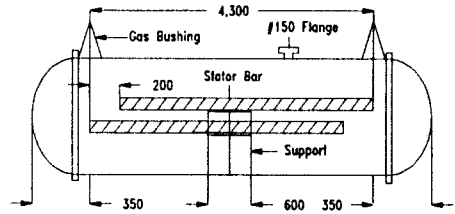


그림 2 고정자 권선 시험용 chamber 및 권선 배치도

2.2 시험 방법 및 측정 장치

5.5 kV/mm, 420Hz로 권선을 가속 열화시켰을 때 권선의 예상 수명은 공기중에서 4,400 시간, 수소 중에서 18,000 시간이다. 따라서 공기중과 가압 수소중에서 고정자 권선을 동시에 가속 열화 시켜 1,800 시간이 경과한 후 부분 방전 및 $\tan \delta$ 를 측정하였다. 이 시간은 예상 수명의 40 % 및 10 %이다.

공기 중에서 열화된 권선은 공기중과 4 atm으로 가압된 수소 상태에서 부분 방전을 측정하였으며, 4 atm의 수소 상태에서 열화된 권선은 공기 중과 0, 1, 2, 3, 4 atm에서 부분 방전과 $\tan \delta$ 를 측정하였다. 이 중에서 부분 방전 측정은 다음과 같이 두 가지 기기를 이용하였다.

(1) Normal PD

정지중 부분 방전을 측정하는 Normal PD Detector (Tettex 9120)을 이용하여 방전 개시 전압 (DIV) 및 소멸 전압 (DEV) 을 측정하고 12.7kV(정격 상전압), 15.9kV, 22kV, 27.5kV에서 부분 방전을 측정하였다.

(2) FSA(Frequency Spectrum Analyzer)[12]

발전기의 운전중에 부분 방전을 측정하기 위해 본 연구팀이 개발한 FSA(HP-8560A)를 이용하여 고정자 권선의 정격 운전 전압인 12.7kV에서만 부분 방전을 측정하였다.

3. 실험 결과 및 고찰

권선에 포함되어 있는 미소 공극의 양을 나타내는 $\Delta \tan \delta$ 값은 그림 3에서 보는 바와 같이 가압 수소중에서 열화된 권선을 공기 중에서 측정한 값과 공기중에서 열화된 권선을 공기중에서 측정한 값은 22 kV에서 약 2 %, 12.7 kV에서는 약 0.3 % 정도로 거의 차이가 없다. 이 값은 일본 전력 중앙 연구소가 잠정적으로 제시한 고정자 권선의 불량 기준인 정격 선간 전압 22 kV에서의 $\Delta \tan \delta$ 값인 6.5 % 이하이며[13]또한

미국의 EPRI가 제시한 불량기준인 정격 상전압 12.7 kV에서의 $\Delta \tan \delta$ 값인 1% 이하이다.[14] 따라서 열화된 권선은 아직 양호한 상태라고 판단된다. 최대 인가 전압을 22 kV로 하여 수소 기압이 0 일때 측정된 $\Delta \tan \delta$ 값은 공기중에서 측정된 값보다 약 2% 정도 크며, 4 atm에서 측정된 $\Delta \tan \delta$ 값은 공기중에서 측정된 $\Delta \tan \delta$ 값보다 약 2% 정도 작다. 따라서 수소 기압이 0 일 때는 공기중에서보다 부분 방전 발생 전압이 낮다는 것을 알 수 있다. 또한 수소의 압력이 증가됨에 따라 미소 공극에서 발생하는 부분 방전은 거의 억제되는 것을 보여 주고 있다. 결론적으로 공기중 열화 권선과 가압 수소중 열화 권선은 $\Delta \tan \delta$ 값의 비교에 의하면 열화의 정도가 거의 같다고 판정된다. 이것은 다음에 언급할 최대 부분 방전의 크기를 비교하는 것과는 다른 결과를 보여준다.

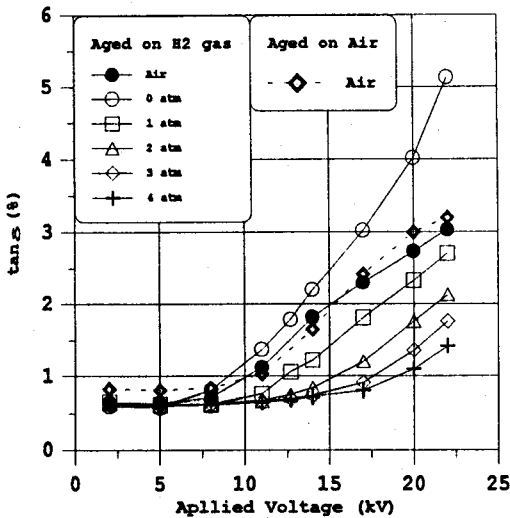


그림 3 $\tan \delta$ 평균 값

그림 4는 공기중 열화 권선과 수소중 열화 권선의 최대 부분 방전 크기를 비교할 경우 열화의 정도가 다음을 나타내 주고 있다. 공기중에서 열화된 권선은 굵은 선으로 나타냈으며 수소중에서 열화된 권선은 가는 선으로 나타냈다. 공기중 열화 권선은 공기중과 4 atm에서, 수소중 열화 권선은 0 atm, 2 atm, 4 atm에서 각각 측정하였다. 정격 상 전압인 12.7 kV에서 공기중과 4 atm에서 각각 측정된 최대 부분 방전의 크기는 공기중 열화 권선과 수소중 열화 권선의 열화 정도가 다르다는 것을 나타내지 못하고 있다. 하지만 인가 전압을 27.5 kV까지 상승시켜 수소중에서 열화된 권선과 공기중에서 열화된 권선을 공기중에서 측정된 최대 부분 방전의 크기는 각각 30,000 pC과 50,000 pC으로 공기중에서 열화된 권선의 열화 정도가 심한 것을 알 수 있다. 이 권선들에 대하여 27.5 kV, 4 atm에서 최대 부분 방전의 크기를 측정하였을 경우에는 오히려 공기중의 열화 권선이 12,000 pC으로 수소중 열화 권선의 20,000

pC보다 작다. 이러한 현상은 공기중에서 열화된 권선은 미소 공극의 크기가 수소중 열화 권선의 미소 공극 보다 커서 공기중에서 22 kV 이상의 높은 전압이 가해져 크기가 큰 미소 공극 내에서 부분 방전이 발생되면 최대 부분 방전의 크기가 가압 수소중에서 열화된 권선보다 크게 나타나기 때문이다. 하지만 4 atm의 가압 수소중에서는 공기중 열화 권선이 포함하고 있는 큰 미소 공극이 수소의 압력으로 채워져 큰 공극 내에서 부분 방전이 발생하지 않게 되어 공기중 열화 권선에서 발생하는 최대 부분 방전의 크기가 가압 수소중의 최대 부분 방전의 크기보다 작게 된 것으로 추정된다. 아직 가속 열화를 진행 중이어서 확실한 결론을 내릴 수는 없지만 공기중에서의 열화는 수소중에서의 열화보다 크기가 큰 미소 공극을 생성하면서 열화가 빨리 진행된다고 잠정적으로 판단할 수 있다.

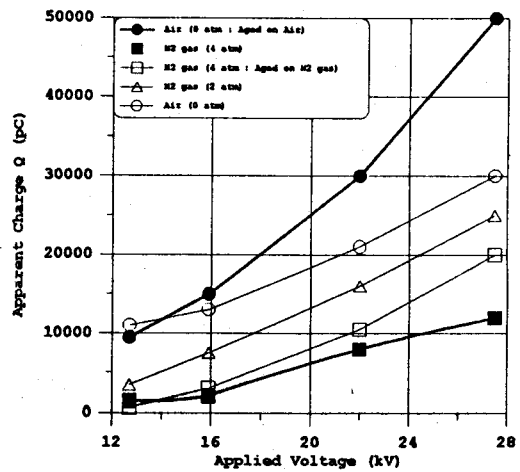


그림 4 인가 전압에 따른 최대 부분 방전 크기 : Normal PD (4 atm 수소 가스중 열화 권선 : #2, 대기 중 열화 권선 : #8)

그림 5는 공기중 열화 권선 3 개와 가압 수소중 열화된 권선 6개에 대하여 각각 최대 부분 방전 크기의 평균값을 나타낸 것이다. 수소 압력이 0 atm과 1 atm일 때에는 chamber의 bushing이 절연 파괴되어 측정하지 못하였다. 그림 5의 결과도 그림 4와 같은 결론을 내릴 수 있다.

그림 6은 가압 수소중에서 열화된 권선에 대하여 수소의 압력을 증가시키에 따라 최대 부분 방전의 크기가 감소하는 것을 나타낸 것이다. 그림 6에 나타난 최대 부분 방전값은 12.7 kV에서 측정된 것이며 가압 수소중에서 열화되는 6 개 권선의 최대, 최소값과 평균값이다. 수소의 압력이 0 atm에서 2 atm으로 증가할 때 최대 평균 부분 방전의 값은 약 1/2로 줄어들며 4 atm으로 증가 시에는 1/6 정도로 줄어드는 것을 알 수 있다. 그러나 각 권선 별 최대값과 최소값의 차이는 각 권선의 열화 정도에 따라 2 - 6배의 차이가 있다.

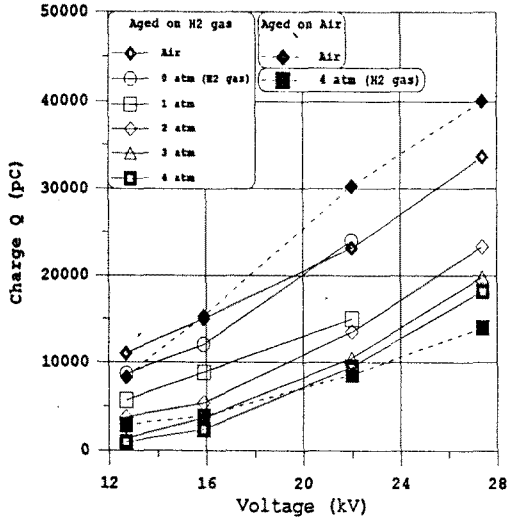


그림 5 전압별 최대 부분 방전 평균 크기 ; Normal PD

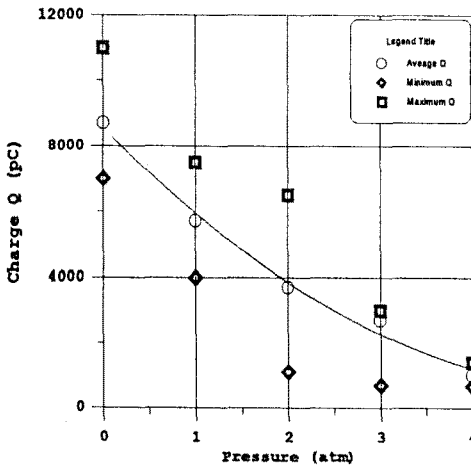


그림 6 수소 압력에 따른 최대 부분 방전 크기 ; Normal PD
(인가 전압 : 12.7 kV, 4 atm 수소 중 열화)

그림 7은 가압 수소중에서 열화된 권선에 대하여 통상적인 측정 전압인 12.7 kV에서 공기중과 수소의 압력이 2 atm 그리고 4 atm일 때에 최대 부분 방전의 크기를 권선 별로 측정된 것이다. 이것은 정지중 측정시와 가압 수소중 측정시에 최대 부분 방전을 측정하여 운전중 부분 방전 측정의 신뢰성을 확인하기 위한 것이다. 그림 7에서 보는 바와 같이 공기중에서 측정된 최대 부분 방전의 크기와 가압 수소중에서 측정된 최대 부분 방전의 크기는 대부분의 권선이 비례하지만 권선 #3의 경우에는 압력에 따라 최대 부분 방전이 역제되는 비율이 다른 권선과 다르다. 이는 아직 권선의 열화 정도가 심하지 않기 때문에 나타나는 측정 오차로 판단된다. 앞으로 가속 열화

가 더 진행되면 그림 4, 5에서 나타난 것과 같이 가압 수소중에서 열화된 권선의 경우에는 수소의 압력이 증가하면 최대 부분 방전의 크기는 비례하여 증가할 것으로 예측된다.

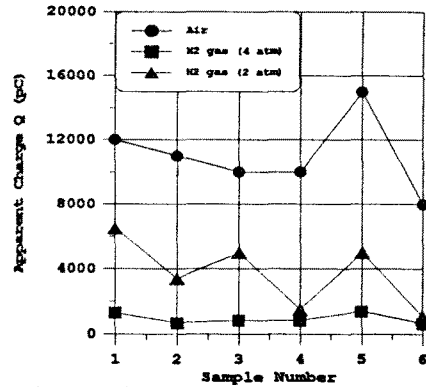


그림 7 권선별 최대 부분 방전 크기 ; Normal PD
(인가 전압 : 12.7 kV, 4 atm 수소중 열화)

그림 8은 운전중 측정 방식인 SSC와 FSA를 이용하여 운전중 측정 조건인 12.7 kV에서 수소 압력의 증가에 따라 최대 부분 방전의 크기가 감소되는 것을 나타낸 것이다. 0 atm에서 2 atm으로 수소의 압력이 증가하면 10 MHz를 기준으로 최대 부분 방전의 크기는 1/5 정도로 줄어들며 4 atm으로 증가하면 1/10 정도로 줄어든다. Normal 부분 방전 측정기를 이용하여 4 atm에서 측정된 최대 부분 방전값과를 연관 시킬 경우에 1mV는 약 600pC 정도이다.

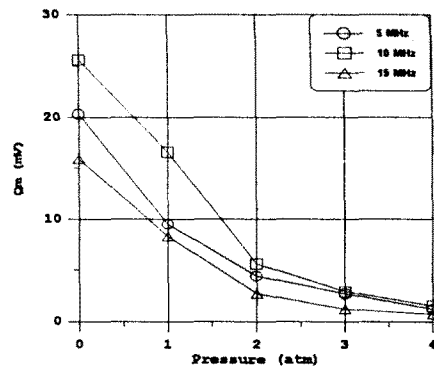


그림 8 수소 압력에 따른 최대 부분 방전 평균 크기 ; FSA
(인가 전압 : 12.7 kV, 4 atm 수소 중 열화)

그림 9는 12.7 kV에서 SSC와 FSA에 의하여 권선별로 최대 부분 방전의 크기를 측정된 것이다. 공기중과 4 atm에서 각각 측정하였으며 그림 7과 마찬가지로 수소 압력에 따라 대부분의 권선은 최대 부분 방전의 크기는 비례하여 나타났다. 권선 4에서는 표면 방전이 발생하였으며 이때 15 MHz 성분은 다른 주파수 대역에 비하여 크게 나타났다. 따라서 FSA를 이용하여 주파수 특성을 분석함에 의하여 표면 방전을 감지할

수 있으며 이 경우에는 수소의 압력이 증가하더라도 최대 부분 방전의 크기는 비례하여 나타난다.

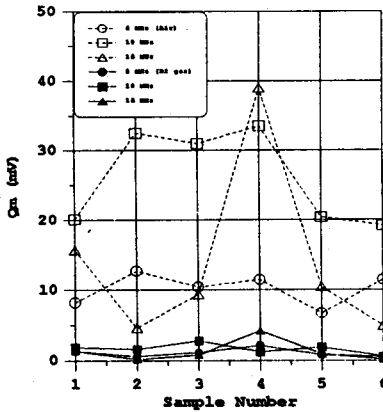


그림 9 권선별 최대 부분 방전 크기 : FSA
(인가 전압 : 12.7 kV, 4 atm 수소 중 열화)

그림 10은 인가 전압이 12.7 kV이며 공기중과 2 atm 및 4 atm의 수소 압력에서 각각 권선별로 최대 부분 방전의 크기를 측정된 결과를 나타낸 것이다. 권선 4의 표면에 반 도전층을 도포하여 표면 방전을 방지하였으며 후에 권선 3에서도 표면 방전이 발생되어 반 도전층을 보수하였다. 공기중에서 측정된 권선 4의 최대 부분 방전의 크기는 아직 다른 권선에 비하여 15 MHz 성분이 크며 5 MHz 및 10 MHz 성분도 15 MHz의 성분과 비슷한 크기를 나타내고 있다. 하지만 수소 압력이 증가됨에 따라 다른 권선과의 차이는 나타나지 않는다. 이는 표면 방전이 공기중에서는 아직도 존재하지만 수소의 압력이 증가함에 따라 완전히 억제되는 것을 나타낸다. 권선 3의 경우는 반도전층을 보수하였음에도 불구하고 모든 주파수 대역에서 최대 부분 방전의 크기가 그림 9에서 나타난 값보다 갑자기 2 배 이상 증가하였다. 이때 최대 부분 방전의 크기가 가장 큰 주파수 대역은 10 MHz로 권선 4의 경우에 가장 크게 나타난 15 MHz와는 다른 주파수 대역이었다. 권선 3은 아직 표면 방전이 공기중에서 발생되며 2 atm 및 4 atm의 수소 압력에서는 표면 방전의 발생이 억제된 것으로 판단된다.

그림 11은 가압 수소중에서 열화된 권선과 공기중에서 열화된 권선에 대하여 1,000 pC을 기준으로 평균 부분 방전 발생 전압(DIV) 및 평균 부분 방전 소멸 전압(DEV)을 공기중 및 수소의 압력에 따라 나타낸 것이다. 공기중에서 측정된 부분 방전 개시 전압은 공기중 열화 권선의 경우가 7.4 kV 그리고 가압 수소중의 열화 권선은 7.2 kV로 공기중 열화 권선의 값보다 예상외로 낮았다. 하지만 4 atm의 가압 수소 중에서 측정된 부분 방전 개시 전압은 공기중 열화 권선의 경우 공기

중에서 측정된 값인 7.4 kV에서 거의 변하지 않은 반면 가압 수소중 열화 권선의 값은 13 kV 정도로 상당히 크게 증가 하였다. 이것은 그림 4와 5에서 나타난 것과 같이 12.7 kV이하의 낮은 전압에서는 공기중에서 열화된 권선의 최대 부분 방전의 크기가 가압 수소중에서 열화된 권선의 값보다 크다는 것과 일치한다.

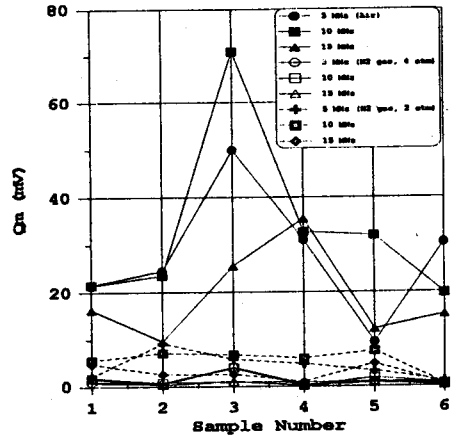


그림 10 표면 처리후 권선별 최대 부분 방전 크기 : FSA
(인가 전압 : 12.7 kV, 4 atm 수소 중 열화)

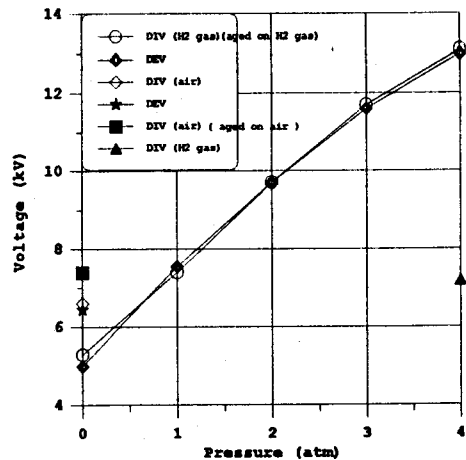


그림 11 수소 압력에 따른 DIV 및 DEV 변화

4. 결론

화력 발전기의 가압 수소가 고장자 권선에서의 부분 방전 발생 및 열화에 미치는 영향에 대하여 실험한 결론은 다음과 같다.

- (1) 공기중에서 열화된 권선과 가압 수소 중에서 열화된 권선은 정격 선간 전압까지 측정된 $\Delta \tan \delta$ 값이 거의 같아서

$\tan \delta$ 로는 공기중에서 열화의 정도를 서로 구분하지 못하였다.

- (2) 인가 전압을 정격 선간 전압인 22 kV 이상으로 증가시키 최대 부분 방전을 측정 한 결과 공기중에서 열화된 권선이 가압 수소중에서 열화된 권선보다 큰 값을 나타내었다. 따라서 정격 선간 전압에서 최대 부분 방전의 크기를 측정함으로써 공기중 열화 권선이 열화의 정도가 약간 더 진 전되었다는 것을 판정할 수 있었다.
- (3) 운전중 정격 측정 전압인 12.7 kV에서 Normal 부분 방전 측정기와 FSA에 의하여 측정된 최대 부분 방전의 크기는 공기중 측정값과 2 atm 및 4 atm에서의 값과는 권선에 따라 감소하는 비율이 다른 경우도 있다. 이는 표면 방전, slot 방전 그리고 내부 방전등 부분 방전의 발생 원인에 따라 수소 압력에 의한 영향에 의한 것으로 추정되며 이에 대해서는 추후 계속적인 연구를 수행할 계획이다.

<참고 문헌>

1. Miller R. and Black I.A., "Measuring Techniques for Identifying Partial Discharges in Stator Windings of Electrical Machines." IEE Dielectric Materials, Measurements and Applications, Conference Publication No. 213, pp. 221-234, July 1982.
2. Sedding H.G., "Theory and Practical Discharge Testing of Rotating Machines", International Conference on Generator and Motor Partial Discharge Testing, Toronto, Ontario, April 18-19, 1994.
3. McDermid W., "Relationship between PDA Data and C Condition of Stator Windings of Various Rotating Machines in Manitoba Hydro", CEA-EPRI-Ontario Hydro PDA and RF Monitor User's Workshop, Toronto, Canada, Sept. 22-24. 1986.
4. Lyles J.F., "Ontario Hydro's Experience Regarding PDA Test Data Correlation as Applied to Hydraulic Generator Stator Winding", CEA-EPRI-Ontario Hydro PDA and RF Monitor User's Workshop, Toronto, Canada, Sept. 22-24. 1986.
5. Stone G.C., Campbell S. R., "Digital Methods of Eliminating Noise in On-Line Generator Partial Discharge Measurements", IEEE Winter Power Meeting, Publication 92-THO-425-9 PWR, Feb. 1992.
6. Campbell S.R., Stone G.C., and Sedding H.G., "Application of Pulse Width analysis to Partial Discharge Detection", Conference Record of the 1992 International Symposium on Electrical Insulation, Baltimore, MD USA, pp. 345-348, 1992.
7. Breitenstein A.M., Johnston D.R. and Mauchan C.V., "Accelerated Frequency Hydrogen Atmosphere Voltage Endurance Testing of Micaceous Insulation Systems", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, pp. 1389-1393, Sept. 1969.
8. Grunewald P. and Weidner J., "Possibilities and Experience with Off-Line and On-Line Diagnosis of Turbine Generator Stator Winding Insulations", CIGRE 11-206, Aug. 28-Sept. 3, 1994.
9. Sedding H.G., Stone G.C. Braun J.M. and Hogg W.K., "The Relationship between Partial Discharge Activity and Hydrogen Diffusion in Epoxy Resin and Epoxy/Mica Composites", Fifth International Conference on Dielectric Materials, Measurements and Applications, pp. 211-214, June 27-30, 1988.
10. Terasa H., Mitsui H. Inoue K., Yoshida K. and Kenjo S., " Proposal of GF (Gas Filled) Insulation for Rotating Machines", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, pp. 2955-2962, No. 6, June 1981.
11. Mitsui H., Koyanagi S., Kenjo S., Yamauchi T. and Tari M., "Insulation Effects of Hydrogen Gas for Cooling Turbine-Driven Generators", IEEE Transactions on Electrical Insulation Vol. EI-18 No. 5, pp. 536-540, Oct. 1983.
12. Y.J. Kim, J.B. Kim, D.H. Hwang, T.S. Kim and M.S. Park, "Novel Partial Discharge Measurement Technique for Generator Stator Windings", Proceedings of 1995 Korea-Japan Joint Conference on Prediction of Remnant Life and Insulation Diagnosis Technology on Power Apparatus and System, Chungbuk National University, Cheongju, Korea, pp. 111-115, May 26-27 1995.
13. Kimura K., "Progress of Insulation Aging and Diagnostics of High Voltage Rotating Machine Windings in Japan", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 9, No. 3, May/June 1993.
14. Culbert I.M., Dhirani H. and Stone G.C., "Handbook to Assess the Insulation Condition of Large Rotating Machines", EPRI, EL-5036, Vol. 16, Project 2577-1, 1989.