

태양전지모듈의 노화현상에 따른 전기적 특성 고찰

Consideration of Electrical Properties in Field-aged Photovoltaic Module

강기환^{1,a}, 유권종¹, 안형근², 한득영²

(Gi-Hwan Kang^{1,a}, Gwon-Jong Yu¹, HyungKeun Ahn², and Deuk-Young Han²)

Abstract

In this paper, degradation in field-aged PV modules including degradation of interconnect, discoloration of encapsulant and hot spot have been observed and analyzed. From the results, photovoltaic module installed for 6 years shows around 16 % drop of electrical properties due to the interconnect degradation and PV module passed 18 years has been found to drop of around 20 % mainly by the encapsulant discoloration. Furthermore the difference between low and high temperature of PV array at hot spot goes up to 30 °C and it leads to interconnect degradation. On the other hands, the temperature difference was observed to be around 15 °C at the encapsulant discoloration spot of PV array.

Key Words : Photovoltaic module, Life time, Hot spot, Discoloration, Degradation

1. 서론

태양광발전시스템(photovoltaic system)을 구성하는 주요 구성 재료 중 가장 고가이면서 시스템의 수명을 좌우하는 태양전지모듈(photovoltaic module)은 반도체 소자인 태양전지(solar cell)가 수십 개 직렬 연결되어 태양 빛 에너지를 전기에너지로 변환시키는 청정 에너지원이다.

실제로 외부의 환경에 노출되어 발전하는 태양전지모듈의 수명은 약 20년 이상으로, 반영구적으로 사용이 가능하며, 한번 설치해 놓으면 유지보수 비용이 전혀 들지 않고, 설치장소에 따라서 소형에서부터 대형까지 시스템의 규모를 결정할 수 있는 장점이 있다.

그러나 그림 1에서 보는바와 같이 국내에 보급되어 있는 일부 태양전지모듈을 약 5년이 경과 후

전기적 성능시험을 분석해 본 결과 5~25 % 가량의 전기적 특성이 감소되는 현상을 발견하였으며 [1], 선진국에서도 장기간 설치·운영된 시스템을 대상으로 시험해 본 결과 물리적인 영향에 의해 파손된 것을 제외하고도 전극부분에서의 열화 현상 및 완충재 등의 변색 등으로 전기적 성능이 매우 감소되는 것으로 확인되었다[2].

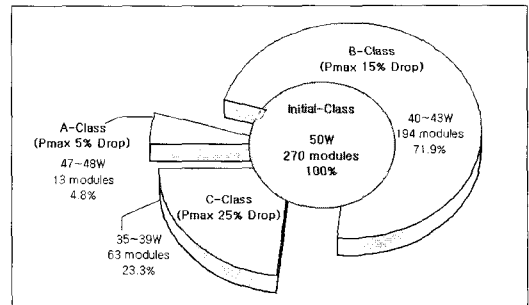


그림 1. 설치 후 5년 경과된 태양전지모듈의 전기적 특성.

Fig. 1. Field test electrical properties of PV modules(field aged 5 years).

1. 한국에너지기술연구원 태양광시스템연구센터 (대전시 유성구 장동 71-2)

2. 건국대학교 공과대학 전기공학과

a. Corresponding Author : ghkang@kier.re.kr

접수일자 : 2004. 9. 6

1차 심사 : 2004. 9. 21

심사완료 : 2004. 10. 15

따라서 본 연구에서는 국내에 실제로 보급되어 있거나, 연구용으로 설치 된지 오래된 태양전지 어레이(photovoltaic array)를 대상으로 하여 태양전지 모듈의 노화 현상을 관찰하였으며, 노화 현상이 전기적 특성에 미치는 영향을 관찰하였다.

2. 태양전지모듈의 구조 및 특징

2.1 태양전지모듈의 구조

일반적으로 상용화된 태양전지모듈의 구조는 그림 2에서 보는바와 같이 저 철분 강화유리/EVA sheet/태양전지/EVA sheet/Back sheet의 형태로 구성되어 있으며, 라미네이터(laminator) 내에서 가열 판을 가열시켜서 완충재(encapsulant, EVA sheet)를 녹인 후 진공상태에서 적층(lamination)하여 수분이나 기포 등을 제거하고, 외부 환경으로부터 태양전지를 보호할 수 있도록 태양전지모듈을 제조하게 된다[3].

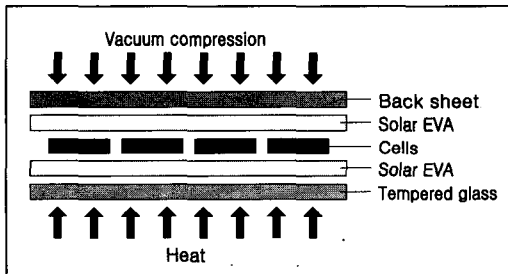


그림 2. 태양전지 모듈의 일반 구조.

Fig. 2. Structure of photovoltaics module.

2.2 수명저해요인

태양전지모듈이 사용연수에 따라서 나타나는 정상적인 수명곡선은 그림 3에서 보는바와 같이 외부 노출되어 발전하게 되면 초기에는 약간의 출력감소 특성을 나타내게 되며, 그 후 사용연수에 관계없이 안정적인 출력특성을 보이게 된다. 그러나 비정상적인 태양전지모듈의 경우 시간이 지날수록 노화현상이 심화되어 출력특성이 감소하게 되며, 결국 태양전지모듈로서의 수명을 다하게 된다[4].

태양전지모듈의 수명을 단축시키는 주된 손실요인은 태양전지 자체의 특성 열화현상도 있지만 그보다 태양전지를 보호하기 위한 완충재료(Encapsulant, EVA sheet)의 변색으로 그림 4에서

와 같이 태양전지에 도달하는 태양 빛의 투과율 감소에 의해 단락전류(short-circuit current, I_{sc})가 감소하여, 출력특성을 감소시키게 된다.

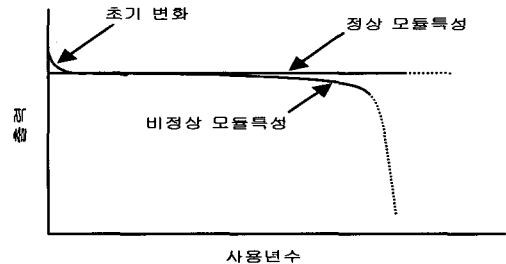


그림 3. 태양전지모듈의 내구연수에 따른 노화 진행곡선.

Fig. 3. Field aging curve of photovoltaic module.

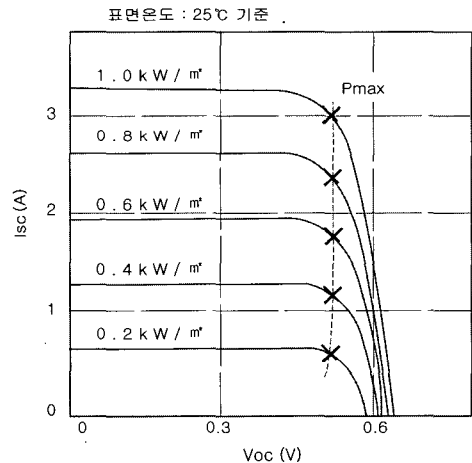


그림 4. 일사량에 따른 I-V 특성.

Fig. 4. I-V curve with different irradiance conditions.

또한, 태양전지모듈 제조공정상의 문제점에 의해 외부에서의 온도, 습도의 영향과 주변 환경의 영향으로 태양전지 표면 전극과 태양전지 사이의 연결부가 산화되어 전극의 열화현상을 가중시키고, 태양전지의 직렬저항을 증대시켜 발전전압과 전류를 감소시키게 되며, 결국 전력의 손실을 가져오게 된다[4].

3. 실험

3.1 실험방법

본 실험은 현재 당 연구원에 장기간 연구용으로 설치된 태양전지모듈을 대상으로 하여 노화 현상을 관찰하였으며, 설치 전과 설치 후의 전기적 특성을 비교분석 하였다. 또한, 노화현상의 원인으로 가장 많이 나타나는 태양전지모듈의 부분적 열적 온도 특성을 관찰하였다.

본 연구에서 실험 대상으로 선정된 2개의 시스템 중 하나는 GMG01530 모델의 53 W급 국산 단결정 실리콘 태양전지모듈로써, 1998년에 설치된 3 kW급 시스템이며, 또 다른 하나는 GL130/M65 모델로써, 1986년도에 설치된 42 W급 외국산 단결정 실리콘 태양전지모듈로써 1 kW급 시스템으로 구성되어 있다.

3.2 측정장치

본 실험에서 태양전지모듈의 노화현상에 따른 설치 전후의 전기적 특성을 비교분석하기 위해 사용된 I-V 특성시험 장치는 Sun Simulator(Pasan IIIb)로써, AM1.5, 25 °C, 1 kW/m²의 조건(IEC 60904 -9) 에서 인공 광원 법에 의해 측정하였으며, 어레이의 I-V 특성시험은 Array tester(Spire)를 사용하여 자연 광원 법에 의해 측정하였다.

또한, 태양전지모듈의 노화현상에 따른 부분적 열적 온도 특성 시험은 적외선 열 화상 장치(Infrared Thermal Imaging System, ThermoCAM S60, FTIR)를 사용하였다.

4. 결과 및 고찰

태양전지모듈에서 노화현상의 원인은 크게 온도, 습도, 먼지, 자외선 등의 외부환경과 물리적인 충격에 의한 파손 등으로 나눌 수 있다.

외부환경에 노출 시 시간이 흐를수록 태양전지모듈 표면 유리에 쌓이는 환경 먼지는 태양전지에 도달되는 태양 빛의 양을 감소시켜 전기적 특성을 저하시킬 수 있으나, 이보다 더 중요한 원인은 태양전지모듈의 완충재료로 사용되는 EVA sheet가 자외선에 의해 변색되는 현상이다. EVA sheet의 변색은 태양 빛의 투과율을 감소시키는 원인이 되며, 투과율 감소는 즉 태양전지의 흡수율이 감소되는 결과를 가져와 전기적 특성이 약 20 % 이상 감소된다고 보고하고 있다[4].

또한, 태양전지모듈은 수십 개의 태양전지를 직

렬 또는 병렬 연결하여 구성된 단위 모듈로써 제조공정상의 환경조건 또는 제조공정상의 문제점으로 외부환경에 노출 시 태양전지모듈 내부에서의 온도 상승과 습기의 침투로 인하여 전극의 부식 현상이 발생되게 되며, 이는 전극의 접촉저항을 증가시켜 전기적 특성을 감소시키게 된다[4].

그림 5는 본 실험에서 관찰된 태양전지모듈의 노화현상을 보여주고 있다. 그림 5의 (1)은 태양전지모듈에 사용된 태양전지의 표면 전극이 산화되어 부식된 현상을 볼 수 있으며, 그림 5의 (2)와 (3)은 외부에 설치 된지 오래된 태양전지모듈에서 흔히 나타날 수 있는 EVA sheet의 변색 현상을 볼 수 있다. 그림 5의 (4)는 물리적인 충돌에 의해 태양전지모듈 표면 저 철분 강화유리가 파손되어 태양전지모듈로써의 기능을 할 수 없게 된 현상을 보여주고 있다.

태양전지 표면 전극은 전류의 흐름을 원활하게 하기 위하여 일반적으로 실버 페이스트(silver paste)를 사용하여 태양전지를 제조하고 있으며, 태양전지 표면전극 위에 SnPbAg paste를 사용하여 태양전지모듈 제조 시 태양전지와 태양전지를 납땜하여 연결하고 있다.

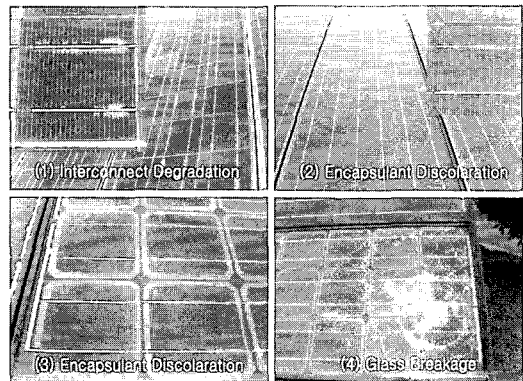


그림 5. 옥외 경년 열화된 태양전지모듈의 사진.
Fig. 5. Photograph of field aged photovoltaics module.

그러나 태양전지 표면 전극으로 사용된 silver paste나 SnPbAg paste는 습기에 노출되게 되면 부식이 잘 되어 태양전지의 전극과 도체리본 또는 도체리본과 도체리본의 접촉부분에서 내부의 열화에 의해 SnPbAg paste의 균열 및 계속적인 스트레스에 의한 파괴로 인하여 접촉저항이 증가하게

되며, 시간이 지날수록 심화되어 태양전지모듈로써의 기능을 할 수 없게 된다[5].

태양전지간의 연결 부위에 염소성분이 존재하면 SnPb 합금이 이들과 반응하여 PbCl₂를 생성시키며, PbCl₂는 이산화탄소를 함유한 습도가 높은 공기에 대해 안정하지 못하여 다공질 PbCO₃로 변하여 부식된다. 그 후 SnPb의 합금표면에 다시 산화 층이 생기고, 앞서 언급한 과정이 SnPb 합금이 모두 부식되어 없어질 때까지 반복된다[6].

이 과정을 반응식으로 나타내면 아래와 같다.

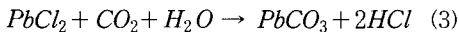
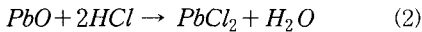
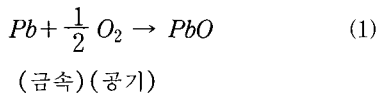


그림 6은 1998년 국내에서 제조된 53 W급 단결정 실리콘 태양전지모듈로써, 노화현상으로 전극 부분에 산화가 심각하게 발생된 경우로써, 설치 전과 설치 후 6년이 경과한 현재의 I-V 특성곡선을 보여주고 있으며, 설치 전 초기 사양은 개방전압(open-circuit voltage, Voc) 21.7 V, 단락전류(short-circuit current, Isc) 3.35 A, 최대전압(maximum power voltage, Vmp) 17.4 V, 최대전류(maximum power current, Imp) 3.04 A이었다.

그림 6에서 보는바와 같이 설치 전의 I-V 특성곡선은 설치 6년 후 약 16%의 출력 특성 저하 현상이 나타났다. 이는 태양전지 표면 전극이 산화되어 전극 접촉저항의 증가에 의해 태양전지의 직렬저항이 증가하여 결국 태양전지의 전압, 전류, 곡선율(fill factor)이 감소하여 출력 손실을 가져온 결과라 할 수 있다.

태양전지모듈에서 완충재료로 사용되는 EVA sheet는 자외선에 노출되면 노화현상으로 변색이 시작된다. 이때 초기에는 부분적으로 백화현상을 나타내게 되며, 시간이 지날수록 심화되어 전 면적에 백화현상이 나타나게 된다.

그림 7은 1986년도에 설치된 외국산 태양전지모듈로써, 18년 동안 외부환경에 노출되어 자외선에 의해 EVA sheet가 심하게 변색된 태양전지모듈의 I-V 특성곡선을 보여주고 있다. 태양전지모듈의 초기사양은 개방전압(Voc) 18.0 V, 단락전류(Isc) 3.26 A, 최대전압(Vmp) 14.5 V, 최대전류(Imp) 2.9 A, 최대출력(Pmax) 42 W이었다.

그림 7에서 보는바와 같이 변색된 태양전지모듈의 I-V 특성곡선은 그림 4의 일사량의 변화에 따른 태양전지의 I-V 특성곡선과 유사한 경향을 보이는데, 자외선에 의한 EVA sheet의 변색으로 인해 태양전지 표면에 도달하는 태양 빛의 투과율이 감소하여, 설치 전 초기의 42 W의 발전출력보다 약 20% 저하된 33.5 W의 출력을 나타내었다.

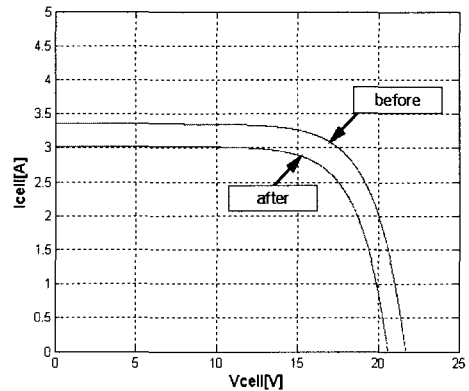


그림 6. 전극 산화된 태양전지모듈의 I-V 특성.
Fig. 6. I-V curve of degraded(oxidized electrodes) single photovoltaics module.

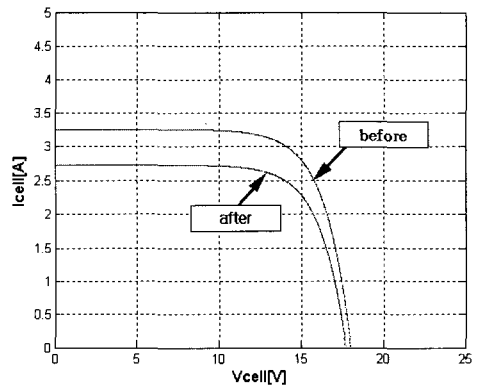


그림 7. 변색된 태양전지모듈의 I-V 특성.
Fig. 7. I-V curve of discolored photovoltaics module.

표 1은 2개의 태양전지 어레이(PV array)에 설치된 태양전지모듈의 설치 전과 설치 후의 전기적 특성곡선을 비교하여 나타내고 있으며, 그림 8과

그림 9는 자연광원에서 실측한 어레이의 I-V 특성 곡선을 보여주고 있다.

이때 전극 산화 현상을 나타낸 GMG01530 모델의 어레이는 일사량 0.682 kW/m^2 에서 개방전압 373.7 V, 단락전류 7.48 A, 곡선율 67.43 %, 최대전압 280 V, 최대전류 6.72 A, 최대출력 1.8 kW를 나타내었으며, EVA sheet가 변색 현상을 나타낸 GL130/M65 모델의 어레이는 일사량 0.694 kW/m^2 에서 개방전압 186 V, 단락전류 4.43 A, 곡선율 66.1 %, 최대전압 140 V, 최대전류 3.89 A, 최대출력 545 W를 나타내었다.

표 1. 노화현상에 따른 태양전지모듈의 전기적 특성 비교.

Table 1. Properties of field aged photo-voltaics module used in experiment.

Model	GMG01530		GL130/M65	
	Before	After	Before	After
Voc	21.7 V	20.6 V	18.0 V	17.7 V
Isc	3.35 A	2.78 A	3.26 A	2.65 A
Pmax	53.0 W	44.5 W	42.0 W	33.5 W
Vmp	17.4 V	16.0 V	14.5 V	14.0 V
Imp	3.04 A	2.78 A	2.90 A	2.40 A
F.F	72.7 %	71.2 %	71.6 %	71.4 %
Ceff.	14.6 %	12.3 %	14.3 %	11.4 %
Series	36 cells		30 cells	
Characteristics	Interconnect Degradation		Discoloration	
Array	20s, 3p		12s, 2p	
Year	1998		1986	

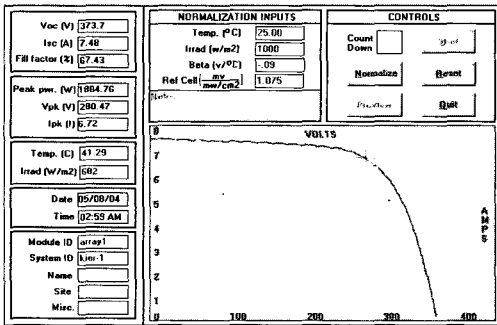


그림 8. 전극 산화된 PV 어레이의 I-V 특성.
Fig. 8. I-V curve of degraded(oxidized electrodes) photovoltaic array.

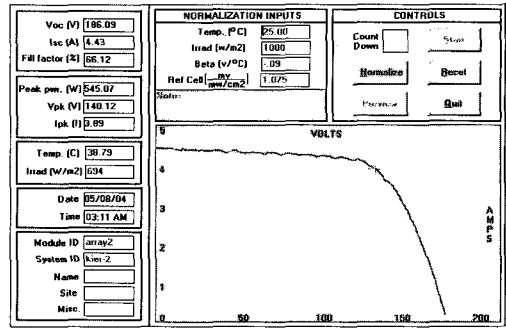


그림 9. 변색된 PV 어레이의 I-V 특성.
Fig. 9. I-V curve of discolored photovoltaic array.

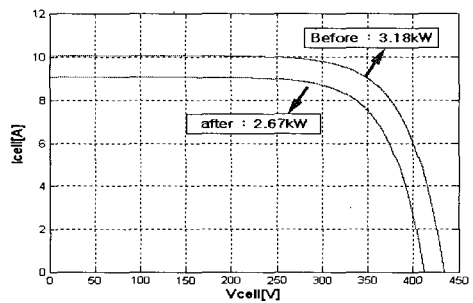


그림 10. 전극 산화된 PV 어레이의 설치 전후 I-V 특성.
Fig. 10. Theoretical I-V curve of degraded (oxidized electrodes) PV array before and after installation.

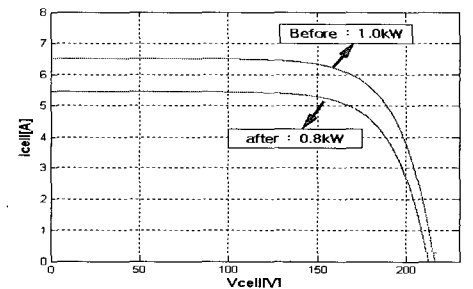


그림 11. 변색된 PV 어레이의 설치 전후 I-V 특성.
Fig. 11. Theoretical I-V curve of discolored PV array before and after installation.

자연 광원 법에 의해 측정된 I-V Curve는 수시로 일사량이 변화하기 때문에 정확한 비교 데이터는 얻을 수가 없다. 따라서 그림 10과 그림 11은 인공 광원 법에 의해 실측하여 얻은 태양전지모듈의 I-V 출력 값을 근거로 하여 노화 전후 어레이의 I-V 특성곡선을 비교하여 나타내었다.

그 결과 전극 산화 태양전지모듈로 구성된 어레이는 그림 10의 I-V 특성곡선에서 보는바와 같이 설치 전 3.18 kW에서 노화현상에 의해 2.67 kW로 약 510 W, 16 %의 출력 감소율을 보여주고 있으며, 백화현상 태양전지모듈로 구성된 어레이는 그림 11의 I-V 특성곡선에서 보는바와 같이 설치 전 1 kW에서 노화현상에 의해 0.8 kW로 약 200 W, 20 %의 감소율을 보여주고 있다.

앞에서 언급한 전극 산화 현상과 EVA sheet의 변색 현상 등은 태양전지모듈 제조공정에서 제조 조건 및 제조 환경에 따라서 발생할 수 있는 노화 현상이라 할 수 있는데, 이는 곧 태양전지모듈의 부분적 열화현상으로 이어져 시간이 지날수록 태양전지모듈의 수명을 급격하게 저하시키는 원인이 된다고 보고하고 있다[7].

그림 12는 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성을 관찰하기 위하여 적외선 열 화상 장치를 이용하여 태양전지 어레이의 표면온도를 측정하였다. 이 결과는 태양전지모듈에 부하를 연결하지 않고 개방상태에서 측정한 결과이며, 이때 양쪽 단자박스가 위치한 부분이 약 5 °C 정도 높은 것으로 나타났으며, 실제로 노화현상이 시작되지 않은 태양전지모듈의 경우는 위와 같은 결과를 나타내고 있다고 보고하고 있다[4].

그림 13은 표면 전극이 산화된 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성을 보여주고 있으며, 표면온도가 낮은 부분과 높은 부분의 차이는 약 30 °C 이상을 나타내었다.

그림 14는 EVA sheet가 변색된 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성을 보여주고 있으며, 표면온도의 차이는 약 15 °C 정도로써, 그림 13의 전극 산화된 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성보다는 낮은 온도차의 특성을 나타내었다.

이러한 현상은 그림 13과 같이 일부 태양전지모듈의 전극이 산화되어 접촉저항을 증가시키고, 전류의 흐름을 방해함으로써 주변에 직렬 연결된 태양전지에 집중적으로 열화현상이 나타나는 것과는 다르게, 그림 14와 같이 전체적으로 태양 빛의 투과를 감소시키는 EVA sheet의 변색 현상이 열적 온도특성에는 안정적인 것으로 나타났으며, 시간이

지날수록 전극이 산화된 태양전지모듈은 노화속도가 빠르게 진행될 것으로 판단된다.

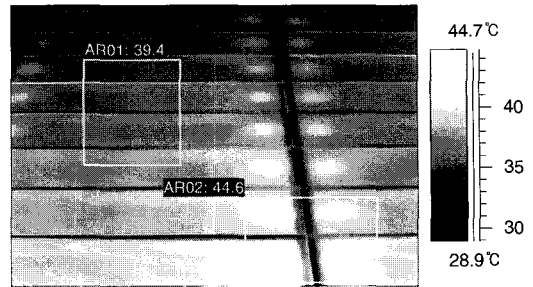


그림 12. 부하 개방상태의 열적 온도 분포 특성.
Fig. 12. Thermal property of PV array (open circuit).

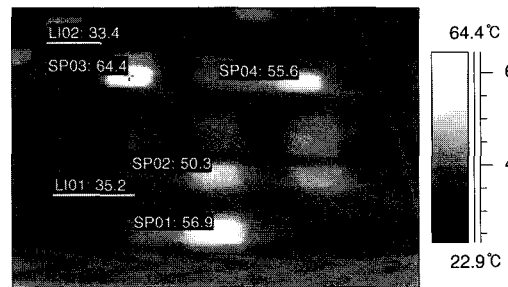


그림 13. 전극 산화된 PV 어레이의 열적온도분포 특성.
Fig. 13. Thermal property of degraded (oxidized electrode) PV array.

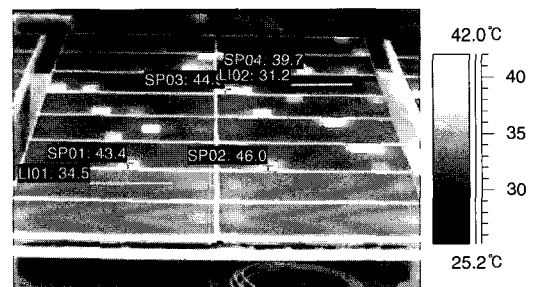


그림 14. 변색된 PV 어레이의 열적온도분포 특성.
Fig. 14. Thermal property of discolored PV array.

5. 결론

본 연구에서는 태양전지모듈이 실제로 외부에 설치되어 온도, 습도, 자외선 등의 외부환경에 노출되었을 때 발생하는 노화현상을 관찰하고 전기적 특성을 비교분석 하였다.

본 연구에서 실험 대상으로 선정한 2개의 태양전지 어레이에서 나타난 노화현상으로는 외부에서의 습기 침투로 인한 태양전지 표면 전극의 산화현상 및 자외선 노출에 의한 EVA sheet의 변색현상을 관찰할 수 있었다.

설치 후 6년 된 국산 태양전지모듈의 경우 전극의 산화로 인해 설치 전보다 약 16 %의 출력 특성이 감소하였으며, 열적 온도 분포 특성시험 결과 약 30 ℃ 이상의 온도차를 나타내어 부분적으로 심각한 열화현상이 진행되고 있는 것을 알 수 있었다.

또한 설치 후 18년된 외국산 태양전지모듈의 경우 EVA sheet의 변색으로 인해 설치 전 보다 약 20 %의 출력특성이 감소하였으며, 약 15 ℃ 정도의 온도차를 나타내었다.

참고 문헌

[1] G. H. Kang, G. J. Yu, H. K. Ahn, and D. Y. Han, "The Effect on Electrical Properties of SnPbAg Paste for Interconnection in Photovoltaic Module", Proc. 2003 Summer Conf. KIEEME, p. 71, 2003.

[2] M. A. Quintana, D. L. King, F. M. Hosking, J. A. Kratochvil, R. W. Johnson, B. R. Hansen, N. G. Dhere, and M. B. Pandit, "Diagnostic Analysis of Silicon Photovoltaic Module after 20-year Field Exposure", 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, p. 1420, 2000.

[3] G. H. Kang, G. J. Yu, K. U. Park, H. K. Ahn, and D. Y. Han, "A Basic Study on the Element Technology for PV Module Manufacture", Proc. 2003 Summer Conf. KIEE, p. 1365, 2003.

[4] 電氣安全環境研究所, "太陽電池評價技術の研究開發", 平成13年度 新エネルギー・産業技術總開發機構委託業務成果報告書, p. 47, 平成14年.

[5] M. A. Quintana and D. L. King "Commonly Observed Degradation in Field-aged Photo-

voltaic Modules", 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, p. 1436, 2002.

[6] J. P. Jung, Y. U. Shin, and S. S. Lim, "Pb-free Micro Soldering" Publishing of Samsung Business, p. 40, 2001.

[7] D. L. King, J. A. Kratochvil, and M. A. Quintana "Application for Infrared Imaging Equipment in Photovoltaic Cell, Module and System Testing", 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, p. 1487, 2000.