Current Photovoltaic Research 6(3) 81-85 (2018)
DOI:https://doi.org/10.21218/CPR.2018.6.3.081
pISSN 2288-3274
eISSN 2508-125X

자외선 조사량에 따른 태양전지 모듈 봉지재의 특성 분석

이송은[1] · 배준학[2] · 신재원[2] · 전찬욱[1,2]*
[1]화학공학과, 영남대학교, 경산시, 38541
[2]태양광공인시험센터, 영남대학교, 경산시, 38541

Characterization of Photovoltaic Module Encapsulant According to UV Irradiation Dose

Song-Eun Lee[1] · Joon-Hak Bae[2] · Jae-Won Shin[2] · Chan-Wook Jeon[1,2]*
[1]Department of Chemical engineering, Yeungnam University, Gyeongsan 38541, Korea
[2]Photovoltaic Accredited Testing Center, Yeungnam University, Gyeongsan 38541, Korea

Received July 20, 2018; Revised September 6, 2018; Accepted September 17, 2018

ABSTRACT: The photovoltaic modules installed in the actual field are affected by various external environments and the electrical performance output value is generally lowered compared to initial output value. The most of photovoltaic modules consists of low iron glass, encapsulant (EVA), back sheet, frame and junction box assembly based on the solar cells. In this paper, the characteristics of encapsulant which is an important constituent material of photovoltaic module were verified by maximum power determination, electro luminescence images, yellowness index measurement, and gel content measurement after ultraviolet (UV) irradiation exposure. The most commonly installed 72 cells crystalline photovoltaic modules were tested after various UV exposure of 0, 15, 30, and 60 kWh/m^2 and compared with the reference module. After UV exposure of 15 kWh/m^2, which is the current international test condition, a small amount of change was observed in yellowness index and electroluminescence, while a gell content rapidly increased. At a cumulative dose of 60 kWh/m^2, which will be a new international test condition in the near future, however, the yellowness index increased sharply and showed the greatest output power drop.

Key words: Module, EVA, UV, Yellowness, Gel content

Nomenclature

EVA : Ethylen Vinyl Acetate
YI : Yellowness Index
EL : Electro Luminescence

1. 서 론

2007년부터 2016년까지 10년간 국내에서 인증된 태양광모듈은 약2,331개 모델이 있으며, 이 중 국내산 모듈이 78%, 중국산 모듈이 약 18%로서 전체의 96%를 차지한다. 2,331개 모델 중 국내산 태양전지 비중은 37.5%, 중국산은 40.4%, 대만산이 16.1%를 차지한다. 2014년 이후부터는 중국산 태양전지의 비중이 50%를 넘어섰으나, 국내산 태양전지의 비중은 해마다 감소하여 매년 중국 태양전지의 비중이 증가하고 있다. 주요 국내 태양전지 생산업체는 자체 모듈공장을 보유하고 있어 모듈제품으로 인증을 획득하여 시장에 공급하고 있으나, 태양전지를 생산하지 않는 국내 모듈 제조업체를 포함하여 중국 등 해외 다수의 모듈 제조업체에서 태양전지 수급이 용이하고 동일 출력당 가격이 저렴한 중국산 태양전지를 적용하는 비율이 높아지기 때문이다. 2010년 이후의 태양광 산업이 급격히 팽창된 중국의 영향력이 국내 인증에도 미치고 있음을 반영하는 것으로 사료된다[1].

태양광 모듈은 발전 현장에서 약20년 이상의 장기간 노출된다. 현재까지 활발한 연구를 통해 장기간 노출이 모듈 성능 및 수명에 영향을 미치는 메커니즘이 대부분 파악되어 각 모듈을 구성하고 있는 소재의 특성에 맞는 적합한 모듈제조방법을 적용되고 있다.

태양전지모듈의 여러 결함에 따른 출력 저하율 중에 Lamination 공정에서 EVA의 열화에 의한 태양전지모듈 출력 저하율은 약 10% 이상으로, 최근 2017년 ITRPV 발표 기준 계산치 약 7.21

*Corresponding author: cwjeon@ynu.ac.kr

ⓒ 2018 by Korea Photovoltaic Society
This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

$ct/kWh의 LOCE (Levelized cost of electricity)비용은 LID기준으로 추정한 값과 비추어 볼 때 봉지재, EVA결함 방지를 통하여 6.5832 $ct/kWh로 기준 대비 약 8.72%의 LOCE 절감 효과를 볼수 있을 것으로 기대가 된다[2].

그리고, 모듈 사용 수명 연장에 대한 요구가 점차 높아짐에 따라 최근 개정된 IEC 61730-2 Edition 2.0:2016-08에서 자외선조사량이 15 kWh/m^{2}에서 120 kWh/m^2 (전후면 각 60 kWh/m^2) 가혹도가 높아져 내구성 시험에 대한 규격 또한 강화되고 있는 추세이다.

본 논문에서는 태양전지 모듈의 장기적인 내구성을 유지하기 위하여 태양전지의 양면에 구성하는 중요한 소재인 봉지재, EVA의 내구성을 저하시키는 요인의 한가지인 자외선 조사량에 따른 봉지재의 특성을 분석하였으며, 강화된 시험규격에 따른 모듈 failure 가능성을 타진하였다.

2. 실험방법

2.1 자외선 조사 시험

고분자 소재인 봉지재, EVA의 자외선 조사량에 따른 특성을 분석하고, 실제 Field에 설치된 모듈의 현상을 분석하기 위하여 72 cell 단결정 태양전지 모듈 4매를 준비하여 자외선 조사시험을 진행하였다.

실험은 KS C IEC 61215:2006 10.10항 자외선(UV) 시험에서 정하는 조사방식을 기준으로 진행을 하였고, 자외선 시험장비의 경우 국내 제작업체를 통해 제작된 장비이다. 자외선 조사시험을 위한 태양전지 모듈은 동일한 모델로서, 시료 Ⅰ (기준모듈) 봉지재의 특성과 비교를 하기 위해서 각각 시료Ⅱ (15 kWh/m^2), 시료 Ⅲ (30 kWh/m^2), 시료 Ⅳ (60 kWh/m^2)으로 자외선 조사량을 달리하여 시험을 진행하였다.

2.2 최대출력결정 시험

태양전지 모듈의 자외선 조사 시험 전후의 최대출력결정 시험을 위해 KS C IEC 61215:2006 10.2항 최대 전력 결정에서 정하는 KS C IEC 60904-9의 B등급 이상의 솔라 시뮬레이터를 사용하여 KS C IEC 60904-1의 시험방법에 따라 시험을 수행하였다. Pasan사의 Solar simulator를 사용하였고, I-V 특성 시험을 위해 표준시험조건(AM 1.5, 방사조도 1 kW/m^2, 25°C)에서 태양전지 모듈의 최대출력을 측정하였다.

2.3 EL (Electro Luminescence) 측정

EL (Electro Luminescence) 장비의 경우, 일반적인 DSLR에 부착된 적외선(IR) 필터 및 센서를 제거한 후, 가시광선 필터를 추가하면 실리콘 모듈에서 방출되는 적외선(IR) 이미지 측정이 가능해진다[3]. 이 때, DC Power Supply로 전류를 인가하여 발생되는 적외선(IR) 영역을 이용하여 태양전지의 결함을 확인하는 방법이 EL 측정이다.

2.4 YI (Yellowness Index) 측정

태양전지 모듈의 자외선 조사 시험 전후의 YI 값을 측정하여 최대출력결정 시험의 결과와 변화의 관계를 확인하였다. KONICA MINOLTA사의 Spectrophotometer CM-700d의 장비를 Fig. 1과 같이 사용하였으며, 각 자외선 조사량에 따른 시료의 상대적인 수치를 비교하기 위하여 모듈의 동일한 위치에서 시험을 수행하였다.

YI는 시험 시료의 색이 맑은 색 또는 흰색에서 노란색으로 변하는 것을 정량화한 값으로서 태양전지 모듈에서는 황변현상을 측정하는 용도로 쓰이며, Spectrophotometer의 장비를 이용하여 주로 측정된다.

수행한 시험에서는 Fig. 2의 ASTM (The American Standards Test Methods) E313에 언급된 시험방법을 적용하여 아래와 같은 식을 이용하여 YI 값을 산출하였다[4].

$$YI = \frac{100(C_X X - C_Z Z)}{Y} \quad (1)$$

X, Y, Z : YI장비로 측정된 값, CIE (국제조명위원회)에서 Tristimulus value (삼자극치)

C_X, C_Z : 국제조명위원회(CIE)에 명시된 관찰 조건과 관찰 광원에 대한 YI 식의 계수

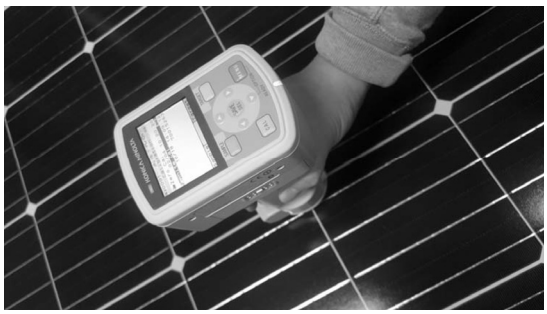


Fig. 1. Implementation of YI (Yellowness Index) equipment

Quantity	CIE Standard Illuminant and Standard Observer			
	C, 1931	D_{65}, 1931	C, 1964	D_{65}, 1964
X_n	98.074	95.047	97.285	94.811
Y_n	100.000	100.000	100.000	100.000
Z_n	118.232	108.883	116.145	107.304
F_A	0.7987	0.8105	0.7987	0.8103
F_B	0.2013	0.1895	0.2013	0.1897
C_X	1.2769	1.2985	1.2871	1.3013
C_Z	1.0592	1.1335	1.0781	1.1498
Residual error	−0.0006	−0.0004	−0.0004	−0.0006

Fig. 2. Coefficients of the Equations for YI (Yellowness Index)

2.5 Gel Content 측정

봉지재의 녹는점(Melting Point) 이상 열이 가해하면 Peroxide가 OH 라디칼을 형성해 봉지재 고분자의 −C=O- 이중결합을 공격함으로 3차원 그물 구조를 형성한다. 이 중 유기용매에 용해되

지 않는 Gelation이 일어나게 된다. 고분자의 이중결합이 과량 존재할 경우 자외선 흡수, 수분 침투, 발전 시 발생하는 열에 의해서 봉지재가 화학적 분해가 이루어져 Delamination, 황변, 백화 등의 내구성이 저하되는 여러 가지 현상이 일어나게 된다.

일반적으로 Gel Content은 80% 이상이 되어야만 변형변색 현상을 줄일수 있고, 반대로 Gel Content가 95% 이상으로 높을 경우 과 경화로 인해 태양광 모듈 내부 태양전지의 크랙현상을 발생시키는 것으로 보고되고 있다.

Gel Content의 측정으로 태양전지가 태양전지 모듈의 제조 공정을 거치면서 봉지재에 얼마나 가교가 되었는지를 확인하고자 자외선 조사량이 각기 다른 태양전지 모듈의 시료 Ⅰ(기준 모듈), 시료 Ⅱ(15 kWh/m^2), 시료 Ⅲ (30 kWh/m^2), 시료 Ⅳ (60 kWh/m^2)로 봉지재 조각을 채취한 후 실험을 진행하였다.

봉지재의 Gel Content를 측정은 일반적인 용매추출법(tedious solvent extraction method)이며, 절차는 모듈의 파괴하고 봉지재 일부 조각을 채취하여 Toluene 용액에 녹여서 일정시간 건조한 후에 남은 봉지재 조각의 무게를 측정하였으며, 아래와 같은 식을 이용하여 Gel Content를 산출한다.

$$G(\%) = \frac{m_f - m_t}{m_i} \times 100 \quad (2)$$

$G(\%)$: 산출된 Gel Content
$m_f(g)$: 건조된 봉지재 조각의 무게(샤렛 접시 무게 포함)
$m_t(g)$: 초기 샤렛 접시 무게
$m_i(g)$: 초기 채취된 봉지재 조각 무게

3. 결과 및 고찰

72 cell 결정질(단결정) 태양전지 모듈 4매를 준비하여 자외선 조사량 조건을 달리하여 시료Ⅰ(기준 모듈), 시료 Ⅱ(15 kWh/m^2), 시료 Ⅲ(30 kWh/m^2), 시료 Ⅳ(60 kWh/m^2)로 시험을 진행하였다. 태양전지 모듈의 최대출력결정 시험은 각 모듈에 대해 1,000 W/m^{2}의 조사량과 25°C의 조건에서 KS C IEC 60904-9에 따른 B 등급 이상의 솔라 시뮬레이터에서 시험이 수행되었으며, 시험 전후의 측정값은 Table 1, Fig. 3, Fig. 4에 정리하였다.

Table 1. Maximum power measurement before and after UV irradiation test

Type		P_{max} (W)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)
Specimen Ⅰ (0 kWh/m^2)	Initial	344.31	47.02	9.66
	After UV	344.26	47.03	9.66
Specimen Ⅱ (15 kWh/m^2)	Initial	345.7	47.06	9.66
	After UV	345.43	47.05	9.66
Specimen Ⅲ (30 kWh/m^2)	Initial	344.16	46.97	9.65
	After UV	343.68	46.95	9.63
Specimen Ⅳ (60 kWh/m^2)	Initial	344.34	47.01	9.63
	After UV	343.49	46.93	9.64

최대출력결정 시험에서는 각 시료의 최대 출력값의 신뢰도를 높이기 위하여, 세 번 측정하여 평균값을 적용하였다. 자외선 조사시험 전후의 최대 출력값을 비교한 결과, 시료 Ⅳ (60 kWh/m^2)에서 가장 큰 출력 감소가 나타났다.

태양전지 모듈의 자외선 조사 시험 전후의 태양전지에 크랙, 미세균열 등을 유발시키는지에 대해 확인하기 위하여 EL 을 측정하였으며 결과는 Table 2와 같다. 자외선 조사량에 따른 각 시료의 태양전지 균열 등 육안으로 눈에 띄는 변화는 확인되지 않았다. 하지만, 태양전지의 상태를 확인하기 위한 용도로는 유용한 측정결과이다.

태양전지 모듈의 자외선 조사 시험 후의 YI 값을 측정하여 시료Ⅰ(기준 모듈) 대비 YI값의 변화량(△YI)의 측정 결과를 Table 3에 나타내었다.

YI는 황변현상을 정량화하는 값으로서, △YI이 상대적으로

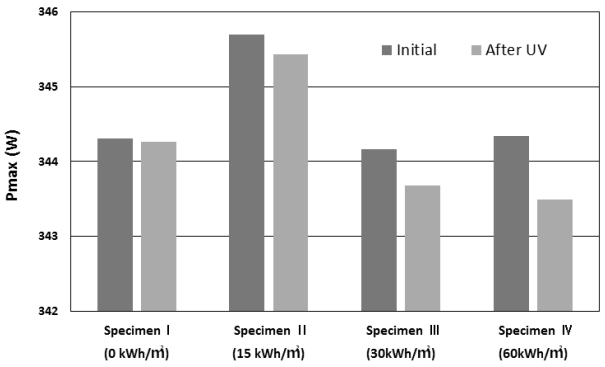


Fig. 3. Comparison of maximum power before and after UV precondtioning test

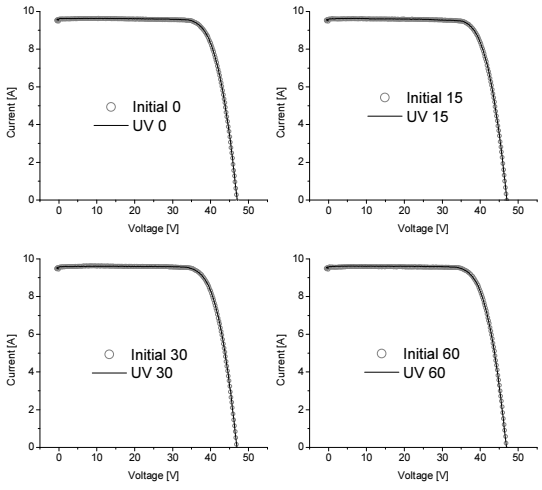


Fig. 4. I-V curves of before and after UV precondtioning test

Table 2. EL images before and after UV preconditioning test

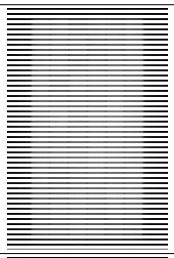
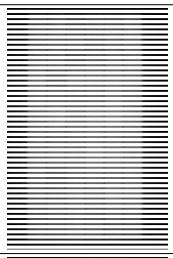
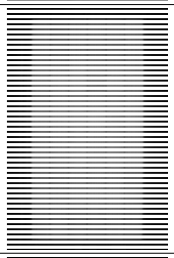
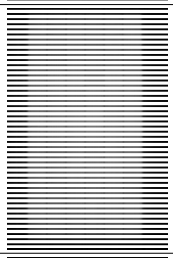
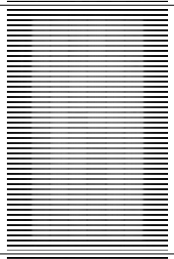
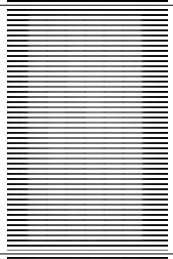
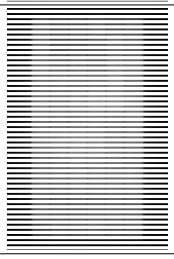
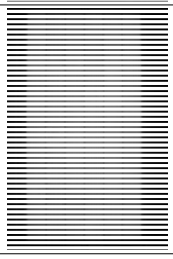
Type	Before UV	After UV
Specimen Ⅰ		
Specimen Ⅱ		
Specimen Ⅲ		
Specimen Ⅳ		

Table 3. Changes of YI after UV preconditioning test

Type	YI value
Specimen Ⅰ (Ref. module)	0.00
Specimen Ⅱ (15 kWh/m^2)	0.09
Specimen Ⅲ (30 kWh/m^2)	0.12
Specimen Ⅳ (60 kWh/m^2)	0.80

높다는 것은 그만큼 빛을 투과시키는 것을 방해한다고 볼 수 있으며, Fig. 5와 같이 최대 출력값과 비교를 해보면 △YI이 높을수록 최대 출력값도 낮아진다는 것을 알 수 있다.

현재의 시험규격 범위 내에서 자외선 조사량에 따른 △YI은 누적 조사량이 높아질수록 기준모듈 대비 증가하기는 하나, 급격한 변화는 그 이상의 조사량인 60 kWh/m^{2}을 인가할 때 나타난다. 즉, 자외선 시험의 규격이 강화될 경우, 황변현상의 급격한 진행으로 인해 모듈 failure가 일어날 수 있다.

자외선 조사량에 따른 태양전지 모듈 봉지재의 Gel Content의 측정 결과를 Table 4와 Fig. 6에 나타내었다. 자외선 조사량에 따른 Gel Content값은 누적 조사량이 높아질수록 기준모듈 대

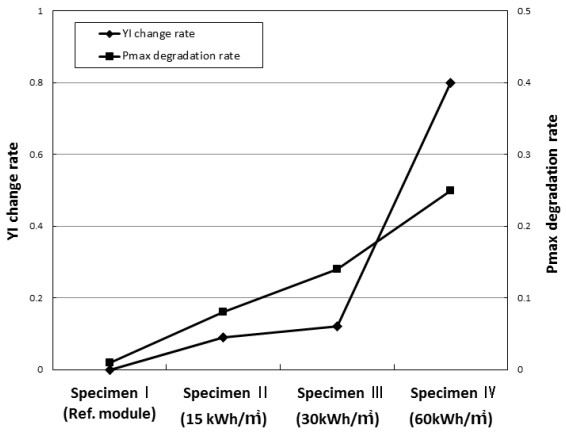


Fig. 5. Comparison of maximum power degradation rate and YI value variation according to UV irradiation dose

Table 4. Results of Gel content after UV preconditioning test

Type	Gel Content (%)
Specimen Ⅰ (Ref. module)	80.92
Specimen Ⅱ (15 kWh/m^2)	90.63
Specimen Ⅲ (30 kWh/m^2)	90.84
Specimen Ⅳ (60 kWh/m^2)	91.87

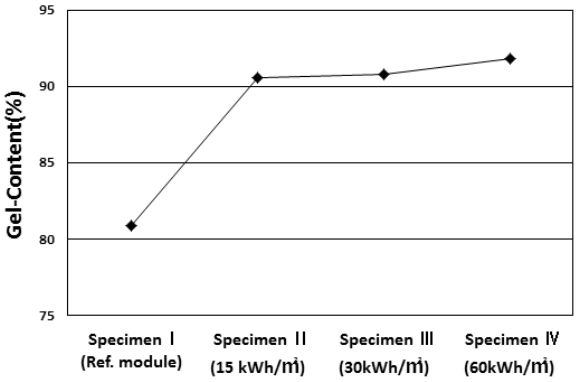


Fig. 6. Changes of gel content according to UV irradiation dose

비 다른 지수들에 비해 상대적으로 가장 큰 변화를 보였으며, 누적조사량30 kWh/m^{2}까지는 포화되는 경향을 보였다. Gel Content 측정값이 95% 이상으로 높을 경우 경화로 인해 태양전지의 크랙 현상을 발생 시킬 수 있기 때문에 자외선 조사량의 가혹도가 높아지거나 개정된 IEC 61730-2 조건(태양전지 모듈의 앞·뒤 각 60 kWh/m^2 (총 120 kWh/m^2))[5]에서 시험을 진행한다면, Gel Content 값이 지속적으로 증가하여 모듈의 열화가 더욱 심해질 것으로 추측해 볼 수 있다.

4. 결 론

본 연구에서는 실제 Field에서 설치되는 태양전지 모듈을 이

용하여, 자외선 조사량에 따른 최대출력, 모듈의 EL 및 YI 특성, 봉지재의 gel content 변화를 측정하였으며, 이러한 실험을 통하여 아래와 같은 결론을 얻었다.

자외선 누적 조사량을 30 kWh/m^2 이상으로 증가시키더라도 최대 출력의 감소는 모듈 failure 수준으로 감소하지는 않았으며, 모듈의 EL 특성도 뚜렷한 차이를 보이지 않았다. 그러나, 자외선 누적 조사량이 30 kWh/m^2 이상으로 증가할 경우, YI는 크게 열화되었다. 봉지재의 gel content 값은 누적 조사량이 15 kWh/m^{2}까지 급격히 증가하나, 그 이상에서도 92%까지 완만한 증가 경향을 유지하였다. KS C 8561:2016 결정계 실리콘 태양광 발전 모듈 성능 규격인 국내 태양전지 모듈의 자외선조사시험의 품질 기준인 시험 전 값의 −5% 만큼 큰 변화를 보이지 않았지만[6], 최근 개정된 IEC 61730-2 Edition 2.0:2016-08에서 자외선조사량이 15 kWh/m^{2}에서 120 kWh/m^2 (전후면 각 60 kWh/m^2) 가혹도가 높아진 강화 시험 규격하에서는, gel content 및 YI의 증가로 인해 모듈의 열화가 더 심해질 것으로 판단된다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No.20153010130320).

References

1. Y. C. Han, I. P. Kim, K. Y. Kang, Time Series Analysis of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Certification Results, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 6, pp. 33-45, 2017.
2. ITRPV 2018, International Technology Roadmap for Photovoltaic Ninth Edition, PV CellTech Conference March 2018, Penang, Malaysia, Marth 2018.
3. K. Mertens, H. Kosters, M. Diehl, “Low-Cost-Outdoor-EL: Cost-efficient extensive On-Site Quality Analysis of Solar Modules”, EU PVSEC 2015. 9.
4. ASTM, ASTM E313-05, Standard Practice for Calculating Yellowness and Whiteness Indices from Instrumentally Measured Color Coordinates.
5. IEC, IEC 61730-2:2016 Photovoltaic (PV) module safety qualification −Part 2: Requirements for testing, 2016.
6. KATS, KS C 8561:2016 Crystalline silicone photovoltaic(PV) module(performance), 2016.