

# 전기적특성과 환경인자를 고려한 태양광모듈의 열화진단 알고리즘 개발

## Development of Aging Diagnosis Algorithm for Photovoltaic Modules by Considering Electric Characteristics and Environment Factors

이 계 호\* · 최 성 식\* · 김 병 기\* · 정 종 윤\* · 김 찬 혁\* · 노 대 석†

(Kye-Ho Lee · Sung-Sik Choi · Byung-Ki Kim · Chan-Hyeok Kim · Jong-Yun Jung · Dae-Seok Rho)

**Abstract** - The installation of PV system to the power distribution system is being increased as one of solutions for environmental pollution and energy crisis. However, the efficiency of PV system is getting decreased because of the aging phenomenon and several operation obstacles. Therefore, The technology development of aging diagnosis of PV modules are required in order to improve operation performance of PV modules. This paper proposes evaluation algorithm for aging state in PV modules by using the electrical characteristics of PV modules and environmental factors. And also, this paper presents a operation evaluation system of PV modules based on the proposed aging diagnosis algorithm of PV modules. From the simulation results of proposed evaluation system, it is confirmed that the proposed algorithm is a useful tool for aging diagnosis of PV systems.

**Key Words** : Aging diagnosis algorithm, Aging phenomenon, Electric characteristics, Environment factors, PV module

### 1. 서 론

지구규모적인 환경오염과 화석연료의 고갈위험에 따른 에너지 부족 문제를 해결하기 위하여 신재생에너지 사업이 전 세계적으로 추진되고 있다. 우리나라에서도 2030년까지 신재생에너지 전원의 비중을 11%까지 확대하기 위하여, 신재생에너지 공급의무화(Renewable Portfolio Standard, RPS), 공공건물의 신재생에너지 설치 의무화, 융·복합지원사업 등을 적극적으로 추진하고 있다. 하지만, 태양광전원에서는 외부환경의 영향으로 외형이 변형되고 전기적 특성이 감소되는 열화현상이 발생되고 있다[1]. 선진국에서도 장기간 설치된 태양광전원을 대상으로 문제점을 분석한 결과, 물리적인 영향에 의한 파손뿐만 아니라 경년열화 현상이 많이 발생하는 것으로 확인되었다[2-4]. 이와 같은 열화현상은 태양광모듈의 출력성능과 수명을 감소시키고 막대한 발전량의 손실을 초래하고 있다. 그러나 필드에 설치된 태양광모듈의 열화현상은 열화가 직접 발생하기 전까지는 어떤 열화현상이 진행되고 있는지 파악하기 어렵고, 기존의 열화진단 방법은 태양광모듈을 실험실로 옮겨 모듈의 특성을 분석해야하는 번거로움이 있다.

따라서 본 논문에서는 태양광모듈에서 발생하는 열화현상을 쉽게 진단하고 태양광전원의 출력성능과 태양광모듈의 수명을 향상시키기 위하여, 필드에 설치된 태양광모듈의 열화를 진단할 수 있는 알고리즘을 제안한다. 즉, 태양광모듈에서 측정된 데이터를 이용하여 태양광모듈의 전기적 특성(Fill Factor, 단락전류)을 분석하고, 환경인자(일사량, 온도, 습도 등)를 고려하여 태양광모듈에서 진행되고 있는 열화를 미리 진단할 수 있는 알고리즘을 제안한다. 또한, 이를 바탕으로 태양광모듈의 열화진단시스템을 구현하여 다양한 시뮬레이션을 수행한 결과, 태양광모듈의 열화상태를 정확하게 평가할 수 있어 태양광전원의 운용효율 향상에 유용함을 확인하였다.

### 2. 태양광모듈의 열화진단 알고리즘

#### 2.1 열화특성 분석

외부환경의 영향으로 태양광모듈에서는 봉지재 변색(encapsulant discoloration)과 리본와이어 부식(ribbon wire corrosion), 백시트 박리(back sheet delamination), 셀 크랙(cell crack) 등의 열화현상이 주로 발생하였다[5, 6]. 즉, 봉지재 변색은 태양광모듈이 장기간 자외선과 높은 온도에 노출될 경우, 과산화물의 광분해가 발생하여 태양광의 투과율이 감소하고 단락전류도 감소하게 된다. 또한, 리본와이어는 모듈내부에 수분이 침투하여 부식현상이 발생하고, 이로 인해 모듈의 내부저항이 증가하게 된다. 한편,

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Korea University of Technology and Education, Korea

E-mail : dsrho@kut.ac.kr

\* Dept. of Electrical Engineering, Korea University of Technology and Education, Korea

Received : April 8, 2015; Accepted : September 28, 2015

모듈의 후면에 노출되어 있는 백시트는 습기와 온도차로 인하여 박리 현상이 나타나며, 이로 인하여 단락전류가 감소하게 된다. 셀 접합부 균열은 온도차로 인하여 팽창과 수축이 반복되는 과정에서 발생되며, 이로 인하여 내부저항이 증가하게 된다[7, 8]. 따라서 상기의 환경인자에 따른 태양광모듈의 열화현상을 분류하면 Table 1과 같다.

표 1 태양광모듈의 열화특성

Table 1 Aging characteristics of PV modules

No.	aging factor	aging state	electric characteristic
1	ultraviolet rays, high temperature	encapsulant discoloration	decrease of $I_{sc}$ , decrease of efficiency
2	high temperature, humidity	ribbon wire corrosion	increase of $R_s$ , decrease of FF
3	temperature difference, humidity	back sheet delamination	decrease of $I_{sc}$ , decrease of efficiency
4	temperature difference	cell crack	increase of $R_s$ , decrease of FF

## 2.2 열화진단 알고리즘

본 논문에서는 상기에서 분석한 태양광모듈의 열화현상을 바탕으로 전기적특성과 환경인자를 고려하여 태양광모듈의 열화상태를 진단하는 절차를 8단계로 나누어 제안하였다.

[step 1] 제작사에서 제시한 태양광모듈의 초기출력( $P_{initial}$ )과 현재 사용되고 있는 모듈의 출력을 비교하기 위하여, 일사량이 가장 좋은 시간에 태양광모듈의 출력을 측정한다. 초기출력은 표준 시험조건(standard test condition, STC) 기준인 온도 25℃와 일사량 1000  $W/m^2$ 인 경우의 출력값이기 때문에 [step 2]의 방법을 이용하여 측정된 태양광모듈의 출력을 STC 기준으로 보정한다.

[step 2] 측정된 태양광모듈의 출력을 STC 기준 온도(25℃)로 보정하기 위하여, 식 (1)과 같이 주변온도와 모듈의 온도계수를 이용하여 태양광모듈의 온도 보정값을 계산한다.

$$\Delta P_{(N,t)} = P_{(N)}\gamma_{(N)}(25 - T_{(N,t)}) \quad (1)$$

여기서,  $\Delta P_{(N,t)}$  : 온도 보정값(W)  
 $P_{(initial)}$  : 모듈의 초기출력(W)  
 N : 모듈번호  
 t : 시간  
 $\gamma$  : 모듈의 온도계수(%/℃)  
 $T_{(t)}$  : t 시간의 모듈의 온도(℃)

[step 3] 측정된 태양광모듈의 출력을 STC 기준일사량(1000  $W/m^2$ )으로 보정하기 위하여, 일사량 보정계수  $\alpha, \beta$ 와 오차 e를 이차선형회귀식으로 나타낸 식 (2)를 이용하여 산출한다.

$$P_{(N,t)} = \alpha_{(N)}X_{(t)}^2 + \beta_{(N)}X_{(t)} + e_{(N)} \quad (2)$$

여기서,  $P_{(N,t)}$  : 측정된 모듈의 출력(W)

$X_{(t)}$  : t 시간의 일사량( $W/m^2$ )

$\alpha_{(N)}, \beta_{(N)}$  : N번 모듈의 일사량 보정계수

$e_{(N)}$  : 오차

식 (2)에서 산출한  $\alpha, \beta, e$ 의 값을 식 (3)에 대입하여 기준일사량(1000  $W/m^2$ )으로 보정된 태양광모듈의 출력을 계산한다.

$$P_{(N)}^* = \alpha 1000^2 + \beta 1000 + e \quad (3)$$

여기서,  $P_{(N)}^*$  : 기준일사량에 대한 출력(W)

[step 4] STC 기준인 온도와 일사량으로 보정된 모듈의 출력을 산출하기 위하여, [step 3]의 식 (2)에서 계산한 온도 보정값과 식 (3)에서 계산한 기준일사량에 대한 출력을 식 (4)와 같이 서로 더하여 STC 기준으로 보정된 모듈의 출력을 산출한다.

$$P_{(N)}^{**} = P_{(N)}^* + \Delta P_{(N,t)} \quad (4)$$

여기서,  $P_{(N)}^{**}$  : STC 기준으로 보정된 출력(W)

[step 5] 태양광모듈의 열화가 발생하였는지 판별하기 위하여, 제작사에서 제공한 모듈의 초기출력( $P_{initial}$ )과 [step 4]에서 구한 식 (4)의 STC 기준으로 보정된 태양광모듈의 출력( $P_{(N)}^{**}$ )을 서로 비교하여, 태양광모듈의 열화율을 식 (5)와 같이 구한다.

$$Aging\ Rate(\%) = \frac{P_{initial} - P_{(N)}^{**}}{P_{initial}} \times 100 \quad (5)$$

[step 6] [step 5]에서 태양광모듈의 열화율을 계산한 결과 태양광모듈에 열화가 발생하였다고 판단될 경우, 태양광모듈의 열화상태를 진단하기 위하여, 태양광모듈의 전기적특성인 Fill Factor(FF)와 단락전류( $I_{sc}$ )를 식 (6)과 식 (7)을 이용하여 산출한다.

$$FF = \frac{V_m \times I_m}{V_{oc} \times I_{sc}} \times 100 \quad (6)$$

여기서,  $V_m$  : 최대전압  
 $I_m$  : 최대전류  
 $V_{oc}$  : 개방전압  
 $I_{sc}$  : 단락전류

$$I_{sc} = I_s \times N_p \left[ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkT N_s}\right) - 1 \right] \quad (7)$$

여기서,  $I_s$  : 등가 역포화 전류  
 $N_p$  : 태양전지의 병렬 연결된 수  
 $q$  : 쿨롱 상수  
 $k$  : 볼츠만 상수  
 $T$  : 모듈 온도  
 $N_s$  : 태양전지의 직렬 연결된 수

[step 7] 식 (6)과 식 (7)에서 산출된 FF와  $I_{sc}$ 의 값을 모듈의 초기특성과 비교하여, Table 1에서 분류한 것과 같이 FF의 감소는 리본와이어 부식과 셀 크랙 상태로 분류하고,  $I_{sc}$ 의 감소는 봉지재 변색과 백시트 박리의 상태로 분류한다.

[step 8] 마지막으로 [step 7]에서 전기적특성으로 분류된 열화상태를 보다 정확하게 분석하기 위하여 환경인자(일사량, 온도, 습도)의 영향을 고려하여 태양광모듈의 열화상태를 최종 판정한다.

상기의 열화진단 절차를 플로우차트로 나타내면 Fig. 1과 같다.

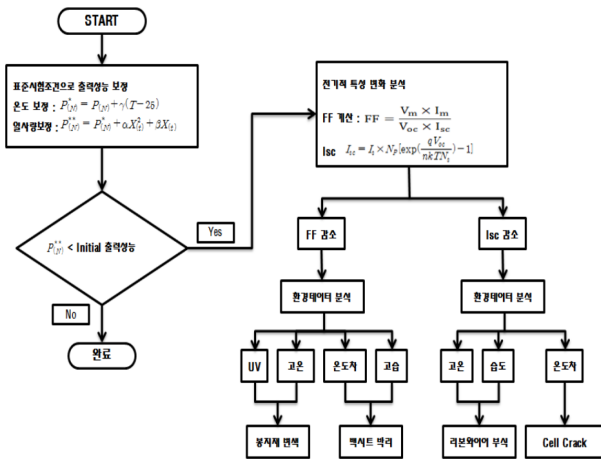


그림 1 태양광모듈에 대한 열화진단 알고리즘  
 Fig. 1 Aging diagnosis algorithm for PV modules

### 3. 열화진단시스템의 구성

열화진단시스템은 Fig. 2와 같이 크게 4개의 장치부로 구성된다. 즉, 태양광모듈장치부, 각 태양광모듈의 데이터(전압, 전류, 전력, 온도)와 환경데이터(일사량, 온도)를 측정하여 DB(Database) 서버로 전송하는 데이터계측장치부, 태양광모듈의 성능을 진단하는 열화진단장치부, 태양광모듈을 계통에 연계하는 계통연계장치부로 구성된다[9-11].

태양광모듈장치부는 250W모듈 16장을 8직렬과 2병렬(스트링)

전기적특성과 환경인자를 고려한 태양광모듈의 열화진단 알고리즘 개발

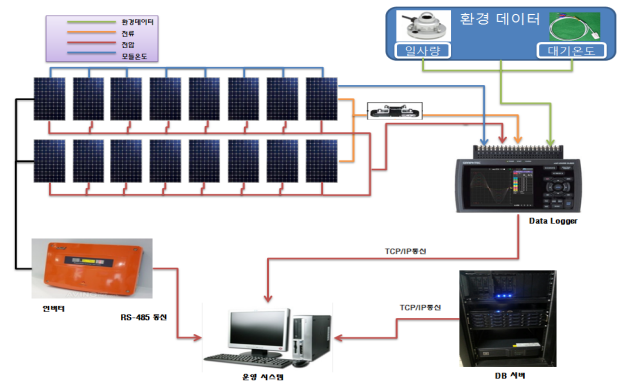


그림 2 태양광모듈의 열화진단 시스템 구성도  
 Fig. 2 Aging diagnosis system of PV modules

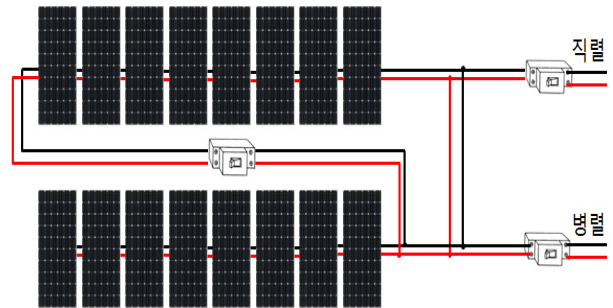


그림 3 열화진단 시스템의 모듈장치부  
 Fig. 3 Modules part of aging diagnosis system

로 구성하였고, Fig. 3과 같이 두 개의 스트링 출력 단에는 차단기를 설치하여 직렬 및 병렬 조합 운전이 가능하도록 설계하였다.

열화진단시스템의 계측장치부는 각 모듈 및 환경 데이터를 측정하기 위하여, 각종 센서와 데이터 수집장치를 이용하여 Fig. 4와 같이 구성하였다. 즉, 태양광모듈의 전류를 측정하기 위하여 셉트저항을 사용하였고, 모듈의 온도와 대기온도를 측정하기 위해서 열전쌍 온도센서는 17개를 설치하였다. 또한, 태양광전원은

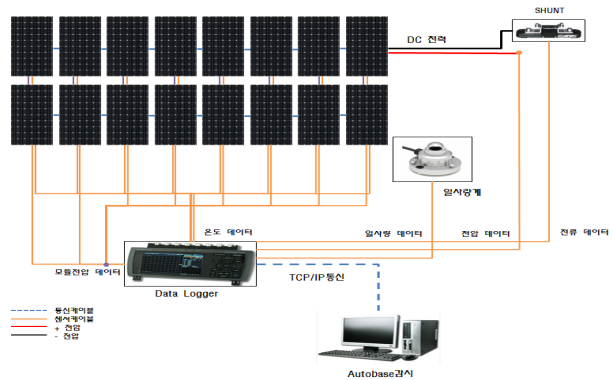


그림 4 열화진단 시스템의 계측장치부  
 Fig. 4 Measuring instrument part of aging diagnosis system

일사량에 따라 출력특성이 변하기 때문에 일사량계를 태양광모듈과 동일한 각도로 설치하여 일사량에 따른 모듈의 출력특성을 분석할 수 있도록 구현하였다.

한편, 제 2장에서 제안한 태양광모듈의 열화진단 알고리즘을 바탕으로, Autobase의 스크립트문을 이용하여 열화진단장치부를 구현하였다. 즉, 태양광전원의 운전 상태와 인버터 정보, 환경정보 등을 사용자가 쉽게 확인할 수 있도록 Fig. 5와 같이 열화진단장치부의 메인 메뉴를 구성하였다. 또한, 각 모듈의 전압, 전류, 온도를 확인할 수 있는 모듈정보 메뉴는 Fig. 6과 같이 태양광모

듈이 설치된 어레이구조를 반영하여 설계하였다.

또한, 모듈의 열화를 신속하게 파악하기 위하여 태양광전원의 어레이(직·병렬 모듈배열) 구조에 경고등을 배치하여 Fig. 7과 같이 화면을 구성하였다. 즉, 각 모듈의 열화율과 열화 상태를 모듈 하단의 게이지 표시와 경고등을 통하여 사용자가 열화 상태를 쉽게 파악할 수 있도록 설계하였다.

#### 4. 시뮬레이션 결과 및 분석

##### 4.1 열화진단특성 분석

전기적 특성(FF,  $I_{sc}$ )변화와 환경인자(일사량, 온도, 습도 등)를 고려하여 태양광모듈의 열화 상태를 평가하는 열화진단 알고리즘의 유용성을 확인하기 위하여, 열화 상태가 서로 다른 모듈의 전기적 특성변화와 환경조건에 따른 가속열화 시험결과를 비교하여 열화특성을 분석하였다[12, 13].

##### 4.1.1. 열화상태에 따른 전기적 특성

초기모듈의 전기적특성(FF,  $I_{sc}$ )이 열화상태에 따라 어떻게 변화하는지 확인하기 위하여, 서로 다른 열화상태인 리본와이어 부식과 황변현상이 발생한 모듈의 FF,  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  등을 계산하여 초기 모듈의 특성과 비교하였다. 수분이 침투하여 리본와이어 부식이 발생한 모듈의 전기적 특성 변화는 Table 2와 같이 초기특성에 비하여,  $I_{sc}$ 는 -0.4%로 거의 변화가 없었지만  $V_{oc}$ 는 7.3%, FF는 4.6%가 감소하였다. Table 3은 자외선과 수분의 영향으로 황변현상이 발생한 모듈의 전기적 특성을 계산한 결과를 나타낸 것으로 초기특성에 비하여,  $V_{oc}$ 는 1.2%, FF는 0.3%로 전기적 성능이 거의 감소하지 않았지만  $I_{sc}$ 가 12.4%로 크게 감소하였음을



그림 5 메인 메뉴 기능  
Fig. 5 Main menu function



그림 6 태양광모듈의 정보 메뉴  
Fig. 6 Information menu of PV modules



그림 7 열화진단 기능  
Fig. 7 Aging diagnosis function

표 2 리본와이어 부식 모듈의 전기적 특성

Table 2 Electrical characteristics of ribbon wire corrosion

Parameter	Initial characteristic	Aging characteristic	Rate of change
Voc	23.3 V	21.6 V	-7.3 %
Isc	4.68 A	4.66 A	-0.4 %
FF	74.4 %	69.76 %	-4.6 %
Pmax	81.22 W	70.21 W	-13.5 %

표 3 봉지재 변색 모듈의 전기적 특성

Table 3 Electrical characteristics of encapsulant discoloration

Parameter	Initial characteristic	Aging characteristic	Rate of change
Voc	18.0 V	17.77 V	-1.2 %
Isc	3.32 A	2.91 A	-12.4 %
FF	72.1 %	71.8 %	-0.3 %
Pmax	43.0 W	37.19 W	-13.5 %

확인할 수 있었다. 따라서, 태양광모듈의 열화 상태에 따라 전기적 특성이 서로 다르게 변화하기 때문에 본 논문에서 제안한 열화진단알고리즘으로 모듈의 열화 상태를 정확하게 진단할 수 있음을 확인하였다.

**4.2.2. 환경인자에 따른 열화상태**

전기적특성으로 분류된 태양광모듈의 열화상태를 환경인자 분석을 통해 보다 정확하게 분석할 수 있는지 확인하기 위하여 환경인자(일사량, 온도, 습도)에 따른 태양광모듈의 열화상태를 분석하였다. 환경인자에 따른 열화상태 분석은 참고문헌 [8]에서 IEC61215 시험규격으로 수행된 모듈의 가속 열화 실험데이터를 활용하였다. 온도 사이클 실험을 수행한 모듈의 전기적 특성변화는 Table 4와 같이 나타낼 수 있으며, 이는 온도차의 영향으로 셀 접합부의 균열이 발생하여 개방전압이 0.8%, FF가 3.3% 감소하였음을 확인할 수 있었다. 한편, 고온고습 실험을 수행한 모듈의 전기적 특성변화는 Table 5와 같고, 리본와이어부식과 EVA 부식의 열화가 발생하여 단락전류 1.7%와 FF 0.7%가 감소함을 확인할 수 있었다. 즉, 환경인자에 따라 전기적 특성변화와 열화가 다르게 발생하는 것을 통하여, 환경조건을 고려하면 태양광모듈의 열화 상태를 더욱 정확하게 판정할 수 있음을 확인하였다.

**표 4** 온도사이클 가속실험 결과

**Table 4** Temperature cycle acceleration test results

Parameter	Initial characteristic	Aging characteristic	Rate of change
Voc	34.62 V	34.33 V	-0.8 %
Isc	7.88 A	7.92 A	+0.5 %
FF	74.1 %	71.9 %	-3 %
Pmax	202 W	195.4 W	-3.3 %

**표 5** 고온·고습 가속실험 결과

**Table 5** High temperature and humidity acceleration test results

Parameter	Initial characteristic	Aging characteristic	Rate of change
Voc	34.71 V	34.68 V	-0.1 %
Isc	7.81 A	7.68 A	-1.7 %
FF	74.4 %	73.9 %	-0.7 %
Pmax	201.8 W	197 W	-2.4 %

**4.2 열화진단시스템의 신뢰성 분석**

**4.2.1. 데이터계측 성능평가**

열화진단시스템의 데이터계측 성능의 정확도를 평가하기 위하여, 열화진단시스템에서 측정된 모듈의 효율과 제조사에서 제공한 모듈의 효율을 비교하였다. 우선, 일사량이 가장 높은 정오시간에 각 모듈의 출력데이터를 측정하여 STC 기준으로 출력데이

터를 보정하였다. 그리고 STC 기준으로 보정된 출력을 식 (8)에 대입하여 모듈의 효율을 계산한 결과는 Table 6과 같다. 제조사에서 제시한 모듈의 효율과 비교한 결과, 측정된 모듈의 평균 출력효율(15.08%)과 제조사에서 보정한 출력효율(15.03%)이 거의 동일함을 확인하였다.

$$\alpha = \frac{P}{Sol \times A} \times 100[\%] \tag{8}$$

여기서,  $\alpha$  : 모듈효율[%]  
 P : 측정된 모듈출력[W]  
 Sol : 일사량[W/m<sup>2</sup>]  
 A : 모듈면적[m<sup>2</sup>]

**표 6** 태양광모듈의 출력 특성

**Table 6** Output characteristic of PV module

No.	Area [m <sup>2</sup> ]	Solar irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Power [W]	Efficiency [%]
1	1.66	1,000	250.66	15.10
2			252.65	15.22
3			248.00	14.94
4			249.83	15.05
5			253.48	15.27
6			249.33	15.02
7			248.17	14.95
8			250.99	15.12
average			250.39	15.08

**4.1.2. 열화진단 성능평가**

열화진단시스템의 진단 기능에 대한 성능을 평가하기 위하여, 설치된 모듈 중 두개의 모듈에 각각 황변과 리본와이어부식 현상을 모의하여 시뮬레이션을 수행하였다. 즉, 첫 번째 스트링의 1번 모듈은 표면에 노란색 셀로판지를 부착하여 일사량 투과율을 감소시켰으며, 두 번째 스트링의 2번 모듈은 셀 하나를 완전히 가려 리본와이어가 부식되어 단락된 것을 모의하였다. 열화진단시스템을 이용하여 측정된 데이터의 특성을 분석하면 Table 7과 같다. 여기서 초기특성은 제조사에서 제시한 모듈의 특성데이터, [1-1]번 모듈은 황변현상을 모의한 모듈의 특성데이터, 그리고 [2-2]번 모듈은 리본와이어부식을 모의한 모듈의 특성데이터를 나타낸다. [1-1]번 모듈에서는 일사량 투과율 감소로 인하여 최대전류 및 단락전류가 감소하였지만 FF는 초기특성과 큰 차이를 나타나지 않음을 확인 하였다. 하지만 [2-2]번 모듈에서는 FF가 77.1%에서 68.4%로 크게 감소한 반면 단락전류는 거의 동일함을 확인할 수 있었다. 또한, 열화진단시스템의 진단 기능에서는 Fig. 8과 같이 열화를 모의한 모듈 하단에 위치한 게이지바에 열화율을 나타내고 열화상태는 경고등을 통해 알림을 수행하는 것을 확인하였다. 즉, 본 연구에서 제시한 열화진단알고리즘으로 구현한

열화진단시스템이 모듈의 열화현상을 정확하게 판정하는 것을 확인하였다.

표 7 시뮬레이션 모듈의 특성 데이터

Table 7 Characteristic data of simulation modules

Parameter	Initial characteristic	Module of [1-1]	Module of [2-2]
Vm	30.8 V	30.2 V	20.3 V
Im	8.14 A	7.4 A	8.1 A
Voc	37.5 V	35.6 V	27.9 V
Isc	8.67 A	8.15 A	8.62 A
FF	77.1 %	77 %	68.4 %
Pmax	250 W	223.48 W	164.4 W

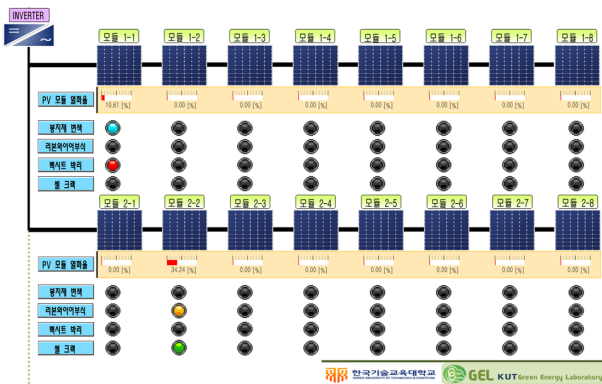


그림 8 열화진단 시뮬레이션 결과

Fig. 8 Result of aging diagnosis simulation

### 5. 결 론

본 논문에서는 태양광모듈에서 발생하는 다양한 열화현상을 분석하고 태양광모듈의 전기적특성 변화와 환경인자를 고려하여 태양광모듈의 열화를 진단할 수 있는 알고리즘을 제안하였다. 또한, 이를 바탕으로 태양광모듈의 열화진단시스템을 구현하여 다양한 시뮬레이션을 수행한 결과, 제안한 알고리즘을 통하여 태양광모듈의 열화상태를 정확하게 평가할 수 있어, 태양광전원의 운용효율 향상에 유용함을 확인하였다. 주요 연구 내용을 요약하면 다음과 같다.

(1) 열화진단 알고리즘의 유용성을 확인하기 위하여 열화가 서로 다른 모듈의 전기적 특성(FF, Isc)을 분석한 결과, 태양광모듈의 열화 상태에 따라 전기적 특성이 서로 다르게 변화하기 때문에 본 논문에서 제안한 열화진단알고리즘으로 모듈의 열화 상태를 정확하게 진단할 수 있음을 확인하였다.

(2) 환경요인(온도, 일사량, 습도 등)에 따른 가속열화 시험을

수행한 모듈의 특성데이터를 비교한 결과, 환경조건에 따라 전기적 특성변화와 열화가 다르게 발생하는 것을 확인하였고, 이를 통하여 환경조건을 고려하면 태양광모듈의 열화상태를 더욱 정확하게 판정할 수 있음을 확인하였다.

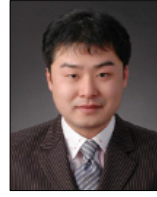
(3) 열화진단시스템을 이용하여 황변 현상과 리본와이어부식 현상에 대한 열화진단 시뮬레이션을 수행한 결과, 각 모듈의 열화상태를 정확하게 판정하는 것을 통하여, 제안한 열화진단 알고리즘의 유용성을 확인하였다.

### References

- [1] G. H. Kang, K. S. Kim, C. H. Park, G. J. Yu, H. K. Ahn and D. Y. Han, "Analysis of Durability and Drop rate of Maximum Output Power for Field aged Photovoltaic Modules", 24th Euro-PVSEC, pp.3349-3351, 2009.
- [2] A.R. Ghasheka, "Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors," Renewable Energy, vol. 30, pp.611-620.
- [3] E.D. Dunlop, "Lifetime performance of crystalline silicon PV module," 3rd World conference on photovoltaic energy conversion, pp.2927-2930, 2003.
- [4] E.L Meyer and E. Ernest van Dyk, "Assesing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters," IEEE TRAN-SACTIONS ON RELIABILITY, 2004.
- [5] G.H.Kang, K.S.Kim, C.H.Park, G.J.Yu, H.K.Ahn and D.Y.Han, "Current-Voltage Characteristics with Degradation of Field-Aged Silicon Photovoltaic Modules", 21th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.2146-2149, 2006.
- [6] Chang-goo Lee, Kyung-soo Kim and Gi-hwan Kang, "Analysis with Aging Case of Field Exposed PV modules", Korea Solar Energy, vol. 30, No. 2, pp.409-414, 2010
- [7] Seung-hyun kim, Jung-jin Choi, Sang-chul Kim, Sung-il Chun, No-chang Park "The study of outdoor test and effect of solubility of encapsulants on the relative humidity at the interface between encapsulant and cell surface for crystalline silicon PV Module", Korea Solar Energy, vol. 32, No. 2, pp.309-312, 2012.11
- [8] 『Development of module deterioration diagnostic and performance improvement techniques in PV system』, [middle research report of broad economic cooperation was conducted in conjunction with the Ministry of Trade Industry & Energy and Korea Institute for the

Advancement of Technology]

- [9] K.A. Emery and C.R. Osterwald, "Solar Cell Efficiency Measurements," Solar Cells, vol. 17, pp.253-374, 1986.
- [10] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Development of an integrated data acquisition system for renewable energy sources systems monitoring," Renewable Energy, vol. 28, no. 1, pp.139-152, January 2003.
- [11] N. Forero, J. Hernandez, and G. Gordillo, "Development of a monitoring system for a PV solar plant," Energy Conversion and Management, vol. 47, no. 15-16, pp.2329-2336, September 2006.
- [12] Sung-sik Choi, Tae-youn Kim, Jae-beom Park, Byung-ki Kim and Dae-seok Rho, "Development of State Diagnosis Algorithm for Performance Improvement of PV System", Korea Academia-Industrial Cooperation Society, vol. 15, no. 2, pp.1036-1043, February 2014.
- [13] Sung-sik Choi, Tae-youn Kim, Jong-youn Jung, In-Chel Lee, Sang-Won Yoo, Seung-Ho Kim and Dae-seok Rho, "A Study on The Aging Characteristic Analysis of PV Module", Korea Institute of Electrical Engineers, Summer Conference, pp.499-500, July 2014.



**김 병 기 (Byung-Ki Kim)**

1982년 1월 1일생. 2008년 한국기술교육대학교 전기공학과 졸업. 2012년 동대학원 전기공학과 석사졸업. 2015년 동대학원 전기공학과 박사졸업. 2015년 ~ 현재 한국기술교육대학교 박사후 연구원  
Tel : 041-560-1292  
E-mail : bkwin100@koreatech.ac.kr



**정 종 윤 (Jong-Yun Jung)**

1988년 9월 27일생. 2014년 한국기술교육대학교 전기공학과 졸업. 2014년~현재 동대학원 전기공학과 석사과정 재학중  
Tel : 041-560-1292  
E-mail : jongyun2@koreatech.ac.kr



**김 찬 혁 (Chan-Hyeok Kim)**

1979년 6월 1일생. 2008년 한국기술교육대학교 전기공학과 졸업. 2010년 한국기술교육대학교 대학원 전기공학과 졸업. 2011년~현재 동대학원 전기공학과 박사과정 재학중  
Tel : 041-560-1292  
E-mail : redkg123@erik.re.kr

저 자 소 개



**이 계 호 (Kye-Ho Lee)**

1957년 9월 8일생. 1995년 경희대학교 대학원 전자계산공학과 졸업. 2012년~현재 한국기술교육대학교 대학원 전기공학과 박사과정 재학중  
Tel : 041-560-1292  
E-mail : ds2axl@nate.com



**노 대 석 (Dae-Seok Rho)**

1964년 2월 21일생. 1985년 고려대학교 전기공학과 졸업. 1987년 동대학원 전기공학과 졸업. 1997년 일본 북해도대학교 대학원 전기고학과 졸업. 1987년~1998년 한국전기연구소 연구원/선임연구원. 1999년 ~ 현재 한국기술교육대학교 전기 전자통신공학부 교수  
Tel : 041-560-1292  
E-mail : dsrho@koreatech.ac.kr



**최 성 식 (Sung-Sik Choi)**

1980년 4월 17일생. 2010년 한국기술교육대학교 정보통신공학과 졸업. 2014년 동대학원 전기공학과 졸업. 2015년~현재 동대학원 전기공학과 박사과정 재학중  
Tel : 041-560-1292  
E-mail : immotal1114@koreatech.ac.kr