

결정질 실리콘 태양광 모듈의 Potential Induced Degradation 진단 분석



오원욱*
전자부품연구원
융복합전자소재
연구센터



박노창*
전자부품연구원
융복합전자소재
연구센터



천성일
전자부품연구원
융복합전자소재
연구센터

요약

The potential induced degradation (PID) phenomenon of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules has been often found in outdoor PV systems until recently since firstly reported in 2010. Many studies have been conducted about the mechanism and the preventive methods, but systematic diagnosis of the PID has not been applied on-site. This paper focuses on analysis of 5 categories and 10 PID diagnosis methods using the monitoring data, light current-voltage, dark current-voltage, infrared and electroluminescence. We expect to contribute to improvement of power generation through PID diagnosis and troubleshooting in PV plants.



서론

전 세계적으로 설치된 태양광 발전 시스템의 총 용량은 2016년 말 약 303GW이고, 2017년 말에는 400GW에 도달할 것으로 예상된다.^[1] 또한, 우리나라의 경우 재생에너지 3020 이행계획에 의해 2030년까지 약 30.8GW가 추가 설치될 계획이다.^[2] 외연적인 설치의 확대에 발맞추어 설치부터 폐기까지 유지관리(operation & maintenance)의 중요성이 증대되고 있다. 유지관리는 행정 관리(administrative maintenance), 예방 정비(preventive maintenance), 고장 정비(corrective maintenance)의 3가지로 구분이 된다.^[3] 국내의 태양광 유지관리 시장에서는 기술적인 접근 보다는 행정적인 관리의 비중이 높다. 향후 시스템 설치 확대에 실시간 모니터링 기술, 고장 진단 기술, 발전량 예측 기술 등 다양한 진보된 기술이 적용된 유지관리 기법이 필요하다.

결정질 실리콘 태양광 모듈에서 발생하는 potential induced degradation(PID)는 2010년 최초 보고된 이후로 최근까지 옥외 태양광 발전시스템에서 종종 발견되는 열화의 한 종류로 현상, 메커니즘, 해결 방법에 관한 연구가 활발히 진행되어 왔다.^[4-8] PID는 셀과 프레임의 전압 차에 의해서 모듈이 직렬 연결된 스트링의 (-) 지역의 모듈에만 유리로부터 Na 이온이 태양전지의 PN 접합으로 이동하여 누설전류가 발생하는 현상이다.^[8] 초기에는 병렬 저항이 감소되고, 이후 개방전압(open circuit voltage, Voc) 저하 및 fill factor(FF) 손실을 동반하게 된다. 설치 후 약 1~2년 이내 10% 이상 출력 저하가 관찰된다.^[9] 예외적으로 수년 동안 정상적으로 가동 후에 낮 시간 동안 태양광 모듈의 표면 물 분사로 PID가 발생하는 사례와 정상 가동 중인 모듈을 수거 후 PID 테스트하는 경우 고장이 발생하였으나, 변압기형 인버터에 의해 발전 시스템에서는 PID가 발생하지 않는 사례도 있다. PID의 근본적인 원인은 태양전지의 열화이고, 높은 체적저항을 갖는 봉지재에 의해 모듈의 열화는 제어가 가능하다. 또한, 온도, 습도, 시스템 직렬 구성, 인버터의 종류 등 설치 환경에 의해 열화가 가

속화되거나 발생하지 않을 수 있다. 2015년 이후 생산된 대부분의 모듈은 PID-free를 표방하고 있다. 그럼에도 불구하고 이전 설치된 특정 모듈에서 설치된 지 수년 후에 PID에 의한 출력 저하현상이 관찰된다. 그 이유는 발전량을 모니터링하지 않거나, 기본적인 모니터링 정보만 확인하고 있기 때문에, 급격한 출력 저하가 발생한 경우에만 PID에 의한 열화를 인지하는 경향이 있다. 특히, 소규모 발전 시스템의 경우 발전성능을 파악할 수 있는 경사면 일사량과 모듈의 온도를 계속하지 않기 때문에 열화를 인지하는데 시간이 소요된다. 단순한 발전량과 발전시간으로 판별하는 경우 일별, 월별, 연별 외부 환경의 변화가 심하기 때문에 정량적으로 비교하는데 무리가 있다.

본 논문에서 결정질 실리콘 태양광 모듈의 PID 진단을 할 수 있는 5가지 분야의 세부적인 10가지 방법을 소개한다. 먼저, 현장 방문 전 모니터링 데이터를 이용해서 PID를 진단하는 방법과 현장에 방문해서 휴대용 광조사 전압전류 장치(Light I-V tracer)를 이용한 측정, 주간 infrared(IR) 측정, 옥외 야간 electroluminescence(EL) 측정, 야간 암 전압전류(Dark I-V) 측정을 순차적으로 설명한다. 정확한 진단을 위해서 모듈 수거 후 할 수 있는 표준상태에서 출력과 EL 측정의 경우는 제외하였다. 또한, 발전소 사용자, 안전관리자, 모니터링 관리자, 유지관리업체, 제조사 등의 실제 옥외 태양광 발전시스템의 운영과 관련된 이해관계자들에게 필수적으로 도움이 될 수 있는 내용으로 구성하였다.

PID 진단 방법

결정질 실리콘 태양광 모듈의 PID 진단 방법을 사례 중심으로 소개한다. 분석 순서는 현장 방문 전에 모니터링 데이터 기반, 방문 후 현장에서 측정 가능한 L-IV tracer, EL, Dark I-V를 순차적으로 기술하고, 실제 PID가 발생한 시스템의 데이터 기반으로 상세하게 설명한다.

모니터링 데이터 기반

현장에 방문 전 모니터링 데이터만으로도 충분히 이상을 감지할 수 있다. 그림 1은 2014년 7월 설치된 50kW 급 태양광 발전 시스템의 2015년 7월 31일까지 설치 후 13개월 동안의 모니터링된 결과이다. 경사일사량을 측정하지 않고, 그림 1(a), 1(b)와 같이 1일 발전량과 발전시간 만으

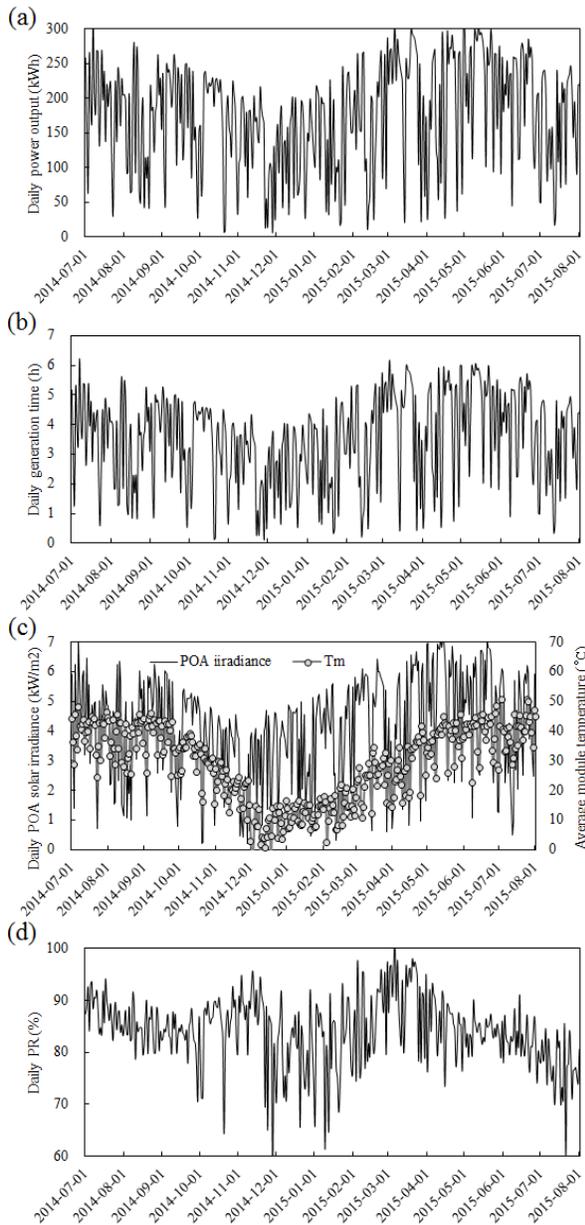


그림 1. Daily monitoring data for 13 months: (a) power output, (b) generation time, (c) POA solar irradiance and average module temperature, (d) PR

로 1년 동안 시스템의 이상을 감지하기란 쉽지 않다. 그림 1(c)는 1일 경사일사량과 발전중의 1일 평균 모듈온도이다. 2015년 3~6월의 높은 발전량은 높은 일사량에서 기인한 것으로 예상된다. 그림 1(d)는 다음의 발전성능(PR) 식으로 계산된 1일 PR이다. 1일 PR은 1일 총 발전량을 1일 총 경사 일사량과 시스템 설치 용량으로 나눈 값이다. 초기에 비하여 설치 후 1년의 PR에서 이상을 10%에 근접한 경향이 관찰되어 시스템의 고장 및 열화를 의심할 수 있는 데이터가 확보되었다. 일반적으로 AC 발전량을 사용하는 인버터의 영향을 제외한 모듈의 상태를 파악하기 위해서 DC 발전량으로 계산한다.

$$\text{Daily PR}(\%) = \frac{\text{Daily power output (kWh)} \times \text{standard solar irradiance (1kW/m}^2)}{\text{Daily POA solar irradiance (kWh/m}^2) \times \text{PV system capacity (kW)}} \times 100$$

1일 데이터의 경우 변화하는 기상환경에 따른 모니터링 데이터를 비교하는데 어려움이 있다. 이를 해결하기 위해 그림 2와 같이 동일한 지표를 월 단위로 비교하였다. 그림 2(a)와 2(b)의 발전량과 발전시간으로는 2015년 5월과 6월의 높은 발전량에 의해 모니터링 데이터만으로 이상감지는 역시 어렵다. 경사일사량을 추가하여 월 PR을 확인한 결과 2014년과 2015년 동월인 7월의 PR은 약 10%의 저하가 확인되었다. 일 단위 결과와 동일하게 PR에 의한 이상 감지에 효과적이다. 이를 이해서는 경사일사량의 계측과 계측 정확도가 중요하다.

PR은 인버터에 의해 변환된 AC 출력을 반영하고, 모듈의 온도를 반영하지 않고, 먼지에 의한 오염과 같은 외부 환경에서 변동이 될 수 있다.^[10] 이를 해결하기 직류(DC) 출력을 이용한 DC PR과 온도를 모듈의 온도계수를 이용하여 25°C로 환산한 weather corrected PR 지표가 활용된다.^[11] Weather corrected PR 지표의 경우 우리나라처럼 사계절의 온도 변화가 심한 지역의 시스템 발전 성능을 분석하는데 유용한 지표가 될 수 있다. PR에 영향을 주는 절대적인 지표는 경사일사량이다. 즉, 일반적인 PR은 85% 수준임에도 불구하고, 측정값의 계측 오차가 발생하여 절대값이 변화하는 경우 평가된 PR은 동일 발전소의

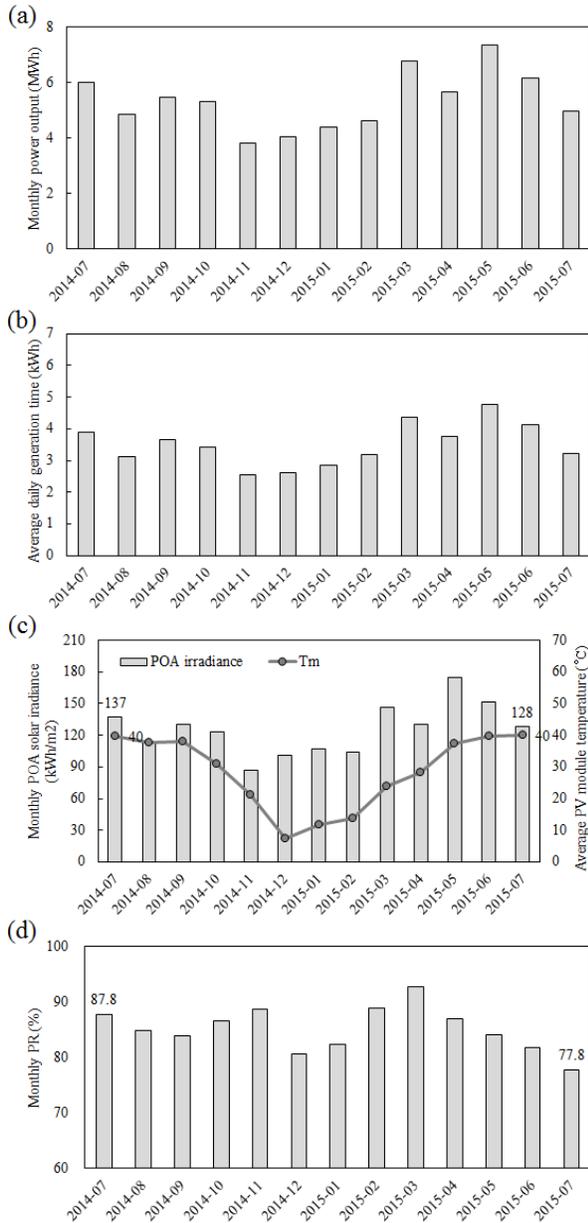


그림 2 Monthly monitoring data for 13 months: (a) power output, (b) average daily generation time, (c) POA solar irradiance and average module temperature, (d) PR

시간대에 따른 비교데이터로만 활용될 수 있다. 인근 발전소의 비교 분석용으로 활용될 수가 없기 때문에, 주기적으로 일사량 값을 보정하도록 계측의 오차를 줄이는 방안이 필요하나 현실적으로 발전소에 적용되는데 한계가 있다.

모니터링 데이터 기반 고장 진단 방법의 경우는 1차적인 데이터와 PR의 간단한 식을 이용해서 사전 진단이 가

능하다. 다음으로는 통계학적인 회귀분석 방법과 빅데이터를 처리하기 용이한 머신러닝을 이용한 발전량 예측 방법이다. 경사일사량과 모듈온도는 필수적으로 계측이 되어야 한다. 정밀한 분석을 위해 풍속, 풍향, 습도, 기압 등 다양한 변수로 연구된 방법이 있으나, 실제 발전소의 계측 환경에 적합하지 않기 때문에 본 논문에서는 제외한다.

회귀 분석의 경우 일사량과 모듈온도의 변수로 1차원 회귀 분석을 시행하여 간편하게 계산이 가능하다. 즉 다음의 식처럼 과거 모니터링된 데이터 기반 현재의 발전량을 예측이 가능하다.

$$P_{predicted} = aG_{POA} + bT_m + c$$

1차원 선형 회귀 분석은 앞선 PR 분석, Osterwald 방법^[12]과 함께 쉽고 빠르게 연산이 가능하다는 장점이 있다. 그러나 실제 태양광 발전 시스템의 거동은 일사량이 높아 지면서 모듈 온도도 상승하여 고 일사량 구간에서는 경향성이 선형적이지 않게 된다. 고차원 분석을 위해 과거 데이터 학습 기반의 머신러닝 발전량 예측은 다양한 사례가 존재한다. 대부분의 문헌은 수 시간에서 수 일의 미래의 기상데이터 예보와 이를 바탕으로 한 발전량 예보 기법이다. 고장 진단을 기법으로 현재의 발전량을 판단하는 기준의 예측을 선행 연구하였다.^[10] 머신러닝 기법의 장점은 방대한 빅데이터를 일괄 처리할 수 있는 장점이 있다. 그러나 방대한 데이터에서의 이상치를 제거하지 않은 채 활용하는 방법의 경우 데이터의 오차율을 높일 수 있다. 우리는 이 기법에서 가장 중요한 요소는 머신러닝 기술이 아니라 학습을 위한 전처리 방법임을 알아냈다. 즉, 고장 진단을 위한 방법은 정밀한 데이터를 요구한다. 쉽고 빠르나 정밀도가 낮은 고장진단 방법과 어렵지만 빠르고 정밀도가 높은 고장진단 방법 중에서 고민할 필요가 있다. 이를 위해서는 발전량 예측 솔루션과 같이 연구 중심의 결과물이 아니라 산업에서 상용화 된 모니터링 솔루션이 필요하다. 많은 연구가 진행되었음에도 불구하고, 상용 모니터링 기술에 적용되지 않는 이유는 고비용과 솔루션의 연산 속

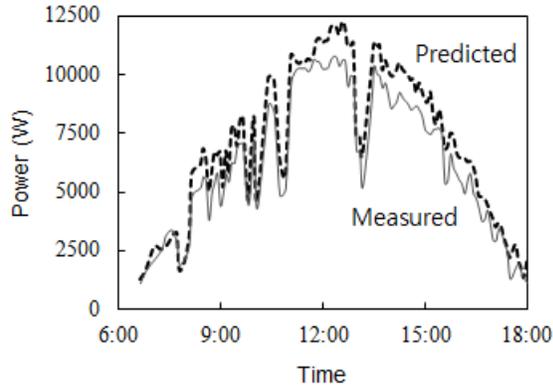


그림 3. Predicted and measured power after 1 year since installation

도 등 여러 문제가 존재한다. 향후 기술의 발전과 사용자의 니즈로 다양한 진단 기법에 적용될 것이다.

그림 3은 머신러닝 모델 중 support vector regression (SVR) 모델을 이용해서 설치 초기 경사일사량과 모듈 온도, 발전량을 학습 후 1년 지난 같은 특정일의 발전량 예측을 수행하였다. 예상 출력에 비하여 약 11% 정도 하루 동안 실제 덜 발전하였다. 하루가 아닌 지속적으로 발전량 예측값에 비하여 임계치 이상의 출력이 저하된 경우 현장 정밀 진단을 수행해야 한다.

일반적으로 PID는 동일한 모델에서 동일한 특성을 보인다. 그러나 제조사가 다르거나 동일한 모델이지만, 생산일자가 다르거나, 파악하기 어렵지만 동일한 모델임에도 불구하고 이종의 태양전지가 사용된 경우에는 PID 거동이 다르게 표현된다. 또한, 최근 모니터링 시스템의 경우 스트링 전류를 측정하거나, 몇 개의 스트링을 채널 단위로 상세하게 계측하고 있다. 이러한 경우에는 모니터링 관측 값에서 서로 다른 경향성이 나타나게 된다. 이러한 사례는 오히려 쉽게 이상을 감지하기 때문에 본 논문에서는 다루지 않는다.

Light I-V tracer 측정

현장에서 모듈의 성능을 검사하는 기본적인 측정 장치는 L-I-V tracer이다. 모듈의 경사각과 일치시켜 일사량계를 장착하고, 모듈 후면의 백시트에 온도 센서 부착 후 측정이 가능하다. 그림 4와 표 1은 실제 PID 발생 발전 시

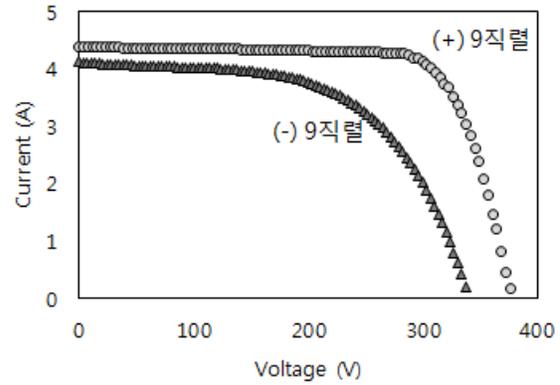


그림 4. Light I-V curve in positive and negative 9 series-connected PV modules in PV string

표 1. L-I-V parameters measured positive and negative 9 PV modules in PV string

Parameters	(+) 9 PV/modules	(-) 9 PV modules	(-)/(+) Ratio (%)
Pmax [W]	1239	812	65.5
Voc [V]	379.8	340.8	89.7
Isc [A]	4.38	4.14	94.5
Vmax [V]	299	241	80.5
Imax [A]	4.14	3.37	81.4
Fill factor [%]	74.5	57.5	77.2
Plane of array solar irradiance (W/m ²)	515	445	86.3
Module temperature	45	41	91.1

템의 18직렬로 연결된 스트링의 출력 측정 결과이다. (+)의 모듈 9직렬과 (-) 9직렬을 구분하여 측정 결과 일사량과 모듈 온도의 변화를 감안하더라도 (-) 지역의 스트링의 출력저하가 관찰된다.

대부분의 측정 장치에서는 표준상태로 변환 알고리즘이 탑재되어 상호 비교하는데 용이하다. 일반적으로 사용되는 2가지 표준상태 변환식을 소개한다. 첫 번째 방법은 널리 알려진 Osterwald 방법으로 일사량에 비례하고, 모듈의 출력 온도계수(γ)로 보정하는 방식으로 다음의 식과 같다.^[12] 일반적인 모듈의 출력은 온도당 약 0.4%씩 감소하게 되므로 음의 값이다. 옥외 발전시 모듈(T_m)의 온도는 겨울철을 제외하고 광조사시 상온이상 유지되고, 측정된 출력은 고온의 영향으로 실제보다 낮게 측정되어 그 부분

을 보정해준다. 겨울철의 경우 낮은 온도에 의해 표준상태 환산전 측정된 출력은 높게 계측되어 낮게 환산해준다.

$$P_{stc} = P_{measured} \times \frac{G_{stc}}{G_{measured}} \times [1 - \gamma \times (T_m - 25)]$$

두 번째 방법은 IEC 60891 ed2^[13]를 이용한 방법으로 Osterwald 식에 비하면 좀 더 변수가 많고, 계산하는데 어려움이 있으나 정확도는 매우 높다. 식은 다음과 같다.

$$I_{m.stc} = I_m + I_{sc} \left(\frac{1000}{G} - 1 \right) + \alpha(25 - T_m)$$

$$V_{m.stc} = V_m - R_s(I_{m.stc} - I_m) - \kappa I_{m.stc}(25 - T_m) + \beta(25 - T_m)$$

측정된 출력의 전류 I_m , 전압 V_m , G 는 경사 일사량(W/m^2), 모듈온도 T_m 과 4가지 파라미터에 의해 계산되어진다. 그림 5와 표 1의 2개의 스트링을 환산하여 위의 두 가지 방법으로 정리한 결과이다. 그리고 실제 9개 모듈의 개별 STC

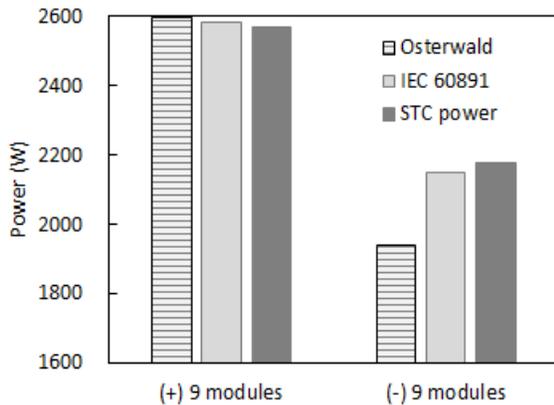


그림 5. EL image in PID-suffered PV string

표 2. Comparison STC power and converted to STC by Osterwald and IEC 60891

Method	Power of (+) 9 modules (W)	Power of (-) 9 modules (W)	predicted degradation rate
Osterwald	2598 (+1.1%)	1942 (-10.9%)	25.3%
IEC 60891	2585 (+0.6%)	2149 (-1.4%)	16.9%
STC	2570	2180	15.2%

측정 값의 합으로 단순화하여 출력을 비교하였다. IEC 60891에서 사용된 파라미터는 Current Temp. Coef. α 는 $0.0036A/^{\circ}C$, Voltage Temp. Coef. β 는 $-0.1267V/^{\circ}C$, Series Resistance R_s 0.6Ω , Curve Correction Factor κ $0.1\Omega/^{\circ}C$ 를 사용했다. 두가지 방법 모두 정상 스트링은 1.1%와 0.6% 정도의 출력 환산이 되었으나, PID 발생 모듈의 경우 Osterwald의 경우 -10.9% 정도 덜 환산되었다. 그러나 두 스트링의 결과를 종합하면 표 1의 (-) 9개 모듈의 출력은 정상대비 34.5% 저하로 보이나, Osterwald 방법으로 환산 후 25.3%, IEC 60891로는 16.9%, STC 측정 후 합산되 모듈의 출력으로는 15.2%로 예상된다.

본 논문에서 소개하는 두 가지 환산 방법 이외에도 많은 연구가 진행되어 다양한 환산식이 존재한다. 그러나 사용자 편의성을 고려한다면, 복잡한 환산식 보다는 편하고 쉽고 빠르게 변환하여 상호 비교가 가능한 식이 유용할 것이라 생각이 된다.

IR 측정

옥외에서 주간 태양광 모듈이 동작하는 순간 모듈의 IR을 측정하여 정성적으로 열화를 분석할 수 있다. 발열 부위는 유리 파손에 의한 셀 손상, 셀의 미스매치, 국부적인 단락, 불충분한 전기적 접촉 등 태양전지 내부 문제와, 부

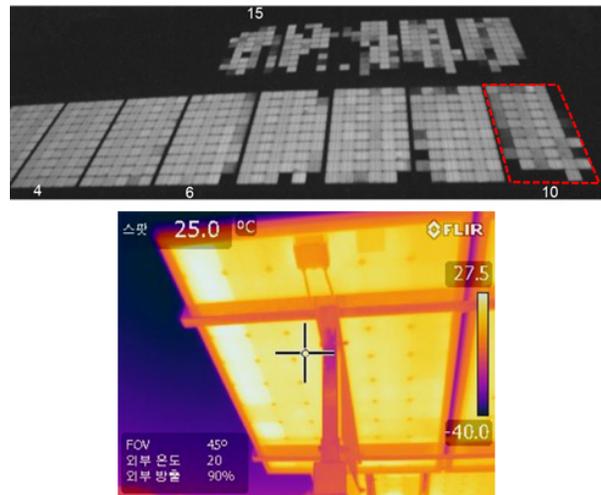


그림 6. IR image in PID module

분음영, 바이패스다이오드 불량 등 외부적인 문제로 판별이 가능하다. 그림 6은 PID 모듈의 IR 이미지를 EL과 비교하였다. IR의 측정 결과는 EL의 결과와 유사한 형태를 보인다. IR은 EL와 함께 정성적인 측정 방법으로, 이러한 발열 부위의 판별 이후 정량적인 출력 측정이 수반되어야 한다.

옥외 EL 측정

PID를 정성적으로 진단하는 가장 확실한 방법은 동일한 스트링 내 모듈의 EL 측정이다. 그림 7은 PID 발생 스트링 내 모든 모듈의 EL 이미지이다. 18개 직렬 연결된 모듈 중 (+) 9개 모듈의 경우 정상적인 모듈의 발광이미지를 보인다. 반면에 (-) 9개 모듈의 경우 (-) 끝으로 이동하면서 발광하지 않는 태양전지의 개수가 증가하면서 열화가 심화되는 전형적인 PID 현상을 보여준다. EL은 기본적으로 야간에 전류를 인가하여 모듈 또는 스트링 단위 측정이 가능하다. 그러나, 고가의 장비로 인하여 발전소 자체 측정보다는 전문가와 측정을 외부기관의 의뢰해야 하는 실정이다. 또한, EL 측정으로 PID 발생 확인 후 별도로 수거 후 표준 상태 출력을 측정하여 정량적인 분석이 필수적이다.

Dark I-V 측정

앞선 진단 방법들은 일반적으로 알려진 방법이다. 그 외에 소개할 방법으로 모듈의 Dark I-V 측정을 통한 PID 진단 방법이다. 이를 위해서는 먼저 태양전지와 모듈의 Dark I-V 특성을 살펴볼 필요가 있다. 태양전지의 주된 분석 기법 중에 하나인 Dark I-V 분석은 대면적 모듈화하면서 균일한 태양전지의 개별 특성 보다는 전체 모듈화된 완제품의 특성 관찰이 중요하기 때문에 Light I-V 측정에 비

하여 활용도가 낮다. 태양광 모듈의 Dark I-V 분석과 관련된 문헌 조사 결과, 1997년 미국의 Sandia National Laboratories의 D.L.King은 진단을 위한 태양광 모듈의 Dark I-V를 측정하고 결과를 발표하였다.^[14] 더블다이오드 모델에 기반으로 12개의 상용 태양광 모듈의 특성 파라미터를 도출하여 Dark I-V 측정값 기반 출력 파라미터를 예측할 수 있었다. L.De.Bernardz는 2005년 모듈의 특정 태양전지 한 개를 가림으로써 특정 태양전지의 Dark I-V 그래프를 추출하는 연구를 발표하였다.^[15] 모듈의 열화가 아닌 모듈 내부 개별 태양전지의 열화를 관찰하기 위한 방법이다. 최근 Sergiu Viorel Spataru는 Light I-V와 Dark I-V의 비교 분석으로 결정질 실리콘 태양광 모듈의 고장을 식별하였다.^[16] 특히, 전기적, 광학적, 태양전지의 충격과 PID의 사례로 구분하여 별도의 전류 손실 식을 도출하고 고장을 진단하였다. 본 연구진이 선행연구에서 태양전지와 미니모듈의 PID 현상을 Dark-I-V로 고장 분석을 진행하였다.^[9]

Dark I-V 분석은 옥외 태양광 발전 시스템의 예방정비를 위한 방법이기도 하지만, 고장 진단하는 정밀한 방법이다. 활용방안은 PID 의심 스트링 내 (+)와 (-) 지역의 누설 전류의 상대 비교로 진단하는 방법과 초기 모듈의 표준상태 Dark I-V 데이터를 측정하여 주기적으로 옥외 태양광 발전시스템에서 측정 후 표준상태로 온도 환산 후 비교로 판단이 가능하다. 측정된 데이터 기반으로 출력 또한 예상할 수 있으나, Dark I-V 분석은 전기적인 태양전지의 특성을 분석하기 때문에, 봉지재의 황변, 박리와 유리 표면 반사방지 코팅의 열화 등 광학적 손실에 대한 출력 변화를 감지할 수 없어 중복된 열화가 발생하는 경우 약간의 출력 예상 오차가 발생할 수 있다. 그럼에도 불구하고 PID 현상의 경우 병렬저항과 I02와 같은 Dark 특성에서 현저하게 관찰되어지므로 정밀한 고장 진단이 가능하다. 최근 들어 스트링 단위 모니터링을 시행중이다. 특정 스트링의 출력이 낮은 경우 임계치를 설정하여, 주간 육안 검사 후 야간 전기적 특성 평가를 시행하는 것도 좋은 활용 방안이 될 수 있다.

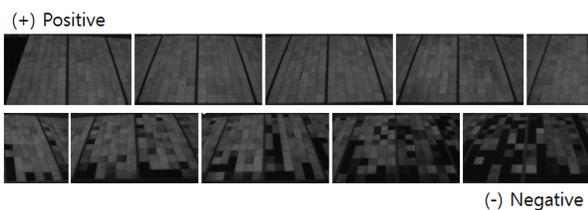


그림 7. EL image in PID-suffered PV string

그림 8(a)는 1개의 스트링 내 모듈 위치별 초기 출력 대비 PID 발생 후 표준상태 출력의 비이다. 음극 방향의 모듈의 경우 점진적으로 출력 손실이 발생된 전형적인 PID 발생 스트링의 출력 분포를 보이고 있고, 양극 방향의 정상 모듈과 음극 방향의 Dark I-V curve를 특정 전압(14.4V)에서의 전류의 상대비로 비교하였다. 그림 8(b)는 상관식 분포로 14.4V에서의 정상 모듈 대비 PID 발생 모듈의 전류 비와 출력의 상관식으로 약 20%의 출력까지 추세선이 logarithm fit의 경향을 보인다. STC 측정과 Dark I-V에 의해 예측된 출력은 유사한 결과를 얻었다.

$$P_{PID} = P_{normal} \times \left\{ -0.061 \times \ln \left(\frac{\text{current of PID PV module at 14.4V}}{\text{current of normal PV module at 14.4V}} \right) + 1.0091 \right\}$$

그림 9는 위 식을 이용해서 동일한 발전 시스템의 다른 스트링의 데이터를 검증하기 위해 측정된 Dark I-V curve이다. 예상 출력은 (+) 2번 모듈을 정상이라는 가정 하에, (-)의 #17번 모듈의 경우 213.0W, #18의 경우 197.9W로 예측이 된다. 실제 표준 상태 모듈 출력 측정 결과 각각 210.5W(초기대비 출력 72.6%)와 198.5W(초기대비 출력

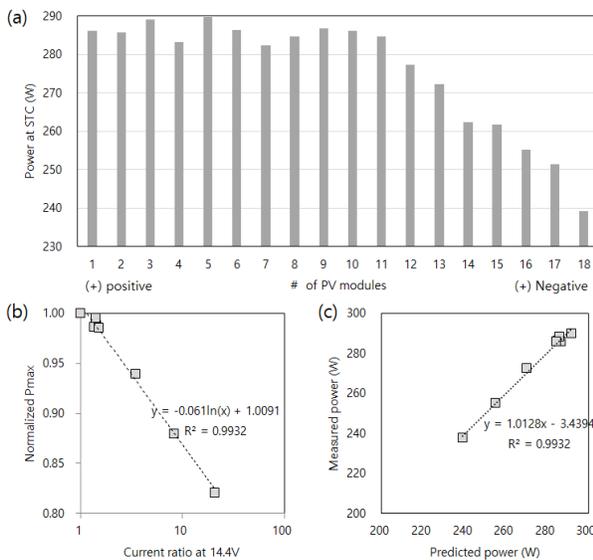


그림 8. PID-suffered PV string data: (a) power at STC, (b) correlation between normalized Pmax and current ratio at 14.4V measured by Dark I-V, (c) measured power versus predicted power

68.4%)로 각각 1.2%, 0.3% 오차를 보인다. Dark I-V 분석을 이용해서 정확한 출력을 예측하는 것도 중요하지만, PID 발생 유무를 쉽고 빠르게 초기에 진단이 가능한 방법이다. 실제 모니터링을 통해서 경사일사량과 모듈온도 만으로도 간단한 발전량 판단이 가능하기 때문에 10% 이상 출력 손실이 예상보다 낮게 발전되고 있다면, 정밀 점검이 필요하다. 그러나 초기 진단의 경우 5% 이내에도 검출이 가능하므로 주기적인 측정에 의해 발전 손실을 줄일 수 있는 예방정비의 방법이다.

그림 10은 태양광 모듈의 온도에 의한 Dark I-V 특성 분석 결과이다. 온도가 상승함에 따라 동일한 전압에서 전류는 상승하게 된다. 온도가 증가함에 따라 Voc는 감소하

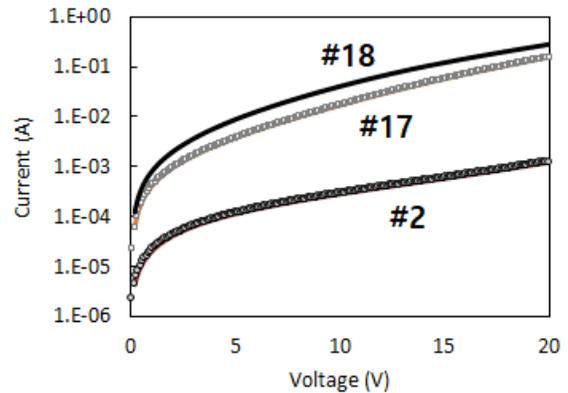


그림 9. Dark I-V curve of 3 PV modules in a PV string

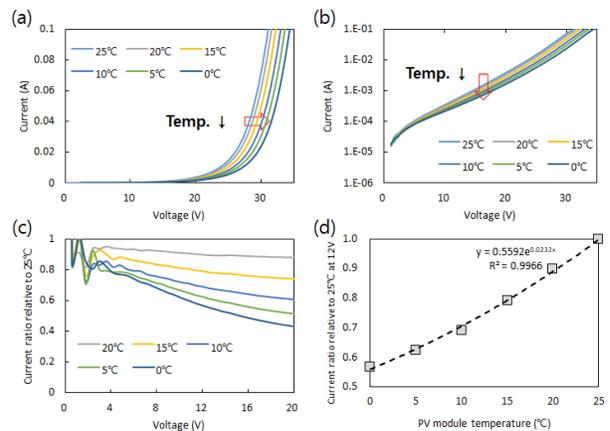


그림 10. Dark I-V curve from 25°C to 0°C, (a) linear scale, (b) Log current scale, (c) current ratio relative 25°C, (d) current ratio relative 25°C at 12V

게 되는데, 그 원인은 I_0 의 증가이다. Dark I-V 측정은 야간에 이루어지기 때문에 25도부터 0도까지 5도 단위의 그림 8과 같이 측정하였다. 온도가 감소함에 따라 동일한 전압에서 전류는 감소하게 된다. 선형 그래프에서는 온도가 낮아질수록 오른쪽으로, Log 전류 스케일에서는 아래쪽으로 형성된다.

온도 변환에 의해 초기 25도에서의 정상 Dark I-V 계측을 시행한다면, 야간에 상대 비교가 아닌 초기값과 비교로 출력을 예측할 수 있다. 현재의 측정 전류를 25도로 환산하고, 초기 출력과 초기 25도 전류와의 비로 계산이 가능하다. Dark I-V에 의한 측정 식은 개별 모듈의 태양전지 개수에 의해 경험식은 변형될 수 있다.

$$I_{stc} = I_T \times (0.5592e^{0.0232T})^{-1}$$

$$P_{PID} = P_{m.initial} \times \left\{ -0.061 \times \ln \left(\frac{I_{stc.PID}}{I_{stc.initial}} \right) + 1.0091 \right\}$$

진단 방법의 비교

PID 고장 진단의 정확도, 측정의 숙련도, 소요되는 시간과 비용적 측면을 고려하여 방법을 비교하였다. 모니터링 데이터의 경우 기존 경사일사량과 모듈 온도까지 측정이 되고 있고, 설치 이후 데이터부터 저장이 되어 있다면, 모니터링에서 발전성을 일별, 월별, 연별 확인이 가능하기 때문 간단한 식을 사용하여 계산이 가능하므로 별도의 비

용이 들지 않는다. 다만, 회귀분석이나 머신러닝과 같은 방법의 경우 숙련도를 요구한다. 현장에서 진단하는 Light-IV tracer, IR, EL, Dark I-V 방법은 별도의 측정 장치를 보유하거나, 임대 또는 외부 전문가에 의한 진단이 이루어지기 때문에 추가적인 비용이 발생한다. 정확도, 숙련도, 비용의 경우 상은 높음을 의미하고, 시간의 경우 상은 오래 걸림을 의미한다. 표 3은 진단 방법에 대한 상호 비교한 결과이다.

모듈을 수거하여 시험기관에서 표준 상태의 출력과 EL을 측정하는 것이 가장 확실한 방법임에 틀림없다. 그러나 발전 시스템의 특정 모듈을 선정하고, 수거한 동안 발전을 하지 못하게 되고 측정에 추가적인 비용과 시간이 발생된다. 최근 현장에서 측정 가능한 차량용 측정 장비와 주간에 모듈에 광조사를 차단하여 측정이 가능한 EL 등 다양한 솔루션들이 개발되었다. 발전시스템의 현장의 상황에 맞게 고려한 진단 방법을 사용할 필요가 있다. 그럼에도 불구하고, 필수적으로 경사일사량과 모듈 온도를 측정하여 현장 진단 전에 모니터링 분석이 선행되어야 한다. 모니터링이 사전에 분석된다면, 현장 진단을 위한 사전 준비, 비용과 시간 등 다양한 이점이 발생할 수 있다. 또한, 발전소마다 기준 스트링을 별도로 운영 및 관리하여 전체 시스템의 발전성능 뿐만 아니라 연간 열화율, 고장 유무 판별을 위한 정밀한 계측 등을 수행하는 예방정비 활동을 추천한다.

표3. Comparative analysis among the 10 diagnostic methods

Categories	Monitoring data				L-IV tracer		IR	EL	Dark I-V	
	Power output	PR	Linear regression	Machine learning	Osterwald	IEC60891			Current ratio	T_m converted
Accuracy	Low	Mid	Mid	High	Mid	High	High	High	High	High
Skill level	Low	Mid	Mid	Extremely high	Mid	High	Low	High	Mid	High
Required time	Low	Mid	Mid	High	Mid	Mid	Low	Mid	Mid	Mid
Cost	Low	Low	Low	Mid	High		Mid	Extremely high	High	



결론

본 논문에서는 결정질 실리콘 태양광 모듈의 PID 진단을 모니터링, Light I-V, IR, EL, Dark I-V의 5가지 측정 및 10가지 상세한 방법을 소개하고, 사례 중심으로 비교 분석하였다. 모니터링을 이용하여 사전에 고장을 진단하고, 정확한 계측을 위해 현장 진단을 수행하는 순서로 활용이 가능하다. 각각의 방법마다 장단점, 비용과 시간, 전문성, 장비 보유 등 다양한 측면을 고려하여 PID의 고장을 진단하고, 문제를 해결할 수 있다. 고장 진단은 유지관리 중 예방 정비의 한 방법으로 주기적으로 측정 및 모니터링으로 발전량 증대를 위한 안정적인 시스템 운영에 도움이 될 것이다.

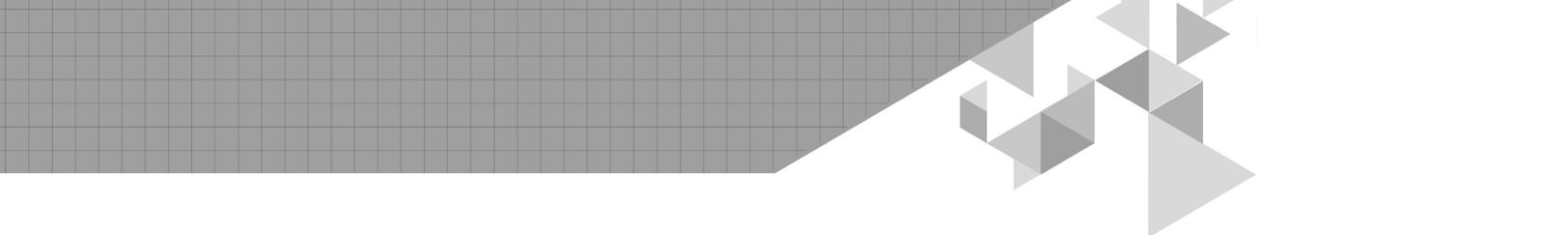
감사의 글

본 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(NO.20153010011980). 본 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(NO.20183010014320).

참고문헌

[1] IEA PVPS, Snapshot of Global Photovoltaic Markets, Report IEA PVPS T1-31, 2017.
 [2] Renewable 3020 plan, www.motie.go.kr
 [3] Whaley, Cass. Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance. No. NREL/TP-7A40-67553. National Renewable Energy Lab., 2016.
 [4] Pingel, S., Frank, O., Winkler, M., Daryan, S., Geipel, T., Hoehne, H., & Berghold, J., Potential induced degradation of solar cells and panels. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 2817-2822, 2010.

[5] Luo, W., Khoo, Y. S., Hacke, P., Naumann, V., Lausch, D., Harvey, S. P., Singh, J. P., Chai, J., Wang, Y., Aberle, A. G. & Ramakrishna, S., Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review, Energy & Environmental Science, Vol. 10, pp. 43-68, 2017.
 [6] Oh, W., Bae, S., Chan, S. I., Lee, H. S., Kim, D., & Park, N., Field degradation prediction of potential induced degradation of the crystalline silicon photovoltaic modules based on accelerated test and climatic data, Microelectronics Reliability, 76, pp. 596-600, 2017.
 [7] Bae, S., Oh, W., Kim, S. M., Do Kim, Y., Park, S., Kang, Y., Lee, H. S. & Kim, D., Potential induced degradation of crystalline silicon solar modules. Korean Journal of Materials Research, Vol. 24, pp. 326-337, 2014.
 [8] Naumann, V., Lausch, D., H hnel, A., Bauer, J., Breitenstein, O., Graff, A., Werner, M., Swatek, S., Großer, S., Bagdahn, J., & Hagendorf, C., Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells. Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 120, pp. 383-389, 2014.
 [9] Oh, W., Kim, J., Kang, B., Bae, S., Lee, K. D., Lee, H. S., Kim, D. & Chan, S. I. Evaluation of potential-induced degradation in crystalline Si solar cells using Na fault injection, Microelectronics Reliability, Vol. 64, pp. 646-649, 2016.
 [10] Oh, W., Kang, S., & Chan, S. I., Performance Analysis of Photovoltaic Power System in Saudi Arabia, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 37, No. 1, pp. 81-90, 2017.
 [11] Dierauf, T., Growitz, A., Kurtz, S., Cruz, J. L. B., Riley, E., & Hansen, C., Weather-corrected performance ratio, National Renewable Energy Laboratory, 2013.
 [12] Osterwald, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. Sol. Cells, Vol. 18, pp. 269-279, 1986.
 [13] International Electrotechnical Commission, IEC 60891 (ed.2). Photovoltaic devices—Procedures for tempe-



rature and irradiance corrections to measured I–V characteristics, 2009.

[14] King, D. L., Hansen, B. R., Kratochvil, J. A., & Quintana, M. A., Dark current–voltage measurements on photovoltaic modules as a diagnostic or manufacturing tool, IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1997.

[15] De Bernardez, L., & R. H. Buitrago. Dark I–V curve measurement of single cells in a photovoltaic

module, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 14, pp. 321–327, 2006.

[16] Spataru, S. V., Sera, D., Hacke, P., Kerekes, T., & Teodorescu, R., Fault identification in crystalline silicon PV modules by complementary analysis of the light and dark current–voltage characteristics, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 24, pp. 517–532, 2016.