

다결정 실리콘 태양광 모듈의 옥외 성능 평가

이유리 · 김우경 · 정재학*
영남대학교, 화학공학부, 경상시, 38541

Outdoor Performance Evaluation of Multi-Crystalline Silicon Photovoltaic Module

Yuri Lee · Woo Kyoung Kim · Jae Hak Jung*

School of Chemical Engineering, Yeungnam University, Gyeongsan 38541, Korea

Received November 26, 2018; Revised September 17, 2019; Accepted September 18, 2019

ABSTRACT: Solar energy is one of the renewable energy sources. It can respond to expanding energy demand. A solar cell module is designed to have a durability that can be developed over a long period of 25 years to be installed outdoors and perform like a stable power supply. We need Standard Test Condition (STC)-based power output data before and after testing to measure the power output of existing modules. The modules are shown to reduce power output by comparing data before and after outdoor experiments regardless of whether they are indoor or outdoor. It is easy to compare the power output quantities through the module simulator in the indoor. However, it takes a lot of testing time and costs to compare the power output on outdoor in the case of a high number of modules and distance from the module simulator. It can save time and costs if we can check the power output using the data in outdoor. We have used the long-term outdoor test to find the elements out that corresponds to the reductions in power output quantities. We have conducted research that matched the actual and the tests.

Key words: Solar cells, Photovoltaic modules, Outdoor testing, Reliabilities, Photovoltaic performance analysis.

Nomenclature

I_{sc} : short-circuit current, A
 I_{mp} : current at the maximum-power point, A
 V_{oc} : open-circuit voltage, V
 V_{mp} : voltage at maximum-power point, V
 P_{mp} : power at maximum-power point, W
 Irr : irradiance, W/m^2
 $Temp.$: temperature, $^{\circ}C$
 T_m : module temperature, $^{\circ}C$
 N_s : number of cells in series in a module's cell-string
 T_c : cell temperature inside module, $^{\circ}C$
 T_o : reference cell temperature, typically $25^{\circ}C$
 E_o : reference solar irradiance, typically $1000 W/m^2$
 $\delta(T_c)$: 'thermal voltage' per cell at temperature T_c . For diode factor of unity ($n=1$) and a cell temperature of $25^{\circ}C$

αI_{sc} : normalized temperature coefficient for I_{sc} , $1/^{\circ}C$
 αI_{mp} : normalized temperature coefficient for I_{mp} , $1/^{\circ}C$
 βV_{oc} : temperature coefficient for module V_{oc} at a $1000 W/m^2$ irradiance level, $V/^{\circ}C$
 $m\beta V_{oc}$: coefficient providing the irradiance dependence for the V_{oc} temperature coefficient, typically assumed to be zero, $V/^{\circ}C$
 βV_{mp} : temperature coefficient for module V_{mp} at a $1000 W/m^2$ irradiance level, $V/^{\circ}C$
 k : Boltzmann's constant, $1.38066e-23, J/K$
 q : elementary charge, $1.60218E-19, C$

Subscript

FF: fill factor
STC: standard test condition
I-V curve: current-voltage curve
AM: air mass

*Corresponding author: jhjung@ynu.ac.kr

1. 서론

태양광 시장은 많은 어려움 속에서도 지속적으로 규모가 증가하고 있다¹⁾. 그 중 발전소 단위의 수가 늘어남에 따라 신재생 에너지의 영향이 증가하고 있다²⁾. 하지만 여러 가지 문제점들도 있다³⁾. 태양광 발전소는 작게는 가정용에 설치하는 3 kW부터 3 MW의 대용량에 이르기까지 다양한 설치가 이루어지고 있다 (Fig. 1)⁴⁾. 하지만 초기 설치 시 발전량에 비해서 매년 발전량이 감소한다. 현재 대부분의 모듈 업체들이 15년에서 최대 25년까지의 보증기간을 두고 있다. 하지만 이 기간 동안 초기 효율의 80% 이상을 기준으로 하고 있기 때문에 초기 설치시의 발전량과 동일한 발전이 이루어지지 않는다.

이에 따른 발전 예측도 변경되어야 한다. 현재 설치된 모듈들의 내구성이 얼마나 하락했는지 확인하는 것이 가장 중요하다. 태양광 모듈은 일반적으로 연간 1%씩 발전량이 감소한다고 알려져있다⁵⁾. 만약 태양광 모듈의 발전량 하락률이 연간 1% 이상이라면 태양광 모듈 혹은 전기적 부품 및 연결의 문제를 조기에 인지하여 해결하는 것이 매우 중요하다. 발전량 하락을 확인하기 위해서는 많은 시간과 비용이 들어간다. 실제로 발전소 단위에서 발전량의 하락을 확인하기 위해서는 임의의 모듈을 선별 후, 선별된 모듈의 스트링을 분리하여 모듈시뮬레이터 장비가 있는 기관에 의뢰 하여 매년 출력 측정이 필요하다.

본 연구에서는 발전소 단위에서 발전을 중단하고 모듈의 출력을 확인하는 시간과 비용을 줄이기 위한 방법으로 모니터링 상태에서 발전량 하락을 예측할 수 있는 방법을 찾아내고자 하였다. 이를 위해서 2016년 4월에서 10월까지 모로코 그린에너지 파크의 옥외에 모듈을 설치하여 발전량의 변화를 측정하였으며 이를 분석하여 발전량 하락을 확인할 수 있는 요소를 발견하고 이를 검증하는 연구를 진행하였다.

2. 모듈의 특성

모듈의 특성을 확인하는 요소에는 개방전압(V_{oc}), 최대전압

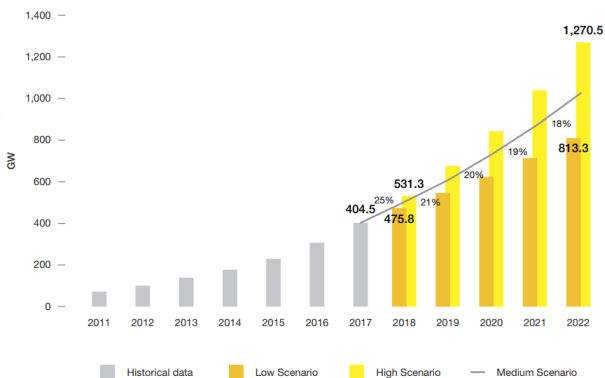


Fig. 1. World total solar PV market scenarios

(V_{mp}), 단락전류(I_{sc}), 최대전류(I_{mp}), 최대전력(P_{max}), Fillfactor (FF)가 있다(Fig. 2)⁴⁾. 이 중 모니터링을 통해서 얻을 수 있는 데이터는 V_{oc} , V_{mp} , I_{sc} , I_{mp} 이다. 이 중에서도 단순 모니터링 시스템에서는 주로 V_{mp} 와 I_{mp} 가 측정된다.

본 연구는 옥외 모니터링 시스템을 통해서 데이터를 수집하였다. 모듈의 기본 특성값인 V_{oc} , V_{mp} , I_{sc} , I_{mp} 이고 환경 데이터인 일사량, 대기온도, 모듈온도 데이터를 수집을 하였다. 모듈 시뮬레이터를 활용하여 옥외 노출의 전·후 출력을 비교 분석 하였다.

본 실험은 P타입 72셀의 다결정 모듈을 사용하였으며, 모로코의 그린 에너지 파크에서 1년 동안 테스트 하였다(Fig. 3).

옥외에서 노출 시킨 8개의 태양광 모듈을 전류를 기준으로 옥외 노출 전·후 값을 비교하였다. 모듈의 출력에서 전류는 Table 1과 같이 일사량 대비 일정하게 증가하는 것을 알 수 있다.

또한 모듈의 특성을 나타내는 Sandia National Equations식 중 전류의 값을 계산하는 식에서 온도 계수는 약 $4.31 \times 10^{-5} [A]$ 이다. 만약 온도가 $40^{\circ}C$ 차이 나는 경우 모듈의 전류 값 변화량은 약 $0.001725 [A]$ 에 불과하다.

$$I_{sc} = I_{sc0} f_1 (AM_a) \{ (E_b f_2 (AOI) + f_d E_{diff} / E_o \{ 1 + \alpha_{I_{sc}} (T_c - T_o) \}) \}$$

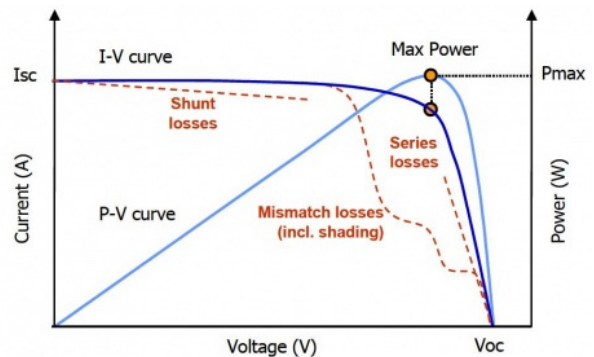


Fig. 2. I-V and P-V Curves of a Photovoltaic Device⁵⁾



Fig. 3. Outdoor exposed PV panel

Table 1. Change of current value according to irradiation

| | Irr [W/m ²] | I _{mp} [A] |
|---------------------|-------------------------|---------------------|
| 2016-06-01 06:43:20 | 100 | 0.443 |
| 2016-06-01 07:13:20 | 200 | 1.053 |
| 2016-06-01 07:40:20 | 300 | 1.888 |
| 2016-06-01 08:06:10 | 400 | 2.747 |
| 2016-06-01 08:33:00 | 500 | 3.655 |
| 2016-06-01 09:00:30 | 600 | 4.492 |
| 2016-06-01 09:29:20 | 700 | 5.333 |
| 2016-06-01 10:05:00 | 800 | 6.171 |
| 2016-06-01 10:46:30 | 900 | 6.999 |

Table 2. I_{sc}, I_{mp} variation in irradiation 1000 W/m² in April, July, and October

| | Irr [W/m ²] | I _{sc} [A] | I _{mp} [A] |
|---------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|
| 2016-04-15 12:05:40 | 1000 | 8.739 | 7.989 |
| 2016-04-16 12:19:50 | 1000 | 8.815 | 8.048 |
| 2016-04-17 11:50:10 | 1000 | 8.811 | 8.011 |
| 2016-07-07 12:16:50 | 1000 | 8.123 | 7.377 |
| 2016-07-24 12:01:00 | 1000 | 8.717 | 7.864 |
| 2016-07-28 12:15:00 | 1000 | 8.643 | 7.88 |
| 2016-10-21 12:39:20 | 1000 | 8.872 | 8.039 |
| 2016-10-22 12:23:40 | 1000 | 8.747 | 8.003 |
| 2016-10-23 12:13:20 | 1000 | 8.843 | 8.078 |

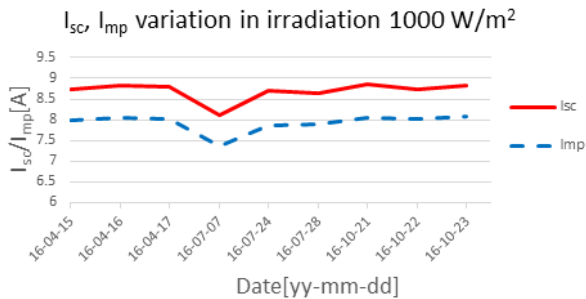


Fig. 4. I_{sc}, I_{mp} variation in irradiation 1000 W/m² in April, July, and October

많은 연구에서 모니터링 상태에서 모듈의 전류 측정값을 비교하기 위해서 옥외에서 동일 일사량 대비 전류 출력 값을 확인하는 이유이다.

2016년 4월부터 2016년 10월까지의 전류 값 변화량은 불규칙하다(Table 2, Fig. 4). 이는 동일 조건에서 동시에 모듈을 측정할 경우 두 모듈간의 비교가 가능하다. 하지만 하나의 모듈을 다른 시간대에서 비교할 경우에는 차이점을 확인 할 수 있었다. 그 이유로는 대기 중 먼지의 양과 모듈 표면의 먼지의 양이 있다.

대기 중에는 많은 먼지와 수증기가 존재 한다. 실제로 4월, 7월, 10월의 일사량을 비교해보면 그 차이를 정확히 알 수 있다. 일사량은 여름에 비해 봄, 가을에 높게 나타난다⁶⁾. 모듈의 표면에 도달을 하는 태양 빛에는 크게 직달 일사량과 산란에 의한 일

Table 3. V_{oc}, V_{mp} variation in irradiation 1000 W/m² in April, July, and October

| | Irr [W/m ²] | T _m [°C] | V _{oc} [V] | V _{mp} [V] |
|---------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 2016-04-15 12:05:40 | 1000 | 44.8 | 42.25 | 32.94 |
| 2016-04-16 12:19:50 | 1000 | 43.2 | 41.77 | 32.38 |
| 2016-04-17 11:50:10 | 1000 | 43.4 | 41.93 | 32.64 |
| 2016-07-07 12:16:50 | 1000 | 44.3 | 41.86 | 32.74 |
| 2016-07-24 12:01:00 | 1000 | 59.7 | 39.23 | 29.73 |
| 2016-07-28 12:15:00 | 1000 | 42.4 | 41.53 | 32.1 |
| 2016-10-21 12:39:20 | 1000 | 43.2 | 41.22 | 32.1 |
| 2016-10-22 12:23:40 | 1000 | 35.3 | 42.04 | 33.37 |
| 2016-10-23 12:13:20 | 1000 | 38 | 42.15 | 32.92 |

사량 두 가지 형태가 있다⁷⁾. 대부분은 이 두 가지를 합쳐 일사량 측정을 한다. 하지만 모듈에 영향을 미치는 것은 직달일사량과 산란에 의한 일사량에 차이가 나타난다⁸⁾.

직달일사량은 A.M 값만으로 스펙트럼을 형성한다. 반사에 의한 일사량은 주변의 온도, 색등에 따라서 파장이 변화하기 때문에 동일한 일사량 에너지로 정의하기가 어렵다⁹⁾.

두 번째는 모듈 표면의 먼지의 양이다. 모듈 표면을 매일 세척했을 경우에는 그 차이를 알 수 없지만 표면을 매일 세척하는 것은 불가능 하다. 또한 세척 후 먼지가 쌓이는 속도는 계절과 주변 먼지 농도에 따라서 달라진다. 따라서 세척과 먼지 농도에 따른 표면 먼지의 양에 따라서도 동일한 일사량에서 전류 발전량이 달라지기 때문에 실제 모니터링 상태에서 비교하는 것은 불가능하다.

따라서 다음으로 전압에 대해 비교 분석을 진행하였다. 전압의 경우 가장 크게 변화를 가지는 것은 온도의 차이이다^{10,11)}. 사실상 아래의 식을 가지고 예측을 했을 경우 온도가 40°C 정도 차이가 날 경우 전압의 차이는 약 6.93[V]까지 차이가 난다.

$$V_{mp} = V_{mp0} + C_2 N_s \delta T_c \ln(E_c) N_s \{ \delta T_c E_c \}^2 + \beta_{V_{mp}}(E_c)(T_c - T_0)$$

따라서 모니터링 상태에서 바로 판단을 하는 것은 쉽지 않다. 온도에 따른 전압의 변화량을 예측하는 것이 온도에 영향을 받지 않는 전류의 변화량을 예측하는 것보다 판단하기 쉽다.

위 표(Table 3)의 일사량, 모듈 온도를 기반으로 Sandia National Laboratory Equations²⁾를 이용하여 계산하였다.

위의(Table 4) 데이터를 비교하면 실제 모듈 온도가 비슷할 때

Table 4. V_{oc} , V_{mp} calibration value

| | T_m [°C] | V_{oc} [V] | | V_{mp} [V] | |
|------------------------|------------|--------------|--------|--------------|--------|
| | | Practice | Theory | Practice | Theory |
| 2016-04-15 12:05:40 | 44.8 | 42.25 | 41.57 | 32.94 | 32.72 |
| 2016-04-16 12:19:50 | 43.2 | 41.77 | 41.82 | 32.38 | 33.00 |
| 2016-04-17 11:50:10 | 43.4 | 41.93 | 41.79 | 32.64 | 32.97 |
| 2016-07-07 12:16:50 | 44.3 | 41.86 | 41.65 | 32.74 | 32.81 |
| 2016-07-24 12:01:00 | 59.7 | 39.23 | 39.18 | 29.73 | 30.14 |
| 2016-07-28 12:15:00 | 42.4 | 41.53 | 41.95 | 32.1 | 33.14 |
| 2016-10-21 12:39:20 | 43.2 | 41.22 | 41.82 | 32.1 | 33.00 |
| 2016-10-22 12:23:40 | 35.3 | 42.04 | 43.09 | 33.37 | 34.37 |
| 2016-10-23 12:13:20 | 38 | 42.15 | 42.66 | 32.92 | 33.91 |

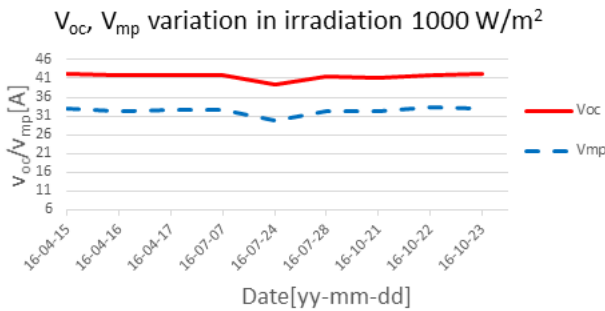


Fig. 5. V_{oc} , V_{mp} variation in irradiation 1000 W/m^2 in April, July, and October

Table 5. Module output data before and after outdoor testing

| Module | V_{oc} [V] | V_{mp} [V] | Degradation amount of P_{max} | Degradation rate of P_{max} |
|--------|--------------|--------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Before | 44.78 | 36.23 | | |
| After | 44.68 | 36.07 | 2.677 | 0.886% |

와 보정을 통해서 비교를 하였을 경우 두 경우 모두 전압의 감소량이 미세하게 내려가는 것을 알 수 있다(Fig. 5). 실제 4월과 10월의 모듈 V_{oc} 값의 감소량과 V_{mp} 값의 감소량을 실제 데이터와 보정데이터의 값으로 확인을 해보면 아래(Table 5)의 값과 같다.

실제 모듈을 옥외 테스트 전후의 데이터 출력 값과 비교를 하여 보면 전압의 하락이 나타났다는 것을 정확히 알 수 있다.

실제로 전압의 하락이 약 0.886 % 나타나는 것을 실제 모듈 시뮬레이터 출력을 통해서 확인이 가능하다. V_{oc} 외에도 V_{mp} 만을 가지고도 충분한 출력의 하락이 나타난다는 것을 알 수가 있다^[12,13]. 이는 가장 기본적인 모니터링 시스템인 V_{mp} 와 I_{mp} 만을

모니터링 하는 발전소 단위에서도 이러한 출력하락을 확인할 수 있다^[14,16].

3. 결론

태양광 모듈 발전시스템 상태에서 발전량의 하락을 모니터링 측정 데이터만을 가지고 확인하는 방법을 전압을 기준으로 가능하다는 것을 나타내었다. 전압의 경우는 온도에 따른 편차가 많이 존재를 하지만 이는 모듈의 특성을 알 경우 충분히 보완이 가능하다^[17]. 특히나 발전소를 초기 설치할 경우 모듈의 특성을 확인한 후 발전소를 설치하면 문제되지 않는다. 이미 발전중인 시스템에서도 중간에 한번 혹은 설치되어 있는 동일 모델의 모듈을 이용하여 테스트를 진행하게 되면 기존의 발전시스템에 영향을 주지 않고 확인이 가능하다는 것을 알 수 있었다. 또 모니터링 상태에서 모듈의 온도가 동일한 시점을 확인하여 데이터를 정리하게 되면 추가보정작업을 하지 않더라도 가능성이 있다는 것을 알 수 있었다. 전류의 경우는 변화하는 요소들의 예측이 매우 어려운 부분이 있어 일반적으로 사용이 불가능하지만 전압의 경우는 예측이 가능한 부분이기때문에 가능성을 확인하였다.

본 연구를 통해서 발전소 단위에서 모니터링 시스템이 갖추어져 있는 경우 모듈의 출력 하락폭을 확인할 수 있었다. 이는 발전 상태에서 모듈의 출력하락을 확인하기 위해서는 발전을 중단하고 임의의 모듈을 선택해서 모듈 출력 측정이 가능한 곳으로 이동 및 테스트 후 다시 원상 복구하는 시간과 비용의 발생을 방지할 수 있다. 이는 원활한 발전소가동이 가능하고 추가적인 출력하락 확인에 대한 비용 절감을 줄일 수 있기 때문에 매우 중요한 부분이라고 판단된다. 모니터링 시스템이 구체적일수록 정확한 확인이 가능할 것이다. 하지만 많은 발전 단위에서 단순히 발전된 전력만을 확인하여 추측으로 발전하락을 예측하는 것보다는 정확한 확인이 가능하여 여러 분야에 적용이 가능할 것이다.

모듈의 내구성 하락은 전압이 주요한 인자이지만 전류도 함께 하락된다^[18,19]. 이를 보완할 수 있는 시스템을 연구하고 추가적으로 내구성 하락의 오차범위 측정을 통한 내구성 하락의 정확도까지 향상시킬 수 있는 방안들을 연구 또한 향후 중요한 연구방향이 될 것으로 사료된다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 2018 3010014320).

References

1. Global Market Outlook For Solar Power, 2018-2022.
2. King, D.L., Boyson, W.E., and Kratochvil, J.A., "Photovoltaic Array Performance Model," Sandia National Laboratories.
3. Kim, J.-Y., et al., "Environmental Assessment in the Siting of Solar and Wind Power Plants," Vol. 12, pp. 141-147, 2011.
4. <http://www.enertopianews.co.kr/news/articleView.html?idxno=5788>
5. TechNavio, Global Solar PV Systems Market, 2017.
6. King, D., Kratochvil, J., and W. Boyson, "Measuring Solar Spectral and Angle-of-Incidence Effects on PV Modules and Solar Irradiance Sensors," 26th IEEE PV Specialists Conference, pp. 1113-1116, 1997.
7. Open Data Portal, New and renewable energy construction and information of development(2018.6.30.), 2018.
8. King D. and Eckert, P., "Characterizing (Rating) Performance of Large PV Arrays for All Operating Conditions," 25th IEEE PV Specialists Conference, pp. 1385-1388, 1996.
9. Jones-Albertus, R. et al., "Technology advances needed for photovoltaic to achieve widespread grid price parity", *Prog. Photovolt: Res. Appl.* Vol. 24, pp. 1272-1283, 2016.
10. Hocaoglu F. O. et al., "Comparison of experimentally obtained I-V curves of different PV modules," 2018.
11. King, D., Kratochvil, J., and Boyson, W., "Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties, and Results," 26th IEEE PV Specialists Conference, pp. 1183-1186, 1997.
12. King, D., Kratochvil, J., and Boyson, W., "Field Experience with a New Performance Characterization Procedure for Photovoltaic Arrays," 2nd World Conference on PV Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 1947-1952, 1998.
13. Whitaker, C., Townsend, T., Newmiller, J., King, D., Boyson, W., Kratochvil, J., Collier, D., and Osborn, D., "Application and Validation of a New PV Performance Characterization Method," 26th IEEE PV Specialists Conference, pp. 1253-1256, 1997.
14. Kroposki, B., Marion, W., King, D., Boyson, W., and Kratochvil, J., "Comparison of Module Performance Characterization Methods," 28th IEEE PV Specialists Conference, pp. 1407-1411, 2000.
15. Fanney, A. H., et al., "Short-Term Characterization of Building Integrated Photovoltaic Modules", *Proceedings of Solar Forum 2002*, Reno, NV, June 15-19, 2002.
16. King, D., Hund, T., Boyson, W., and Kratochvil, J., "Experimental Optimization of the Performance and Reliability of Stand-Alone Photovoltaic Systems," 29th IEEE PV Specialists Conference, 2002.
17. King, D., Boyson, W., and Kratochvil, J., "Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems," 29th IEEE PV Specialists Conference, 2002.
18. Park, Y.N., Jang, G.S., Ko, S.W., Kang, G., So, J., Jung, Y., Ju, Y., Hwang, H., and Song, H., "The Study of Method about the Multi-channel Simultaneous Measurement for Measuring the I-V Curve of Photovoltaic Array," *J. of the Korean Solar Energy Society*, Vol. 37, No. 4, pp. 22-33, 2017.
19. Setiawan, E.A., Setiawan, A., and Siregar, D., "Analysis on Solar Performance and PV-inverter Configuration for Tropical Region", *J. of Thermal Engineering*, Vol. 3, No. 3, pp. 1259-1270, 2017.