

# 음영에 의한 손실을 고려한 태양광 발전 추적 시스템

최정식\*, 고재섭\*, 정철호\*, 김도연\*, 정병진\*, 정동화\*

\*순천대학교 전기제어공학과

## Photovoltaic tracking system considered loss by shadow

Choi, Jung-Sik\*, Ko, Jae-Sub\*, Jung, Chul-Ho\*, Kim, Do-Yon\*, Jung, Byung-Jin\*,  
Chung, Dong-Hwa\*

\*Department of Electrical Control Engineering, Sunchon University

### Abstract

---

In this paper a novel tracking system is described, regarding the influence of shadow between array, aimed at improving the efficiency of PV tracking system. Comparing with a building site versus capacity power, domestic solar powers have a limited siting. Therefore, each array interferes with the shadow of other arrays. The loss by influence of those shadow can be compensated for by means of control algorithm of the tracking device. The paper suggests a method controlling an altitude for length which is received the shadow influence of PV array. By using an azimuth of current solar position and the length between arrays, the controller of tracking device is able to calculate the length between actual arrays and make a comparison of the shadow length at a specific time with the length between arrays.

When the shadow length is longer than the length between arrays, the controller of tracking device can adjust a position by compensating error altitude of the length between arrays at an altitude of current solar position. In the paper, we develop the control algorithm able to minimize the loss caused by the influence of shadow on the PV tracking system, and compared this with conventional output system. The controller has been tested in the laboratory with proposed algorithm and shows excellent performance

Keywords : Tracker system, Photovoltaic, Shadow influence, Azimuth, Altitude

---

### 1. 서 론

태양광 발전 시스템의 출력 효율을 높이기 위하여 일반적으로 태양전지 셀 자체의 효율을 높이거나 태양광 발전 제어용 전력변환 시스템의 변환효율 및 MPPT 제어를 하여 높이는 방법, 태양이 항상 법선을 이루면서 태양전지 모듈에 입사되게 하는 추적식 방법 등을 이용하고 있다.[1]

태양광 발전 추적 시스템은 지리적인 위치의 위도와 경도를 시간의 변수로 사용하여 태양의 궤적을 추적하는 프로그램 방식과 광 센서를 이용하여 광량 차이를 추적하는 센서 방식, 프로그램 방식과 센서 방식을 혼용한 방식 등으로 구성되어 있다. 이러한 태양 추적장치에 의한 발전 방식은 국외의 경우 1MWp 이상의 대규모 태양광 발전소의 발전

효율을 높이기 위해 대형 추적식 태양전지 어레이를 사용하고 있다.[2] 태양위치를 위한 단순한 계산방법은 태양의 적위와 시간 방정식을 계산하는 방법 [3]과 황도 경도, 경사, 적위, 적경, 천정의 거리, 태양의 방위 등을 계산하는 방법[4] 등이 제시되고 있다.

태양광 발전 추적 시스템에 있어서 모듈을 구성하는 셀에 그림자의 영향이 있으면 셀이 발전하지 않고 Revers bias로 동작하게 되고 결과적으로 hot-spot의 문제로 나타나게 된다.[5] 현재 우리나라는 태양광 발전소의 발전용량 대비 건설예정 부지의 협소화로 인하여 태양광 추적장치의 선정 시 태양의 고도에 따라 그림자 영향을 최소화 할 수 있는 제어기법의 연구가 절실히 요구되고 있다.

따라서, 본 논문에서는 그림자 영향에 따른 제어 알고리즘으로부터 이론적인 알고리즘을 제시하고 이에 대한 실험을 통하여 본 논문에서 제시한 역추적 방법과 일반적인 방법을 비교하여 본 논문의 타당성을 입증한다.

## 2. PV 추적시스템의 모델링

### 2.1 PV 어레이의 경사각 모델링

PV 시스템 설계 시는 필연적으로 수평면에 대한 경사면에서의 월별 1일 평균 일사량의 비율인  $\bar{R}$  값이 산출되어야 한다.[6] 이  $\bar{R}$  값은 직달, 산란, 지면반사성분의 합으로부터 구할 수 있다. 만일 산란 일사량과 지면에서 반사되는 일사량이 각각 등방위성을 갖는다면, 월별 평균비율  $\bar{R}$  값을 다음과 같이 표현할 수 있다.[7]

$$\bar{R} = \frac{\bar{H}_T}{\bar{H}} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \cdot \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \frac{\bar{H}_p}{\bar{H}} \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (1)$$

그리고  $\bar{H}_T$ 는 식 (2)과 같이 된다.

$$\bar{H}_T = \bar{H} \cdot \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \bar{H}_p \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (2)$$

여기서,  $\bar{H}_d/\bar{H}$ 는 월별 1일 평균 일사율인  $K_T(\bar{H}/\bar{H}_0)$ 의 함수로서 수평면에서 월별 1일 평균 총 일사량에 대한 산란 일사량의 비율

이고,  $\bar{R}_b$ 는 해당 달의 월평균 1일 값으로 수평면에서의 총 일사량에 대한 경사면 직달 일사량 비율인  $\bar{H}_{bt}/\bar{H}$ 을 의미한다.

$$\bar{H}_T/\bar{H}_d = 0.775 + 0.00653 \cdot (\omega_s - 90) - [0.505 + 0.00455 \cdot (\omega_s - 90)] \cdot \cos(115K_T - 103) \quad (3)$$

여기서  $\omega_s$ 는 수평면 일몰시간 각으로  $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \cdot \tan \sigma)$ 이다. 해당지방의 월평균 대기권 밖의 일사량  $\bar{H}_0$ 는 식 (4)에서 구할 수 있다.

$$\bar{H}_0 = 24 \times 3600 \cdot G_c / \pi [1 + 0.033 \cos(360n/365)] \times [\cos \phi \cos \sigma \sin \omega_s + (2\pi \cdot \omega_s / 360) \cdot \sin \phi \cdot \sin \sigma] \quad (4)$$

북반구에서 적도를 향한 경사면, 즉 방위각이 정남( $\gamma = 0^\circ$ )을 향한 경우  $\bar{R}_b$ 는 다음 식으로 정의된다.

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega_s + (\pi/180) \omega_s \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + (\pi/180) \omega_s \sin \phi \sin \delta} \quad (5)$$

여기서, 경사면 일몰 시간각인  $\omega_s$ 는 해당 월평균 일의 대표 값인 일 적위 등을 적용하여 다음 식에 의해 산출할 수 있다.

북반구일 경우,

$$\omega_s = \min \left\{ \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta), \cos^{-1}[-\tan(\phi - \delta) \tan \delta] \right\} \quad (6)$$

식 (5)에서 분자 항은 경사면에서 대기권 밖 일사량을, 분모 항은 수평면에서의 대기권 밖 일사량을 의미하며, 이들 각각의 값은 수평면, 또는 경사면에서 태양시를 기준으로 한 일출에서 일몰시간까지의 적분 치로서 구할 수 있다. 위의 식 (5)을 임의의 방향을 갖는 어떠한 평면에서도 적용할 수 있도록 변형하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \bar{R}_b &= (\cos \beta \sin \delta \sin \phi)(\omega_{SS} - \omega_{SR})(\pi/180) \\ &\quad - (\sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma)(\omega_{SS} - \omega_{SR})(\pi/180) \\ &\quad + (\cos \phi \cos \delta \cos \beta)(\sin \omega_{SS} - \sin \omega_{SR}) \\ &\quad + (\cos \delta \cos \gamma \sin \phi \sin \beta)(\sin \omega_{SS} - \sin \omega_{SR}) \\ &\quad - (\cos \delta \sin \beta \sin \gamma)(\sin \omega_{SS} - \sin \omega_{SR}) \\ &= 2[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + (\pi/180)\omega_s + \sin \phi \sin \delta] \end{aligned} \quad (7)$$

여기서,  $\omega_{SR}$ 과  $\omega_{SS}$ 는 각각 경사면에서의 일출, 일몰시간 각으로 다음 식에 의해 산출할 수 있다.

$\gamma > 0^\circ$ 인 경우,

$$\omega_{SR} = -\min\{\omega_s, \arccos[(AB + \sqrt{A^2 - B^2 + 1})/(A^2 + 1)]\}$$



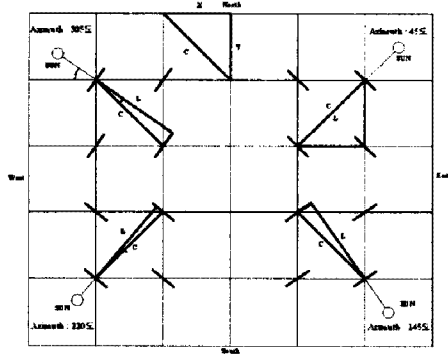


그림 3. 태양의 방위각에 따른 PV 어레이 사이 길이 계산.

현재 태양의 방위각을 계산하여 PV 어레이 사이의 길이를 구할 수 있다. 태양의 방위각에 따른 PV 어레이 사이의 길이는 식 (11)~(26)과 같이 계산 할 수 있다.

Case 1)  $Azimuth(0^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(45^\circ)$

$$\theta = 45^\circ - Azimuth(\theta) \quad (11)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (12)$$

Case 2)  $Azimuth(45^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(90^\circ)$

$$\theta = Azimuth(\theta) - 45^\circ \quad (13)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (14)$$

Case 3)  $Azimuth(90^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(135^\circ)$

$$\theta = 135^\circ - Azimuth(\theta) \quad (15)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (16)$$

Case 4)  $Azimuth(135^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(180^\circ)$

$$\theta = Azimuth(\theta) - 135^\circ \quad (17)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (18)$$

Case 5)  $Azimuth(180^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(225^\circ)$

$$\theta = 225^\circ - Azimuth(\theta) \quad (19)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (20)$$

Case 6)  $Azimuth(225^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(270^\circ)$

$$\theta = Azimuth(\theta) - 225^\circ \quad (21)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (22)$$

Case 7)  $Azimuth(270^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(315^\circ)$

$$\theta = 315^\circ - Azimuth(\theta) \quad (23)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (24)$$

Case 8)  $Azimuth(315^\circ) < Azimuth(\theta) \leq Azimuth(360^\circ)$

$$\theta = Azimuth(\theta) - 315^\circ \quad (25)$$

$$L = C \times \cos(\theta) \quad (26)$$

여기서, X, Y, C 는 PV 어레이 사이 간격이므로 고정된 값을 나타낸다.

식 (11)~(26)을 통하여 PV 어레이의 구성을 한 후, 추적시스템의 발전 효율을 감소시키는 그림자 영향의 제어 인자인 고도각을 고려해야 한다. 그림 4는 고도각에 따른 PV 어레이 그림자 길이 계산을 나타내고 있다.

그림자의 길이는 다음 식 (27)과 같이 구해진다.

$$SL = AL \div \cos(\theta) \quad (27)$$

그림자 보상을 위한 제어방법은 PV 어레이의 그림자 영향을 받은 길이에 대하여 역으로 고도각을 제어하는 방법으로 식 (11)~(26)의 어레이 간 길이 (L)와 식 (27)의 그림자 길이(SL)를 변수로 하여 SL과 L의 오차 길이를 각도로 환산하여 실제 태양의 고도각에 오차각을 보상하여 현재 고도각을 제어할 수 있다.

$$SE = SL - L \quad (28)$$

그림자 길이(SL)와 어레이 간 길이(L)을 변수로 하여 보상각도( $M\theta$ )는 식 (29)과 같이 구할 수 있다.그림자 영향에 따른 현재 고도각은 식 (30)과 같다.

$$M\theta = \cos^{-1}\left(\frac{L}{SL}\right) \quad (29)$$

$$M\alpha_s (\text{Modify Altitude}) = \alpha_s (\text{Altitude}) + M\theta \quad (30)$$

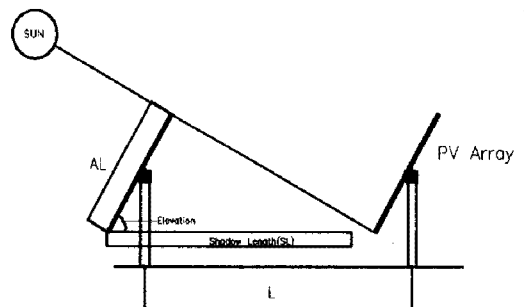


그림 4 고도각에 따른 PV 어레이 그림자 길이 계산.

추적장치 제어기에서는 현재의 태양 방위각과 어레이간의 간격을 이용하여 실제 어레이간 이격거리를 계산하고 현재 시간의 그림자 길이와 어레이간의 이격거리를 비교한다. 그림자 길이가 이격거리 보다 클 경우 추적장치 제어기에서는 현재 태양의 고도각에 이격거리 오차 고도각을 보상하여 위치를 제어한다.

그림 5는 PV 어레이 사이 길이를 계산하는 알고리즘의 순서도를 나타낸다. 그림 6은 그림 5에서 구해진 PV 어레이 사이 길이와 방위각을 이용하여 PV 어레이 그림자 길이를 계산하는 알고리즘을 나타내고 있으며, 그림 7은 본 논문에서 제시한 PV 어레이 그림자 보상 알고리즘의 순서도를 나타낸다.

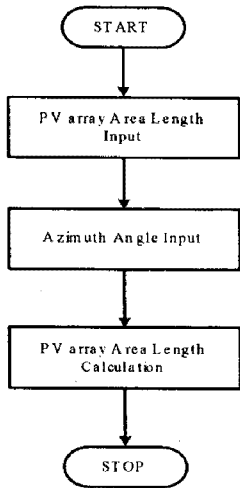


그림 5 PV 어레이 사이 길이 계산 알고리즘

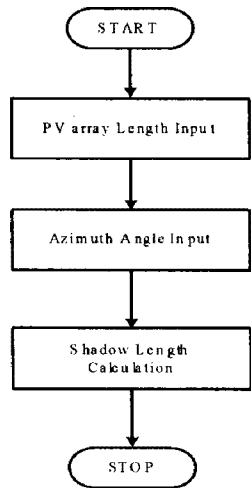


그림 6 PV 어레이 그림자 길이 계산 알고리즘.

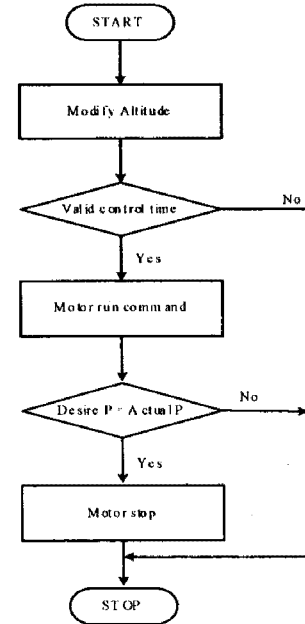


그림 7 PV 어레이 그림자 보상 알고리즘.

#### 4. 실험 및 결과

그림 8은 계통연계형 태양광 추적 시스템으로서 본 논문에서 제시한 실험장치 구성도를 나타낸다. 태양광 발전을 위한 태양전지 어레이와 위치추적을 위한 센서를 포함한다. 추적 제어 보드는 센서의 신호와 PC를 이용하여 개발된 알고리즘으로 제어된다.

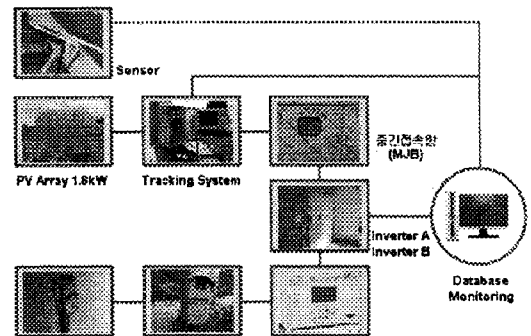


그림 8 본 논문에서 제시한 실험장치 구성도.

그림 9는 일사량 변화에 따른 대기온도 및 표면온도의 변화를 나타내고 있다. 일사량이 급변 시 모듈의 표면온도 역시 급변함을 알 수 있다.

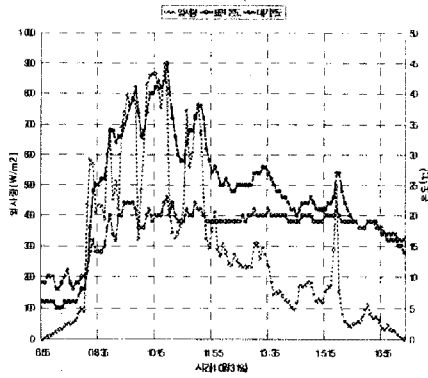


그림 9 일사량 변화에 따른 온도 변화.

그림 10은 그림자 보상에 따른 교류전력 변화를 나타낸 것으로서 9시 40분까지 제안한 그림자 보상 알고리즘에 의한 발전량 차이를 비교하면 그림자 보상기능을 탑재한 추적장치의 발전량은 21.94[kWh]이고 그림자 보상기능을 제외한 추적장치의 발전량은 16.45[kWh]로서 발전량 차이는 5.49[kW]이다.

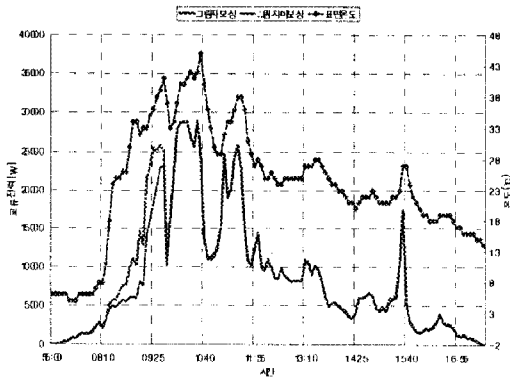


그림 10 그림자 보상에 따른 교류전력 변화.

그림 11은 본 논문에서 제안한 방법에 의한 그림자 보상을 알고리즘을 적용하여 분석한 자료로서 시간별 발전량 및 일사량의 변화를 나타내고 있다. 본 논문에서 제시한 그림자 보상 알고리즘에 의한 발전량은 그림자 영향이 미 보상된 발전량에 비해 약 10[kW] 정도 높게 나타나고 있다.

그림 12는 본 논문에서 제안한 방법에 의한 그림자 보상의 알고리즘을 적용하여 1개월 동안의 분석 자료를 나타낸다. 그림자 보상기능을 탑재한 추적장치의 총 발전량은 4829[kWh]

이고 종래의 방법인 그림자 보상기능을 제외한 추적장치의 발전량은 4768[kWh]로 나타났으며, 두 비교군의 발전량 차이는 그림자 보상 알고리즘을 적용한 시스템이 61[kW]정도 높게 나타나고 있다. 따라서 실증실험에 의한 종래의 알고리즘 비교를 통해 본 논문에서 제시한 그림자 보상 알고리즘의 타당성 및 효율성을 입증할 수 있었다.

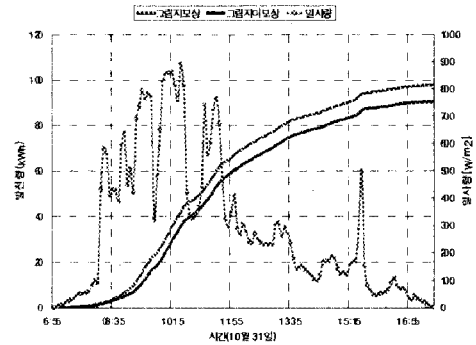


그림 11 그림자 보상에 따른 발전량 비교.

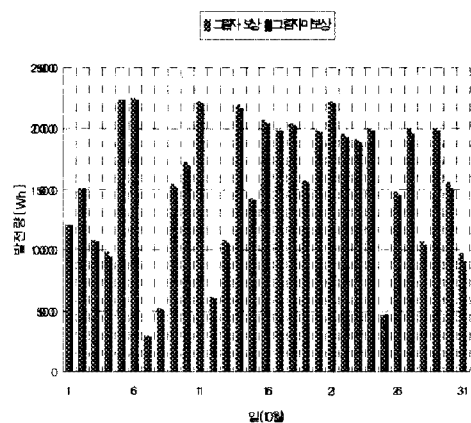


그림 12 그림자 보상에 따른 발전량 비교. (1개월)

## 5. 결 론

본 논문에서는 태양광 발전시스템은 효율을 높이기 위한 방법으로 그림자 영향을 고려한 추적 시스템을 제시하였다. 국내의 태양광 발전소는 부지 협소로 인한 어레이간 간격을 충분히 이격하지 못하여 그림자가 발생할 수 있다. 이러한 그림자 영향은 PV어레

이의 발전량을 감소시킴으로서 태양광 발전 시스템의 효율을 떨어뜨린다.

본 논문에서는 방위각 계산을 통해 PV 어레이간의 간격을 설정하고 태양 추적 장치의 고도각을 제어하는 역 추적 방법을 제안하였다. 이러한 그림자 보상 알고리즘을 적용한 추적 시스템은 종래의 추적시스템과 교류전력 변화 및 발전량에 대해 비교하였다.

제시한 그림자 보상 알고리즘을 적용한 시스템은 종래의 추적 시스템에 비해 그림자 영향이 미치는 오전 시간대에 교류 출력전력이 더 높게 나타났다. 또한 제시한 알고리즘은 1일 발전량은 약 10[kW]정도, 1개월 동안의 발전량은 약 61[kW] 정도 더 높게 나타났다. 따라서 본 논문에서 제시한 그림자 보상 알고리즘의 타당성을 입증할 수 있었다.

## 참 고 문 헌

1. H. J. Noh, D. Y. LEE, D. S. Hyun, "An improved MPPT converter with current compensation method for small scaled PV-applications", IEEE IES, Vol.2 (2002), pp. 1113-1118.
2. W. A. Lynch, M. Salameh, "Simple eletro-optically controlled dual axis sun tracker", Solar Energy, Vol. 45(1990), pp. 65-69.
3. J. W. Spencer, 1989, Comments on "The astronomical almanac's algorithm for approximate solar position (1950 - 2050)", Solar Energy Vol. 42, No. 4, 353.
4. R. Walraven, 1978, "Calculating the position of the Sun", Solar Energy 20, 393 - 397.
5. M.C. Alonso-Gaica, "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of photovoltaic module", Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 90, Issue 3, P.329,

2004.

6. D. Feuermann, and A. Zemel, Validation of Models For Global Irradiance, on Inclined Planes, Solar Energy, Vol. 48, No. 1, 1992.

7. T.M.Klucher, Evaluation of Models to Predict Insolation on Tilted Surface, Solar Energy, Vol.23, 1992.

8. McLean, S., S. Macmillan, S. Maus, V. Lesur, A. Thomson, and D. Dater, "The US/UK World Magnetic Model for 2005-2010", NOAA Technical Report NESDIS/NGDC-1, December 2004.