JKSCI

한국컴퓨터정보학회논문지
Journal of The Korea Society of Computer and Information
Vol. 31 No. 11, pp. 387-395, November 2026
https://doi.org/10.9708/jksci.2026.31.11.387

Design of Optimal Orientation and Angle for Solar Panels Based on GEV

Hee-Chan Yun*, Jae-Woong Kim**, Tae-Yeon Eom***

*M.S. Student, Dept. Information Technology Convergence, Kongju National University, Cheonan, Korea
**Professor, Dept. of Software, Kongju National University, Cheonan, Korea
***Ph.D. Candidate, Dept. of Software, Kongju National University, Cheonan, Korea

[Abstract]

This study aimed to determine the optimal orientation and angle of fixed photovoltaic (PV) panels using GPS-based location information and environmental variables (GEV) to improve annual power generation efficiency. The optimal orientation was determined by correcting the mean solar noon time based on the longitude difference from the standard meridian and converting the time difference into an azimuth angle. The optimal angle was determined at 1° intervals from 0° to 90° considering latitude, solar declination, monthly solar radiation, and temperature-induced efficiency losses. For Cheonan, the calculated annual mean solar noon time was 12:31 p.m., consistent with the observed value, and the optimal orientation was 187.75°. The optimal angles for major regions in Korea were generally 4–5° lower than their latitudes. The proposed method was also applied to a mobile installation guide using GPS, geomagnetic, and accelerometer sensors, suggesting its applicability to installations reflecting regional and seasonal characteristics.

▸ **Key words**: Photovoltaic, Optimal Orientation, Optimal Angle, GPS, Environmental Variables

[요 약]

본 연구는 고정식 태양광 발전의 연간 발전 효율 향상을 위해 GPS 기반 위치정보와 환경변수(GEV)를 반영하여 태양전지판의 최적 방향과 각도를 설계하는 것을 목적으로 하였다. 최적 방향은 GPS 경도 정보를 이용해 표준 자오선과의 차이에 따른 평균 태양 남중 시각을 보정하고 이를 방위각으로 환산하여 산정하였다. 최적 각도는 위도와 태양 적위, 월별 일사량 가중치 및 온도 상승에 따른 발전 효율 저하를 통합해 0°–90° 범위에서 1° 간격으로 분석하였다. 천안시 분석에서 계산된 연평균 남중 시각은 12시 31분으로 실제 관측값과 일치하였으며, 최적 방향은 187.75°로 산정되었다. 국내 주요 지역의 최적 각도는 위도보다 대체로 4°–5° 낮게 나타났다. 또한 제안한 방법을 GPS, 지자기, 가속도 센서를 활용한 모바일 설치 가이드에 적용하였고, 이를 통해 지역별·계절별 특성을 함께 반영한 설치 기준의 활용 가능성을 제시하였다.

▸ **주제어**: 태양광, 최적 방향, 최적 각도, GPS, 환경변수

• First Author: Hee-Chan Yun, Corresponding Author: Jae-Woong Kim
*Hee-Chan Yun (yoonheechan12@gmail.com), Dept. Information Technology Convergence, Kongju National University
**Jae-Woong Kim (jykim@kongju.ac.kr), Dept. of Software, Kongju National University
***Tae-Yeon Eom (utyv@nate.com), Dept. of Software, Kongju National University
• Received: 2026. 09. 10, Revised: 2026. 10. 18, Accepted: 2026. 10. 20.

Copyright © 2026 The Korea Society of Computer and Information
http://www.ksci.re.kr pISSN:1598-849X | eISSN:2383-9945
www.kci.go.kr

I. Introduction

기후 위기 대응과 탄소중립이라는 시대적 흐름에 따라 신재생에너지의 비중이 빠르게 확대되고 있다[1]. 특히 태양광 발전은 설치가 유연하고 분산형 에너지원으로서의 강점을 지녀, 그 중요성이 점점 더 강조되고 있다[2]. 태양광 발전의 핵심은 광에너지를 전기에너지로 변환하는 변환 효율이며, 이는 태양전지판에 입사하는 태양광의 조건에 크게 영향을 받는다[3]. 태양의 위치는 지구의 자전과 공전으로 인해 하루 중 시각과 계절에 따라 변하므로[4], 지역에 적합한 방향과 각도를 설정하는 과정이 중요하다.

특히 고정식 태양광 발전은 추적식과 달리 태양의 일주 운동을 실시간으로 추적할 수 없으므로 초기 설계 단계에서 발전 효율을 극대화할 수 있도록 적절한 설계 조건을 설정하는 것이 중요하다. 그러나 실제 현장에서는 여전히 정남향 배치나 단순 위도 기준의 각도 설정과 같은 관습적인 방식이 사용되고 있다.

기존 방식은 방향 산정 시 지역별 경도 차이에 따른 남중 시각의 편차를 충분히 반영하지 못해 실제 조건과의 오차가 발생할 가능성이 크다. 또한 각도 산정에서도 계절별 일사 패턴과 온도 변화에 따른 변동성을 충분히 고려하지 못하고 있다. 특히 일사량이 풍부한 하절기에는 발전 효율이 상승하는 동시에 태양전지판 과열로 인한 효율 저하가 함께 발생하므로, 이러한 상충 요인을 함께 고려할 필요가 있다.

이러한 한계를 보완하기 위해 GPS 기반 위치정보와 환경변수(GEV)를 반영하여 태양전지판의 최적화된 방향과 각도를 설계함으로써 고정식 태양광 발전의 연간 발전 효율을 향상시키고자 한다.

II. Preliminaries

1. Related Work

1.1 Orientation of Solar Panels

북반구의 고정식 태양광 발전은 일반적으로 일사량 확보에 유리한 정남향으로 설치된다. 그러나 지구의 공전과 자전축의 기울기에 의해 태양 남중 시각과 고도가 계절 및 지역에 따라 달라지므로, 정남향이 항상 최적화된 설치 방향이라고 단정하기는 어렵다. 태양전지판의 설치 방향은 방위각으로 표현되며, 국내에서는 정남향(방위각 180°)을 관습적으로 적용해 왔다[5]. 그러나 지역별 조건에 따라 최적화된 방향이 달라질 수 있다는 연구 결과가 보고되었다[5,6]. 기존 연구는 주로 시뮬레이션을 통해 최적화된 방향을 산정하거나 발전량을 비교하였으며, GPS 기반 경도 정보와 진태양시 보정을 연계한 설치 방향 산정 연구는 부족하다. 따라서 본 연구는 GPS 경도 정보를 활용해 지역별 태양 남중 시각을 보정하고, 이를 바탕으로 고정식 태양전지판의 설치 방향을 산정하고자 한다.

1.2 Angle of Solar Panels

태양광은 태양전지판 표면에 수직으로 입사할수록 단위 면적당 에너지 밀도가 증가하므로 각도 산정 방식은 주로 위도를 기준으로 한다. 지표면에서 태양의 남중 고도는 위도에 따라 결정되므로, 태양전지판의 각도를 위도와 유사하게 설정하면 태양광이 태양전지판 표면에 수직에 가깝게 입사하도록 할 수 있다[7]. 예를 들어 춘분과 추분에는 태양의 남중 고도가 90°에서 위도를 뺀 값이 되므로, 태양전지판의 각도를 위도에 맞추면 태양광 입사 조건이 유리해진다.

태양의 고도는 계절에 따라 변화하므로 고정식 태양광 발전이라 하더라도 계절별 최적화된 각도는 달라진다. 일반적으로 하지에는 위도보다 낮은 각도, 동지에는 위도보다 높은 각도가 유리한 것으로 알려져 있다[8]. 또한 태양전지판은 반도체 소자로 구성되어 있어 온도가 상승할수록 발전 효율이 저하되므로, 최적화된 각도 산정을 위해서는 일사량과 더불어 온도에 따른 효율 저하 특성까지 함께 고려해야 한다[15].

지준범 등은 GWNU 단층 태양복사모델과 기상청 22개 관측소의 11년간 TMY 자료를 이용하여 한반도 지역 태양전지판의 최적화된 설치 각도를 분석하였으며, 맑은 하늘 조건에서는 최적화된 설치 각도가 관측 지점의 위도보다 약 2°-3° 낮게 형성될 수 있음을 보고하였다[9]. 또한 실제 기상 조건을 반영할 경우 다수의 지역에서 위도와 유사한 경향을 보인다고 제시하였다. 김진철과 김경남은 NREL의 SAM(System Advisor Model)을 이용하여 국내 80개 지역을 대상으로 최적화된 방향 및 각도를 분석하였으며, 관습적으로 적용되는 설치 각도 30°가 지역별 지리적 특성을 충분히 반영하지 못할 수 있음을 시사하였다[5]. 이러한 선행 연구는 태양전지판의 설치 각도 산정 시 지역별·계절별 특성을 고려할 필요가 있음을 보여준다.

www.kci.go.kr

III. Research Methods

1. Calculation of Optimal Orientation

1.1 Solar Noon Time Correction

대한민국의 태양시 보정은 표준 자오선(135°E)을 기준으로 하는 표준시 체계를 바탕으로 이루어진다. 그러나 대한민국의 실제 경도는 약 124°E에서 132°E 사이에 분포하므로, 각 지역의 태양 남중 시각과 표준시 사이에는 차이가 발생한다. 경도 차이에 따른 남중 시각 보정량은 지구의 자전 속도를 이용하여 계산한다. 지구는 약 1시간 동안 15° 자전하므로, 경도 1°의 차이는 약 4분의 시간 차이에 해당한다. 따라서 관측 지점의 경도와 표준 자오선 간의 차이를 이용하여 남중 시각 보정량(Δt_{lon})을 산정할 수 있으며, 그 관계는 식(1)과 같이 나타낼 수 있다[10].

$$\Delta t_{lon}(\min) = 4(\lambda_{std} - \lambda_{loc}) \quad \text{식(1)}$$

여기서 λ_{loc}은 관측 지점의 경도, λ_{std}는 표준 자오선 경도를 의미한다. 경도 정보는 한국천문연구원의 지역별 위도 및 경도 자료를 이용하였다.

2. Calculation of Optimal Angle

2.1 Solar Position

지구 자전축의 기울기와 공전에 의해 날짜에 따라 태양의 위치가 달라지며, 이를 태양 적위(solar declination)라고 한다. 태양 적위는 태양이 지구의 적도면을 기준으로 북쪽 또는 남쪽에 얼마나 위치하는지를 나타내는 각도로, 1년 주기로 변화한다. 연중 날짜를 나타내는 일수 변수 n을 이용하여 날짜별 태양 적위를 계산하였으며, 이를 통해 계절에 따른 태양 위치 변화가 각도 산정에 반영되도록 하였다. 태양 적위는 일반적으로 식(2)와 같이 계산한다[11].

$$\delta = 23.44^\circ \cdot sin\left(\frac{360}{365}(284+n)\right) \quad \text{식(2)}$$

여기서 δ는 태양 적위, n은 1월 1일을 기준으로 한 연중 일수(day of year)를 의미한다. 이 식은 연중 날짜에 따른 태양의 남북 위치 변화를 근사적으로 나타내며, 춘분과 추분 부근에서는 태양 적위가 0°에 가깝고, 하지와 동지 부근에서는 각각 약 +23.44°와 -23.44°의 값을 갖는다. 따라서 식(2)를 이용하여 날짜별 태양 위치를 계산한다.

2.2 Solar Radiation Incident on an Inclined Surface

고정식 태양광 발전에서 태양광이 태양전지판 표면에 수직에 가까운 방향으로 입사할수록 발전 효율이 향상되므로 태양전지판 각도의 변화에 따라 태양전지판이 받는 태양복사량의 변화를 분석할 필요가 있다. 식(3)을 통해 태양의 고도각(α)의 변화에 따른 태양복사량 $S_{incident}$과 고정된 각도(β)를 통해 경사면에 수직으로 입사하는 태양복사량 S_{module}을 도출할 수 있다.

$$S_{module} = S_{incident}\sin(\alpha+\beta) \quad \text{식(3)}$$

Fig. 1은 식(3)에 따라 경사면에서의 태양복사량을 산정하는 과정을 나타낸다. 태양전지판의 고정된 각도를 0°에서 90°까지 1° 단위로 변화시켜 태양의 고도각 변화에 따라 경사면에 입사하는 태양복사량을 연간 합산하여, 그 합이 최대가 되는 고정된 각도를 경사면에서의 태양복사량에 대한 최적화된 각도로 정의한다[12].

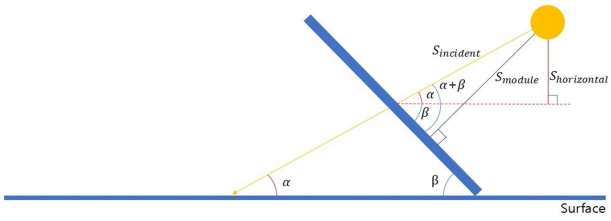

Fig. 1. Solar Radiation Incident on an Inclined Surface

2.3 Solar Radiation Weighting on an Inclined Surface

태양복사량은 태양이 우주 공간으로 방출하는 모든 에너지이다. 여기서 실제 지표면에 도달하는 일사량을 산정하여 경사면에서 태양전지판이 받는 에너지를 추정할 필요가 있다[13]. 따라서 2.2절에서 제시한 경사면에서의 태양복사량을 경사면에서의 일사량으로 변환할 필요가 있다. 이를 위해 연간 고정된 각도에서 계절별 기여도를 반영하기 위해 월별 태양복사량의 상대적 차이를 가중치로 사용하였다. Fig. 2의 월별 시간대별 태양복사량 곡선은 대한민국과 위도 조건이 유사한 그리스 아테네(Athens)의 관측 자료를 바탕으로 작성된 곡선이다[14]. Fig. 2의 값은 국내 각 지역의 실측 일사량을 직접 나타내는 자료가 아니며, 본 연구에서는 월별 변화 패턴을 구성하는 참조 곡선으로 사용하였다. 이는 지역별 절대 발전량 예측보다 월별 상대 가중치를 부여하기 위한 단순화에 해당한다.

www.kci.go.kr

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad \text{식(4)}$$

Fig. 2의 월별 태양복사량 곡선에 대해 평균(μ)은 12:00, 표준편차(σ)는 1시간으로 설정하고 식(4)를 통해 가우시안(Gaussian) 함수로 근사한 후 시간 범위(Range)에 대해 적분한 결과를 Table 1에 나타내었다.

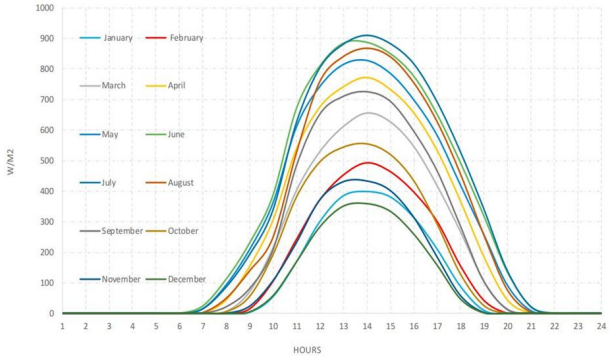

Fig. 2. Monthly Solar Radiation Curves [14]

Table 1. Area Under the Monthly Solar Radiation Curves

Month	Maximum Value (W/m^2)	Range (H)	Area (WH/m^2)
Jan	400	8.8-19.2	1002
Feb	500	8.4-19.6	1253
Mar	670	7.7-20.3	1679
Apr	770	7.3-20.7	1930
May	840	7.1-20.9	2105
Jun	900	6.7-21.3	2255
Jul	970	6.5-21.5	2431
Aug	870	6.9-21.1	2180
Sep	730	7.5-20.5	1829
Oct	570	7.9-20.1	1428
Nov	450	8.6-19.4	1127
Dec	360	9.0-19.0	902

마지막으로 지역별·계절별 변화를 반영하기 위해, 월별 태양복사량 면적을 기반으로 산정한 월별 일사량 가중치(a), 지역의 위치 특성을 나타내는 위도($\varnothing$), 그리고 계절적 변화를 나타내는 태양 적위(δ)의 관계를 Fig. 3에 나타내었으며, 지역별·계절별 변화를 종합적으로 고려하여 경사면에서의 태양복사량인 식(3)을 경사면에서의 일사량 가중치인 식(5)와 같이 변환하였다.

$$G_t(\beta) = a \times \cos(\varnothing - \delta - \beta) \quad \text{식(5)}$$

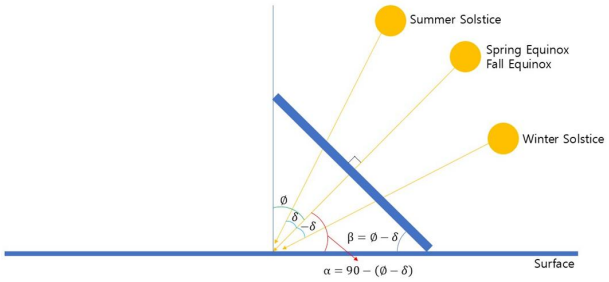

Fig. 3. Solar Radiation on an Inclined Surface as a Function of Latitude and Solar Declination

이를 바탕으로 최적의 고정 각도를 산정하기 위해 태양전지판의 고정된 각도(β)를 0°에서 90°까지 1° 간격으로 변화시키면서, 각 고정된 각도에 대해 월별 일사량 가중치와 위도 및 태양 적위의 변화를 반영한 $G_t(\beta)$값을 연간 누적하였다. 이때 연간 누적값이 최대가 되는 고정된 각도를 경사면에서의 일사량 가중치를 기준으로 한 최적 각도로 정의한다.

2.4 Temperature-Dependent Power Generation Efficiency

태양전지판은 반도체 소자로 구성되어 있으므로, 온도 변화에 따라 전기적 특성이 달라지며, 이에 따라 발전 효율도 변화한다. 일반적으로 태양전지판은 온도가 상승할수록 반도체 내부 저항의 증가로 인해 출력 전압이 감소하여 발전 효율이 저하된다. 이를 위해 온도계수(β_{ref})를 이용한 선형 근사 모델을 적용하여 온도 상승에 따른 발전 효율 저하를 반영하였다. 식(6)은 기준 온도(T_{ref}) 25℃ 대비 태양전지판의 셀 온도(T_{cell}) 변화에 따른 발전 효율 보정식을 나타낸다[15]. 온도계수로 $0.0045\,^{\circ}C^{-1}$를 적용하였으며, 셀 온도가 기준 온도인 25℃를 초과한 상태에서 1℃ 상승할 때 발전 효율이 약 0.45% 감소하는 것을 의미한다.

$$\eta_T = \eta_{Tref}[1 - \beta_{ref}(T_{cell} - T_{ref})] \quad \text{식(6)}$$

Fig. 4에 나타낸 바와 같이 -20℃에서 80℃까지의 범위에서 온도가 상승함에 따라 발전 효율이 감소함을 확인할 수 있다.

www.kci.go.kr

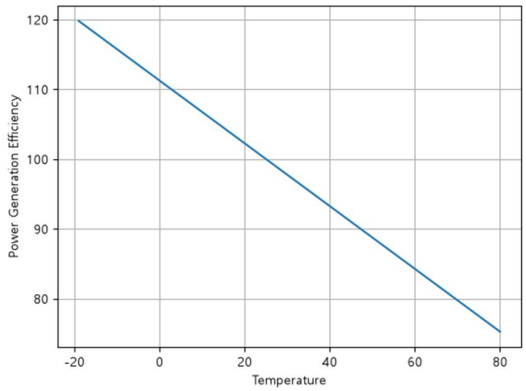

Fig. 4. Temperature-Dependent Power Generation Efficiency

여기서 태양전지판의 셀 온도는 식(7)과 같이 주변 온도(T_{air})에 의해서만 결정되지 않으며, 경사면에서의 일사량($G_t(\beta)$)의 영향도 함께 받는다. 즉, 일사량이 증가할수록 태양전지판의 셀 온도 역시 상승하므로, 발전 효율을 보다 현실적으로 평가하기 위해서는 주변 온도와 경사면에서의 일사량을 동시에 고려할 필요가 있다.

$$T_{cell} = T_{air} + (\frac{NOCT - 20}{0.8}) \times G_t(\beta) \quad \text{식(7)}$$

따라서 태양전지판이 실제 야외 환경에서 작동할 때의 셀 온도를 추정하기 위해, IEC 61215에서 사용되는 일정한 조건에서 셀 온도 추정에 사용되는 공칭 운전 셀 온도(NOCT)를 기반으로 하였다[16,17]. 식(7)에서 주변 온도에는 지역별 월평균 온도 데이터를, NOCT에는 일반적으로 사용되는 45°C를 적용하였다.

2.5 Optimal Angle Considering Solar Radiation and Temperature

최적화된 각도는 경사면에서의 일사량 가중치에 따른 일사량 보정 $G_t(\beta)$와 온도 변화에 따른 발전 효율 보정 η_T를 통합하여 식(8)을 통해 평가한다. 여기서 각 월($m = 1, \ldots, 12$)에 대해 식(8)을 계산하고, β를 0°에서 90°까지의 범위에서 1° 간격으로 탐색하였다. 이를 통해 $E_{annual}(\beta)$가 최대가 되는 β를 최종 최적 각도로 정의하였다.

$$E_{annual}(\beta) = \sum_{m=1}^{12} (G_t(\beta) \times \eta_T) \quad \text{식(8)}$$

IV. Results

1. Optimal Orientation of Solar Panels

GPS 경도 기반 남중 시각 보정의 적절성을 확인하기 위해 충청남도 천안시를 대상으로 한국천문연구원(KASI) 천문우주지식정보의 2024년 일별 일출·일몰 시각 데이터를 분석하였다.

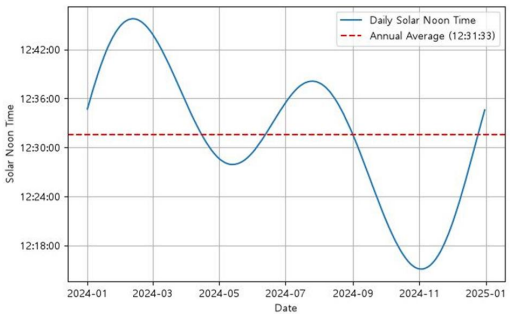

Fig. 5. Daily Variation in Solar Noon Time in Cheonan

1년간의 태양 남중 시각 데이터를 수집하여 연중 변화 추이를 Fig. 5와 같이 그래프로 나타내고, 수집된 연평균 남중 시각과 식(1)에 의한 남중 시각 값을 비교하였다. 비교 결과, 천안시의 연평균 태양 남중 시각은 12시 31분으로 산정되었다. 이때 태양의 남중 시각이 연중 일정하지 않고 평균값을 중심으로 주기적으로 변동하는 현상인 균시차가 관측되는데, 이는 크게 두 가지 천문학적 요인에 기인한다. 첫째, 지구의 공전 궤도가 완전한 원이 아닌 타원형이므로 케플러 법칙에 따라 근일점과 원일점에서의 공전 속도 차이가 발생하여 태양이 하늘에서 움직이는 겉보기 속도가 계절마다 조금씩 달라지기 때문이다. 둘째, 지구 자전축은 공전 궤도면에 대해 약 23.44° 기울어져 있어, 태양의 겉보기 운동이 천구의 적도와 일치하지 않아 태양의 남중 시각이 일정하지 않기 때문이다. 이러한 요인들로 인해 진태양시(Apparent Solar Time)와 평균 태양시(Mean Solar Time) 사이에 차이가 발생하며, 이에 따라 태양의 남중 시각이 연중 변동한다. 이러한 변동 특성을 고려하여 식(1)을 적용하고 남중 시각 보정량을 산정하였다.

$$\Delta t_{lon}(\text{min}) = 4(135^\circ - 127.11^\circ) \approx 31.56(\text{min})$$

천안시의 경도(127.11°E)를 식(1)에 대입하여 산정한 남중 시각 보정량은 약 31분이다. 이를 표준시 기준 정오인 12:00에 더하면 연평균 태양 남중 시각은 12시 31분이 되며, 이는 실제 관측 데이터에서 산정한 연평균 남중 시각과 일치하였다. 이 일치는 경도 기반 평균 남중 시각 보정

www.kci.go.kr

의 타당성을 보여주는 것이며, 방위각별 실제 연간 발전량 최대점을 직접 검증한 결과는 아니다. 따라서 이 값은 방위각별 연간 발전량 시뮬레이션 또는 실측 비교를 통해 최적화한 값이 아니므로 “평균 남중 시각 기반 방향 기준값”으로 해석한다. 연평균 남중 시각을 방향으로 변환하기 위해 표준시 기준 정오인 12:00을 정남향 방위각 180°의 기준 시각으로 설정하고, 천안시의 남중 시각 차이인 31분을 방위각으로 환산하였다[5,6]. 그 결과 방위각 보정량은 7.75°로 산정되었으며, 고정식 태양전지판의 설치 방향을 187.75°로 설정하였다. 남중 시각 보정량을 지역별 방위각으로 산정하는 절차를 모바일 애플리케이션에 적용하였다.

2. Optimal Angle of Solar Panels

국내 주요 지역을 대상으로 태양전지판의 각도를 0°에서 90°까지 1° 간격으로 변화시켜 일사량 보정, 온도 보정, 두 요소를 통합한 세 가지 경우에 대해 연간 가중 합산치가 최대가 되는 각도를 산정하였다.

2.1 Solar Radiation Correction

일사량 보정에 따른 각도는 하절기의 높은 일사량으로 인해 Table 2와 같이 산정되었으며, 위도보다 낮아지는 경향을 보였다. 이는 태양전지판의 연간 발전 효율을 극대화하기 위해 에너지 기여도가 높은 하절기의 태양 고도에 보다 유리한 입사 조건을 조성할 필요가 있음을 시사한다[8].

Table 2. Optimal Angles Based on Solar Radiation Correction

Location	Latitude(°)	Solar Radiation Correction(°)
Chuncheon	37.88	33
Gangneung	37.75	33
Daegwallyeong	37.68	33
Seoul	37.56	33
Incheon	37.45	32
Wonju	37.35	32
Suwon	37.26	32
Seosan	36.78	32
Cheongju	36.63	32
Andong	36.56	32
Daejeon	36.35	31
Chupungnyeong	36.21	31
Pohang	36.01	31
Daegu	35.86	31
Jeonju	35.81	31
Busan	35.18	30
Jinju	35.18	30
Gwangju	35.16	30
Mokpo	34.81	30
Heuksando	34.68	30
Jeju	33.5	28
Gosan	33.29	28

2.2 Temperature Correction

온도 보정 각도는 Table 3에 나타내었으며, 일사량 보정 각도와 다른 양상을 보였다. 이는 하절기에 일사량이 풍부하지만, 높은 주변 온도와 일사량으로 인해 태양전지판의 온도가 상승하여 발전 효율이 저하되기 때문에 온도 보정 각도가 일사량 보정 각도보다 위도에 가까워지는 경향을 보인 것으로 해석할 수 있다[15-17]. 이때 셀 온도가 기준 온도인 25°C를 초과한 상태에서 1°C 상승할 때 발전 효율이 약 0.45% 감소하는 영향으로 인해 하절기 중심의 일사량 편중 효과를 완화하고, 상대적으로 발전 효율이 높은 동절기 및 춘·추분기의 기여도를 반영하는 역할을 하였다[8].

Table 3. Optimal Angles Based on Temperature Correction

Location	Latitude(°)	Temperature Correction(°)
Chuncheon	37.88	38
Gangneung	37.75	38
Daegwallyeong	37.68	38
Seoul	37.56	38
Incheon	37.45	38
Wonju	37.35	38
Suwon	37.26	37
Seosan	36.78	37
Cheongju	36.63	37
Andong	36.56	37
Daejeon	36.35	37
Chupungnyeong	36.21	36
Pohang	36.01	36
Daegu	35.86	36
Jeonju	35.81	36
Busan	35.18	35
Jinju	35.18	35
Gwangju	35.16	35
Mokpo	34.81	35
Heuksando	34.68	35
Jeju	33.5	34
Gosan	33.29	33

2.3 Final Optimal Angle

일사량 보정과 온도 보정을 함께 반영한 최종 결과는 Table 4와 같다. 22개 지역에서 위도와 최적 각도 간 차이의 범위는 4.16° 에서 5.01° 로 나타났고, 최적 각도는 위도보다 약 4°-5° 낮게 산정되었다. 또한 최적 각도를 적용한 경우 위도를 기준으로 한 각도에 비해 연간 가중 합산치가 약 0.31% 증가하였다. 이 수치는 실제 발전량의 실측 증가율이 아니라 동일한 모델 안에서 계산된 증가율이다. 이는 고정식 태양광 발전의 연간 발전 효율을 높이기 위해서는 위도만을 기준으로 각도를 설정하기보다 지역별 일사량과 온도 특성을 함께 고려할 필요가 있음을 보여준다.

www.kci.go.kr

이러한 관계를 정량적으로 표현하기 위해 위도와 최적 각도 사이의 관계에 대해 Fig. 6과 같이 선형 회귀분석을 수행하였으며, 선형 회귀식은 $y = 0.9535x - 2.8635$, $R^2 = 0.9607$이다. 여기서 y는 최적 각도, x는 위도, R^2는 결정계수를 의미한다. 분석 결과, 결정계수 R^2를 통해 위도가 최적 각도 산정의 주요 설명 변수임을 확인하였다. 이에 따라 도출된 회귀식을 이용하면 위도 정보를 기반으로 지역별 최적 각도를 간편하게 추정할 수 있으며, 이를 모바일 애플리케이션의 각도 산정에 적용하였다.

Table 4. Final Optimal Angles Based on Solar Radiation and Temperature Corrections

Location	Latitude(°)	Solar Radiation and Temperature Correction(°)
Chuncheon	37.88	33
Gangneung	37.75	33
Daegwallyeong	37.68	33
Seoul	37.56	33
Incheon	37.45	33
Wonju	37.35	33
Suwon	37.26	33
Seosan	36.78	32
Cheongju	36.63	32
Andong	36.56	32
Daejeon	36.35	32
Chupungnyeong	36.21	32
Pohang	36.01	31
Daegu	35.86	31
Jeonju	35.81	31
Busan	35.18	31
Jinju	35.18	31
Gwangju	35.16	31
Mokpo	34.81	30
Heuksando	34.68	30
Jeju	33.5	29
Gosan	33.29	29

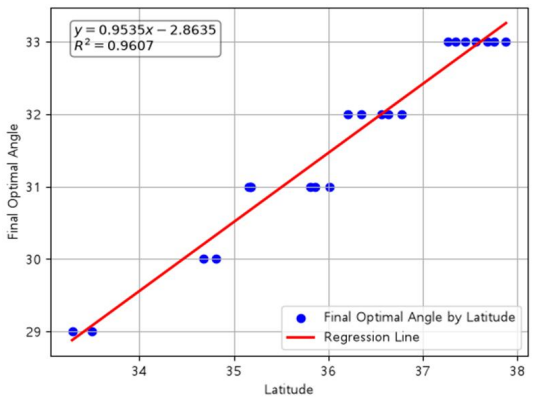

Fig. 6. Linear Regression of Final Optimal Angle on Latitude

3. Design of a PV Installation Guidance System

GEV 기반 고정식 태양전지판의 최적화된 방향과 각도를 설치 현장에서 활용하기 위해 MIT 앱인벤터(MIT App Inventor)를 이용하여 모바일 애플리케이션을 구현하였다. 앱인벤터는 시각적 블록 프로그래밍 기반의 애플리케이션 개발 환경으로, 스마트폰에 내장된 센서를 활용하여 애플리케이션을 구현할 수 있다. Fig. 7과 같이 입력(Input), 계산(Calculation), 측정 및 비교(Measurement & Comparison), 출력(Output)의 4단계로 소프트웨어 구조를 설계하고, Fig. 8의 모바일 애플리케이션에 적용하였다.

입력 단계에서는 Fig. 8의 '현재 위치(GPS) 가져오기' 기능을 통해 스마트폰의 GPS 수신기로부터 현재 위치의 위도와 경도 정보를 수집하여 화면에 표시한다. 수집된 위도와 경도는 태양전지판의 최적화된 방향과 각도를 산정하기 위한 입력값으로 사용된다.

계산 단계에서는 GPS로 수집한 경도 정보를 이용하여 표준 자오선과의 차이에 따른 평균 태양 남중 시각을 보정하고, 이를 방위각으로 환산하여 최적화된 설치 방향을 산정한다. 또한 위도 정보를 기반으로 월별 일사량 가중치와 온도에 따른 발전 효율 저하를 통합적으로 반영하여 도출한 최적 각도 회귀식을 적용함으로써 최적 설치 각도를 산정한다. 산정된 방향과 각도는 Fig. 8의 '최적화된 설치 방향 및 각도' 영역에 각각 표시된다.

측정 및 비교 단계에서는 스마트폰의 지자기 센서와 가속도 센서를 이용하여 현재 설치 방향과 기울기를 측정하고, 이를 Fig. 8의 '현재 설치 방향 및 각도' 영역에 실시간으로 표시한다. 사용자는 계산 단계에서 산정된 최적화된 방향 및 각도와 센서로 측정한 현재 설치 방향 및 각도를 비교하여, 두 값의 차이가 설정된 오차 범위 이내가 되도록 태양전지판의 방향과 각도를 조정할 수 있다.

출력 단계에서는 산정된 최적 설치 방향 및 각도와 현재 측정값을 사용자 인터페이스에 표시하고, 설정된 허용 오차 범위 이내에 들어오면 알림음을 발생시키는 청각적 피드백 기능을 제공한다. 이를 통해 사용자가 스마트폰 화면을 지속적으로 확인하지 않고도 설치 상태를 판단할 수 있도록 하였다. 제안한 모바일 애플리케이션은 별도의 측정 장비 없이 스마트폰에 내장된 센서를 활용하여 태양전지판의 설치 방향과 각도 설정을 지원하며, 소규모 설치 현장에서 초기 설치 오차를 줄이는 데 활용될 수 있을 것으로 기대된다.

www.kci.go.kr

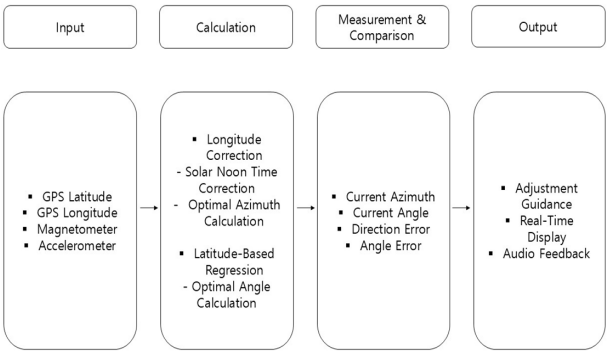

Fig. 7. Software Architecture of the Proposed PV Installation Guidance System



Fig. 8. Mobile Application Interface for PV Panel Installation Guidance

V. Conclusions

본 연구는 고정식 태양광 발전의 연간 발전 효율 향상을 위해 GEV 기반 고정식 태양전지판의 최적화된 방향과 각도를 설계하였다.

최적화된 방향은 경도에 따른 남중 시각의 차이를 보정하고 그 보정량을 방위각으로 환산하여 산정하였다. 천안 지역의 관측 데이터와 비교한 결과, 연평균 남중 시각의 계산값과 관측값이 일치하여 제안한 보정 방법의 적절성을 확인하였다.

최적화된 각도 산정은 위도 정보와 태양 적위 변화에 따른 월별 일사량 가중치, 온도 상승에 따른 발전 효율 저하를 반영하였다. 그 결과 국내 주요 지역별 최적화된 각도는 위도보다 대체로 4°-5° 낮게 나타났다. 이는 하절기의 높은 일사량과 고온에 따른 발전 효율 저하를 동시에 반영한 결과로, 고정식 태양광 발전에서 국내 주요 지역별 위치와 환경 조건을 함께 고려하는 접근이 필요함을 보여준다.

마지막으로 스마트폰의 GPS 수신기, 지자기 센서 및 가속도 센서를 활용하여 고정식 태양전지판의 방향과 각도를 조정할 수 있도록 모바일 애플리케이션에 적용하였다. 이는 설치 현장에서 활용 가능한 실용적 도구로서의 가능성을 보여준다.

본 연구에는 다음과 같은 한계가 있다. 첫째, 경사면 일사량 산정에 사용된 모델은 대기 투과율, 직접일사·산란일사·반사일사, 시간별 태양 방위각 및 시간각 등을 모두 반영하지 않은 단순화된 모델이다. 둘째, 온도 보정에는 실리콘계 태양광 모듈의 대표적인 온도계수와 NOCT를 적용하였으며, 모듈별 특성 차이에 따른 민감도 분석은 수행하지 않았다. 셋째, 실제 태양광 발전 시스템을 대상으로 장기간의 발전량을 비교하는 실증적 검증이 이루어지지 않았다. 따라서 향후 연구에서는 국내 지역별 장기간의 기상자료와 모듈별 열·전기적 특성을 반영하고, 위도 기준 설치 조건과 본 연구에서 제안한 설치 조건의 장기 실측 발전량을 비교함으로써 제안 모델의 유효성을 정량적으로 검증할 필요가 있다.

REFERENCES

[1] Korea Energy Agency, "2025 KEA Energy Handbook," Korea Energy Agency, pp. 14, 17-18, 48, 2025.

[2] IRENA, "Future of Solar Photovoltaic: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects," International Renewable Energy Agency, pp. 7-8, 2019.

[3] A.K. Yadav, and S.S. Chandel, "Tilt Angle Optimization to Maximize Incident Solar Radiation: A Review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 23, pp. 503-513, July 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.02.027

[4] I. Reda, and A. Andreas, "Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications," National Renewable Energy Laboratory, pp. 7-8, 2008.

[5] J.C. Kim, and K.N. Kim, "Study on the Regional Differences of Optimal Orientation and Tilt Angle for Photovoltaic Systems: Simulations by a System Advisor Model," New & Renewable Energy, Vol. 14, No. 2, pp. 9-20, June 2018. DOI: 10.7849/ksnre.2018.6.14.2.009

[6] S. Park, and J. Seo, "A Study on the Photovoltaic Module Layout Considering the Azimuth and Inclination in Region," Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration, Vol. 24, No. 6, pp. 461-466, June 2012. DOI: 10.6110/KJACR.2012.24.6.461

[7] P.E. Hertzog, and A.J. Swart, "Optimum Tilt Angles for PV Modules in a Semi-Arid Region of the Southern Hemisphere," International Journal of Engineering & Technology, Vol. 7, No. 4.15, pp. 290-297, 2018. DOI: 10.14419/ijet.v7i4.15.23010

[8] S. Choudhary, S. Lal, and S. Verma, "Seasonal Optimization of Solar PV Tilt Angles for Enhanced Energy Efficiency in Rajasthan,

www.kci.go.kr

India," Unconventional Resources, Vol. 8, 100230, August 2025. DOI: 10.1016/j.uncres.2025.100230

[9] J.B. Jee, Y.J. Choi, and K.T. Lee, "The Study on the Optimal Angle of the Solar Panel using by Solar Radiation Model," Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 32, No. 2, pp. 64-73, April 2012. DOI: 10.7836/kses.2012.32.2.064

[10] J.A. Duffie, and W.A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes," 3rd ed., John Wiley & Sons, Inc., pp. 1-11, 2006.

[11] P.I. Cooper, "The Absorption of Radiation in Solar Stills," Solar Energy, Vol. 12, No. 3, pp. 333-346, 1969. DOI: 10.1016/0038-092X(69)90047-4

[12] C. Honsberg, and S. Bowden, "PVCDROM: Introduction to Solar Energy", http://www.kier.re.kr/upload/notic/PVCDROM-KOR.pdf

[13] E.H. Jo, and H.J. Lee, "Variation of Solar Photovoltaic Power Estimation due to Solar Irradiance Decomposition Models," Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 39, No. 3, pp. 81-89, June 2019. DOI: 10.7836/kses.2019.39.3.081

[14] G. Koudouris, P. Dimitriadis, T. Iliopoulou, N. Mamassis, and D. Koutsoyiannis, "Investigation on the Stochastic Nature of the Solar Radiation Process," Energy Procedia, Vol. 125, pp. 398-404, April 2017. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.08.076

[15] E. Skoplaki, and J.A. Palyvos, "On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations," Solar Energy, Vol. 83, No. 5, pp. 614-624, May 2009. DOI: 10.1016/j.solener.2008.10.008

[16] J.H. Bae, and K.C. Kim, "Analysis on the Characteristics of NMOT Test for IEC 61215-2," Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers, Vol. 35, No. 4, pp. 14-20, April 2021. DOI: 10.5207/JIEIE.2021.35.4.014

[17] R.G. Ross, Jr., and M.I. Smokler, "Flat-Plate Solar Array Project Final Report, Volume VI: Engineering Sciences and Reliability," Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, pp. 27-29, 1986.

Authors



Hee-Chan Yun received the B.S. degrees in System Control Engineering from Hoseo University, Korea, in 2021. Currently, the Master's degree program in Information Technology Convergence, Graduate School of Technology & Convergence, Kongju national university, Chungnam, Korea, in 2025. He is interested in embedded system and energy storage system.



Jae-Woong Kim received the B.S. degree in Electronic Computer Science from Chung-Ang University, Korea, in 1983, the M.S. degree in Computer Engineering from Chung-Ang University, Korea, in 1988, and the Ph.D. degree in Computer Engineering from Daejeon University, Korea, in 2000. Dr. Kim joined the faculty of the Department of Software at Kongju National University, Korea, in February 1992. He is currently a Professor in the Department of Software at Kongju National University. He is interested in software engineering, big data, and multimedia engineering.



Tae-Yeon Eom received the B.S. degree in Electrical, Electronic and Information Engineering from Kongju National University, Korea, and the M.S. degree in Library and Information Science from Chungnam National University, Korea. He has completed the coursework for the Ph.D. program in Computer Engineering at Kongju National University, Korea. He is currently the CEO of Multiplaza. He is interested in e-commerce and related fields.

www.kci.go.kr