

# 태양광 어레이 설치 위치 및 각도변경 전후의 태양광 발전 시스템의 출력 변화에 관한 연구

윤정필<sup>1)</sup> · 차인수<sup>2)\*</sup> · 최정식<sup>2)</sup> · 김동묵<sup>2)</sup> · 박종복<sup>3)</sup> · 하민호<sup>3)</sup> · 김원배<sup>4)</sup>

<sup>1)</sup>(주)에스제이이엔지 기업부설연구소, 담양 517-811

<sup>2)</sup>동신대학교 수소에너지학과, 나주시, 524-714

<sup>3)</sup>동신대학교 대학원 에너지환경공학과, 나주시, 524-714

<sup>4)</sup>송원대학교 전기전자 공학과, 광주시, 503-742

## A Study on PV System Output Changes by PV Array Installation Position and Mount Angle Change

Jeong-Phil Yoon<sup>1)</sup> · In-Su Cha<sup>2)\*</sup> · Jeong-Sik Choi<sup>2)</sup> · Dong-Mook Kim<sup>2)</sup> ·

Jong Bock Park<sup>3)</sup> · Min Ho Ha<sup>3)</sup> · Won Bae Kim<sup>4)</sup>

<sup>1)</sup>Research Institute, SJENG Co.,Ltd, Damyang, 517-811, Korea

<sup>2)</sup>Department of Hydrogen & Fuel cell, Dongshin University, Jeonnam 524-714, Korea

<sup>3)</sup>Dept. of Energy & Environment Dongshin University Graduate School, 524-714, Korea

<sup>4)</sup>Dept of Electrical & Electronic SongWon University, Gwangju, 503-742, Korea

**ABSTRACT:** In this paper, We have simulated the output variation of the PV arrays installation with position & angle change. The existing 3 solar array system are 43° southeast and each of the mounting angle is 17°. The PV output power is 240 kW. The composite studied systems in this paper arrays altered 2 PV array among 3 PV array system- the output 144kW. We simulated this system using Solar Pro ver.4.1. The simulation conditions are southwest 43°/array, mount angle 27°/array. Because the southeast have shadow effect-higher mountain The purpose of southwest 43° is reduce the shadow effect. The simulation results of the suggestion design algorithm compared to 1,590 kWh/year output is increased with the southeast.

**Key words:** Photovoltaic, Shadow Effect, Mount angle, Solar Array, Wiring, Surge

### Nomenclature

$P_{max}$	: max power, mW	$H$	: solar altitude
$I_{\beta\gamma}$	: total (solar) irradiance	$\delta$	: declination of the sun
$I_{b\beta\gamma}$	: direct component	$\phi$	: latitude
$I_{s\beta\gamma}$	: diffuse component	$n[day]$	: total days of a year
$I_{r\beta\gamma}$	: reflected component	$\psi$	: solar azimuth
$I_{SC}$	: solar constant(=1.382[kW/m <sup>2</sup> ])	$H_0$	: culminating solar altitude
$I_{0H}$	: extraterrestrial solar irradiance	$e[hour]$	: equation of time
$\rho$	: albedo (ground reflectivity)	$\omega[deg]$	: hour <
$\beta$	: tilt < of PV module	$\chi[rad]$	: coefficient of days
$\gamma$	: azimuth < of PV module	$n[day]$	: total days of a year
$\theta$	: angle between incident light and PV module	$\phi$	: latitude
		$\lambda[deg]$	: longitude
		$I_{ph}$	: photovoltaic current
		$I_0$	: diode saturation current
		$R_s$	: inner series resistance
		$R_p$	: inner parallel resistance
		$q$	: elementary charge

\*Corresponding author: ischa@dsu.ac.kr

Received November 23, 2014; Revised November 29, 2014;

Accepted November 29, 2014

© 2014 by Korea Photovoltaic Society

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>)

which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

$k$  : boltzmann constant  
 $T_c [K]$  : module temperature

## Subscript

BIPV : building integrated photovoltaic  
 PCS : power conditioning system  
 MPPT : maximum power point tracker  
 DAQ : data aquisition system  
 RCC : remote control system

## 1. 서론

태양광 발전시스템(이하 Photovoltaic Power Generating System)을 생각하여 PV 시스템(이하 PV)은 주택용 태양광 발전시스템 및 산업용 태양광 발전시스템 등이 있으며 국내 태양광 발전시스템의 보급은 주택용, 일반용(공공기관 및 보급사업용 빌딩 등), 사업용(수익형 발전사업)으로 크게 나눌 수 있는데, 주택용 및 사업용은 효율 극대화를 목적으로 정남향을 기준으로 +/- 10° 내에 태양광 어레이를 설치하고 있다<sup>1)</sup>.

그러나, 일반용 태양광 발전 시스템 특히 공공기관의 경우 최대 발전량 보다는 기 설치된 건물의 미관 또는 건물의 방향에 맞춰 설계 시공 되는 경우가 대부분이다. 이는 지형적인 요건에 따른 최적 발전 조건 우선이 아닌, 눈으로 보이는 미적인 부분을 고려하기 때문이다.

본 논문에서는 전남 지역에 설치될 예정인 일반용 태양광 발전 시스템의 기존 설계와 변경 제안된 설계를 Solar Pro. tool을 이용해 실시 시뮬레이션 하여 지형 및 설치방향을 고려한 설계가 출력에 미치는 영향에 대해 연구하고자 하였다.

## 2. 태양광발전시스템 기존 설계

높은 건물이나 나무, 태양전지 표면 유리의 티끌 등으로 태양전지 모듈 일부의 태양전지 셀에 그늘이 지거나 태양전지 셀에 결함이 또는 특성열화가 발생한 경우, 그 태양전지 셀에는 직렬 접속이 되어있는 다른 태양전지 셀의 모든 전압이 인가되어 발열하는 핫스팟을 방지하기 위해 태양전지모듈에 태양전지 셀의 여러 개 단위로 태양전지 셀의 전류와 반대방향에 바이패스 다이오드가 병렬로 설치하여 그늘진 부분의 태양전지 셀의 저항이 높아질 때 바이패스 다이오드에도 전류가 흐르게 하였다<sup>2)</sup>.

태양전지 모듈은 실외에서 장기간 비바람에 노출되어 있으므로, 그 강도에 대한 신뢰성이 중요하다. 이 때문에 태양전지의 모듈의 사양에는 내풍압 등을 기재하도록 되어 있다. 태양광 발전 시스템의 직류 출력을 교류로 변환하여 전력을 공급하는 인버터

부와 계통 측이상등이 생겼을 때에 장치를 안전하게 정지시키는 계통연계 보호 장치로 구성되어 있는 파워컨디셔너(Power Conditioner)는 기후에 따라 변동하는 태양광 발전시스템의 출력을 최대한 효과적으로 유도하기 위한 자동운전 정지기능, 최대전력 추정 제어 기능과 전력계통 보호를 위한 단독운전 방지기능, 자동전압 조정기능, 전력계통이나 파워컨디셔너에 이상이 생겼을 때 안전하게 해열하거나 인버터를 정지하는 기능을 가지며 전력계통과 접속하여 운전을 하게 된다. 또한 태양광발전시스템의 전력계통에 정전이 발생하면 전력계통 측 부하를 분리하여 전력공급을 정지시킨 후, 자립운전 측 부하에 전력을 공급할 수 있는 자립운전 시스템의 기능을 갖추어야 한다.

본 태양광 발전시스템의 파워컨디셔너는 연계하는 전력계통 측(전원 측)과 전압이나 전기방식이 일치하는가? 설치하는 용이한가, 비상재해 시에 자립운전이 가능한가? 축전지 부착 운전은 가능한가?(정전 시에도 사용하고 싶을 때), 수명이 길고 신뢰성이 높은 기기인가?, 보호 장치 설정이나 시험이 간단한가?, 발전량을 간단하게 알 수 있는가?라는 항목으로 충분한 검토 후 기기를 선정하여야 한다. 회로를 분리하고 점검 작업을 용이하게 하는 접속함은 입력용 직류개폐기, 역류방지소자, 출력용 단차대, 개폐기 또는 차단기, 피뢰소자 등의 기기를 설치하며 물의 침입으로 인한 문제나 녹발생 등에 충분히 주의하여 도장(녹 방지) 처리를 충분히 하도록 해야 한다. 접속함의 역류방지 소자는 일반적으로 다이오드를 사용한다. 다이오드의 발열은 케이스 배면부에 부분적으로 발생하기 때문에, 각 부분의 열 밀도가 커져 다이오드 자체의 온도는 아주 높아진다. 접속함 내의 온도는 이 영향을 받아 상승한다. 또 실외에 설치하는 경우에는 직사일광의 영향으로 실내에 비해 10-20°C 정도 접속함 내의 온도가 상승할 우려가 있다. 이러한 이유 때문에 발열대책으로 열전도율이 높은 금속제 캐비닛을 선정하는 것이 바람직하며, 만일 접속 불량 등의 이상발열로 인한 발화가 발생하더라도 파급을 최소한으로 멈추는 효과도 기대할 수 있다. 분전반은 계통 연계하는 시스템의 경우에 파워컨디셔너의 교류 출력을 계통에 접속할 때 사용하는 차단기를 수납한다. 이때 차단기는 역접속 가능형 누전차단기 필요가 있다. 태양광발전시스템은 넓은 면적을 가지며 차폐물이 없는 실외에서 설치되기 때문에 낙뢰로 인한 과도한 전압의 영향을 받기 쉽다. 유도뢰와 직격뢰에 의한 서지(surge)에 대한 기술은 피뢰소자를 어레이 주회로 내에 분산 시켜서 설치하고 동시에 접속함도 설치하며, 저압배선으로 침입하는 낙뢰 서지에 대해서는 분전반에 피뢰소자를 설치하며, 뇌우 다발지역에서는 교류전원 측에 내뢰 트랜스를 설치하여 보다 안전한 대책을 세우도록 한다<sup>3-5)</sup>.

태양광 발전시스템은 여러 장소에 설치가 가능하기 때문에, 설치 장소에 맞게 설계해야 한다. 설계할 때는 가장먼저 태양전지의 발전량을 어림 잡아야 한다, 그 다음에 구체적인 시스템을

설계하고 설치 가능성을 판단, 시공상 문제점 체크 등을 한다. 발전량 산출, 태양광 발전 어레이 가대 설계, 기초부 설계, 태양광 발전 시스템의 전기설계를 진행한다. 태양광 발전시스템의 시공은 태양전지 어레이, 파워컨디셔너 등의 기기 설치공사와 태양전지 모듈 간의 배선이나 각기기 간을 접속하는 전기공사로 나눌 수 있다<sup>6-10</sup>.

Hay 이항 모델을 이용한 어레이 면의 일사량 계산식은 다음과 같다

$$I_{\beta\gamma} = I_{b\beta\gamma} + I_{s\beta\gamma} + I_{r\beta\gamma}$$

$$I_{b\beta\gamma} = I_{DN} \cdot \cos\theta$$

$$I_{r\beta\gamma} = \rho I \cdot \frac{(1 - \cos\beta)}{2}$$

$$I_{s\beta\gamma} = I_{SH} \cdot \left[ \frac{I - I_{SH}}{I_{OH}} \cdot \frac{\cos\theta}{\sin H} + \left(1 - \frac{I - I_{SH}}{I_{OH}}\right) \cdot \frac{1 + \cos\beta}{2} \right]$$

$$\cos\theta = (\sin\phi\cos\beta - \cos\phi\sin\beta\cos\gamma)\sin\delta + (\cos\phi\cos\beta + \sin\phi\sin\beta\cos\gamma)\cos\delta\cos\omega + \sin\beta\sin\gamma\cos\delta\sin\omega$$

일때

$$I_{OH} = I_{SC} \cdot 1 + 0.033 \cdot \cos((n - 2) \cdot \frac{2\pi}{365}) \cdot \sin H \quad (1)$$

이며 이때 태양고도 H는

$$\delta = 0.006918 - 0.399912\cos\chi + 0.070257\sin\chi - 0.006758\cos 2\chi + 0.000908\sin 2\chi$$

$$\chi = \frac{2\pi(n - 1)}{365}$$

$$\omega = \lambda + 15e$$

$$e = \frac{0.0172 + 0.4281\cos\chi - 7.3515\sin\chi - 3.3495\cos 2\chi - 9.3619\sin 2\chi}{60}$$

일때

$$\sin\psi = \frac{\cos\delta\sin\omega}{\cos H} \sin H = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\delta\sin\phi$$

$$\sin H_0 = \cos(\delta - \phi) \quad (2)$$

가 된다.

이때 PV 모듈의 전류는 다음과 같다.

$$C = \frac{q}{D_p k T_c} \quad \text{일때}$$

$$I = I_{ph} - I_0 [\exp C(V + IR_s) - 1] - \frac{(V + IR_s)}{R_p} \quad (3)$$

본 논문에 적용된 태양광 발전시스템은 다결정 Si 태양광 모듈 300 W/매 × 800매, 인버터 100 kW × 2대, 75 kW × 1대, 접속함 19회로 × 1대, 접속함 16회로 × 3대, 접속함 16회로 × 1대, 기

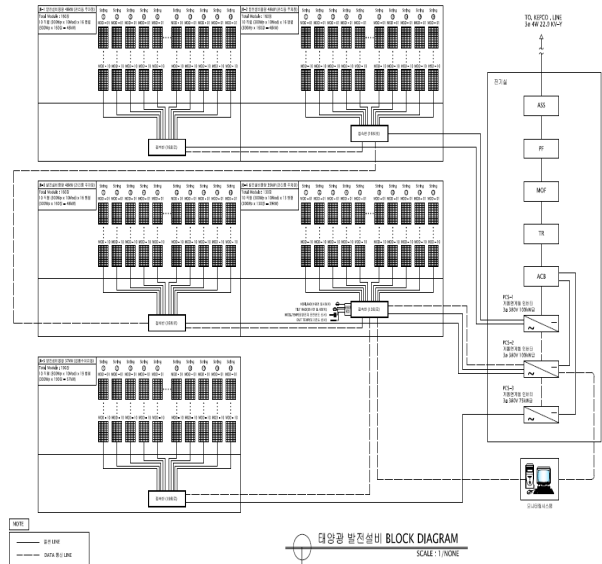


Fig. 1. Block diagram of PV system (5 junction box)

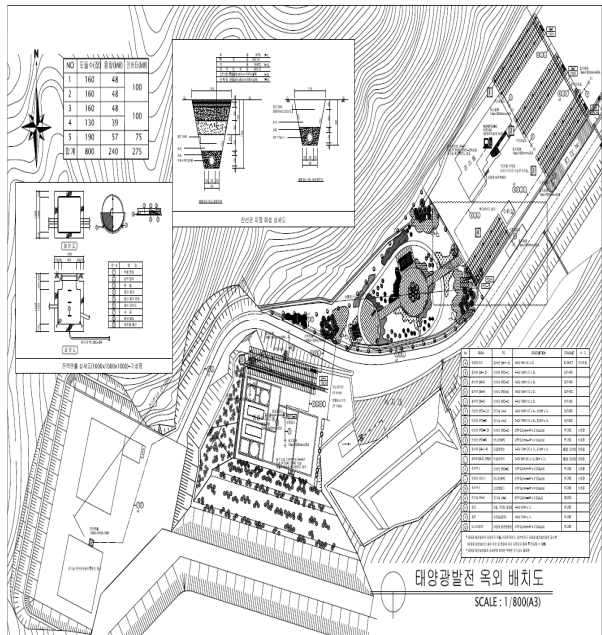


Fig. 2. Outdoor layout of PV Array

상관측센서, 모니터링 시스템으로 설계되었다.

태양광 어레이는 5개의 접속함으로 나누어 단지 내에 배치되도록 설계되었다. 태양광 발전 설비 블록도 및 발전설비 배치도는 Fig. 1, Fig. 2와 같다.

### 3. 설치 대상지 분석

위 시스템이 설치될 대상지는 해발 30m, 정남향에서 동쪽으로 43° 엇각인 설치방향에 위치하고 있으며, 대상지 앞뒤로 남동쪽에 해발 160m의 산 1개소, 북동쪽에 해발 100m의 산 1개소로



Fig. 3. Topographical Map of PV site

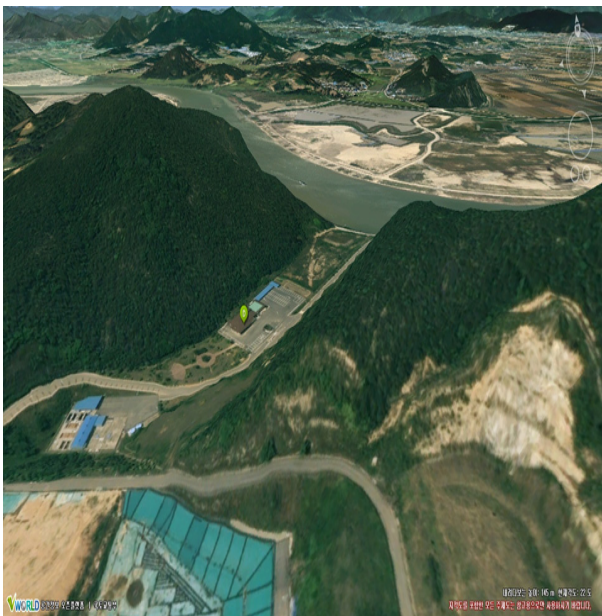


Fig. 4. 3D Map of PV site

둘러싸여 있는 지형이다. 지형도는 Fig. 3, Fig. 4와 같다.

## 4. 시뮬레이션

### 4.1 시뮬레이션 대상 및 조건

기존 설계안 어레이 배치 중 북동쪽 3개소의 어레이(Fig. 5 참조)의 배치 방향을 서북쪽으로 변경하고, 설계에 미 반영된 대상지 앞뒤의 지형조건을 반영하여 출력 변화를 시뮬레이션하고자 하였다.

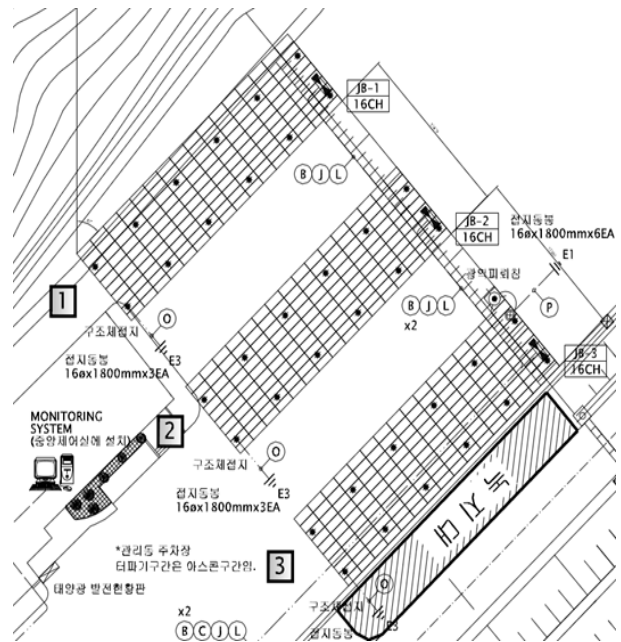


Fig. 5. Target PV array for simulation

Latitude: NL 35 deg 00 min Longitude: EL 126 deg 42 min  
 Area: MOKPO  
 Viewpoint theta = -43 deg phi = 45 deg  
 1/ 1 09.00

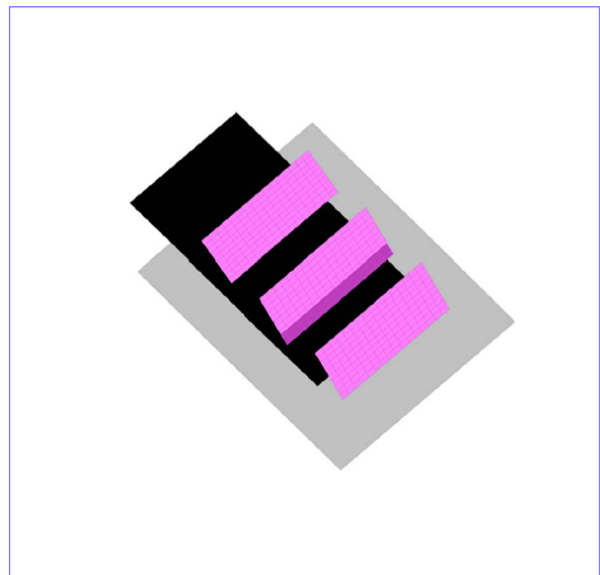


Fig. 6. Existing design of PV system

### 4.2 3D 설계 및 시뮬레이션 수행

Fig. 6~Fig. 9는 각각 기존 설계 3D 모델링, 변경안 3D 모델링, 어레이별 태양광 모듈 직병렬 구성, 지형에 따른 그림자 변화 시뮬레이션을 나타낸 것이다. 회로 구성은 10직렬 \* 16병렬 \* 3개 소로 구성하였으며, 인버터 효율은 95%, 회로 손실은 Max. 2%, 그림자에 따른 모듈 효율 70%로 설정하였다. 어레이의 설치각도는 각각 27°로 하였다.

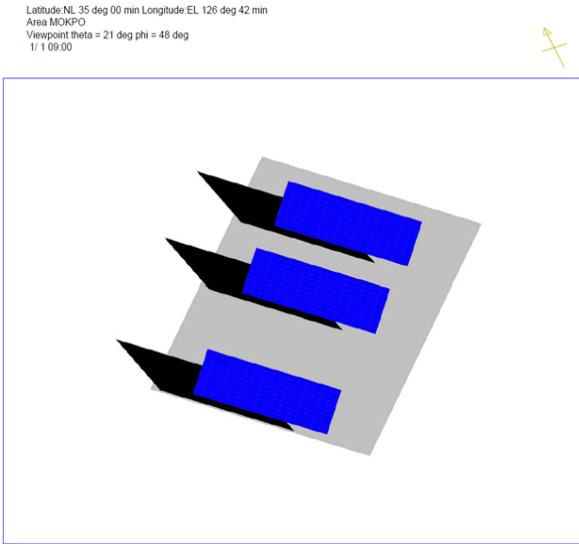


Fig. 7. Changing the design for PV system



Fig. 8. Wiring for PV circuit

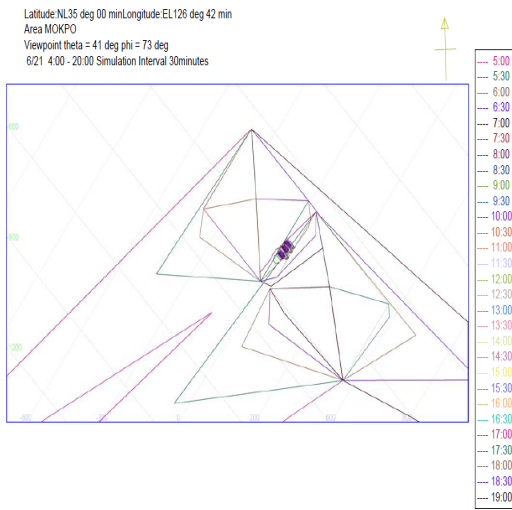


Fig. 9. Shadow effect simulation

### 5. 시뮬레이션 결과 및 고찰

태양광 어레이의 설치방향을 기존 설계에서 서향으로 43° 전 환하고, 지형여건에 맞게 일부 수정하여 시뮬레이션 한 결과 Fig. 10과 같은 결과를 나타내었다.

기존 설계안의 경우 인버터를 통해 최종적으로 나타내는 출력

[Annual]  
Country: KOREA Area: MOKPO  
Meteorological DB: Additional Points  
Manufacturer: HANSOL Model: HS300MD-E01  
Capacity(kW): 144.00kW Inverters x Parallels x Series: 3x16x10  
Inverter Efficiency: 0.950 Reduction Coefficient: 0.960  
Shadow effect: ON Temp characteristic: ON

Name	Total Irrad.	Direct Irrad.	Diffuse Irrad.	Reflected Irrad.	Horizontal Irrad.	PV Energy	INV Energy	PV Voltage	PV Current
Unit	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh	kWh	V	A
Jan	95.88	65.74	29.47	0.67	77.11	11246.40	10684.08	330.53	110.91
Feb	95.59	61.74	33.13	0.72	82.75	11388.48	10819.05	325.50	116.61
Mar	140.23	83.55	55.54	1.14	131.08	16688.95	15854.50	320.50	143.75
Apr	158.65	87.43	69.85	1.37	157.51	18388.26	17468.84	311.81	155.02
May	168.26	87.87	78.87	1.51	173.56	18896.52	17951.69	302.68	149.29
Jun	146.53	74.80	70.39	1.34	153.59	16294.54	15479.81	296.92	127.68
Jul	134.60	69.36	64.02	1.22	140.17	14853.60	14110.92	294.38	117.82
Aug	132.15	70.95	60.03	1.17	133.67	14409.41	13688.94	291.42	121.32
Sep	142.15	81.70	59.25	1.19	136.75	15362.01	14593.91	292.01	143.47
Oct	133.62	83.43	49.14	1.04	119.73	14746.59	14009.26	302.47	142.37
Nov	94.67	63.62	30.36	0.68	78.20	10666.34	10133.03	314.38	110.77
Dec	80.08	55.83	23.70	0.55	62.88	9243.81	8781.62	326.09	93.41
Max Value	168.26	87.87	78.87	1.51	173.56	18896.52	17951.69	330.53	155.02
Max Term	May	May	May	May	May	May	May	Jan	Apr
Mean Value								309.06	127.70
Sum Value	1522.40	886.02	623.76	12.62	1446.98	172184.91	163575.66		

Name	Total Irrad.	Direct Irrad.	Diffuse Irrad.	Reflected Irrad.	Horizontal Irrad.	PV Energy	INV Energy	PV Voltage	PV Current
Unit	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	kWh	kWh	V	A
Jan	97.86	67.89	29.13	0.84	77.11	11812.02	11221.42	329.02	115.63
Feb	96.78	63.12	32.75	0.90	82.75	11756.49	11168.66	324.96	120.45
Mar	140.62	84.29	54.91	1.43	131.08	16897.25	16052.39	319.45	146.18
Apr	157.86	87.08	69.06	1.72	157.51	18348.94	17431.49	310.83	154.95
May	166.57	86.70	77.97	1.89	173.56	18668.86	17735.42	300.97	148.53
Jun	144.71	73.45	69.59	1.67	153.59	16005.93	15205.63	294.04	125.97
Jul	133.03	68.21	63.29	1.53	140.17	14621.26	13890.19	291.07	115.64
Aug	131.15	70.35	59.35	1.46	133.67	14313.84	13598.15	290.08	121.00
Sep	142.02	81.95	58.58	1.49	136.75	15483.95	14709.75	292.24	145.57
Oct	134.72	84.83	48.58	1.30	119.73	15073.60	14319.92	301.28	144.88
Nov	96.35	65.48	30.02	0.85	78.20	11131.80	10675.21	313.91	116.69
Dec	81.59	57.87	23.43	0.69	62.88	9744.84	9257.60	325.59	99.44
Max Value	166.57	87.08	77.97	1.89	173.56	18668.86	17735.42	329.02	154.95
Max Term	May	Apr	May	May	May	May	May	Jan	Apr
Mean Value								307.79	129.58
Sum Value	1523.67	891.23	616.66	15.77	1446.98	173858.70	165165.84		

Fig. 10. Simulation Result of PV system

은 163,575.66[kWh/년]였으며, 변경 안의 경우 165,165.84[kWh/년]의 발전 출력을 나타내었다. 이는 총 1,590.18[kW/년]의 출력 상승을 보인 것이다.

### 6. 결론

총 240 kW의 태양광 발전설비 설치를 위한 기존 설계에서 144 kW (태양광 어레이 3개소)를 대상으로 지형 및 설치방향을 고려한 변경설계안을 시뮬레이션을 한 결과 설치 대상지의 전/후에 위치한 산의 계절별 그림자 효과로 인해 기존 설계안 대비 연간 약 1,600 kWh의 발전출력 상승을 나타내었으며, 이는 연간 CO<sub>2</sub> 567 kg을 추가 감소하는 효과를 나타내었다.

본 논문에서 제시한 변경 안은 현재 변경설계 승인되어 시공될 예정이며, 차후 연구에서는 본 시뮬레이션 결과와 실제 운전환경에 따른 출력 데이터를 비교 분석한 결과를 제시 하고자 한다.

### References

- 태양광발전협회, “設計者向け 太陽光 發電 System 手引書 基礎編”, 2010.
- JIS 地上設計の結晶 シリコン太陽電池(PV) モジュール設計適格性確認および形式認證 のための要求事項.
- 籾本, 太陽光・風力發電と系統連繫技術, オーム 사, 2010.

4. 環境省, 太陽光發電 システムの賢い使 方-停戦・災害時 の自立運 轉 コンセントの活用.
5. 일본태양광발전협회(김광호 역). “태양광 발전시스템 설계 및 시 공”, 성안당 2013.
6. 윤종호. “PV 및 BIPV (건물일체형 태양광발전)시스템의 최근 기 술동향”, 한국조명전기설비학회조명전기설비25(2), 2011.3.24.-32.
7. 권오은, 김하린, 강기환, 유권중, 김경수, 김정수. “시물레이션을 통한 BIPV 시스템 발전성능 비교분석”, 한국태양에너지학회 2010 년도 추계학술발표대회 논문집 2011.11, 9-14.
8. 최동진. “태양광 발전시스템에서 모듈 설치 각도와 어레이 간격 의 비교 연구”, 한국 조명전기설비학회, 조명전기설비학회논문지 23(1),209.1, 162-168.
9. 최영관, 이남형, 김건중, 조용. “태양광어레이 방위각 및 경사각 변화에 따른 일사량 영향분석에 관한 연구”, 대한전기학회, 전기 학회논문지 62(5), 2013.5, 712-716.
10. 유권중, 이요한. “전문가시스템을 이용한 태양광 어레이의 최적 설치 각도에 관한 연구”, 한국태양에너지학회, 한국태양에너지 학회 논문집 27(3), 2007.9, 107-115.