



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

2013年 2月
博士學位論文

2013年
2月
博士學位論文

독립형 태양광 발전시스템의
추적방식 모델링에 의한 효율개선

독립형 태양광 발전시스템의 추적방식 모델링에 의한 효율개선

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

朴正一

朴
正
一

독립형 태양광 발전시스템의
추적방식 모델링에 의한 효율개선

Efficiency Improvement by Tracking Modeling
for Stand Alone Photovoltaic System

2013年 2月 25日

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

朴正一

독립형 태양광 발전시스템의
추적방식 모델링에 의한 효율개선

指導教授 曹錦培

이 論文을 工學 博士學位申請 論文으로 提出함.






2012年 10月

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

朴正一

朴正一の 博士學位 論文을 認准함.

委員長	朝鮮大學校	教授	李愚宣 
委員	朝鮮大學校	教授	白亨來 
委員	朝鮮大學校	教授	崔孝祥 
委員	한빛디엔에스	CEO	李鎔化 
委員	朝鮮大學校	教授	曹錦浩 

2012年 12月 日

朝鮮大學校 大學院

목 차

ABSTRACT

I. 서 론	1
II. 태양광 발전시스템	5
A. 태양전지	6
1. 태양전지의 재료	6
2. 태양전지의 원리	7
3. 태양전지의 전기적 특성	7
4. 태양전지의 최대전력점과 효율	10
B. 태양전지 모듈과 어레이	14
1. 태양전지 모듈	14
2. 태양전지 어레이	18
C. 독립형 태양광 발전시스템의 구성	21
1. 태양전지 어레이	22
2. 인버터의 구성방식	29
3. 축전지	33
4. 에너지 저장시스템	34

III. 고정기어가변식 태양전지 어레이 제안	36
A. 고정기어가변식 태양전지 어레이	36
B. 제어기	41
C. 온도를 고려한 태양전지 어레이 설계	42
IV. 시뮬레이션 및 실증시험 결과	50
A. 도서지역 태양광 분석 자료	50
1. 월별 발전시간 및 이용률	50
2. 태양의 남중 고도	53
3. 태양의 고도와 방위각	54
4. 일사량 및 온도	56
B. 시뮬레이션	60
1. 태양전지 어레이 및 인버터	61
2. 남중 고도 분석	63
3. 시간별 일사량 분석	65
4. 온도 분석	71
C. 시뮬레이션 결과	72
1. 일별 발전량	72
2. 월별 발전량	73

D. 실증시험 결과	77
1. 실증시험 태양광 발전소	77
2. 월간 발전량	83
3. 일일 발전량	84
V. 결 론	86
참 고 문 헌	

List of Tables

Table 2-1	Semiconductor materials used in solar cells	6
Table 2-2	The electric characteristics of commercial solar cell	13
Table 2-3	PV array structure load	26
Table 2-4	Array of ratio area	28
Table 3-1	Monthly domestic solar energy and solar modules angle insolation(Unit: kcal/m ² , day)	36
Table 3-2	Compared Fixed PV array variable with Variable fixed gear PV array	39
Table 3-3	The solar module capacity	43
Table 3-4	The inverter capacity	44
Table 4-1	Domestic 63 islands average development time solar and utilization	51
Table 4-2	Culminating altitude of the seasonal sun	53
Table 4-3	Heuksan island ten years of monthly insolation(2002~2011)	56
Table 4-4	Heuksan island ten years of monthly average temperature(2002~2011)	58
Table 4-5	Simulation conditions	61
Table 4-6	Solar cell module specifications	62
Table 4-7	Inverter specifications	62
Table 4-8	Heuksan island monthly ecliptic position	64
Table 4-9	Heuksan island five years of solar insolation(2007~2011)	66
Table 4-10	Heuksan island the altitude of the sun over unit time	67

Table 4-11	Heuksan island the altitude of the sun	68
Table 4-12	Heuksan island hourly solar radiation	68
Table 4-13	Heuksan island hourly solar radiation	70
Table 4-14	Galmaeyeo lighthouse hourly temperature data	71
Table 4-15	Heuksan island hourly generation March 20, 2011	72
Table 4-16	Heuksan island array angle monthly generation	74
Table 4-17	Heuksan island optimized array angle monthly generation	76
Table 4-18	Monthly generation data of the D solar power system May, 2012	78
Table 4-19	Daily power generation data of the D solar power system May, 2012	79
Table 4-20	Monthly power generation data of the P solar power system May, 2012	81
Table 4-21	Daily power generation data of the P solar power system May, 2012	82
Table 4-22	Daily power generation data of the P solar power system May, 2012	83
Table 4-23	Comparison of daily D solar power plant and P solar power plant May, 2012	84

List of Figures

Fig. 2-1	The photovoltaic array and module with the PV cell	5
Fig. 2-2	The principle of solar cell	7
Fig. 2-3	The $I-V$ characteristic curve of solar cell	8
Fig. 2-4	Equivalent circuit of ideal solar cell	9
Fig. 2-5	Influence of the irradiance(E) on the voltage and current characteristics of a solar cell	11
Fig. 2-6	Representing the maximum power point of the solar cell voltage-current characteristics	12
Fig. 2-7	36-cell module characteristics (Irradiance $E=400[W/m^2]$)	14
Fig. 2-8	The output characteristics of the commercial solar cell modules	15
Fig. 2-9	The structure of the commercial solar cell modules	16
Fig. 2-10	Install a bypass diode, depending on the number of cells voltage-current characteristics of the solar cell PV module	16
Fig. 2-11	The output of solar cell module voltage-current characteristics	17
Fig. 2-12	Solar cell module output from the voltage-current characteristics of the effect of temperature	17
Fig. 2-13	Output characteristics of solar cell modules are serial connection	18
Fig. 2-14	Output characteristics of solar cell modules are parallel connection	19
Fig. 2-15	Output characteristics of solar cell modules are serial-parallel connection	20

Fig. 2-16	Output power of solar cell modules are serial-parallel connection ..	20
Fig. 2-17	Stand alone photovoltaic system	21
Fig. 2-18	PV array basics approach	22
Fig. 2-19	Temporary and intermittent shading	24
Fig. 2-20	Place according to the repetitive shading	25
Fig. 2-21	Solar PV array section	25
Fig. 2-22	PV array distance	27
Fig. 2-23	Shading and the angle of inclination of the impact	28
Fig. 2-24	Low voltage array concept with central inverter	29
Fig. 2-25	Parallel connection concept for low voltage array	30
Fig. 2-26	Concept with central inverter and higher voltages array	30
Fig. 2-27	Master-slave inverter and higher voltages array	31
Fig. 2-28	Array inverter and string inverter concept	32
Fig. 2-29	Module inverter array configuration	32
Fig. 2-30	Relationship of depth of discharge and	33
Fig. 2-31	KEMKO home page	34
Fig. 2-32	Concept of energy storage devices	35
Fig. 3-1	Slope fixed PV array	37
Fig. 3-2	Variable fixed PV array	37
Fig. 3-3	One directional tracking PV array	38
Fig. 3-4	Bidirectional tracking PV array	39
Fig. 3-5	Variable fixed gear PV array	40
Fig. 3-6	Proposed controller flowchart	41
Fig. 3-7	Design flowchart of the solar array	42

Fig. 3-8	Completed solar array circuit	49
Fig. 4-1	20-year average solar insolation resource(1999~2009)	51
Fig. 4-2	Culminating altitude of the sun	53
Fig. 4-3	Seasonal position of earth	54
Fig. 4-4	Seasonal solar altitude and azimuth	55
Fig. 4-5	Heuksan island ten years of yearly insolation(2002~2011)	57
Fig. 4-6	Heuksan island ten years of monthly insolation(2002~2011)	57
Fig. 4-7	Heuksan island ten years of yearly average temperature (2002~2011)	59
Fig. 4-8	3D modeling	60
Fig. 4-9	Location of Heuksan Island	61
Fig. 4-10	Heuksan island ecliptic moving path	63
Fig. 4-11	Heuksan island the sun's azimuth and elevation angles, March 20	64
Fig. 4-12	Heuksan island the sun's culminating time and sunrise/sunset times(March 20)	65
Fig. 4-13	Heuksan island hourly solar altitude	69
Fig. 4-14	Heuksan island hourly solar radiation modeling results, March 20	70
Fig. 4-15	Heuksan island daily generation March 20, 2011	73
Fig. 4-16	Heuksan island ten years of monthly average temperature (2002~2011)	74
Fig. 4-17	Heuksan island the annual amount of solar power according to the array angle	75
Fig. 4-18	Monthly generation of the D solar power system 2012 May, 2012	78
Fig. 4-19	Daily power generation of the D solar power system May, 2012	79

Fig. 4-20 Monthly generation of the P solar power system May, 2012 80

Fig. 4-21 Daily power generation of
the P solar power system May, 2012 81

Nomenclatures

I_O	:	다이오드 포화 전류[A]
I_{ph}	:	태양광 전류[A]
k	:	태양전지 입사량[W/m^2]
V_T	:	열 전압[V]
V_D	:	다이오드 양단전압[V]
I_D	:	다이오드 인가 전류[A]
R_{sh}	:	병렬저항[Ω]
R_s	:	직렬저항[Ω]
T	:	절대온도[$^{\circ}C$]
q	:	전자 전하[1.6×10^{-19}]
V_{OC}	:	개방전압[V]
I_{SC}	:	단락전류[A]
V_{MPP}	:	최대출력점 전압[V]
I_{MPP}	:	최대출력점 전류[A]
P_{MPP}	:	최대출력점 전력[W]
C_O	:	광전류 계수[m^2/V]
E	:	일사강도[W/m^2]
η	:	에너지 변환 효율[%]
P_0	:	출력전력[W]
P_i	:	광에너지[W]
A	:	단위면적[W/cm^2]

ABSTRACT

Efficiency Improvement by Tracking Modeling for Stand Alone Photovoltaic System

Park Jung-II

Advisor : Prof. Cho Geum-Bae Ph.D.

Department of Electrical Engineering,

Graduate School of Chosun University

We performed the research to improve the efficiency of stand-alone photovoltaic power system by integrating the generation efficiency of tracking PV array with the cost-efficiency of fixed PV array. A new PV array system was suggested, which could increase the generation efficiency comparing to the fixed PV array with a tilt without adding array. The influence of temperature was also considered for the efficiency in the variable fixed gear PV array.

Theoretically, PV modules should be exposed to the sun as much as possible and be placed at the right angle to absorb the sun's rays. Actually, however, it was competitive that the monthly average generation time was from 3.5 hours to 3.8 hours and the utilization rate was from 13% to 16% when they were calculated at 30° of the tilt angle on 63 islands area in Korea .

Heuksan island, located in longitude(Tokyo) 127° 27', latitude(Lat) 34° 41, was selected as the best place for modeling of stand-alone photovoltaic system

in this paper. It brings the following results by using PVSYST Ver. 5.559 simulation program for stand-alone photovoltaic system and grid connected PV system.

First, it showed high generation efficiency of PV modules at 15° of array right after sunrise. As the solar altitude got higher, the generation efficiency was high at 28°. When the meridian altitude got closer, the generation efficiency was higher at 35°.

Second, annual PV generation capacity showed the highest at 28° of the array. Also, the utilization rate of solar energy was 14.67% and generation time was 3.52 hours.

It was ideal for Heuksan Island's monthly PV generation on March and September when the array angle was 28°. It was at 15° from April to August and 35° from October to February.

Solar energy utilization rate was 15.00 % and annual PV generation time was 3.6 hours in case of applying variable fixed gear PV array to stand-alone photovoltaic system in Heuksan island. Therefore, annual PV generation capacity and time were improved 2.25% and 2.27% than at 28° of the angle of fixed PV array.

I. 서 론

현재 인류는 산업의 발달과 함께 삶의 질 향상으로 인해 많은 에너지가 요구됨에 따라 에너지 소비는 증가 추세에 있으나 사용하는 대부분의 에너지는 석탄, 석유, 천연가스 등의 화석연료에 의존하고 있는 실정이다. 이러한, 화석연료 사용 증가로 인하여 화석에너지 자원의 고갈에 따른 유가상승, 대기 중에 배출되는 이산화탄소 양의 증가로 인한 지구 온난화 현상과 환경오염에 대한 심각성을 인식하고 있다. 이를 해결하기 위해 세계 기후변화회의에서 지구 온난화와 환경오염을 억제하기 위한 교토의정서가 채택되면서 우리나라를 비롯한 많은 선진국들은 화석에너지의 의존성을 줄이고 청정에너지의 사용을 확대하기 위해 다양한 신재생에너지 연구 개발과 투자에 적극적으로 참여하고 있다.

신재생에너지원 중 특히 태양광발전시스템은 무진동, 무소음, 무한정 에너지로써 태양빛을 이용하기 때문에 햇빛이 비치는 어느 곳에서나 전기를 생산 할 수 있으며, 설치대상의 규모나 지역적인 제한이 적고 온실 가스를 배출하지 않는 친환경적 에너지원으로 개발비중이 높아 상용화가 이루어지고 있어 그 응용분야의 다변화된 기술로써 우리나라, 유럽, 미국, 일본 등을 중심으로 각광 받고 있는 발전시스템 방식이다.

빛(light)의 photo와 전기(electricity)의 voltaic의 합성어인 태양광(PV: photovoltaic) 발전은 지역 계통과 연결, 연동하여 사용하는 계통연계형과 발전된 전력을 자체적으로 소비하는 독립형으로 구분되며 독립형 태양광 발전시스템은 태양광이 있는 시간 동안 발전된 전력을 축전지에 저장하고 발전이 되지 않는 시간에는 축전지에 저장된 전기를 공급하는 시스템으로 일반 상용 전기의 공급이 어려운 도서 등 외딴 지역 또는 특수 목적으로 설치된 설비의 전력공급을 위해 널리 이용하고 있다.

광에너지를 전기에너지로 변환하는 태양전지를 사용하는 태양광 발전은 태양전지의 발전용량이 태양에너지의 양에 비례하므로 태양전지 모듈은 가능한 긴 일조

시간에 노출되어야 하고 태양광선이 태양전지 모듈에 직각으로 입사할 수 있도록 태양전지 어레이 각을 설정하여야 하는 환경적인 제약이 있으나 우리나라 63개 도서지역의 월별 평균 발전시간과 이용률을 고려할 때 경제성이 있다고 생각한다. 하지만, 태양전지를 이용하여 태양빛을 직접 전기에너지로 변환시키는 발전방식으로 태양광발전은 기존의 화석연료에 비해 초기 투자비와 발전단가가 높고 일사량, 온도 등의 기상조건에 따라 출력효율이 영향을 받기 때문에 태양광시스템의 설치 비용을 낮추며 출력효율을 개선하는 연구의 필요성이 요구되어 진다. 따라서, 태양광 발전시스템의 출력 효율을 높이기 위해서는 고효율 태양전지의 개발 방법, 최대전력점을 추정하는 MPPT(Maximum Power Point Tacking) 제어기법에 따른 전력변환기의 토폴로지 개선 방법 그리고 태양이 태양전지 어레이에 항상 법선방향으로 입사하게 하는 방법 등이 현재까지 꾸준히 연구되고 있다.

태양전지 어레이의 구조방식에 따른 태양광 발전시스템의 발전효율을 극대화하기 위한 방법으로는 태양의 직사광선이 항상 태양전지 어레이의 전면에서 수직으로 입사할 수 있도록 동력 또는 기기 조작을 통하여 태양의 위치를 추적하는 추적식과 태양전지 어레이 지지형태가 가장 경제적이고 안정된 구조로써 비교적 도서지역이나 원격지역에 설치 면적의 제약이 없는 곳에 많이 이용되는 고정식으로 분류되어 진다.

추적식 태양전지 어레이는 단방향 추적식과 양방향 추적식으로 분류되며 태양광선이 태양전지에 입사되는 각을 추적하는 방식이므로 발전효율이 가장 높은 장점을 가지나 구조물 설계가 복잡하고 설치시공비 고가 및 풍압에 대한 내구성 및 안정성 확보가 요구되며 태양광 어레이의 각도가 40°를 넘는 경우 지지대의 보강이 필요하다는 단점을 가지고 있어 우리나라 도서지역의 환경을 고려할 때 사용에는 제한이 있다.

고정식 태양전지 어레이 구조방식은 경사고정식과 가변고정식으로 분류되며 경사고정식 태양전지 어레이는 경사각이 고정되게 설치하기 때문에 설치 지역의 다년간 측정된 일사량 자료 분석을 활용하여 연간 가장 많은 태양에너지를 얻을 수 있는 태양전지 어레이의 설치 각도 및 설치 방향이 결정된다. 우리나라의 지리적

특성을 고려할 때 태양전지 어레이는 30° 내외의 경사각을 가지며 남향으로 설치되나 가변고정식 태양전지 어레이에 비해 효율이 낮은 단점이 있다. 반면에 가변고정식은 연 중 3회~4회 태양전지 어레이 경사각을 변경하는 방식으로 경사고정식에 비해 효율이 향상되는 장점이 있으나 경사각을 수동으로 변경하기 때문에 인건비가 발생하는 단점이 있다.

우리나라 도서지역의 경우 계절별 기온차가 있고 태양의 길인 황도의 고도가 변화되며 바람에 의한 풍압이 강한 지역적 특성을 고려할 때 태양광 어레이 각이 일정 범위에서 제한적으로 변화되어 발전 효율을 향상할 수 있는 경사가변식 태양광 어레이의 사용이 필요하다고 판단되었다.

본 논문에서는 추적식 태양전지 어레이의 장점인 발전효율과 고정식 태양전지 어레이의 장점인 경제성을 접목시켜 태양전지 어레이의 보강 없이 기존에 설치되어 있는 경사고정식 태양전지 어레이보다 높은 발전 효율을 얻을 수 있는 새로운 태양전지 어레이 방식과 태양전지의 효율에 영향을 미치는 파라미터인 온도를 설계를 반영한 고정기어가변식 태양전지 어레이를 제안하여 독립형 태양광 발전시스템의 추적방식 모델링에 의한 효율개선에 관한 연구를 수행 하였다.

본 논문에서 제안된 내용은 세 가지로 요약할 수 있다.

첫 번째로 기존의 경사고정식 태양전지 어레이를 활용한 고정기어가변식 어레이를 제시하였다. 경사고정식 어레이는 어레이 각도가 고정되어 있으므로 계절별, 시간별 발전 효율이 제한적이나 고정기어가변식 태양전지 어레이는 경사고정식 태양전지 어레이에 각도를 가변할 수 있는 장치를 부착하여 계절별, 시간별 발전 효율을 개선한 방식으로 모델링을 통하여 발전 효율이 개선되었음을 확인하였다.

두 번째로 태양에너지를 전기에너지로 변환하는 태양전지의 효율을 향상하기 위한 방안으로 광 센서 방식과 프로그램 제어방식의 장점을 취합한 개선된 방안을 제시하였다. 광 센서 방식은 광의 세기를 인식하여 태양전지가 태양에너지를 최대한 흡수할 수 있는 각도를 제공하는 방식이지만 흐린 날의 경우 태양의 정확한 위치를 감지하지 못하는 단점이 있으며 프로그램 제어방식은 태양광 발전시스템이 위치한 장소의 데이터 값이 정확하지 않은 경우 발전 효율이 저하되는 단점이 있

어 본 논문에서는 디지털 신호 처리 기술을 이용한 제어를 설계하여 프로그램 제어방식과 광 센서방식의 장점을 활용하여 최대전력점을 추종하도록 하였다.

세 번째로 태양전지의 표면온도에 의해 발전용량이 가변되므로 독립형 태양광시스템을 설계할 때 시간에 따른 일조량 반영으로 발전 효율을 개선하였다. 태양광 발전시스템의 효율은 단위 시간에 대한 발전량을 기준으로 산정되므로 모델링 결과를 통하여 단위 시간당 발전량이 개선되었음을 확인하였다.

본 논문은 총 5장으로 구성되었으며 제 1장은 서론으로 연구 배경, 연구 목적 및 연구의 필요성 등 본 논문에서 다루고자 하는 전반적인 연구내용 및 논문 구성에 관하여 기술하고,

제 2장에서는 태양광 발전발전 시스템의 요소인 태양전지의 기본 이론 및 특성, 태양전지 모듈, 태양전지 어레이 구성방법에 따른 출력특성 및 인버터의 구성방식을 바탕으로 독립형 태양광발전 시스템의 구성에 관하여 기술하였으며,

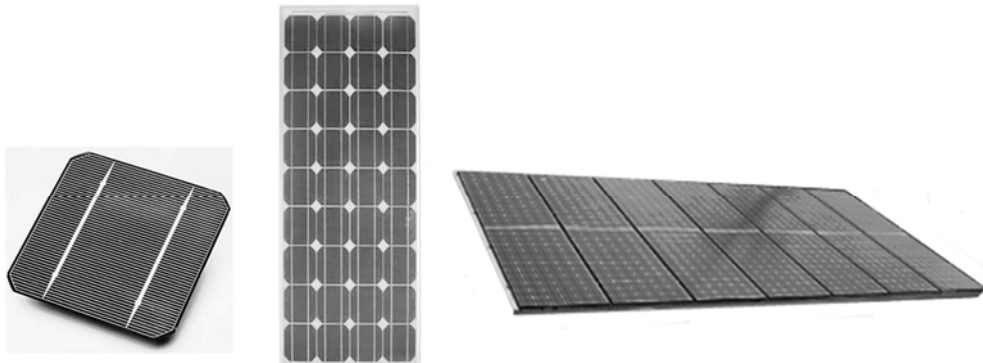
제 3장에서는 독립형 태양광 발전시스템의 발전 효율 향상을 위해 본 논문에서 제안한 고정기어가변식 태양전지 어레이와 프로그램 제어방식을 기반으로 감지식 추적방식의 장점을 부가한 제어기 및 태양전지 모듈의 표면 온도의 영향에 따른 발전용량의 변화를 최소화하는 설계 방법의 제시를 통하여 태양광선이 태양전지에 입사되는 각이 고정되는 경사고정식 태양전지 어레이와 태양광선이 태양전지에 입사되는 각을 수동으로 변경하는 가변고정식 태양전지 어레이의 단점을 개선한 고정기어가변식 태양전지 어레이를 제안하였다.

제 4장에서는 제 3장에서 제안한 고정기어가변식 태양전지 어레이 및 온도의 영향을 최소화하는 설계 방법에 대하여 도서지역의 태양광 분석자료를 바탕으로 흑산도를 대상으로 모델링한 독립형 태양광발전소에 관하여 시뮬레이션을 수행하였으며 시뮬레이션 결과를 바탕으로 제안한 고정기어가변식 독립형 태양광발전시스템의 타당성을 검토하기 위해 동일 기상조건하에서 2곳의 태양광발전소의 실증시험 결과 분석을 통하여 이론 및 시뮬레이션 결과에 대한 타당성을 검증하였다.

마지막으로, 제 5장에서는 본 논문의 결론 및 향후 연구과제에 대하여 기술하였다.

II. 태양광 발전시스템

태양광 발전시스템(photovoltaic power system)은 전력을 생산하는 태양전지 어레이와 제어 또는 전력 조정부인 주변기기(BOS: balance of system)를 사용하여 부하에 전력을 공급하는 시스템이다[6][17]. 이러한, 태양광 발전시스템의 출력은 입사하는 태양광에 의하여 발생하게 되며, 태양의 일사량, 표면온도, 태양전지의 재료에 따른 효율, 태양전지 어레이 설치조건, 전력변환장치인 인버터의 효율 등에 따라 달라진다. 따라서, 본 장에서는 태양광 발전시스템의 효율성을 결정하는 핵심 소자인 태양전지에 사용되는 반도체 재료[23][32]와 태양전지 모듈에서 생산된 직류전압을 교류전압으로 변환하는 인버터(inverter) 및 독립형 태양광 발전시스템의 구성에 대하여 간략히 설명하고자 한다. 먼저, 그림 2-1은 태양전지와 태양전지 모듈 및 태양전지 어레이 사진을 나타내고 있다.



(a) solar cell (b) solar module (c) solar array

Fig. 2-1 The photovoltaic array and module with the PV cell

A. 태양전지

1. 태양전지의 재료

단결정 실리콘(single crystal silicon)을 사용한 태양전지는 광에너지를 전기에너지로의 변환 효율이 높은 장점을 가지므로 대규모 발전용으로 사용되고 있으나 고가인 단점이 있으므로 주택용 태양광 발전시스템 등 분산형 시스템에는 효율이 낮으나 저렴한 다결정 실리콘(polycrystalline silicon)을 사용한 태양전지가 사용되고 있다. 비결정질 실리콘(amorphous silicon) 재료를 사용하는 박막 태양전지는 기존 실리콘 태양전지에 비해 간단한 제조 공정과 단가가 저렴한 장점이 있으나 결정질 실리콘 태양전지에 비해 효율이 낮은 단점으로 소규모 가전제품의 소용량 전원용으로 주로 사용되고 있다. GaAs, InP 등의 결정체로부터 만든 적층형 태양전지는 결정질 실리콘 태양전지에 비해 효율이 매우 높지만 고가인 단점이 있으므로 우주선 등의 전원 공급용으로 국한되어 사용되고 있다. 표 2-1은 태양전지에 사용되는 반도체 재료를 나타내고 있다.

Table 2-1 Semiconductor materials used in solar cells

실 리 콘 계	단결정 실리콘(single-crystalline silicon)
	다결정 실리콘(poly-crystalline silicon)
	비정질 실리콘(amorphous silicon)
Ⅲ-V족 화합물 계	GaAs, InP, GaAlAs, GaP, GaInAs 등
Ⅱ - VI족 화합물 계	CuInSe ₂ , CdS, CdTe, ZnS 등
화합물 / IV족 계열	GaAs/Ge, GaAlAs/Si, InP/Si 등
화합물 / 화합물 계열	GaAs/InP, GaAlAs/GaAs, GaAs/CuInSe ₂ 등

2. 태양전지의 원리

태양전지는 태양으로부터 광 에너지를 받아서 전기에너지로 변화되는 광기전력 효과(photovoltaic effect)와 광전류 효과(photocurrent effect)를 이용하는 P-N접합 다이오드(diode junction)구조를 갖는 반도체 소자이다. 광 에너지가 P-N접합 반도체에 입사되면 전자-정공 쌍이 생성되고 분리되면 N형 반도체에는 전자가 과다하게 많고 P형 반도체에는 정공이 많이 모이게 되므로 P-N접합 양단에 두 전극을 개방하면 전위차가 발생하는 현상을 이용한 것으로 그림 2-2는 태양전지의 원리를 나타내고 있다[26].

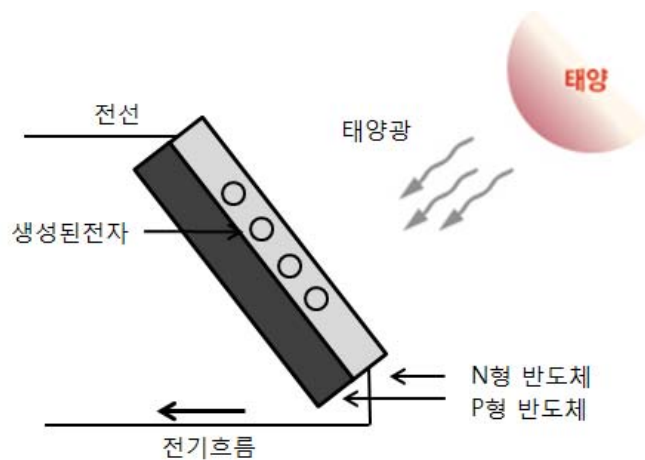


Fig. 2-2 The principle of solar cell

3. 태양전지의 전기적 특성

태양전지는 다이오드 접합 구조를 갖는 반도체 소자이므로 빛이 없는 어두운 상태의 태양전지는 다이오드의 전압-전류특성과 유사한 특성을 갖는다. 그림 2-3은 실리콘(Si) 반도체 재료를 사용한 태양전지의 전압-전류 특성 곡선이다[20].

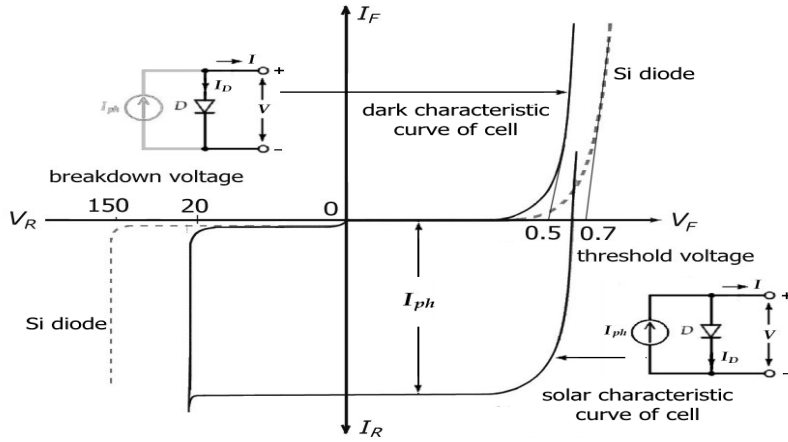


Fig. 2-3 The $I-V$ characteristic curve of solar cell

그림 2-3의 점선은 순방향 문턱전압(forward threshold voltage)이 0.7[V]이고 역방향 항복전압(breakdown voltage)이 150[V]인 실리콘 다이오드의 전압-전류 특성 곡선이다. 어두운 상태에서의 태양전지는 1사분면의 실선 곡선과 같이 실리콘 다이오드와 유사한 특성을 나타내지만 순방향 문턱전압은 약 0.5[V]이고 역방향 항복전압(breakdown voltage)은 약 20[V]이다. 따라서 어두운 상태에서의 이상적(ideal)인 태양전지의 등가회로는 광전원이 없는 실리콘 다이오드와 유사한 특성을 가지며 외부회로와 연결하는 경우 실리콘 다이오드와 동일한 극성을 가지므로 p형인 양극(anode)이 (+) 출력단자이고 n형인 음극(anode)이 (-) 출력단자가 된다. 태양전지의 출력전압(V)과 출력전류(I)는 다음식과 같으며 그림 2-4는 이상적인 태양전지의 등가회로를 나타내고 있다.

$$V = V_D \tag{2-1}$$

$$I = -I_D = -I_s \left(e^{\frac{V}{nV_T}} - 1 \right) \tag{2-2}$$

여기서, V_D 는 다이오드의 양단 전압이며 V_T 는 열 전압($\frac{kT}{q}$)이다.

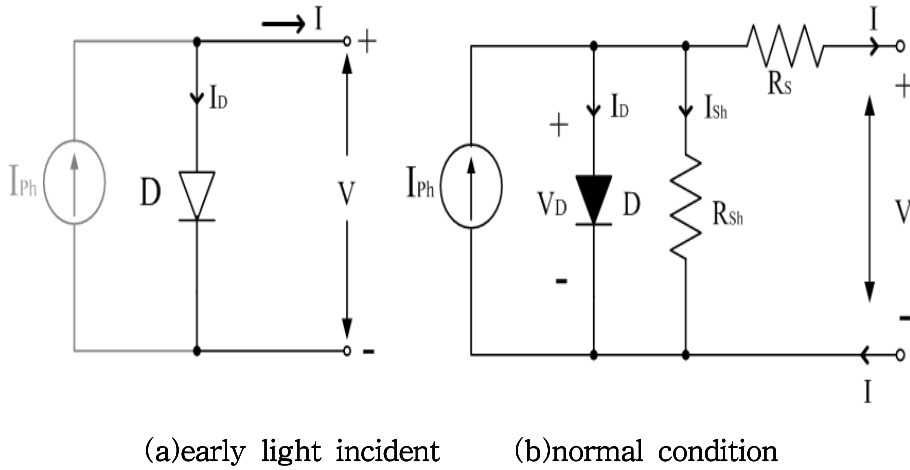


Fig. 2-4 Equivalent circuit of ideal solar cell[7]

그림 2-4의 (a)는 광이 태양전지에 입사될 때의 태양전지 등가회로이며 (b)는 정상상태에서의 태양전지 등가회로를 나타내고 있다. 광이 태양전지에 입사될 때 광 에너지는 자유 전하 캐리어(free charge carrier)를 발생시키고 태양전지 등가회로에 태양광 전류(I_{ph})를 생성하므로 태양광 전류는 태양광의 입사량에 비례하는 크기를 갖는다. 태양전지의 전압-전류 특성 곡선은 어두운 상태에서의 태양전지의 전압-전류 특성 곡선에 태양광 전류(I_{ph})를 중첩시켜 나타낸 것이므로 어두운 상태에서의 태양전지 전압-전류 특성 곡선은 전류축의 아래쪽으로 태양광 전류(I_{ph})만큼 이동시킨 것이다. 이때 이상적인 태양전지 등가회로의 출력전압(V)과 출력전류(I)는 다음식과 같다.

$$V = V_D \tag{2-3}$$

$$I = I_{ph} - I_D, \quad (I_{ph} = c_o k) \tag{2-4}$$

여기서, c_o 는 광전류 계수(m^2/V)이며 k 는 태양전지의 입사량(W/m^2)이다.

그림 2-4의 태양전지 전류와 전압은 다음 식과 같다[26][22].

$$I = I_{ph} - I_D - I_{Rsh} \quad , \quad I_{sh} = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \quad (2-5)$$

$$I = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{(V + IR_s)}{V_T}} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (2-6)$$

$$V = V_T \ln \left\{ \frac{(I_{ph} - I + I_o)}{I_o} \right\} - IR_s \quad (2-7)$$

여기서, I_o 는 다이오드의 역포화 전류이다.

4. 태양전지의 최대전력점과 효율

태양전지는 태양광이 조사될 때에 태양광의 강도에 따라 출력전압과 출력전류가 변화하는 전기적인 특성이 있으며 태양전지 표면에 조사된 태양광의 강도를 일사강도 또는 일사량이라고 한다. 지표면에서는 적도부근에서 최대 $1[kW/m^2]$ 의 에너지가 조사되며 위도가 높아질수록 일사강도는 적어진다. 태양전지의 용량은 Wp(watt peak) 등으로 표시되며 태양전지의 출력은 태양전지 표면온도가 $25^\circ C$ 에서 1sun(일사강도가 $1[kW/m^2]$) 일 때의 측정된 용량이다. 그림 2-5는 태양전지의 표면온도가 $25^\circ C$ 일 때 일사량에 대한 태양전지의 출력 전압-전류 특성이며 일사량에 따라 태양전지 전류와 최대 전력점(maximum power point)이 변화됨을 알 수 있다[8]. 이와 같이 태양전지는 그 특성상 일사량, 온도 등의 기상조건의 영향을 많이 받으며, 구름이나 음영에 의해서 출력전력이 감소할 수 있다. 따라서 이러한 단점 때문에 주어진 환경조건하에서도 최대전력점을 추종하는 제어 기법이 필요하며 이는 효율과 직접적으로 연관이 있다.

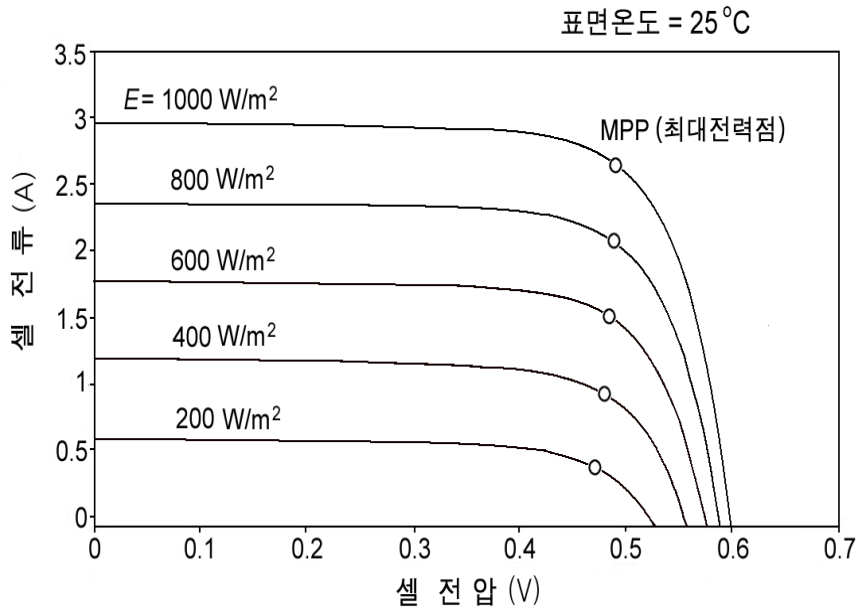


Fig. 2-5 Influence of the irradiance(E) on the voltage and current characteristics of a solar cell^[5]

태양전지의 전기적 파라미터에는 단락전류(I_{sc}), 개방전압(V_{oc}), 최대 출력점 전압(V_{mpp}), 최대 출력점 전류(I_{mpp}), 최대 전력점(MPP)이며 그림 2-6은 부하저항의 크기에 의해 태양전지의 출력전압, 출력전류가 변화됨을 나타내었다[13][19]. 태양전지 최대전력점은 태양전지에서 바라본 등가저항에 따라 변화하게 되므로 태양전지 출력제어장치를 이용하여 I-V특성 곡선 상에서 최대전력점에서 동작하도록 제어해 주어야 한다.

그림 2-6의 사각 음영은 태양전지의 표면온도가 25°C일 때 $1[kW/m^2]$ 의 태양 입사광에 의해 부하에 공급되는 전력의 크기를 나타내므로 부하저항의 크기는 음영의 최대 범위 안에 있어야 한다. 부하저항이 적은 경우 전류는 증가하지만 전압강하가 매우 크므로 사용할 수 있는 전기적 에너지는 감소한다.

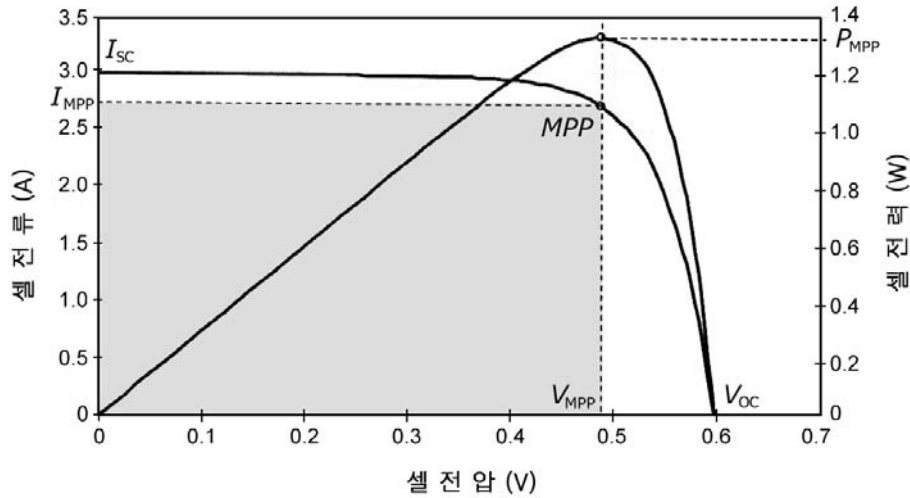


Fig. 2-6 Representing the maximum power point of the solar cell voltage-current characteristics

FF(fill-factor)는 태양전지의 특성을 평가하는 파라미터(parameter)이며 다음과 같이 정의한다.^[11]

$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (2-8)$$

FF는 태양전지의 단락전류(I_{SC})와 개방전압(V_{OC})으로 구성된 직사각형 내에서 태양전지 전압-전류 특성곡선의 일치 정도를 평가하는 품질의 척도이며 일반적으로 1보다 작은 0.75~0.85 값을 나타낸다[5]. 식 (2-9)에서 개방전압(V_{OC})과 단락전류(I_{SC}) 및 fill-factor를 증가시키면 태양전지의 효율이 향상된다.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{E \times A} = \frac{FF \times V_{OC} \times I_{SC}}{E \times A} \quad (2-9)$$

표 2-2는 상용화된 단결정 실리콘 태양전지의 전기적 특성표를 나타내고 있다.

Table 2-2 The electric characteristics of commercial solar cell

물리적 크기				전기적 특성(규격)				
길이 (mm)	폭 (mm)	직경 (mm)	두께 (μm)	단락전류 (A)	개방전압 (V)	최대전력 전류(A)	최대전력 전압(V)	최대전력 (Wp)
125	125	150	240/270	2.95	0.60	2.78	0.495	1.38

태양전지의 동작 효율은 태양전지에 입력된 광에너지가 전기에너지로 변환된 비로 나타낸다[6].

$$\eta(\%) = \frac{P_o(\text{출력전력})}{P_i(\text{광에너지})} = \frac{P_o(\text{max})}{(A \text{ cm}^2)(100\text{mW/cm}^2)} \times 100\% \quad (2-10)$$

상용화된 태양전지의 에너지 변환 효율은 18[%] 내외이므로 효율 향상을 위한 다양한 연구가 진행되고 있다.

B. 태양전지 모듈과 어레이

1. 태양전지 모듈

상용화된 $125\text{mm}^2 \times 125\text{mm}^2$ 규격의 단결정 실리콘 태양전지 한 장당 약 $2.5[W_p]$ 의 전력이 생산되므로 태양전지를 직렬로 연결하면 전압이 비례적으로 증가된다.

태양전지 모듈은 태양전지를 연결시켜 태양전지판으로 제작한 형태이며 태양전지 모듈 표면은 전기적인 절연성이 좋고 기계적인 충격에 강인하며 광 투과성 및 방수효과가 좋은 저 철분 성분을 함유하는 강화유리를 사용하여 보호한다.

그림 2-7은 태양전지의 표면온도가 25°C 이고 입사량 $E=400[W/m^2]$ 인 조건에서 36개의 태양전지를 직렬 연결한 태양전지 모듈의 전기적 특성이다[10]. 태양전지 하나의 개방전압(V_{oc})이 $0.58[V]$ 이므로 태양전지를 직렬 연결한 태양전지 모듈의 개방전압(V_{oc})은 $0.58 \times 36 = 20.9[V]$ 이며 단락전류는 $1.3[A]$ 이다.

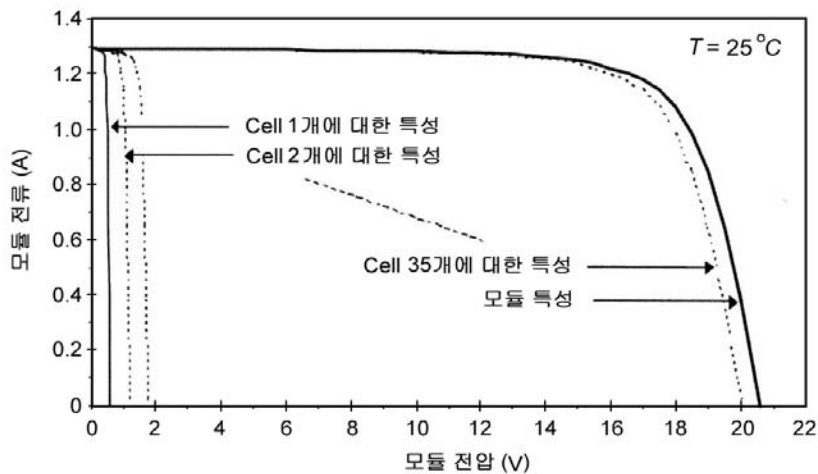


Fig. 2-7 36-cell module characteristics (Irradiance $E=400[W/m^2]$)

그림 2-8은 2.5[W_p] 용량의 태양전지 36개를 직렬 연결한 85[W_p] 태양전지 모듈의 출력 특성이다. 태양전지 모듈은 태양전지와 동일한 특성을 가지므로 모듈이 단락되었을 때 단락전류(I_{SC})가 되며 모듈이 개방되었을 때 개방전압(V_{OC})이 된다. 최대 전력점(MPP)은 단락전류(I_{SC})와 개방전압(V_{OC})에 의해 최대 전력이 생성되는 위치이며 이때의 전류와 전압을 최대 출력점 전류(I_{MPP})와 최대 출력점 전압(V_{MPP})이라고 한다[8][12].

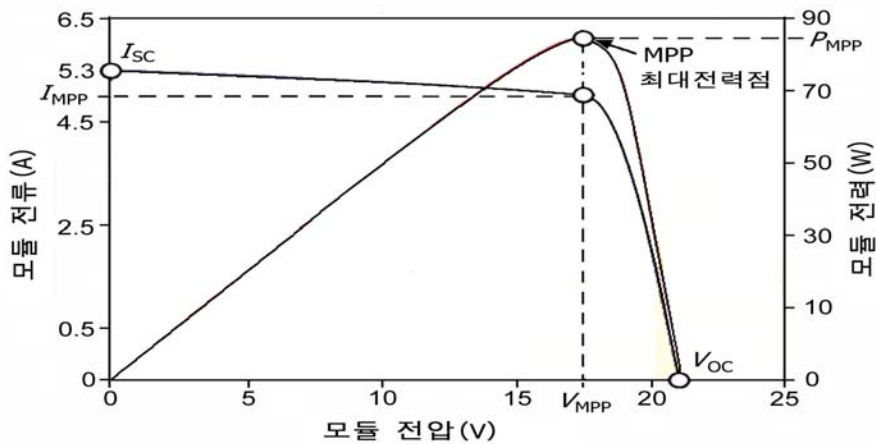


Fig. 2-8 The output characteristics of the commercial solar cell modules

우회 다이오드(bypass diode)는 태양전지 모듈의 상판이 나뭇잎 등에 의한 그림자, 새 오물, 흙탕물 등에 의해 태양전지가 오염되는 경우 모듈을 구성하는 태양전지의 출력 저하에 의한 파손을 방지하고 모듈의 출력 변화를 완화시키기 위해 사용된다. 그림 2-9는 2.5[W_p] 용량의 태양전지 36개를 직렬 연결한 85[W_p] 태양전지 모듈 구조를 나타내고 있다. 우회 다이오드가 없는 그림 2-9의 (c)에서 36번째 태양전지가 오염되는 경우 오염된 태양전지는 전기적으로 부하가 되어 다른 태양전지로부터 역전류 방향으로 전류를 소비하게 되므로 오염된 모듈의 태양전지를 통하여 순간적으로 역전류가 흐르게 된다. 오염된 36번째 태양전지를 통해 흐르는

전류는 열로 변환되어 실리콘이 손상되는 한계까지 가열되어 열점(hot spot)을 생성하므로 태양전지 파손의 원인이 된다[7]. 우회 다이오드가 설치된 그림 2-9의 (b)에서 역전압에 의해 흐르는 역전류는 우회 다이오드를 통해 오염된 셀을 우회하게 되므로 역 바이어스 전압이 생성되지 않는다[6][17]. 그림 2-10은 36개의 태양전지가 직렬 연결된 모듈에서의 우회 다이오드 사용 개수에 따른 태양전지 모듈의 전압-전류 특성이다.

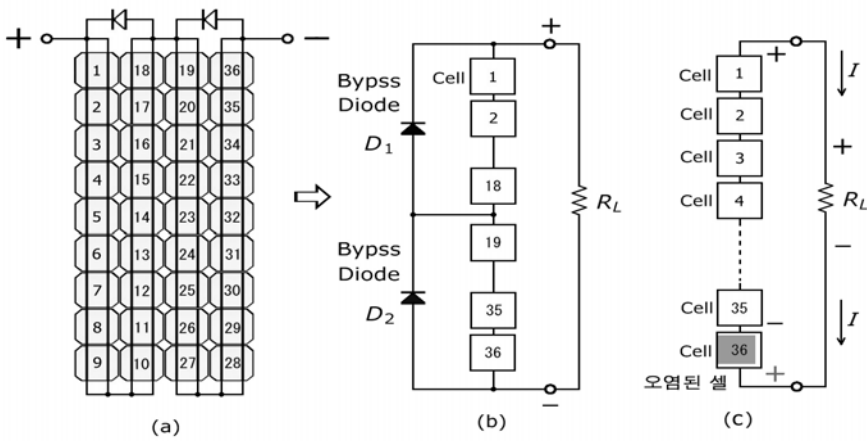


Fig. 2-9 The structure of the commercial solar cell modules

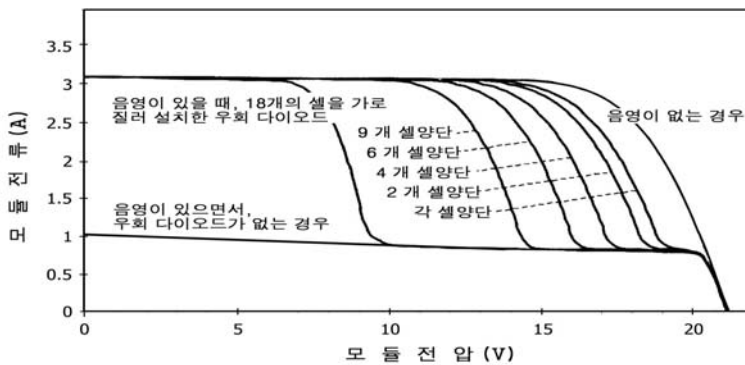


Fig. 2-10 Install a bypass diode, depending on the number of cells voltage-current characteristics of the solar cell PV module

각 태양전지에 우회 다이오드를 사용하는 경우 모듈의 fill factor는 향상되지만 비용적인 부담이 있으므로 36개의 태양전지가 직렬 연결된 상용 모듈의 경우 태양전지 모듈 단자함에 우회 다이오드를 내장하여 18개의 태양전지 단위로 우회 다이오드를 접속시키고 있다. 그림 2-11은 태양전지 모듈의 일사량에 따른 출력 전압-전류 특성으로 일사량이 변화됨에 따라 전류와 밀접한 특성을 나타내고 있으며 최대전력점(MPP)도 변하게 된다.

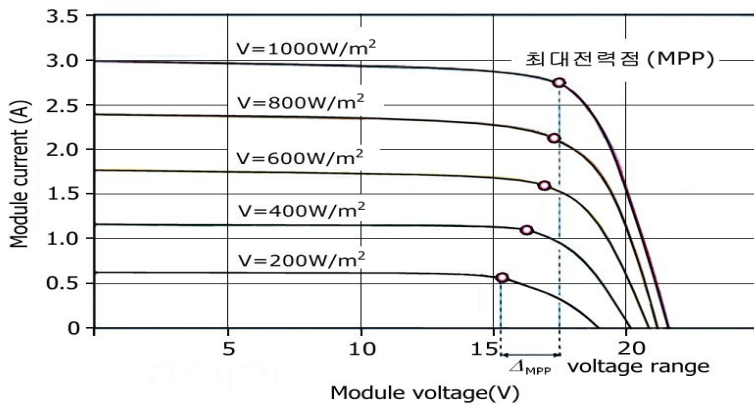


Fig. 2-11 The output of solar cell module voltage-current characteristics

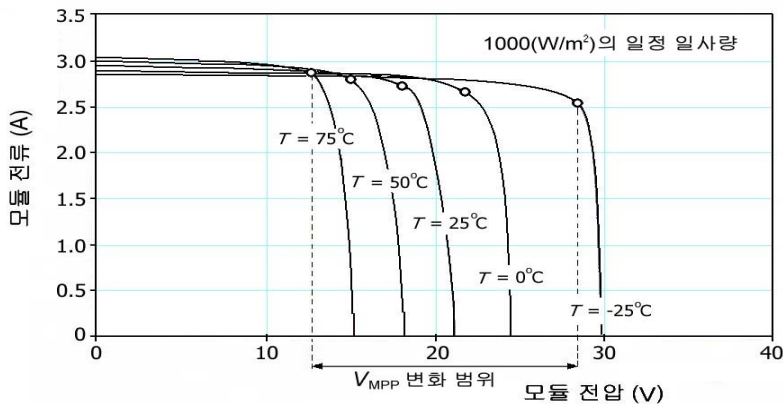


Fig. 2-12 Solar cell module output from the voltage-current characteristics of the effect of temperature

그림 2-12는 온도변화에 따른 태양전지 모듈의 전류-전압특성 곡선을 나타낸 것으로 전류는 태양전지의 표면 온도에 영향을 크게 받지 않으나 전압의 경우 태양전지의 표면 온도 25°C 를 기준으로 여름철은 35[%]의 출력저하가 발생하므로 설계할 때 태양전지 표면 온도의 영향을 고려하여야 한다.

2. 태양전지 어레이(array)

태양전지 어레이는 용도에 따라 태양전지 모듈을 직렬연결 또는 병렬연결하며 용량에 따라 사용되는 태양전지 모듈 개수가 결정된다. 전체 태양광 발전시스템의 손실을 최소화하기 위해서는 같은 종류의 모듈을 사용해야 한다.

그림 2-13은 태양전지 모듈 3개가 직렬 연결되었을 때의 어레이 출력 전압-전류 특성 곡선이며, 직렬 연결된 태양전지 모듈 열을 스트링(string)이라고 한다.

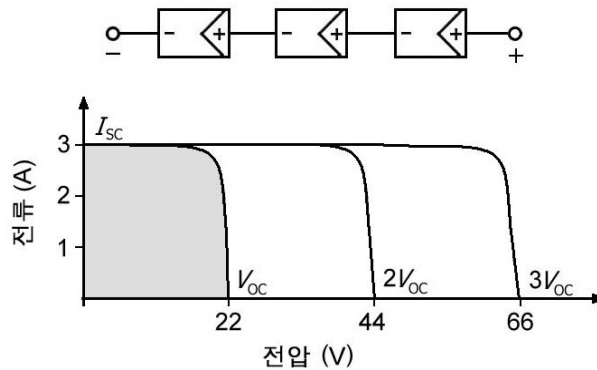


Fig. 2-13 Output characteristics of solar cell modules are serial connection

개방전압(V_{oc})이 22[V]인 태양전지 모듈 3개를 직렬 연결하였으므로 전체 어레이의 개방전압은 66[V]이며 단락전류(I_{sc})는 직렬 연결된 태양전지 모듈 개수에 상관없이 일정한 3[A]이다.

그림 2-14는 태양전지 모듈 3개가 병렬 연결되었을 때의 어레이 출력 전압-전류 특성 곡선이다. 단락 전류(I_{sc})가 3[A]인 태양전지 모듈 3개를 병렬 연결하였으므로 전체 어레이의 단락회로 전류는 9[A]이며 개방 전압(V_{oc})은 병렬 연결된 태양전지 모듈 개수에 상관없이 일정한 22[V]값을 갖는다.

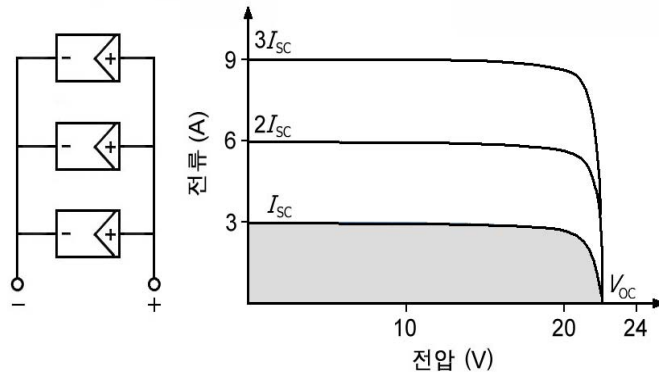


Fig. 2-14 Output characteristics of solar cell modules are parallel connection

태양광 발전시스템의 태양전지 어레이는 필요한 출력 전력에 의해 여러 개의 스트링을 병렬로 연결하여 구성하며 그림 2-15는 3개의 스트링을 병렬 연결한 어레이의 전압-전류 특성 곡선이다. 태양전지 모듈 한 개의 개방전압이 22[V]이므로 하나의 스트링 개방전압은 66[V]이며 스트링 3개가 병렬 연결되었으므로 어레이 단락전류는 9[A]이다.

태양전지 모듈로 구성되는 어레이에 음영 또는 태양전지 모듈의 이상이 발생하는 경우 어레이의 최대 출력 전력은 변화된다. 어레이를 구성하는 스트링 전압은 스트링을 구성하는 태양전지 모듈의 전압 합으로 나타내지만 스트링의 출력전류는 스트링을 구성하는 태양전지 모듈 중 가장 낮은 출력을 갖는 모듈의 전류 값에 의존한다. 병렬로 구성된 어레이의 출력 전류는 어레이를 구성하는 태양전지 모듈의 전류 합이며, 출력 전압은 어레이를 구성하는 각 모듈들의 전압과 같다[22].

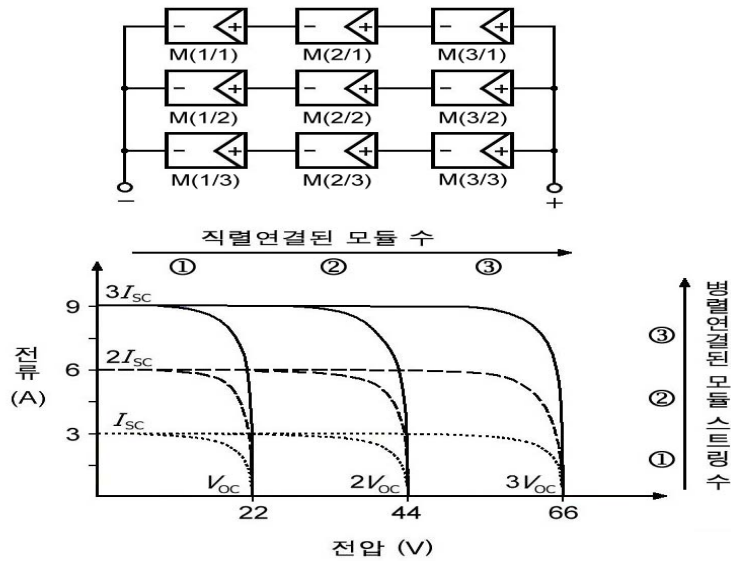


Fig. 2-15 Output characteristics of solar cell modules are serial-parallel connection

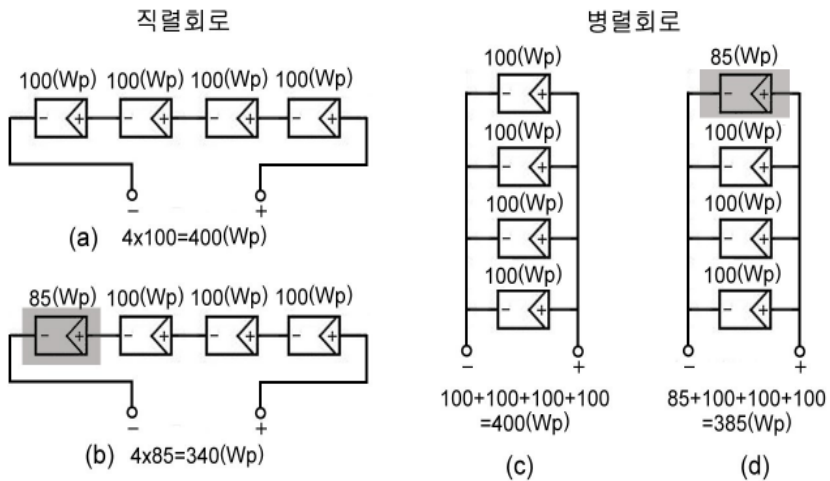


Fig. 2-16 Output power of solar cell modules are serial-parallel connection

C. 독립형 태양광 발전시스템의 구성

독립형 태양광 발전시스템은 발전된 전력을 현지에서 사용하는 방식으로 일반 상용 전기가 공급되지 않은 도서지역 등 외딴 지역에 적합하다. 일반적으로 독립형 태양광 발전시스템은 구름, 비 등에 의해 정상적인 태양광 발전이 어려운 경우 디젤발전기 등을 사용하여 전기를 발전할 수 있도록 하이브리드(hybrid) 방식으로 구성된다. 태양광 발전을 이용하여 도서지역에서 전력을 공급하는 독립형 태양광 발전시스템에서는 태양광 발전이 시간적 제한을 받으므로 낮 시간동안의 발전된 여분의 전력을 저장하기 위한 전력 저장 장치인 축전지에 저장하였다가 저녁이나 밤 시간대에 방전하여 부하에 공급한다. 이 때 축전지에 전력을 충방전 하기 위해 전력변환기와 AC 부하에 전력을 공급하기 위한 인버터가 사용되며 그림 2-17은 독립형 태양광 발전시스템의 일반적인 구성도를 나타내고 있다[1][2][23].

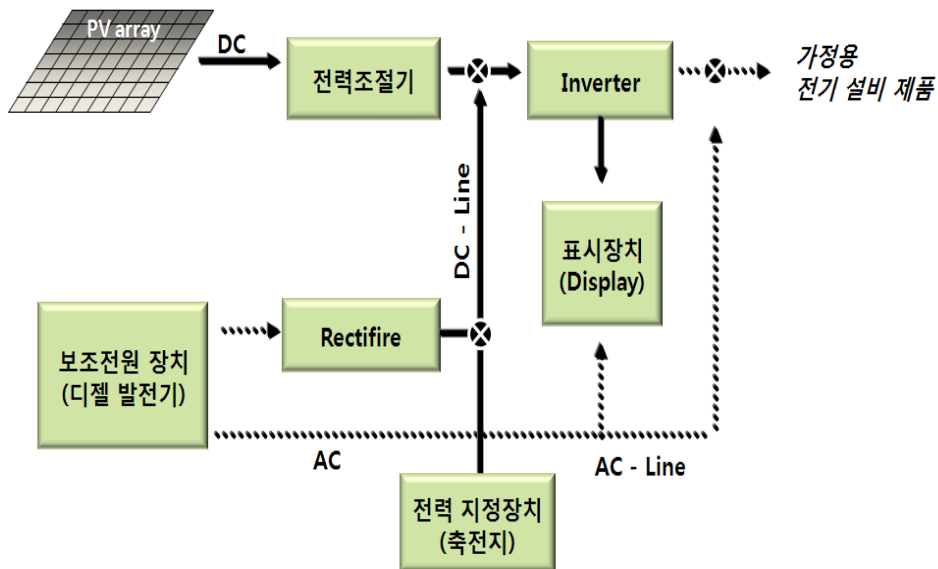


Fig. 2-17 Stand alone photovoltaic system

1. 태양전지 어레이

a. 어레이 기초 방식

지상에 설치되는 태양전지 어레이는 독립푸팅 기초방식과 복합푸팅 기초방식으로 기초 구조물이 시공되며 태양광 발전 장소의 지반 구조에 의해 직접기초방식 또는 항 기초방식으로 기초 구조물을 고정하게 된다. 어레이 기초는 시공 장소의 특성을 고려하여 태양전지 어레이 각도의 변화가 없도록 시공되어야 한다.

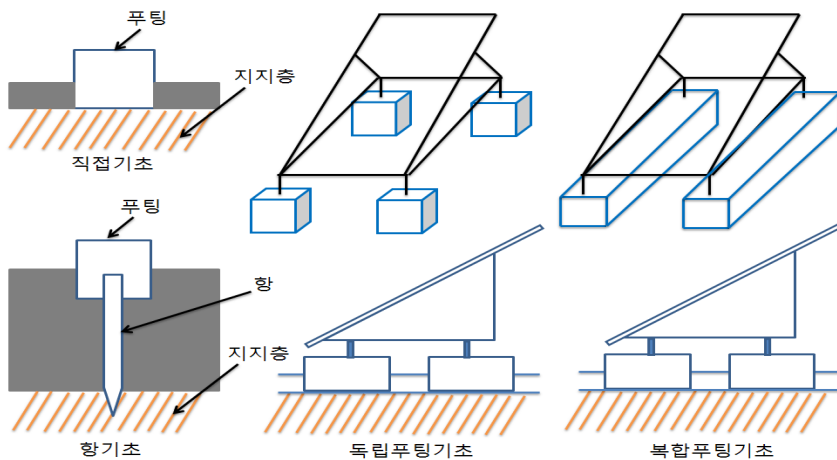


Fig. 2-18 PV array basics approach

b. 어레이 구성방식

광 에너지를 전기에너지로 변환하는 태양전지 모듈로 구성된 태양전지 어레이는 고정식과 추적식으로 분류된다[5][7][11]. 고정식 어레이는 어레이의 각도가 일정하게 고정되어 있으므로 발전 효율이 낮은 단점은 있으나 저가로 구현이 가능한 장점

이 있다. 추적식 태양전지 어레이는 제어장치를 이용하여 태양의 직사광선이 태양 전지 모듈에 수직으로 입사할 수 있도록 태양의 위치를 추적하는 방식으로 최대전력점 전압을 정격전압에 가깝도록 추적하여 효율을 극대화하는 방식이다. 이러한 추적식 태양전지 어레이는 추적방향에 따라 단방향 추적식과 양방향 추적식으로 구분되며 태양을 추적하는 방법에 따라 센서(sensor) 방식, 프로그램 제어방식, 혼합형 추적방식으로 분류된다[3].

센서 제어방식은 빛 감응 센서를 사용하여 최대 일사량을 추적하는 방법으로 센서부의 종류와 형태에 따라 오차가 발생하며 태양이 구름에 가려 부분 음영이 발생하는 경우 정확한 태양 궤도 추적은 기대할 수 없는 단점이 있다. 프로그램 제어방식은 태양의 궤도를 분석한 데이터와 궤도 추적을 위한 프로그램을 장착한 컴퓨터 또는 마이크로프로세서를 이용하여 프로그램이 지시하는 년-월-일에 따라 어레이가 태양의 위치를 추적하므로 어레이 설치 지역의 정확한 태양 궤도 데이터가 요구된다[12][14]. 혼합형 추적방식은 프로그램 제어방식에 의한 미세한 편차를 센서를 이용하여 주기적으로 수정하여 효율을 극대화하는 방법이다[15].

c. 태양전지 어레이 음영

태양전지 어레이에 발생하는 음영은 없어야 하나 여러 개의 태양전지 모듈을 직렬로 연결하여 구성하기 때문에 태양전지 어레이 표면의 일부 또는 전체에 음영 발생하게 되어 발전용량에 영향을 미치므로 우리나라 도서지역의 독립형 태양광발전소의 경우 최적의 발전을 위해 태양전지 모듈이 남향을 유지할 수 있는 환경과 일시적인 음영 및 설치 장소에 따른 반복적인 음영을 고려하여 태양전지 어레이를 설치할 장소를 결정하여야 한다.

(1) 일시적이고 간헐적인 음영

눈, 나뭇잎, 새의 배설물, 황사 등에 의한 일시적인 음영 또한 발전용량의 저하

요인이 되므로 물을 사용하여 태양전지 모듈에 묻은 이물질을 제거하여야 하며 고체 상태의 이물질의 경우 물 또는 중성세제와 스펀지를 사용하여 태양전지 모듈 표면의 이물질을 제거한다. 태양전지 모듈 표면의 미세한 먼지 또한 발전용량에 영향을 미치므로 정기적으로 태양전지 모듈 표면에 물을 뿌리는 스프링클러의 설치도 고려되어야 한다. 그림 2-19는 일시적이고 간헐적인 음영의 예를 나타내고 있다.

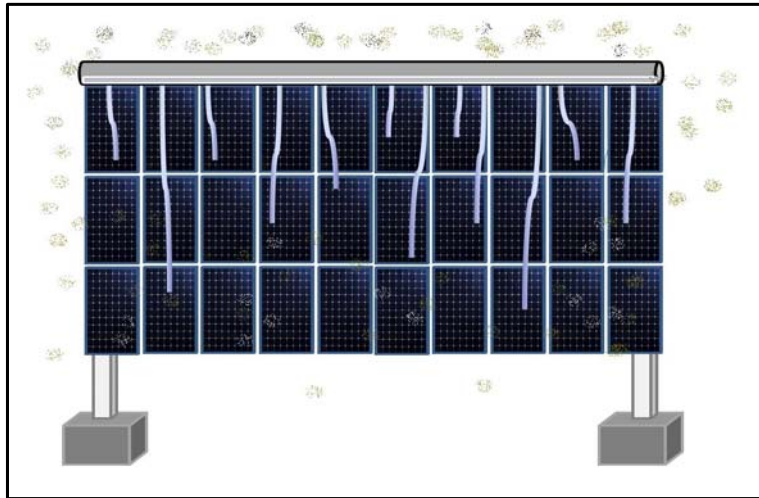


Fig. 2-19 Temporary and intermittent shading

(2) 반복적인 음영

태양광 발전소 주위의 산, 나무 등에 의해 일정 시간동안 반복적으로 발생하는 음영은 태양광 어레이에 수평적인 음영을 만들기 때문에 태양광 어레이의 효율을 저하시킬 수 있다. 특정 계절에만 주위의 산 또는 인공물 등에 의해 음영이 태양전지 어레이에 부분적으로 발생하는 경우 태양전지 모듈을 병렬 연결하여 전력손실을 최소화하여야 하며 나무에 의한 반복적인 음영이 발생하는 경우 발생원의 제거가 필요하다. 그림 2-20은 반복적인 음영을 나타내고 있다.

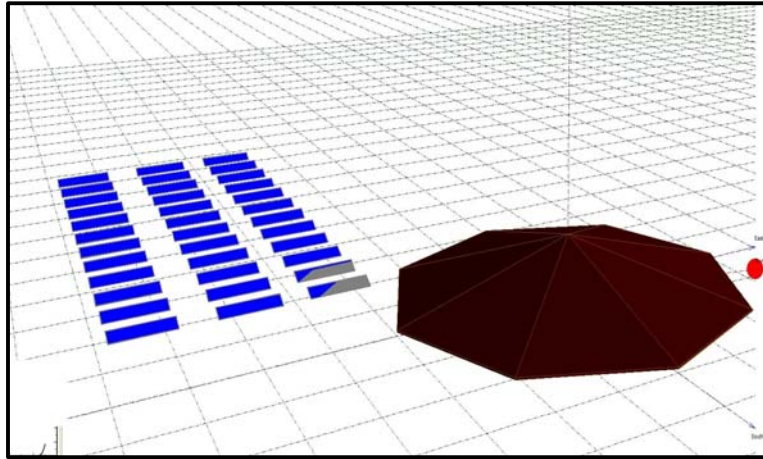


Fig. 2-20 Place according to the repetitive shading

d. 태양전지 어레이 구조물 계산

우리나라 도서지역 태양전지 어레이 구조물의 설계 하중은 내진 설계를 기본으로 수평 하중과 수직 하중을 고려하여 결정되므로 태양전지 모듈의 지지대는 바람에 의한 풍하중과 눈에 의한 적설하중을 견딜 수 있어야 하며 염분 등에 의해 쉽게 부식되지 않아야 한다. 식 (2-11)은 경사각이 30° 를 기준으로 태양전지 어레이 지지대의 수평 투영길이와 높이 및 각도의 산출식이다.

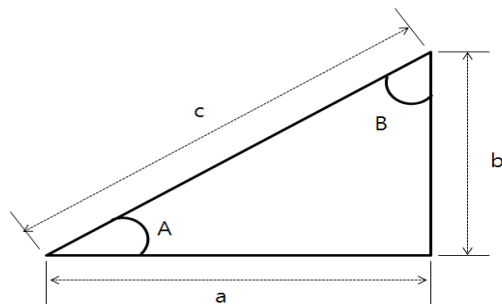


Fig. 2-21 Solar PV array section

$$c = \frac{b}{\sin A} = \frac{a}{\sin B} \quad (2-11)$$

$c = 9.8[m]$ 인 경우

$$9.8 = \frac{b}{\sin 30} = \frac{a}{\sin 60}$$

$$\begin{aligned} b &= 9.8 \times \sin 30^\circ & a &= 9.8 \times \sin 60^\circ \\ &= 4.898[m] & &= 6.926[m] \end{aligned}$$

여기서 a 는 어레이의 수평 투영 길이, b 는 지지대의 높이, c 는 어레이의 길이이다.

태양광발전 구조물 설계에는 수직 하중과 수평하중이 반영되어야 하며 대한건축학회의 ‘건축구조설계기준[KBC 2005]’과 ‘강구조 설계 기준 및 해설’ 및 ‘건축 및 동 시행령, 건축물의 구조기준 등에 관한 규칙’ 등이 적용된다.

Table 2-3 PV array structure load

구 분		설 계 기 준
수직하중	고정하중	주 구조체 자중을 포함한 총 고정하중 $0.45[kN/m^2]$ 을 적용함
	활하중	보 부재 중간에는 고정하중 외에 추가로 $5[kN]$ 의 집중 활하중을 고려함
	적설하중	최소 지상 적설하중 $0.5kN/m^2$ 을 적용함.
수평하중	풍하중	지역의 기본풍속(V_0)을 적용함
	지진하중	특급의 내진 등급을 기준으로 지역계수(A)를 적용함.
	적설하중	최소 지상 적설하중 $0.5kN/m^2$ 을 적용함.

e. 태양전지 어레이 이격 거리

태양전지 어레이는 앞 열 태양전지 모듈의 그림자가 다음 열의 태양전지 모듈에 영향을 미치지 않도록 배열되어야 하므로 낮 시간이 가장 짧고 그림자가 길게 드리우는 날을 기준으로 오전 9시에서 오후 3시까지 태양광 어레이 간 부분적인 그림자가 발생되지 않도록 이격거리를 유지하여야 한다. [35]

태양광 어레이의 열간 음영 변수에는 어레이의 길이, 어레이의 수평 투영 길이, 어레이 경사각, 열간 거리 등이 있다.

$$\text{면적비 전체} = d/m \tag{2-12}$$

$$\text{수평 투영} = d/p$$

여기서 m =어레이 길이, p =어레이 수평투영길이, a =어레이 경사각, d =열간 거리이다. 표 2-4는 태양광 수평 투영이 반영된 태양전지 어레이의 면적 비이다.

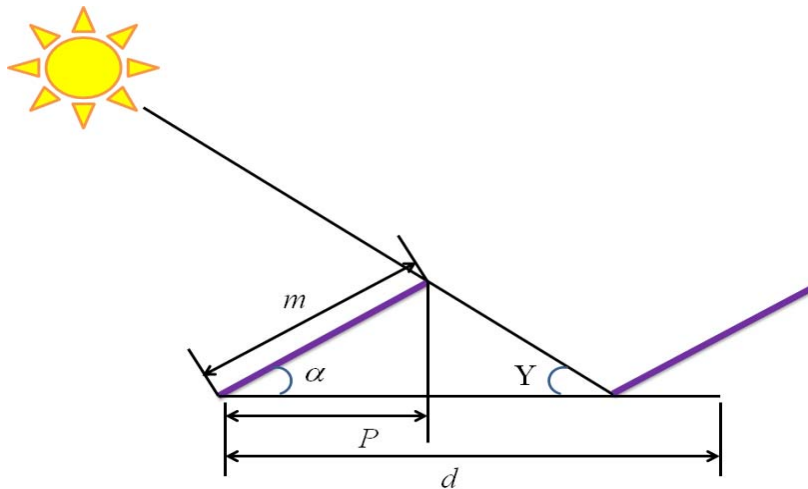


Fig. 2-22 PV array distance

어레이에 발생하는 음영과 태양광 어레이의 경사각은 발전용량에 영향을 미치므로 음영 발생을 최소화하고 연간 가장 많은 태양에너지를 얻을 수 있도록 어레이 경사각이 결정되어야 한다.

Table 2-4 Array of ratio area

면적비(전체)	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50
면적비(수평투영)	3.46	3.18	2.89	2.60	2.31	2.02	1.73

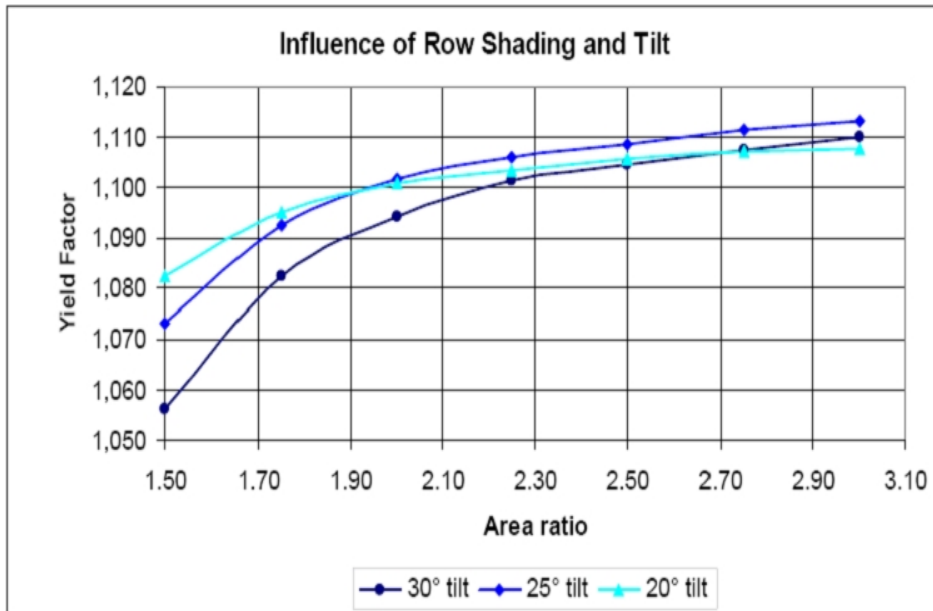


Fig. 2-23 Shading and the angle of inclination of the impact

2. 인버터의 구성방식[4][7][16]

a. 중앙 집중식 저전압 인버터

3~5개의 태양전지 모듈을 스트링으로 구성하고 각 스트링을 병렬로 연결하는 방식이며 인버터의 전압 범위는 $V_{DC} \leq 120[V]$ 이다. 어레이를 구성하는 스트링이 짧으므로 음영 손실이 적은 장점이 있지만 전류값이 매우 크므로 저항 손실을 줄이기 위해 케이블 단면적을 크게 하여야 한다. 그림 2-24는 중앙 집중식 저전압 인버터의 구성 방식을 나타내고 있다.

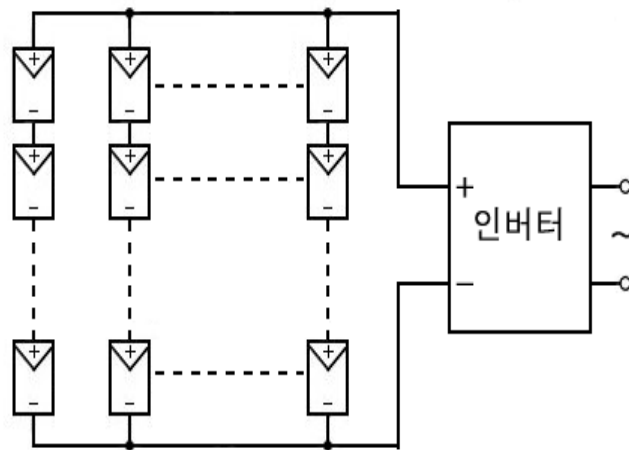


Fig. 2-24 Low voltage array concept with central inverter

박막-필름형 태양전지를 사용하는 모듈은 각각의 모듈을 그림 2-25와 같이 병렬로 연결하여야 한다. 인버터의 전압 범위가 낮은 저전압 방식은 전류가 매우 크기 때문에 인버터와 케이블 등의 저항손실을 줄이기 위한 방안이 어레이 설계할 때 고려하여야 한다.

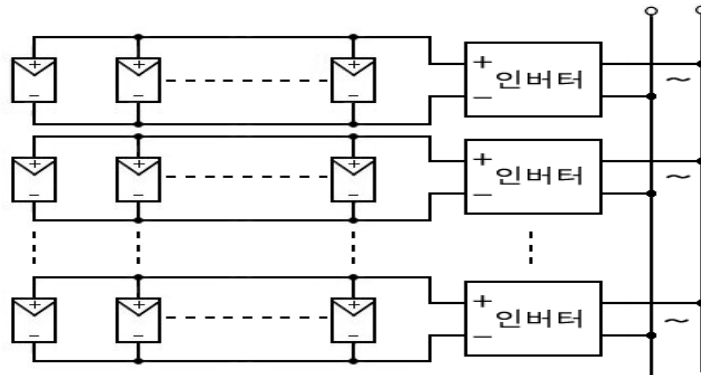


Fig. 2-25 Parallel connection concept for low voltage array

b. 고전압 중앙 집중식 인버터

태양전지 모듈을 스트링으로 구성하고 각 스트링을 병렬로 연결하는 방식이며 인버터 전압 범위는 $V_{DC} \geq 120(V)$ 이다. 어레이를 구성하는 스트링이 길므로 전류값이 낮은 장점은 있으나, 음영 손실이 증가하는 단점으로 어레이를 설계할 때 고전압 어레이의 개방전압이 인버터의 입력 전압 범위를 벗어나지 않도록 고려하여야 하며 그림 2-26는 고전압 중앙 집중식 인버터와 어레이의 구성 방식이다.

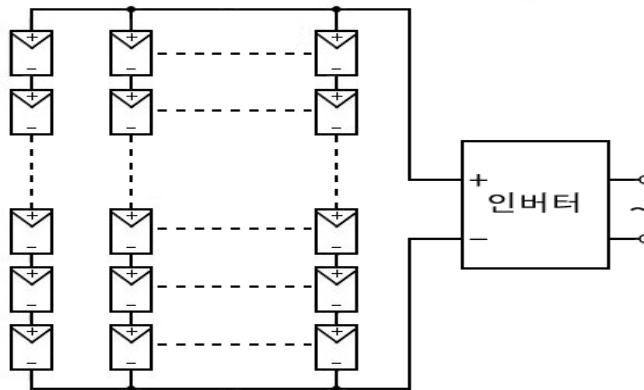


Fig. 2-26 Concept with central inverter and higher voltages array

c. Master-Slave 제어방식 인버터

마스터-슬레이브(master-slave) 제어방식의 중앙 집중식 인버터는 발전 용량에 의해 마스터 인버터와 슬레이브 인버터의 운전 대수가 결정되므로 대규모 태양광 발전시스템에 적합하다. 일사강도가 낮은 경우 한 개의 인버터를 마스터로 운전하는 반면 일사강도가 증가하면 마스터 인버터와 슬레이브 인버터는 규정된 주기(cycle)에 의해 연동되어 동작하므로 인버터의 효율성이 높은 장점은 있으나, 초기 투자비용이 증가하는 단점이 있다. 그림 2-27은 마스터-슬레이브 제어방식 인버터와 어레이의 구성을 나타내고 있다.

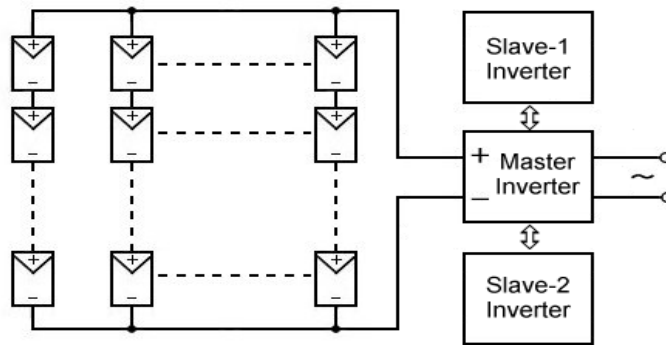


Fig. 2-27 Master-slave inverter and higher voltages array

d. 어레이 인버터와 스트링 인버터

서로 다른 위치에 상이한 방향으로 설치된 어레이 또는 음영의 영향이 있는 어레이의 경우 각 어레이 단위에서 발전 용량에 차이가 발생할 수 있으므로 스트링 단위로 인버터를 사용한다. 스트링 인버터 방식은 초기 설치 비용이 저렴한 장점이 있으나, 인버터가 태양광 발전시설의 가까운 장소에 설치되므로 인버터 용량은 표준 규격 이상으로 선택하여야 한다. 어레이 인버터와 스트링 인버터를 사용하는

경우 동일한 방위조건 또는 음영조건을 갖는 모듈들이 하나의 스트링에 함께 연결되어 있는가를 주의 깊게 확인하여야 하며 그림 2-28은 어레이 인버터와 스트링 인버터의 구성에 대한 개념도이다.

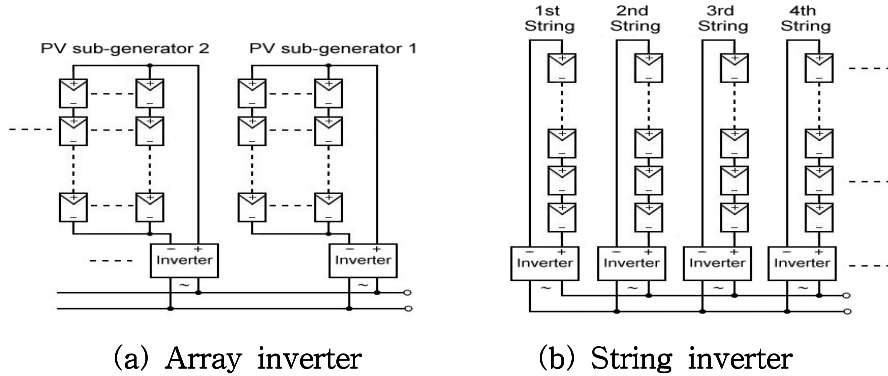


Fig. 2-28 Array inverter and string inverter concept

e. 모듈 인버터

모듈 인버터는 모듈 접속 상자에 내장되며 태양광 모듈과 인버터가 하나의 유니트(unit)로 구성되므로 소형이면서 비교적 고가이나 태양광 발전시스템의 확장이 용이한 장점과 음영이 있는 건물의 외벽 등의 소형 태양광 발전시스템 등에 비교적 광범위하게 사용되고 있다. 그림 2-29는 모듈 인버터와 어레이의 구성이다.

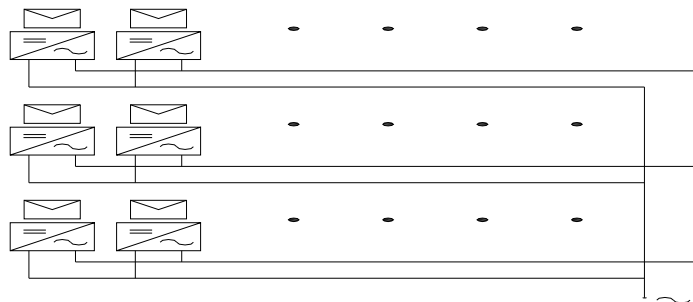


Fig. 2-29 Module inverter array configuration

3. 축전지

독립형 태양광 발전은 광에너지가 있는 낮 시간 동안 발전된 전력을 축전지에 저장하고 발전이 되지 않는 밤 시간 동안 전기를 사용하는 시스템이므로 전력을 저장하는 축전지가 요구된다.

독립형 태양광 발전시스템용 축전지의 기대수명은 방전심도(DOD)와 방전횟수 및 사용온도, 설치 장소의 환경 등에 의하여 결정되므로 평균적인 방전심도를 설정하여 축전지의 기종을 선정할 필요가 있다.

독립형 태양광 발전시스템에는 납축전지, 니켈-카드늄 축전지, 니켈-수소 축전지 등이 사용되고 있으며 축전지의 기대 수명은 사용온도, 방전심도 방전횟수 등에 의해 결정되므로 축전지의 사용 환경과 형태에 따라 3년~15년 정도의 수명을 제공한다. 그림 2-30은 방전심도와 축전지의 기대수명을 나타낸다.

1) VGS Model VRLA Battery

- DOD 100% : 500 CYCLE
- DOD 60% : 1200 CYCLE
- DOD 40% : 1650 CYCLE

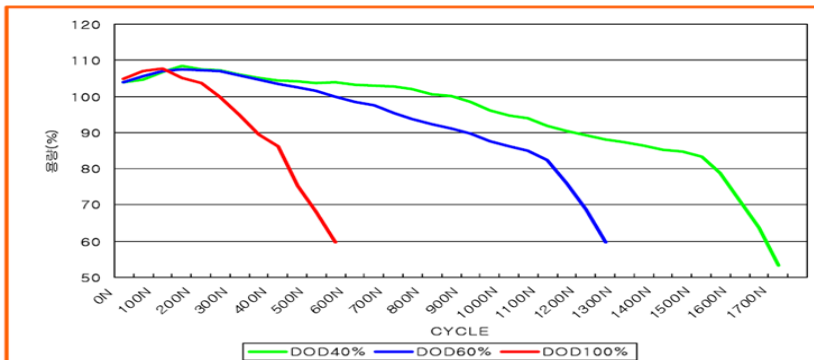


Fig. 2-30 Relationship of depth of discharge and battery life expectancy

독립형 태양광 발전에 사용되는 축전지는 매일 충전과 방전이 반복되고 날씨에 의해 충·방전량이 변화하는 특성이 있으므로 에너지관리공단의 신재생에너지센터의 인증제품 여부를 확인하는 것이 바람직하다.



Fig. 2-31 KEMKO home page(<http://www.kemco.or.kr/>)

4. 에너지 저장시스템

에너지 저장시스템으로 불리는 ESS(Energy Storage System)는 생산된 전기에너지를 일정시간 저장하는 장치인 축전지의 확장 개념이며 배터리 시스템과 전력변환장치(PCS: power conversion system)로 구성되어 있다.

에너지 저장시스템은 태양에너지에 의한 발전 시간대에 잉여 전기를 ESS에 저장하고 태양에너지가 없는 비발전 시간대에 저장된 전기에너지를 사용할 수 있으므로 태양에너지 사용을 극대화 할 수 있다.

독립형 태양광 발전시스템의 경우 전기에너지가 필요한 장소에 설치하여 부하에 전력을 공급하는 특성을 갖는다. 발전 시간대에 생산된 잉여 전력을 축전지에 저장하고 비발전 시간대에 전력변환장치인 인버터를 사용하여 부하에 전력을 공급하므로 에너지 저장시스템은 독립형 태양광 발전시스템에 반드시 필요하다. 그림 2-32는 에너지 저장장치의 개념도를 나타내고 있다.

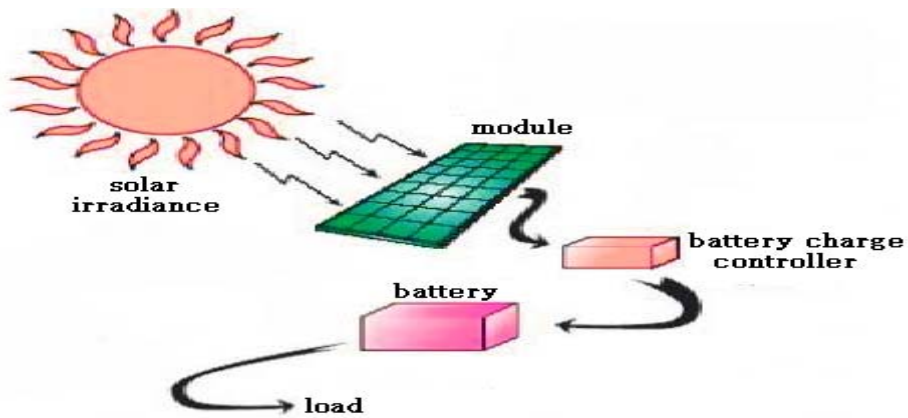


Fig. 2-32 Concept of energy storage devices

Ⅲ. 고정기어가변식 태양전지 어레이 제안

본 논문에서는 태양광 발전의 효율 향상을 위한 고정기어가변식 어레이와 제어기 및 태양전지 모듈의 표면온도를 고려한 10[kWp] 독립형 태양광 발전의 태양광 어레이 설계 방안을 제시하고 100[kWp] 독립형 태양광 발전소에 대한 실증시험에서는 태양전지 어레이의 행렬 결합에 의해 설계로 scale up이 가능하다. 또한, 태양전지 모듈의 표면온도를 고려한 독립형 태양광 발전시스템을 설계시 인버터의 효율적인 운전이 가능하므로 부정합에 의한 손실 개선의 가능성을 제시하였다.

A. 고정기어가변식 태양전지 어레이

본 논문에서는 태양광선이 태양전지에 입사되는 각이 고정되는 경사고정식 태양전지 어레이와 태양광선이 태양전지에 입사되는 각을 수동으로 변경하는 가변고정식 태양전지 어레이의 단점을 개선한 고정기어가변식 태양전지 어레이를 제안한다. 표 3-1은 “국내 태양에너지 자원 분석 및 측정기술 연구(산업자원부)”자료로 우리나라의 태양전지 모듈 각도별 일사량 자료를 나타내고 있다.

Table 3-1 Monthly domestic solar energy and solar modules angle insolation(Unit: kcal/m², day)

각도 \ 월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	평균
S($\beta = 0^\circ$)	1701	2409	3133	3817	4017	3899	3560	3398	3162	2530	1844	1635	2925
S($\beta = 15^\circ$)	2346	3111	3747	4183	4168	3960	3632	3599	3591	3151	2519	2373	3365
S($\beta = 30^\circ$)	2871	3493	4035	4260	4056	3787	3496	3578	3774	3533	2985	2898	3564
S($\beta = 45^\circ$)	3033	3696	3968	3941	3586	3274	3059	3243	3616	3603	3203	3196	3452
S($\beta = 60^\circ$)	2976	3507	3549	3299	2834	2546	2397	2652	3147	3350	3121	3173	3046
S($\beta = 75^\circ$)	2831	3184	3046	2644	2102	1849	1762	2047	2605	2959	2915	3028	2581
S($\beta = 90^\circ$)	2670	2895	2587	2031	1472	1274	1225	1496	2093	2599	2688	2863	2158
월 최대	3033	3698	4035	4260	4168	3960	3632	3599	3774	3603	3203	3196	3564
월 최소	1701	2409	2587	2031	1472	1274	1225	1496	2093	2530	1844	1635	2158
월 평균	2633	3185	3438	3454	3176	2941	2733	2859	3141	3104	2754	2738	3013

경사고정식 태양광 어레이의 경우 설치 지역의 다년간 측정된 일사량 자료를 분석을 통하여 연간 가장 많은 태양에너지를 얻을 수 있는 태양전지 어레이의 설치 각도 및 설치 방향이 결정된다. 우리나라의 지리적 특성을 고려할 때 태양광 어레이는 30° 내외의 경사각을 가지며 남향으로 설치되나 가변고정식에 비해 효율이 낮은 단점이 있다. 그림 3-1은 경사고정식 태양전지 어레이를 나타내고 있다. 가변고정식은 연 중 3회~4회 태양전지 어레이 경사각을 변경하는 방식으로 경사고정식에 비해 5% 내외의 효율이 향상되는 장점이 있으나 인건비가 발생하는 단점이 있다. 그림 3-2는 가변고정식 태양전지 어레이를 나타내고 있다.



Fig. 3-1 Slope fixed PV array



Fig. 3-2 Variable fixed PV array

추적식 태양전지 어레이는 단방향 추적식과 양방향 추적식으로 분류되며 태양광선이 태양전지에 입사되는 각을 추적하는 방식이므로 발전효율이 가장 높은 장점을 가지나 태양전지 어레이의 각도가 40도를 넘는 경우 지지대의 보강이 필요한 우리나라 도서지역의 환경을 고려할 때 사용에는 제한이 있다.

단방향 추적식은 태양전지 어레이가 태양의 한 측면을 추적하도록 설계된 방식으로 상·하 추적식과 좌·우 추적식으로 나누어지며, 태양의 위치와 고도를 실시간으로 측정하여 작동하므로 어느 지역이나 적용하여 간편하게 설치할 수 있다. 그림 3-3은 단방향 추적식 태양전지 어레이를 나타내고 있다.



Fig. 3-3 One directional tracking PV array

양방향 추적식은 태양 전지판이 항상 태양의 직달 일사량이 최대가 되도록 상·하·좌·우를 동시에 추적하도록 설계된 추적 방식이며, 설치단가가 높은 반면에 발전량이 경사고정식 태양전지 어레이에 비하여 연평균 15% 가량 증가한다. 양방향 추적식은 경사진 삼각기둥 형태로 광센서(Photodiode sensor)가 빛을 추적하여 태양광을 최대로 집광할 수 있는 최대 입사각으로 태양전지판을 회전시키며 어떠한 장소나 기상상태에서도 정확하고 효율적으로 작동한다. 그림 3-4는 양방향 추적식 태양전지 어레이를 나타내고 있다.



Fig. 3-4 Bidirectional tracking PV array

제안된 고정기어가변식 태양전지 어레이는 경사고정식 태양전지 어레이에 추적식 태양전지 어레이의 장점을 부가한 방식으로 태양의 고도와 방위각에 따른 제어기의 연산에 의해 모터(motor)를 사용하여 태양광 어레이의 각도가 $15^{\circ} \sim 35^{\circ}$ 범위에서 제한적으로 변화되므로 태양전지 어레이의 보강 없이 기존에 설치되어 있는 경사고정식 태양광 어레이를 활용하여 경사고정식 태양전지 어레이보다 높은 발전 효율을 얻을 수 있다. 표 3-2는 제안된 고정기어가변식 태양광 어레이와 기존 방식과의 비교를 나타내고 있으며 그림 3-5는 고정기어가변식 태양전지 어레이 단면도를 나타내고 있다.

Table 3-2 Compared Fixed PV array variable with Variable fixed gear PV array

구 분	고정기어가변식	가변고정식
PV 어레이 경사각	모터 구동에 의한 변경	사람에 의한 변경
경사각 가변	실시간	연 3회 ~ 4회
비 고	제안된 방식	기존 방식

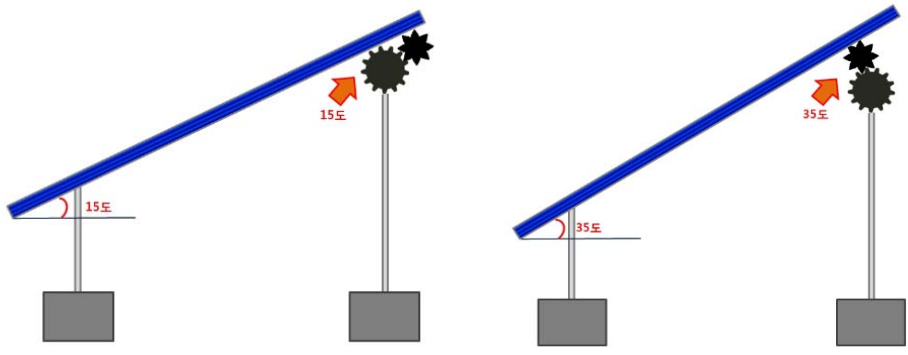


Fig. 3-5 Variable fixed gear PV array

B. 제어기

본 논문에서 제안된 고정기어가변식 태양전지 어레이의 제어기는 프로그램 제어 방식(program tracking)을 기반으로 감지식 추적방식(sensor tracking)을 추가하여 시간에 따른 태양의 궤적을 태양광 어레이가 $15^{\circ} \sim 35^{\circ}$ 범위에서 실시간으로 추종하도록 설계하였다. 제어기는 태양광선이 태양전지에 입사되는 각을 연산하고 실시간으로 모터를 구동, 제어하여 발전 효율이 최적화되도록 설계되었다.

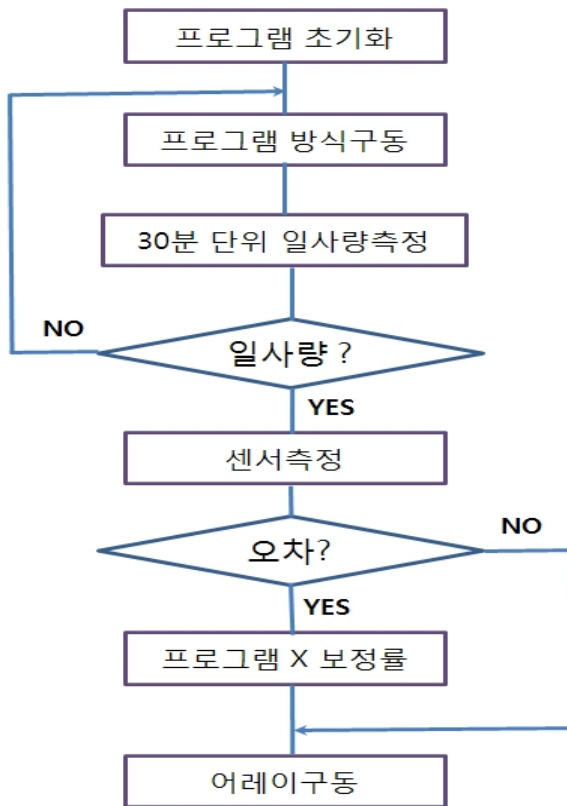


Fig. 3-6 Proposed controller flowchart

C. 온도를 고려한 태양전지 어레이 설계

본 논문에서는 태양전지 모듈의 자체 온도가 $1^{\circ}C$ 상승함에 따라 정격출력은 약 0.5[%] 정도 저하되는 연구 결과를 반영하여 태양전지 표면 온도의 영향에 따른 발전용량의 변화를 최소화하는 설계 방안을 제시한다[28].

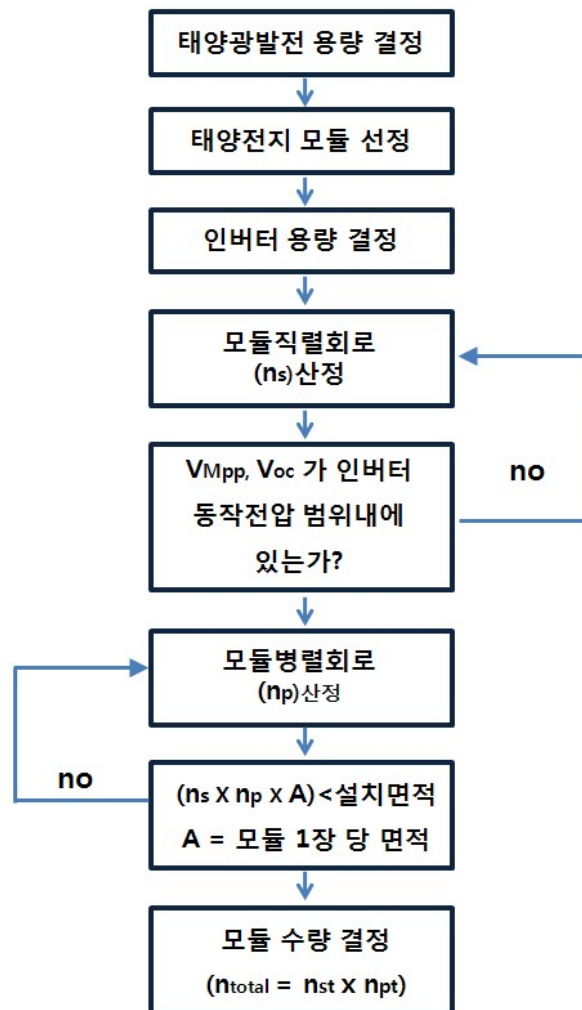


Fig. 3-7 Design flowchart of the solar array

태양전지 어레이는 사용 용도에 의해 태양전지 모듈의 직렬연결 개수인 스트링(string)을 결정하고 설치용량에 의해 스트링을 병렬로 연결한다. 스트링 출력 전압은 직렬 연결된 모듈들의 전압의 합이며 스트링 출력 전류는 스트링을 구성하는 태양전지 모듈 중 가장 낮은 전류를 갖는 모듈의 전류값에 의존한다. 병렬 연결된 스트링의 출력 전류는 각 태양전지 모듈에 인가되는 전류의 합이며, 출력 전압은 각 모듈의 전압과 같으므로 사용 또는 설치 용량을 기준으로 태양전지 모듈을 직·병렬 연결하여 태양광 어레이를 구성한다.

태양전지 어레이 설계 절차는 다음과 같다.

단계 1. 태양광 발전용량이 $10[kWp]$ 인 경우 태양전지 모듈의 규격과 인버터 용량을 결정하고 모듈의 전기적 특성을 참고하여 태양광 어레이를 구성하는 모듈 수를 결정한다.

Table 3-3 The solar module capacity

구 분	85[Wp]	210[Wp]	210[Wp]
모델명	HIP-200BA3	(SPR-210)	(SCM-210)
크 기[mm]	1319x894x35	1559x798x46	1559x798x46
개방전압 (V_{oc})	21.3[V]	47.7[V]	47.7[V]
단락전류 (I_{sc})	5.3[A]	5.85[A]	5.85[A]
최대전력전압 (V_{MPP})	17.1[V]	40.0[V]	55.0[V]
최대전류 (I_{MPP})	4.97[A]	5.25[A]	7.59[A]
모듈효율 (η)	16.5[%]	16.9[%]	13.08[%]
어레이 온도 보정계수	0.127[V/°C]	0.127[V/°C]	0.127[V/°C]

Table 3-4 The inverter capacity

구 분	2[kWp]	5[kWp]	10[kWp]
인버터 최대출력[kWp]	2.2	5.5	12
모듈 소요 구량[개수]		60	118
효율[%]	94	95.7	95.8
입력전압범위 [V_{DC}]	150~400	150~400	216~490
주파수[Hz]	60	60	60
최대입력전압[V]	500	520	520
최대입력전류[A]	10	25	50

단계 2. 10[kWp] 태양광 발전용량을 위하여 표 3-3의 85[W_p] 태양전지 모듈을 기준으로 모듈의 수량을 산정한다.

$$n(\text{모듈개수}) = \frac{\text{어레이의 최대출력}[W_p]}{\text{모듈의 최대출력}[W_p]} = \frac{10 \times 10^3 [W_p]}{85 [W_p]} = 118[\text{개}] \quad (3-1)$$

85[W_p] 태양전지 모듈의 출력전압과 출력전류는 일사량 1000[W/m²]와 상온 25[°C]를 기준으로 산정되므로 태양전지 모듈 전압이 상승하는 겨울과 태양전지 모듈 전압이 저하되는 여름의 온도 환경을 설계에 반영한다. 겨울과 여름의 최대전력전압 (V_{MPP})과 개방전압 (V_{OC})을 구하는 수식은 다음과 같다.

$$V_{MPP} T [^{\circ}C] = V_{MPP} + [(25 [^{\circ}C] - T [^{\circ}C]) (\frac{V}{[^{\circ}C]})] \quad (3-2)$$

$$V_{oc} T [^{\circ}C] = V_{oc} + [(25 [^{\circ}C] - T [^{\circ}C]) (\frac{V}{[^{\circ}C]})]$$

태양전지 모듈의 표면온도가 $-10[^\circ C]$ 인 겨울의 최대전력전압과 개방전압은 다음과 같다.

$$V_{MPP(-10^\circ C)} = 17.1 + [(25 - (-10)) \times 0.127] = 21.545[V] \quad (3-3)$$

$$V_{oc(-10^\circ C)} = 21.3 + [(25 - (-10)) \times 0.127] = 25.745[V]$$

태양전지 모듈의 표면온도가 $70[^\circ C]$ 인 여름의 최대전력전압은 다음과 같다.

$$V_{MPP(70^\circ C)} = 17.1 + [(25 - (70)) \times 0.127] = 11.385[V] \quad (3-4)$$

단계 3. 태양전지 모듈에서 발전된 직류전압을 교류전압으로 변환하는 인버터의 용량을 결정한다. 발전용량이 $10[kWp]$ 인 경우 $2[kWp]$ 용량의 단상 인버터 5대를 사용하여 태양광 발전을 구성하는 방법과 $10[kWp]$ 3상 인버터 1대를 사용하여 태양광 발전을 구성하는 방법을 고려할 수 있다. 본 논문에서는 $10[kWp]$ 3상 인버터 1대를 사용하여 태양광 발전을 구성한다.

단계 4. $-10[^\circ C]$ 일 때의 겨울을 기준으로 인버터 최대입력 한계전압과 모듈의 개방전압으로 모듈의 직렬연결 개수인 스트링을 결정한다.

$$n_{oc} = \frac{V_{\max(\text{inverter})}}{V_{oc(-10^\circ C/\text{module})}} = \frac{520(V)}{25.745(V)} = 20.19(\text{개}) \quad (3-5)$$

여기서 n_{oc} 는 $-10[^\circ C]$ 인 조건에서 태양전지 모듈의 개방전압을 기준으로 한 태양전지 모듈의 직렬개수이다.

표 3-4의 $10[kWp]$ 인버터의 최대입력전압 $490[V]$ 와 $-10[^\circ C]$ 인 조건에서의 모듈의 최대전력전압을 사용하여 태양전지 모듈의 직렬연결 개수를 구한다.

$$n_{mpp} = \frac{V_{input(inverter)}}{V_{MPP(-10^{\circ}C/module)}} = \frac{490(V)}{21.545(V)} = 22.74(\text{개}) \quad (3-6)$$

여기서 n_{mpp} 는 $-10[^{\circ}C]$ 인 조건에서 인버터의 최대입력전압을 기준으로 한 태양전지 모듈의 직렬개수이다.

여름철에는 태양전지 모듈의 최대전력점이 감소하므로 태양전지 모듈의 출력전압이 $10[kWp]$ 인버터의 최소입력 전압범위를 벗어나지 않도록 모듈의 직렬연결 개수를 결정한다.

$$n_{mpp}' = \frac{V_{min(inverter)}}{V_{MPP(+70^{\circ}C/module)}} = \frac{216(V)}{11.385(V)} = 18.9(\text{개}) \quad (3-7)$$

여기서 n_{mpp}' 는 $70[^{\circ}C]$ 인 조건에서 인버터의 최소입력전압을 기준으로 한 태양전지 모듈의 직렬개수이다.

단계 5. 겨울에는 모듈의 입력전압이 인버터의 최대입력전압 이하가 되도록 태양전지 모듈의 개수를 결정하고 여름에는 태양전지 모듈의 출력 전압강하가 발생하므로 인버터의 최소 입력전압 이상으로 태양전지 모듈의 개수를 결정한다.

$-10[^{\circ}C]$ 인 조건에서 인버터의 최대입력전압을 기준으로 한 태양전지 모듈의 직렬개수는 22개이므로 태양전지 모듈의 표면온도가 $-10[^{\circ}C]$ 인 겨울의 개방전압과 $70[^{\circ}C]$ 인 여름의 최대전력전압을 기준으로 태양전지 모듈 22개의 발전용량에 따른 인버터의 입력전압은 다음과 같다.

$$V_{OC(22)} = V_{OC(-10^{\circ}C)} \times 22 = 25.745 \times 22 = 566.39[V] \quad (3-8)$$

$$V_{MPP(22)} = V_{MPP(70^{\circ}C)} \times 22 = 11.385 \times 22 = 250.47[V]$$

표 3-4의 $10[kWp]$ 용량의 인버터 입력전압범위는 $216[V] \sim 490[V]$ 이며 태양전지 모듈의 표면온도가 $-10[^\circ C]$ 인 겨울의 개방전압을 기준으로 한 모듈의 출력전압은 $566.39[V]$ 이다. 태양전지 모듈의 출력전압이 인버터의 최대 입력전압을 초과하므로 태양전지 모듈의 직렬 개수에 대한 재산정이 필요하다.

태양전지 모듈의 표면온도가 $70[^\circ C]$ 인 조건에서 인버터의 최대입력전압을 기준으로 한 태양전지 모듈의 직렬개수는 18.9개이므로 19개를 기준으로 태양전지 모듈 수량을 재 산정한다. 태양전지 모듈의 표면온도가 $70[^\circ C]$ 인 여름의 최대전력전압은 다음과 같다.

$$V_{MPP(19)} = V_{MPP(70^\circ C)} \times 19 = 11.385 \times 19 = 216.315[V] \quad (3-9)$$

태양전지 모듈의 표면온도가 $-10[^\circ C]$ 인 겨울의 최대전력전압과 개방전압은 다음과 같다.

$$V_{MPP(19)} = V_{MPP(-10^\circ C)} \times 19 = 21.545 \times 19 = 409.355[V] \quad (3-10)$$

$$V_{OC(19)} = V_{OC(-10^\circ C)} \times 19 = 25.745 \times 19 = 489.155[V]$$

태양전지 모듈 19개를 직렬 연결하는 경우 모듈의 출력전압은 인버터의 최대입력전압 범위를 만족한다.

단계 6. 표 3-4를 참고하여 $10[kWp]$ 인버터의 수용 가능한 병렬회로의 개수는 인버터의 최대입력직류전류와 $85[W_p]$ 태양전지 모듈의 최대전류(I_{MPP})로 산정한다.

$$\begin{aligned}
\text{인버터의 수용 가능한 병렬회로 수} &= \frac{\text{인버터 최대입력전류}}{\text{태양전지 모듈의 직렬회로전류}} & (3-11) \\
&= \frac{50[A]}{4.97[A]} \\
&= 10.06 \\
&= 10
\end{aligned}$$

모듈의 총수량과 직렬 연결되는 모듈의 개수를 비교하여 병렬회로의 수량을 산정한다.

$$\begin{aligned}
\text{병렬회로 수} &= \frac{\text{모듈의 총수량}}{\text{모듈의 직렬연결개수}} & (3-12) \\
&= \frac{118}{19} \\
&= 6.2 \\
&= 6
\end{aligned}$$

85[W_p] 태양전지 모듈의 최대전류(I_{MPP})는 4.97[A]이고 인버터의 최대 입력전류는 50[A]이므로 스트링 6개를 병렬연결 하는 경우 모듈의 최대전류는 인버터 최대입력전류 범위 내에 있다.

$$\begin{aligned}
\text{스트링수} \times \text{모듈의 최대전류} &= 6(\text{개}) \times 4.97[A] & (3-13) \\
&= 29.82[A] \ll 50(A)
\end{aligned}$$

단계 7. 독립형 태양광발전소의 태양광 어레이 설치 면적은 충분한 것으로 가정한다.

단계 8. 독립형 태양광발전소의 태양광 어레이는 $85[W_p]$ 태양전지 모듈 19개를 직렬 연결한 스트링과 6개의 스트링을 병렬연결 하여 114개의 태양전지 모듈로 구성되며 발전용량은 $9.69[kW_p]$ 이다.

독립형 태양광발전소 발전용량

$$\begin{aligned}
 &= \text{직렬 연결된 태양전지 모듈 수} \times \text{병렬 연결 스트링 수} \times \text{태양전지 모듈 발전용량} \\
 &= 19 \times 6 \times 85 \\
 &= 9.69[kW_p]
 \end{aligned}$$

단계 9. 그림 3-8은 19개의 태양전지 모듈로 구성된 스트링과 9개의 스트링이 병렬연결된 $10[kW_p]$ 태양광 발전 어레이의 블록도이다.

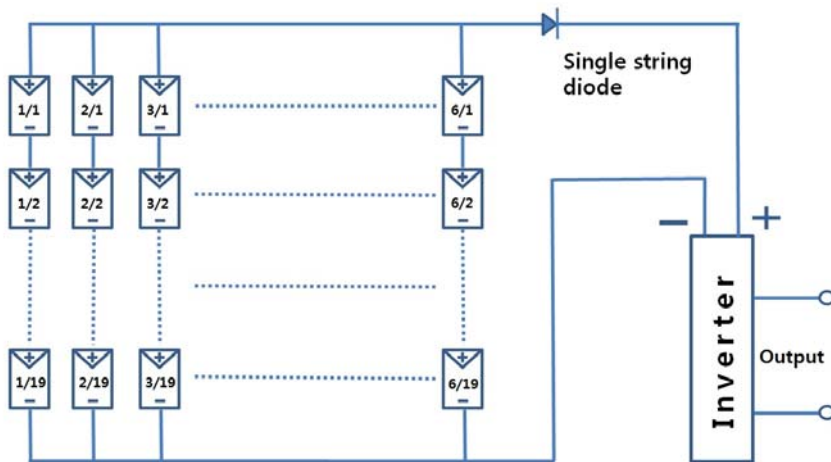


Fig. 3-8 Completed solar array circuit

IV. 시뮬레이션 및 실증시험 결과

본 논문에서는 산업자원부의 ‘국내 태양에너지 자원 분석 및 측정 기술 연구 결과’ 자료를 반영한 국내 63개 도서 월별 평균 발전 시간 및 이용률과 기상청의 자료를 활용하여 경도(동경) 127° 27', 위도(북위) 34° 41'에 위치한 흑산도를 우리나라 도서지역 독립형 태양광발전 모델링의 최적지로 선정하였으며 독립형 및 계통연계형 태양광 발전시스템 설계에 사용되고 있는 PVSYST Ver. 5.59 프로그램을 사용하여 최적의 설계 방안을 제시하였다.

A. 도서지역 태양광 분석 자료

1. 월별 발전시간 및 이용률

그림 4-1은 우리나라의 20년(1999년~2009년)간 평균 태양자원 일사량이며 우리나라 63개 도서지역의 태양광 이용률은 기상청 자료를 사용하였다.(기상청 홈페이지: <http://kma.go.kr>) 산업자원부의 ‘국내 태양에너지 자원 분석 및 측정기술 연구 결과’를 반영한 국내 63개 도서 월별 평균 발전 시간 및 이용률은 태양전지 모듈의 경사각이 0°일 때를 기준으로 산정된 값이며 평균발전 시간은 3.5[시간]~3.8[시간]이고 이용률은 13[%]~16[%]이므로 경제성이 있는 것으로 판단된다. 이용률은 다음식과 같이 정의된다.

$$\text{이용률} = \frac{\text{일정기간 동안 발전 전력량}(kWh)}{\text{발전설비용량}(kW_p) \times 24\text{시간} \times \text{일정기간}} \times 100[\%] \quad (4-1)$$

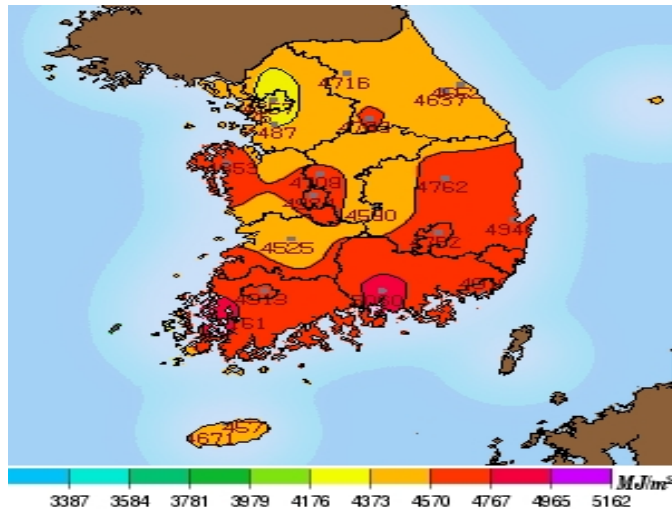


Fig. 4-1 20-year average solar insolation resource(1999~2009)

Table 4-1 Domestic 63 islands average development time
solar and utilization

순번	도서명	발전시간												평균	이용률
		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월		
1	울릉도	1.05	1.40	2.60	4.57	4.86	5.16	4.33	4.55	3.67	2.62	1.68	0.88	3.11	13.0%
2	백령도	1.59	2.15	3.51	4.50	5.02	5.09	4.74	4.54	4.05	3.17	1.83	1.04	3.44	14.3%
3	대청도	1.64	2.20	3.52	4.55	5.09	5.18	4.81	4.54	4.09	3.30	1.96	1.10	3.50	14.6%
4	소청도	1.60	2.18	3.47	4.55	4.99	5.16	4.79	4.55	4.11	3.28	1.96	1.10	3.48	14.5%
5	연평도	2.10	2.25	3.40	4.36	4.75	5.21	4.73	4.53	4.22	3.46	2.15	1.64	3.57	14.9%
6	덕적도	1.92	2.23	3.39	4.53	4.97	5.24	4.71	4.43	4.24	3.32	2.08	1.58	3.55	14.8%
7	자월도	1.99	2.25	3.42	4.54	4.98	5.25	4.84	4.52	4.23	3.41	2.12	1.62	3.60	15.0%
8	문감도	1.90	2.19	3.37	4.51	4.96	5.21	4.78	4.45	4.30	3.36	2.06	1.52	3.55	14.8%
9	승봉도	1.90	2.21	3.36	4.53	5.00	5.26	4.81	4.49	4.26	3.41	2.06	1.55	3.57	14.9%
10	울도	1.85	2.16	3.39	4.53	5.02	5.15	4.81	4.51	4.36	3.39	2.08	1.43	3.56	14.8%
11	풍도	1.86	2.20	3.35	4.54	5.03	5.21	4.72	4.37	4.22	3.40	2.08	1.50	3.54	14.7%
12	육도	1.84	2.18	3.31	4.53	5.01	5.20	4.73	4.36	4.21	3.38	2.06	1.48	3.53	14.7%
13	가의도	1.74	2.06	3.38	4.62	5.17	5.15	4.82	4.64	4.36	3.48	2.06	1.37	3.56	14.8%
14	장고도	1.80	2.12	3.40	4.66	5.16	5.13	4.76	4.65	4.36	3.47	2.17	1.48	3.60	15.0%
15	고대도	1.80	2.12	3.40	4.66	5.16	5.13	4.76	4.65	4.36	3.47	2.17	1.48	3.60	15.0%
16	삼시도	1.79	2.14	3.40	4.70	5.19	5.14	4.79	4.66	4.38	3.53	2.20	1.46	3.62	15.1%
17	호도	1.74	2.14	3.42	4.73	5.22	5.17	4.85	4.72	4.49	3.54	2.17	1.37	3.63	15.1%
18	녹도	1.76	2.14	3.40	4.72	5.22	5.19	4.82	4.70	4.45	3.53	2.17	1.37	3.62	15.1%
19	외연도	1.58	2.06	3.44	4.71	5.24	5.17	4.85	4.77	4.43	3.47	2.09	1.28	3.59	15.0%
20	어청도	1.50	2.05	3.42	4.74	5.23	5.17	4.80	4.79	4.41	3.46	2.07	1.25	3.57	14.9%

Table 4-1 (Continued From the Previous Page)

순번	도서명	발전시간												평균	이용률
		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월		
21	연도	1.71	2.15	3.37	4.71	5.25	5.15	4.71	4.74	4.40	3.45	2.18	1.42	3.60	15.0%
22	개야도	1.86	2.19	3.38	4.71	5.23	5.13	4.61	4.65	4.36	3.48	2.22	1.53	3.61	15.1%
23	장자도	1.78	2.15	3.44	4.70	5.35	5.15	4.69	4.79	4.49	3.51	2.22	1.44	3.64	15.2%
24	신시도	1.83	2.15	3.43	4.68	5.35	5.15	4.60	4.74	4.40	3.51	2.26	1.50	3.63	15.1%
25	비안도	1.77	2.13	3.39	4.84	5.29	5.12	4.64	4.70	4.40	3.50	2.21	1.45	3.60	15.0%
26	왕등도	1.53	2.01	3.41	4.73	5.35	5.12	4.71	4.85	4.51	3.50	2.16	1.32	3.60	15.0%
27	위도	1.68	2.10	3.42	4.68	5.33	5.12	4.66	4.80	4.43	3.51	2.19	1.42	3.61	15.0%
28	송이도	1.57	1.97	3.31	4.70	5.38	5.01	4.55	4.85	4.38	3.43	2.08	1.36	3.55	14.8%
29	낙월도	1.63	2.02	3.31	4.72	5.40	4.98	4.53	4.84	4.38	3.44	2.14	1.40	3.57	14.9%
30	홍도	1.44	1.96	3.21	4.78	5.42	5.01	4.59	4.81	4.30	3.41	2.05	1.38	3.63	14.7%
31	흑산도	1.49	2.01	3.28	4.80	5.48	4.95	4.48	4.76	4.33	3.50	2.07	1.38	3.54	14.8%
32	평사도	1.88	2.07	3.19	4.57	5.29	4.86	4.42	4.72	4.31	3.42	2.17	1.51	3.52	14.7%
33	율도	1.72	2.09	3.21	4.58	5.31	4.87	4.40	4.70	4.31	3.45	2.22	1.58	3.54	14.7%
34	고사도	1.68	2.07	3.19	4.57	5.29	4.88	4.42	4.72	4.31	3.42	2.17	1.51	3.52	14.7%
35	가거도	1.68	1.90	3.06	4.70	5.29	4.88	4.50	4.71	4.26	3.42	1.96	1.27	3.44	14.3%
36	성남도	1.68	2.13	3.27	4.72	5.47	4.92	4.53	4.78	4.47	3.64	2.28	1.52	3.62	15.1%
37	내병도	1.60	2.10	3.28	4.73	5.44	4.92	4.57	4.86	4.49	3.63	2.26	1.48	3.61	15.1%
38	눌죽도	1.61	2.12	3.25	4.73	5.46	4.92	4.58	4.85	4.51	3.65	2.27	1.49	3.62	15.1%
39	조도	1.60	2.11	3.22	4.88	5.41	4.91	4.44	4.68	4.39	3.63	2.24	1.47	3.57	14.9%
40	솔도	1.83	2.13	3.21	4.72	5.40	4.88	4.50	4.80	4.43	3.66	2.26	1.49	3.59	15.0%
41	독거도	1.68	2.16	3.22	4.73	5.41	4.90	4.52	4.81	4.43	3.67	2.28	1.52	3.61	15.1%
42	구자도	1.74	2.18	3.17	4.65	5.33	4.90	4.46	4.82	4.39	3.59	2.27	1.62	3.58	14.9%
43	어룡도	1.88	2.28	3.23	4.70	5.40	4.93	4.50	4.76	4.41	3.65	2.40	1.73	3.66	15.2%
44	당사도	1.80	2.23	3.21	4.61	5.27	4.81	4.44	4.56	4.30	3.53	2.39	1.67	3.67	14.9%
45	여서도	1.85	2.31	3.34	4.77	5.53	4.94	4.62	4.78	4.27	3.70	2.51	1.85	3.71	15.4%
46	황제도	2.10	2.45	3.33	4.83	5.46	4.92	4.52	4.76	4.34	3.71	2.58	2.04	3.75	15.6%
47	덕우도	2.18	2.47	3.35	4.75	5.38	4.91	4.35	4.69	4.30	3.64	2.61	2.09	3.73	15.5%
48	특량도	2.09	2.38	3.28	4.62	5.24	4.88	4.13	4.44	4.22	3.55	2.46	1.93	3.60	15.0%
49	시산도	2.20	2.51	3.32	4.79	5.34	4.97	4.31	4.66	4.32	3.67	2.60	2.14	3.74	15.6%
50	손죽도	2.24	2.54	3.43	4.85	5.43	4.99	4.52	4.76	4.36	3.70	2.62	2.15	3.80	15.8%
51	평도	2.23	2.55	3.44	4.83	5.44	5.01	4.68	4.77	4.34	3.71	2.62	2.19	3.82	15.9%
52	초도	2.16	2.54	3.41	4.85	5.46	4.97	4.51	4.70	4.30	3.70	2.69	2.12	3.78	15.8%
53	거운도	2.01	2.42	3.42	4.81	5.51	4.96	4.67	4.83	4.27	3.69	2.62	1.95	3.76	15.7%
54	여자도	2.27	2.48	3.32	4.67	5.25	4.84	4.15	4.42	4.23	3.58	2.51	2.05	3.66	15.2%
55	상화도	2.40	2.57	3.45	4.80	5.37	5.03	4.38	4.64	4.31	3.65	2.67	2.29	3.79	15.8%
56	하화도	2.41	2.58	3.44	4.83	5.40	5.04	4.39	4.67	4.34	3.66	2.67	2.30	3.81	15.9%
57	수우도	2.50	2.58	3.38	4.81	5.47	5.09	4.26	4.54	4.24	3.68	2.65	2.30	3.79	15.8%
58	후도	2.47	2.58	3.40	4.89	5.40	5.15	4.38	4.74	4.31	3.66	2.62	2.29	3.82	15.9%
59	어의도	2.42	2.43	3.29	4.58	5.18	4.99	4.17	4.45	4.14	3.46	2.52	2.17	3.65	15.2%
60	매물도	2.43	2.54	3.41	4.90	5.40	5.14	4.56	4.90	4.23	3.88	2.63	2.27	3.84	16.0%
61	추자도	1.58	2.17	3.25	4.74	5.51	4.94	4.69	4.89	4.51	3.73	2.36	1.48	3.65	15.2%
62	비양도	1.31	2.02	3.12	4.58	5.45	4.74	4.80	4.95	4.27	3.48	1.98	1.25	3.48	14.5%
63	가파도	1.41	2.02	3.08	4.53	5.38	4.56	4.58	5.16	4.32	3.43	2.14	1.28	3.49	14.5%

2. 태양의 남중 고도

태양의 남중 고도는 태양이 정남쪽에 위치하고 하루 중 가장 높은 고도에서의 태양과 지표면의 각이므로 태양전지 어레이의 각도를 결정하는 파라미터이다. 남중 고도는 년중 변화하고 있으므로 연평균 남중고도를 사용하여 경사고정식 태양광 어레이의 각도를 설정하며 북반구에 위치한 우리나라 도서지역의 경우 태양전지 모듈의 표면이 가능한 긴 일조 시간에 노출되는 남향으로 설치되는 것이 바람직하다. 태양의 남중 고도는 춘.추분, 하지, 동지로 구분되며 그림 4-2의 A는 동지의 남중 고도, B는 춘추분의 남중 고도, C는 하지의 남중 고도이다.

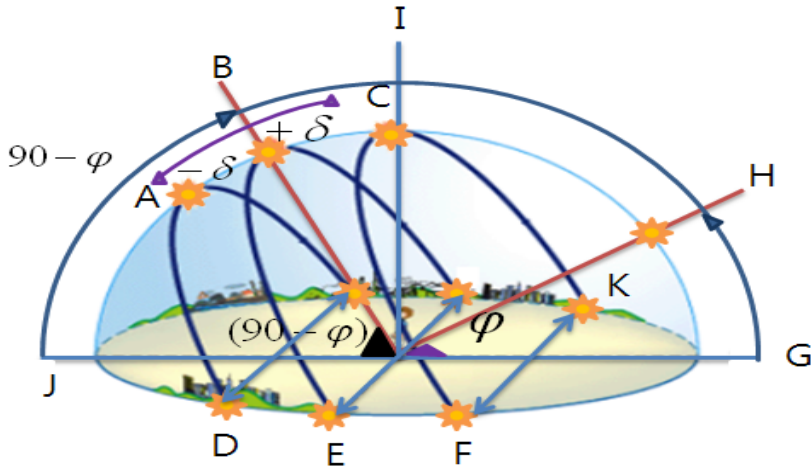


Fig. 4-2 Culminating altitude of the sun

Table 4-2 Culminating altitude of the seasonal sun

구분	절기	내용	남중고도
A, C	춘추분	태양이 적도를 수직으로 비춤	$90^\circ - \text{위도}$
B	하 지	북반구를 비춤	$90 - \text{위도} + 23.5$
D	동 지	남반구를 비춤	$90^\circ - \text{위도} - 23.5$

태양전지 모듈은 태양광선이 태양전지 표면에 직각으로 입사될 때 최대 전력량을 얻을 수 있으므로 태양전지 어레이 각은 태양의 남중 고도를 기준으로 결정된다.

$$h = 90 - \phi + \delta \quad (4-2)$$

$$\text{태양전지 어레이 각} = 90 - h$$

여기서 h 는 남중고도, ϕ 는 위도, δ 는 적위와 적경이다.

3. 태양의 고도와 방위각

태양의 고도와 방위각은 계절별로 달라지므로 태양광선이 태양전지 모듈에 직각으로 입사되도록 어레이 각도가 설정되어야 한다. 경사고정식 태양전지 어레이는 다년간의 일사량 자료를 분석 후 연간 가장 많은 태양에너지를 얻을 수 있도록 어레이 경사 각도를 결정한다.

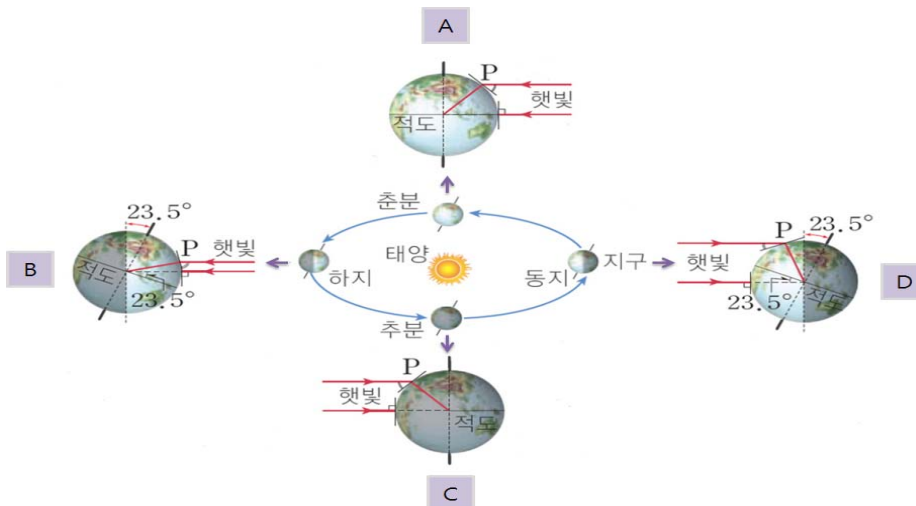


Fig. 4-3 Seasonal position of earth

우리나라 도서지역의 발전효율은 그림 4-3의 A와 C에 해당되는 봄과 가을이 최대이며 태양광 발전 설계에 필요한 파라미터인 태양의 고도를 구하는 식은 다음과 같다.

$$\sin h = (\sin\phi \times \sin\delta) + (\cos\phi \times \cos\delta \times \cos\gamma) \quad (4-3)$$

여기서 h = 고도, ϕ = 특정한 지점의 위도, δ = 적위와 적경,
 γ = 날짜에 따라 남중하였을 때부터 회전한 각도
 = 그리니치 천문대 항성시 + KST(-9)x1.002737 + 경도차

그림 4-4는 한국천문연구원(<http://www.kasi.re.kr>)의 고도와 방위각 자료를 토대로 2D로 구현한 우리나라의 계절별 태양의 고도와 방위각 궤적이며 (b)하지의 태양 고도가 가장 높고 (d)동지의 태양 고도가 가장 낮음을 알 수 있다.

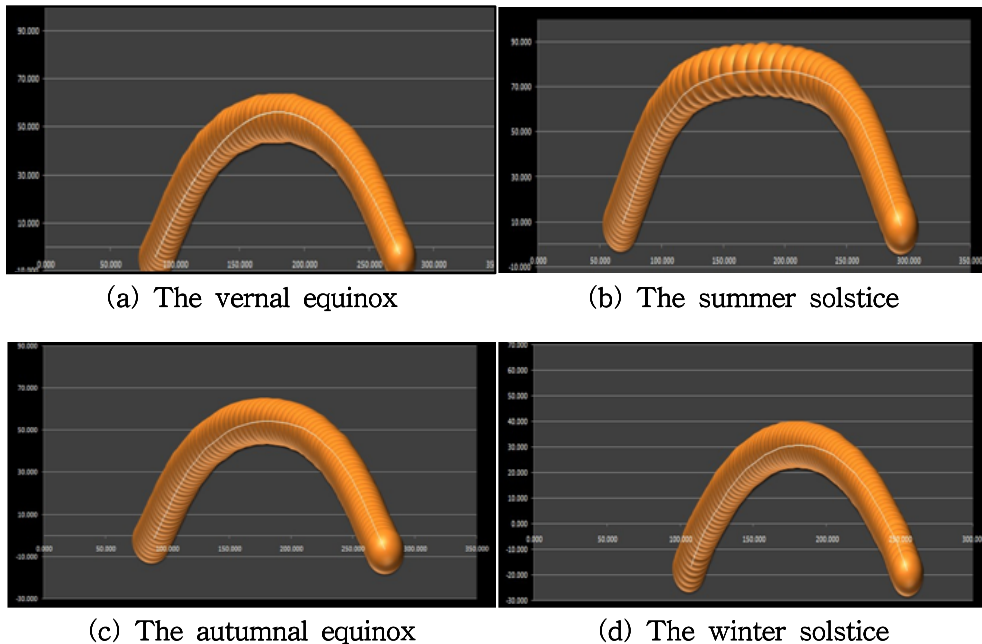


Fig. 4-4 Seasonal solar altitude and azimuth

4. 일사량 및 온도

경도(동경) 127° 27', 위도(북위) 34° 41'에 위치한 흑산도의 10년(2002년~2011년)간 연도별, 월별 일사량과 월별 평균온도, 연도별 평균온도는 기상청의 자료를 토대로 분석하였다.

a. 일사량

태양전지 모듈의 발전용량은 일사량에 비례하므로 우리나라 도서지역에 독립형 태양광발전소를 보급하기 위해서는 도서지역의 연도별 및 월별 일사량 데이터가 필요하다. 흑산도의 일사량은 기상청의 자료를 활용하여 분석하였으며 10년(2002년~2011년)간의 자료에서 12월과 1월의 일사량이 현저히 적음을 확인하였다. 그림 4-5과 그림 4-6은 2002년~2011년 10년간 흑산도의 연도별 일사량과 월평균 일사량을 나타낸 것으로 봄에 일사량이 가장 높음을 알 수 있다.

Table 4-3 Heuksan island ten years of monthly insolation
(2002~2011)

(단위:kWh)

연도	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	평균
1월	67.6	66.3	74.5	60.4	69.3	68.3	52.5	61.5	62.3	56.1	63.9
2월	103.5	84.2	108.2	78.1	87.4	100.5	93.7	77.2	69.0	86.6	88.8
3월	133.8	125.5	140.9	138.8	148.6	124.7	138.0	135.1	102.3	155.4	134.3
4월	138.1	138.6	152.3	169.2	145.2	157.7	150.8	174.3	144.1	171.7	154.2
5월	137.1	157.0	149.9	185.3	142.3	171.5	166.4	185.7	173.4	157.4	162.6
6월	172.5	148.5	147.3	148.6	135.6	137.6	130.4	157.4	151.2	124.0	145.3
7월	111.7	94.0	132.1	139.8	101.4	133.2	136.8	135.1	140.0	127.2	125.1
8월	110.7	112.9	162.4	138.6	173.7	141.1	168.5	157.1	154.7	110.6	143.0
9월	143.6	126.4	121.3	110.2	130.1	106.9	135.0	143.7	129.9	144.5	129.2
10월	110.3	126.3	136.7	115.4	125.0	116.9	117.6	126.3	116.3	121.2	121.2
11월	81.0	77.1	87.0	80.2	82.4	87.3	77.1	67.9	84.2	63.0	78.7
12월	54.1	64.2	62.5	62.8	61.9	56.4	58.3	52.9	61.2	50.5	58.5
총합	1364.1	1320.9	1475.2	1427.5	1402.9	1401.9	1425.2	1474.3	1388.5	1368.2	1404.9

(단위: kWh)

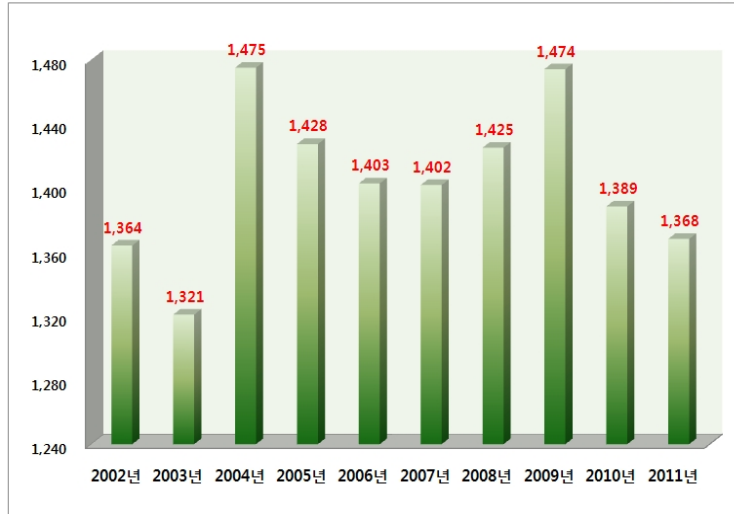


Fig. 4-5 Heuksan island ten years of yearly insolation(2002~2011)

(단위: kWh)

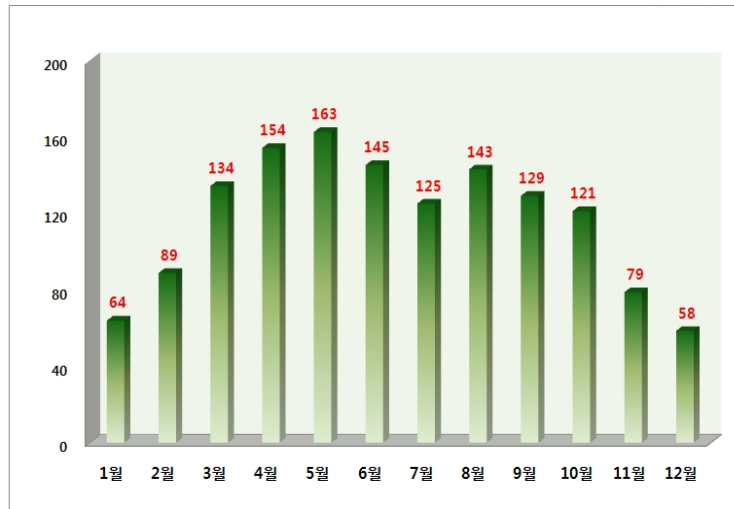


Fig. 4-6 Heuksan island ten years of monthly insolation(2002~2011)

b. 온도

태양전지 모듈의 표면온도는 태양광 발전용량에 영향을 미치는 변수로 작용되므로 우리나라 도서지역에 독립형 태양광발전소를 보급하기 위해서는 도서지역의 월별 및 연도별 온도가 고려되어야 한다. 흑산도의 월별 및 연도별 온도는 기상청의 자료를 활용하여 분석하였으며 10년(2002년~2011년)간의 자료에서 1월과 2월의 평균온도가 현저히 낮음을 확인하였다. 그림 4-7은 10년(2002년~2011년)간 흑산도의 연도별 평균온도이다.

Table 4-4 Heuksan island ten years of monthly average temperature(2002~2011)

(단위:°C)

연도	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	평균
1월	4.8	2.3	2.8	2.3	3.5	4.1	2.7	3.5	3.2	0.4	3.0
2월	4.6	4.3	5.1	1.1	2.3	5.3	2.0	5.3	4.4	3.6	3.8
3월	7.8	5.8	6.0	4.3	5.6	6.6	6.5	6.4	6.1	5.3	6.0
4월	11.4	10.9	10.7	10.5	9.2	10.2	10.5	11.1	8.9	9.6	10.3
5월	14.4	15.4	14.5	14.6	14.0	15.9	13.9	15.8	14.5	15.2	14.8
6월	19.4	19.0	19.2	19.4	18.2	19.2	17.2	19.2	19.1	18.8	18.9
7월	22.0	20.7	22.4	23.4	22.2	22.2	22.7	22.7	23.1	23.4	22.5
8월	23.0	23.2	24.6	24.3	26.0	25.0	23.4	24.5	25.6	23.3	24.3
9월	21.2	21.4	21.5	21.9	20.6	20.9	21.5	21.4	22.2	20.8	21.3
10월	15.9	16.3	16.4	16.8	18.4	16.4	17.8	18.0	16.1	15.8	16.8
11월	8.7	11.7	12.1	12.4	12.3	10.1	11.7	11.1	10.7	13.4	11.4
12월	5.6	5.9	6.9	3.1	6.3	5.9	6.9	5.5	5.6	5.5	5.7
평균	13.2	13.1	13.5	12.8	13.2	13.5	13.1	13.7	13.3	12.9	13.2

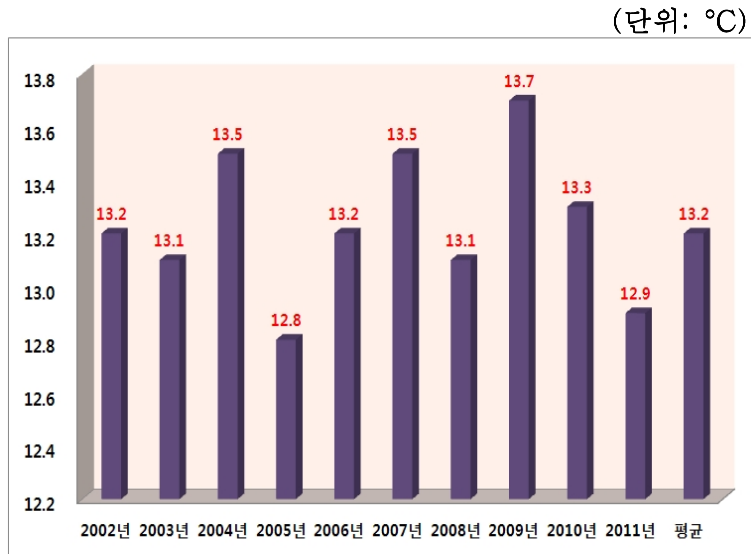


Fig. 4-7 Heuksan island ten years of yearly average temperature
(2002~2011)

B. 시뮬레이션

우리나라 도서지역 독립형 태양광발전 모델링에 사용된 PV SYST Ver. 5.59 프로그램은 다양한 구조물의 모델링에 따른 원, 근거리 장애 손실과 예상발전량의 산출이 가능하므로 태양광 어레이의 최적 각도 및 임의의 각도에 따른 일간, 월간, 연간 발전량은 모델링에 의한 시뮬레이션으로 산출하였다.

PVSYST는 태양광 발전 시스템의 연구 및 설계, 면적선정, 시뮬레이션 수행 시 그에 따른 분석을 가능하게 해주는 시뮬레이션 툴로써 설계 초기 단계에서 태양광 발전 시스템을 적용하는데 있어 효과적인 시스템의 적용이 가능하며 쉽고 간단한 프로그램이다. 또한, 독립형, 계통연계형 등 다양한 태양광 발전시스템에 적용이 가능하며 다양한 기상데이터와 태양광 발전시스템의 데이터베이스를 제공해 주는 시뮬레이션 도구이다.

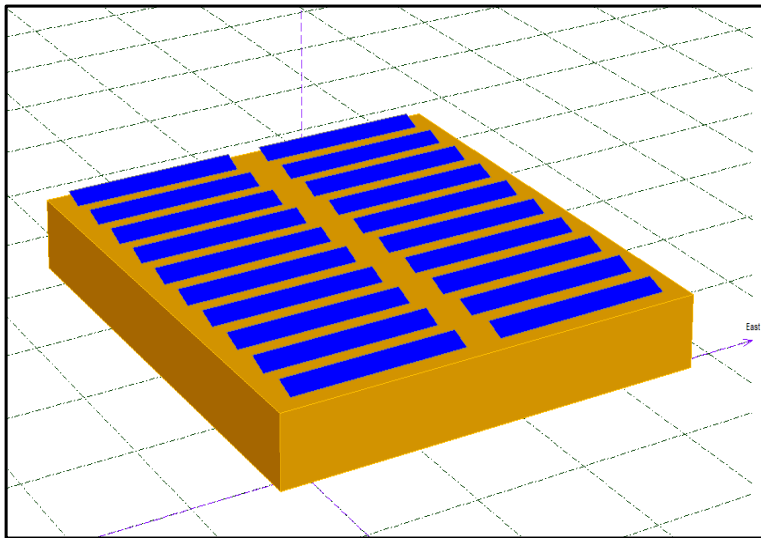


Fig. 4-8 3D modeling

1. 태양전지 어레이 및 인버터

전라남도 신안군 흑석면에 위치한 흑산도를 대상으로 모델링한 독립형 태양광발전소의 시뮬레이션 조건은 표 4-5, 태양전지 모듈 규격은 표 4-6, 인버터 사양은 표 4-7과 같다.



Fig. 4-9 Location of Heuksan Island

Table 4-5 Simulation conditions

구 분	내 용
대상지역	전라남도 신안군 흑산면
기상청 자료 (2007년~2011년)	일사량: 흑산도 5년 자료
	기온: 갈매여 등대
전체용량	100[kWp]
어레이 각도	15°, 26°, 27°, 28°, 29°, 30°, 35°
모듈 제조사 및 모델명	L사 모델명: 250SIC
태양전지 셀 타입	단결정 silicon
인버터 제조사 및 모델명	S사 모델명 : SC100HE

Table 4-6 Solar cell module specifications

제조사	L사
모델명	250SIC
Rated Power (Pmax)	250Wp
Voltage at Pmax (Vmp)	29.9V
Current at Pmax (Imp)	8.37A
Short-circuit current (Isc)	8.76A
Open-circuit voltage (Voc)	37.1V
Module efficiency	15.53%
No. of cells	60cell
Dimensions	1632mm X 986mm X 42mm
Weight	19kg

Table 4-7 Inverter specifications

제조사	S사	
모델명	SCH100HE	
입력	최대허용 입력전력	110kWp
	동작 전압범위	DC 420V~DC 800V
	Max 허용전압	DC 900V
출력	출력용량	AC 100kW
	동작전압	AC 400V
	정격주파수	50Hz, 60Hz
	효율(EURO)	97%이상

2. 남중 고도 분석

태양의 이동 경로인 황도는 계절에 따라 상이하므로 월별 황도의 이동경로를 모델링하여 월별 태양의 남중 고도 시간과 일출 및 일몰 시간을 도출하였으며 한국 천문연구원의 자료를 활용하여 태양의 고도를 산출하였다. 그림 4-10은 흑산도의 황도 이동 경로를 모델링하여 태양의 남중 고도를 분석한 자료이며 우리나라의 겨울철에 해당되는 12월 22일의 태양의 남중 고도가 가장 낮으므로 가장 긴 그림자가 발생됨을 확인할 수 있었다.

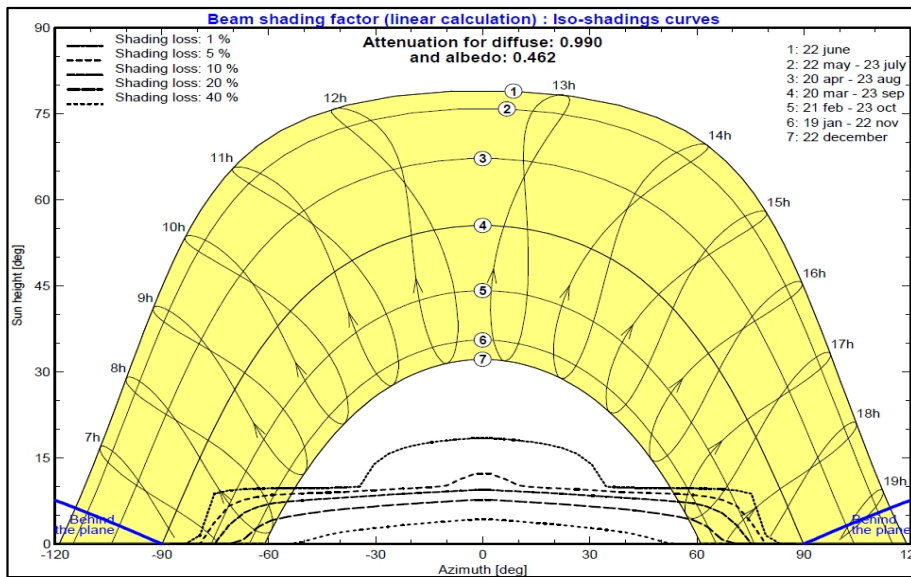


Fig. 4-10 Heuksan island ecliptic moving path

태양의 남중고도 및 태양과 지구간의 거리는 계절에 따라 변화됨을 반영하여 모델링을 수행하였으며 그림 4-11은 흑산도 봄철에 해당되는 2011년 3월 20일을 기준으로 모델링한 태양의 방위각과 고도각이다.

Table 4-8 Heuksan island monthly ecliptic position

위치	날짜	위치	날짜
①	6월 22일	⑤	2월 21일, 10월 23일
②	5월 22일, 7월 23일	⑥	1월 19일, 11월 22일
③	4월 20일, 8월 23일	⑦	12월 22일
④	3월 20일, 9월 23일		

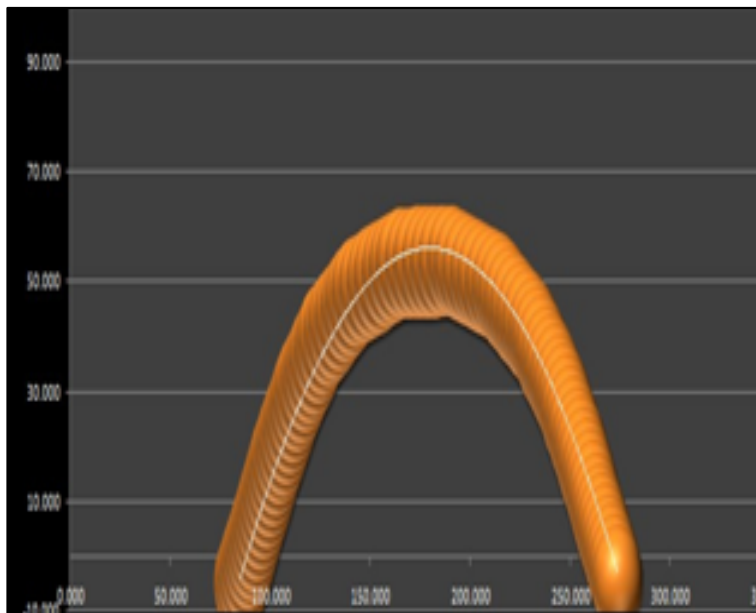


Fig. 4-11 Heuksan island the sun's azimuth and elevation angles, March 20

태양의 남중고도를 중심으로 일출과 일몰은 좌우 대칭을 이루므로 남중고도시간을 이용하여 일출시간과 일몰시간을 산정할 수 있으며 남중고도시간을 기준으로 태양광 발전이 가능한 시간에 대한 태양의 고도를 산출할 수 있다. 그림 4-12는 기상청의 일출시간과 일몰시간 자료를 사용하여 모델링된 2011년 3월 20일 황도 궤적과 남중고도시간이다.

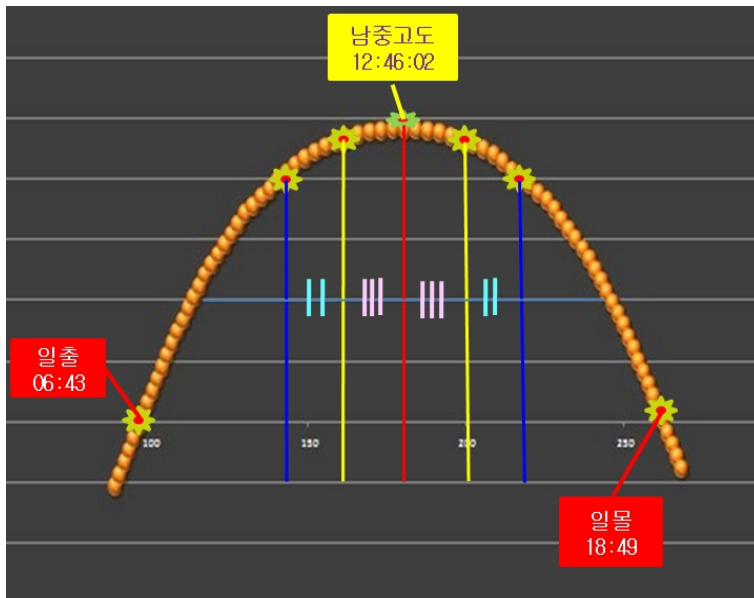


Fig. 4-12 Heuksan island the sun's culminating time and sunrise/sunset times(March 20)

3. 시간별 일사량 분석

우리나라 봄철에 해당되는 3월 20일의 5년(2007년~2011년)간 일사량 데이터를 사용하여 시간별 발전량을 추정하였으며 태양의 길인 황도는 삼각형태의 직선으로

이동한다고 가정하였다. 시간별 일사량은 흑산도의 5년(2007년~2011년)간 3월 20일 일사량 자료를 분석하여 모델링하였다.

Table 4-9 Heuksan island five years of solar insolation(2007~2011)

구 분	3월 20일 일사량 [MJ/m ² *day]
2007년	18.32
2008년	20.75
2009년	15.47
2010년	9.09
2011년	9.04
평 균	14.53

2011년 3월 20일 일출시간은 오전 06시 43분 02초이고 태양의 남중고도 시간은 12시 46분 02초이므로 태양의 일출에서 남중고도까지는 6시간 03분이 소요된다. 6시간 3분을 6등분하면 1시간 00분 30초이므로 시간에 따른 일사량을 구할 수 있다.

$$12\text{시 }46\text{분 }02\text{초} - 06\text{시 }43\text{분 }02\text{초} = 06\text{시 }03\text{분} \quad (4-4)$$

$$6\text{시 }30\text{분} \div 6 = 1\text{시간 }00\text{분 }30\text{초}$$

표 4-10은 한국천문연구원(<http://www.kasi.re.kr/>)의 자료를 활용하여 1시간 00분 30초 단위 시간에 따른 태양의 고도를 도, 분, 초 단위로 산출한 값이다.

$$1\text{도} = 60\text{분} = 3600\text{초} \quad (4-5)$$

$$1\text{분} = 60\text{초} = 1/60\text{도}$$

$$1\text{초} = 1/60\text{분} = 1/3600\text{도}$$

Table 4-10 Heuksan island the altitude of the sun over unit time

구분	시 간	태양의 고도	비고
1	6시 43분 02초	0도 0분 0초	일 출
2	7시 43분 32초	12도 18분 8.2초	
3	8시 44분 02초	23도 38분 41.8초	
4	9시 44분 32초	35도 01분 45.4초	
5	10시 45분 02초	44도 58분 54초	
6	11시 45분 02초	52도 14분 4.4초	
7	12시 46분 02초	54도 59분 55.4초	남중고도

태양의 고도가 높을수록 일사량은 증가하므로 시간별 일사량 산출을 위해 도, 분, 초로 표시된 태양의 고도를 각도로 재산정하면 일출에서 남중고도까지 태양의 고도 합계는 239.19도가 된다.

$$\text{분을 각도로 변환} = \text{분} \div 60 \quad (4-6)$$

$$\text{초를 각도로 변환} = \text{초} \div 3600$$

표 4-10의 12도 18분 8.2초를 경사각으로 환산하면 다음과 같다.

$$18\text{분} = 16/60 = 0.3(\text{도}) \quad (4-7)$$

$$8.2\text{초} = 8.2/3600 = 0.0023(\text{도})$$

$$12\text{도} + 0.3\text{도} + 0.0023\text{도} \approx 12.30(\text{도})$$

표 4-11은 도, 분, 초로 나타낸 태양의 고도를 경사각으로 산출한 값이다. 표 4-12는 태양의 일출시간에서 남중고도시간까지의 시간별 일사량이며 시간별 일사

량은 시간별 태양의 고도각을 일출시간에서 남중고도시간까지의 고도각을 합한 값으로 나누어 산정된다. 그림 4-13은 3월 20일 시간대별 태양의 고도를 나타내고 있다.

Table 4-11 Heuksan island the altitude of the sun

구분	태양의 고도		비고
	도, 분, 초	도	
1	0도 0분 0초	0도	일출
2	12도 18분 8.2초	12.30도	
3	23도 38분 41.8초	23.64도	
4	35도 01분 45.4초	35.03도	
5	44도 58분 54초	44.98도	
6	52도 14분 4.4초	52.23도	
7	54도 59분 55.4초	55.00도	남중고도
총합		223.19도	

Table 4-12 Heuksan island hourly solar radiation

태양의 고도	계산식	도출값
12.30도	12.30도/223.19	0.055
23.64도	23.64도/223.19	0.106
35.03도	35.03도/223.19	0.157
44.98도	44.98도/223.19	0.202
52.23도	52.23도/223.19	0.234
55.00도	55.00도/223.19	0.246

흑산도의 5년(2007년~2011년)간 일사량 평균은 14.534[MJ/m²*day]이므로 일출에서 남중고도까지의 일사량은 7.267[MJ/m²*day] 이다.

도출값은 정수가 없는 소수점 단위의 매우 작은 값이므로 시뮬레이터를 구동하기 위해 임의값 100을 곱하여 시간별 일사량을 산정하였다. 표 4-13은 태양의 일출시간에서 남중고도시간까지의 시간별 일사량이다. 그림 4-14는 3월 20일의 시간별 일사량을 3D 모델링한 결과이다.

$$\begin{aligned} \text{시간별 일사량} &= \frac{\text{시간별 태양의 고도각}}{\text{일출시간부터 남중고도시간까지의 태양의 고도각 합}} & (4-8) \\ &= \frac{\text{시간별 태양의 고도각}}{223.19} \end{aligned}$$

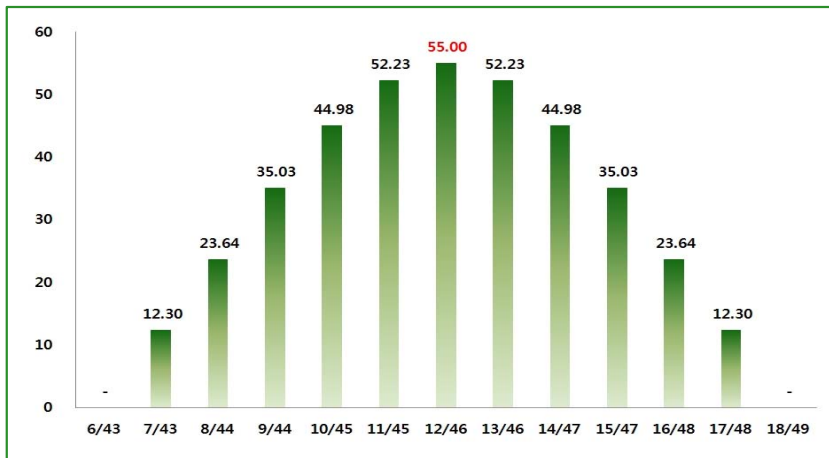


Fig. 4-13 Heuksan island hourly solar altitude

Table 4-13 Heuksan island hourly solar radiation

도출값 [MJ/m ²]	일사량 [MJ/m ²]	도출값 X 일사량 [MJ/m ²]	임의값	시간별 일사량 [MJ/m ²]
0.05512	7.267	0.400556	100	40.1
0.10594	7.267	0.769867	100	77.0
0.156947	7.267	1.140535	100	114.1
0.201538	7.267	1.46458	100	146.5
0.234035	7.267	1.700731	100	170.1
0.246419	7.267	1.79073	100	179.1

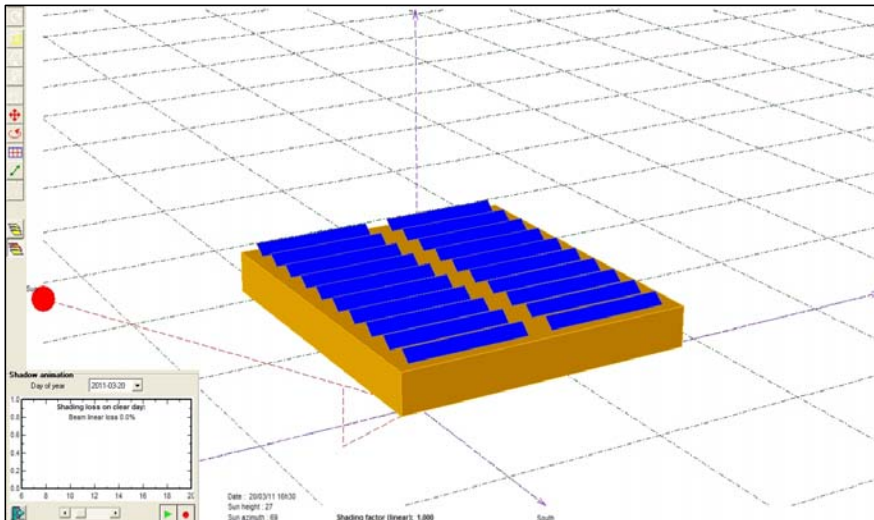


Fig. 4-14 Heuksan island hourly solar radiation modeling results, March 20

4. 온도 분석

태양전지 모듈의 표면온도는 태양전지 발전용량에 영향을 미치므로 도서지역의 환경에 의한 온도 변화는 태양광발전 설계에 반영되어야 한다. 흑산도의 온도는 기상청의 갈매여등대 5년(2007년~2011년)간의 자료를 사용하였으며 우리나라의 봄철에 해당되는 3월 20일의 07시~18시까지의 평균온도는 7℃ 내외로 차이가 크지 않음을 확인하였다.

Table 4-14 Galmaeyeo lighthouse hourly temperature data

(단위: °C)

	2007년	2008년	2009년	2010년	2011년	평균
07시	5.6	5.9	7	12.3	4.4	7.0
08시	5.7	6.1	6.9	12.2	4.6	7.1
09시	6.1	6.4	7.2	12.2	4.8	7.3
10시	6.2	6.5	7.2	11.4	4.3	7.1
11시	6.3	7.2	7.3	10.7	4.2	7.1
12시	6.4	7.8	7.5	10.5	4.3	7.3
13시	6.5	7.3	7.7	7	5	6.7
14시	6.7	7.8	7.8	7.2	4.7	6.8
15시	6.7	7	8	7.4	5	6.8
16시	6.8	6.7	8.3	6.5	5.5	6.8
17시	6.9	6.7	8.9	6.6	5.7	7.0
18시	6.8	7	8.4	6.7	5.6	6.9

C. 시뮬레이션 결과

1. 일별 발전량

흑산도의 2011년 3월 20일 일일 발전량을 분석하기 위하여 일출시간인 오전 06시 43분 02초부터 남중고도시간인 12시 46분 02초까지 1시간 00분 30초 단위로 태양전지 모듈의 각을 15° , 28° , 35° 로 가변하여 시간에 따른 발전량을 측정하였으며 시뮬레이션은 일사량의 조건을 고려하여 동일한 시간을 기준으로 어레이 각을 15° , 28° , 35° 로 가변하는 조건으로 18회 실행하였다. 일출 직후에는 어레이 각도 15° 에서 태양전지 모듈의 발전 효율이 좋으나 태양의 고도가 높아짐에 따라 어레이 각도 28° 에서 태양전지 모듈의 발전 효율이 좋으며 태양의 남중고도에 가까워질수록 어레이 각도 35° 에서 태양전지 발전 효율이 높음을 표 4-15에서 확인할 수 있었다. 또한, 2011년 3월 20일 일일 누적발전량은 어레이 각도 28° 에서 가장 높음을 확인하였다.

Table 4-15 Heuksan island hourly generation March 20, 2011

시간	일사량 [kWh]	온도 [°C]	어레이 각도		
			15도 [kWh]	28도 [kWh]	35도 [kWh]
7시 43분 32초	0.401	7.1	8.34	7.89	7.51
8시 44분 02초	0.770	7.3	17.92	17.74	17.32
9시 44분 32초	1.14	7.1	28.22	28.61	28.26
10시 45분 02초	1.46	7.1	37.31	38.52	38.39
11시 45분 32초	1.70	7.3	44.00	46.01	46.15
12시 46분 02초	1.79	6.7	46.69	48.98	49.19
합 계	7.267	6.9	182.47	187.75	186.83

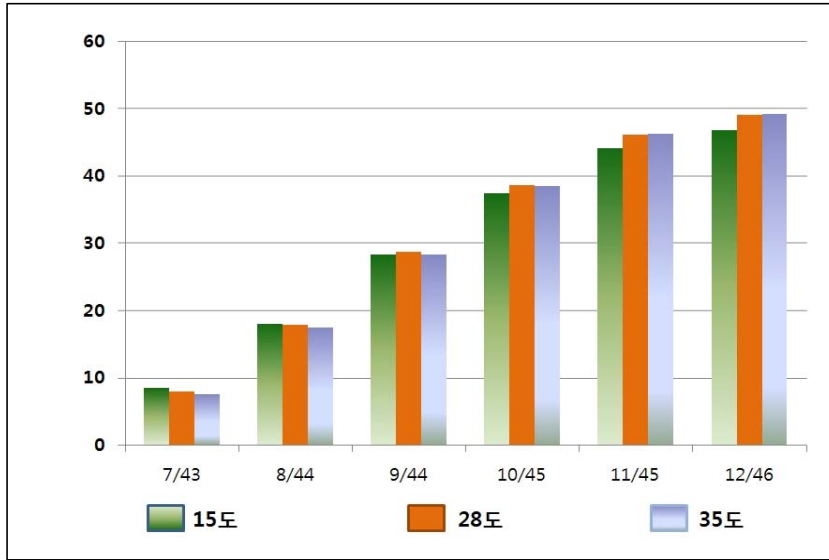


Fig. 4-15 Heuksan island daily generation March 20, 211

2. 월별 발전량

태양전지 모듈의 발전용량은 모듈 주변 온도의 영향을 받으므로 흑산도의 월별 평균온도를 시뮬레이션에 반영하여 고정각변형 어레이의 각도 변화에 따른 월별발전량을 산정하여 월별 최적의 발전 조건을 모델링하였다. 10년(2002년~2011년)간의 흑산도 평균온도는 1월이 가장 낮은 3°C 이며 8월이 가장 높은 24.3°C 이다.

흑산도의 3월과 9월은 어레이 각도가 28° 인 조건에서 발전량이 많고 4월~8월은 어레이 각도가 15° 인 조건에서 발전량이 많으며 10월~2월은 어레이 각도가 35° 에서 발전량이 최대였다. 흑산도에 $100[kWp]$ 용량의 독립형 태양광발전소를 설치하는 경우 최적의 어레이 각도는 28° 이며 발전용량은 $128,515[kWp]$ 이다.

(단위: °C)

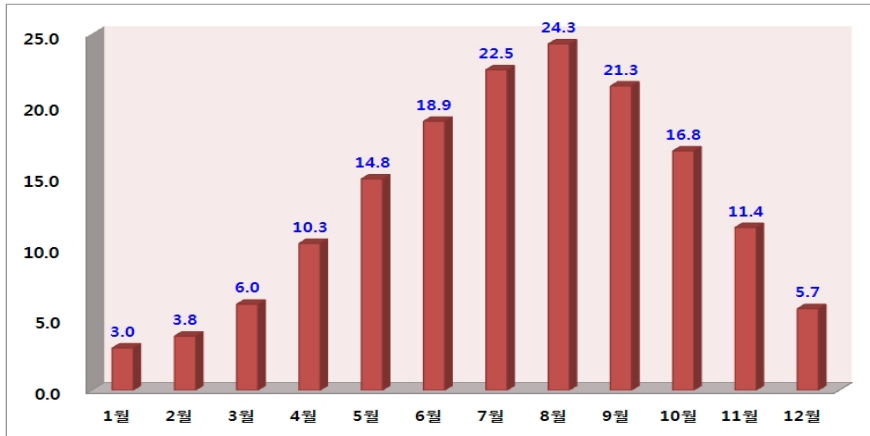


Fig. 4-16 Heuksan island ten years of monthly average temperature (2002~2011)

Table 4-16 Heuksan island array angle monthly generation

각도	15도	26도	27도	28도	29도	30도	35도
1월	6,264	6,700	6,731	6,832	6,782	6,802	6,875
2월	8,716	9,290	9,329	9,464	9,393	9,418	9,507
3월	12,590	12,933	12,946	13,092	12,954	12,951	12,889
4월	13,468	13,190	13,150	13,244	13,050	12,993	12,665
5월	13,621	12,929	12,855	12,913	12,689	12,600	12,112
6월	12,078	11,401	11,327	11,368	11,157	11,067	10,601
7월	10,346	9,790	9,729	9,768	9,590	9,515	9,114
8월	12,264	11,873	11,821	11,892	11,701	11,636	11,273
9월	11,630	11,631	11,617	11,722	11,571	11,542	11,357
10월	11,934	12,624	12,669	12,843	12,740	12,767	12,854
11월	8,069	8,804	8,857	9,003	8,952	8,990	9,146
12월	5,786	6,242	6,274	6,373	6,330	6,352	6,436
총합	126,766	127,407	127,303	128,515	126,907	126,634	124,828

어레이 각도가 28°인 경우 100[kWp] 독립형 태양광발전소의 발전량 이용률은 14.67[%]이며 발전시간은 3.52[시간]이다.

$$128,515[kWh/year]/100kWp/365일/24시간 \times 100 = 14.67[\%] \quad (4-9)$$

$$14.67[\%] \times 24[시간] = 3.52[시간]$$

흑산도의 일사량 환경에 최적화된 어레이 각도별 연간 태양광 발전량은 131,409 [kWp]이고 연간 태양광 발전시간은 3.60[시간]이므로 어레이 각도가 28°인 조건에 비해 연간 태양광 발전량은 약 2.25[%] 향상되었고 연간 태양광 발전시간은 2.27[%] 향상되었음을 확인할 수 있다.

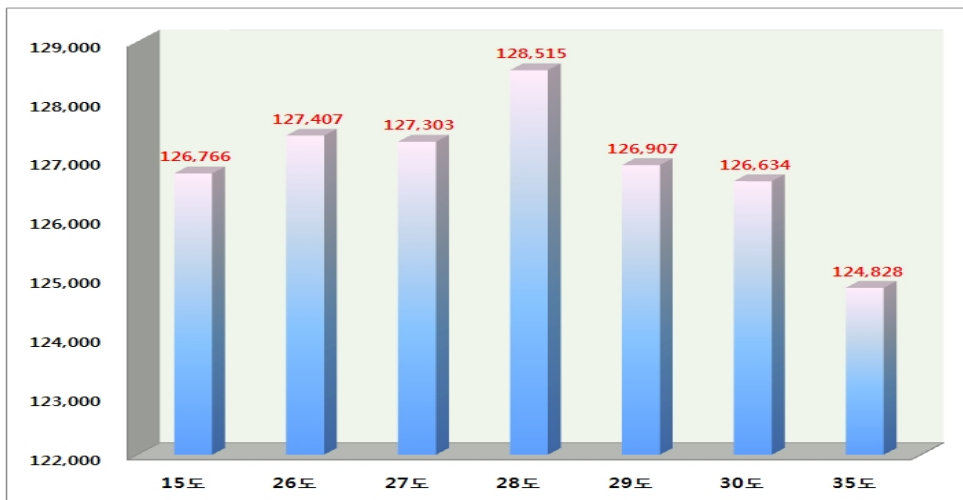


Fig. 4-17 Heuksan island the annual amount of solar power according to the array angle

Table 4-17 Heuksan island optimized array angle monthly generation

	발전량[kWh]	어레이 각도	이용률[%]	발전시간[시간]
1월	6,875	35°	9.24%	2.22시간
2월	9,507	35°	14.15%	3.40시간
3월	13,092	28°	17.60%	4.22시간
4월	13,468	15°	18.71%	4.49시간
5월	13,621	15°	18.31%	4.39시간
6월	12,078	15°	16.78%	4.03시간
7월	10,346	15°	13.91%	3.34시간
8월	12,264	15°	16.48%	3.96시간
9월	11,722	28°	16.28%	3.91시간
10월	12,854	35°	17.28%	4.15시간
11월	9,146	35°	12.70%	3.05시간
12월	6,436	35°	8.65%	2.08시간
합계	131,409	-	15.00%	3.60시간

$$\begin{aligned}
 \text{연간 태양광 발전량} &= \frac{\text{최적화된 어레이 각도}}{\text{어레이 각도 } 28^\circ \text{인 조건}} & (4-10) \\
 &= \frac{131,409 [kWh]}{128,515 [kWh]} \times 100 \\
 &= 102.25 [\%]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{연간 태양광 발전 시간} &= \frac{\text{최적화된 어레이 각도}}{\text{어레이 각도 } 28^\circ \text{인 조건}} & (4-11) \\
 &= \frac{3.60 [\text{시간}]}{3.52 [\text{시간}]} \\
 &= 102.27 [\%]
 \end{aligned}$$

D. 실증시험 결과

본 논문에서 제안한 고정기어가변식 및 표면온도를 고려한 어레이 설계 방식의 모델링을 독립형 태양광발전시스템에 적용하여 타당성을 검토하기 위하여 경도(동경) 126° 39', 위도(북위) 35° 26'에 위치한 전북 고창의 D 태양광 발전소와 P 태양광 발전소의 월간발전량과 일사량이 양호한 5월의 일일발전량을 비교, 분석하였다.

D 태양광 발전소와 P 태양광 발전소는 본 논문의 시뮬레이션에 사용된 PVSYST Ver. 5.59 프로그램을 사용하여 설계되었으며 시뮬레이션 조건으로 제시된 태양전지 모듈과 인버터를 사용하여 시공, 운영되고 있다. D 태양광 발전소는 가변고정식 태양전지 어레이를 사용한 100[kWp] 발전용량이고 P 태양광 발전소는 경사고정식 태양전지 어레이를 사용한 400[kWp] 발전용량이며 D 태양광 발전소와 P 태양광 발전소는 직선거리 약 700[m] 떨어진 장소에 위치한다. 태양전지 모듈의 발전용량은 일사량에 비례하므로 동일지역에 위치한 D 태양광 발전소와 P 태양광 발전소의 태양광 발전 환경은 유사한 것으로 판단된다.

1. 실증시험 태양광 발전소

a. D 태양광 발전소

1년에 3회~4회 정도 태양전지 어레이의 각도를 조절하는 가변고정식 어레이로 구성되어 있으며 발전용량은 100[kWp]이다. D 태양광 발전소의 경우 모니터링 시스템을 통하여 2012년 1월~7월은 정상적으로 발전되었으나 2012년 8월~11월은 정상적으로 발전이 되지 않았음을 확인할 수 있다. 그림 4-18과 표 4-18은 D 태양광 발전소의 모니터링시스템으로 확인한 월간발전량을 그림 4-19와 표 4-19는 D 태양광 발전소의 모니터링시스템으로 확인한 2012년 5월의 일일발전량이다. 5월 1일과 5월 14일은 일일발전량이 적으므로 일사량이 적은 날씨임을 확인할 수 있다.

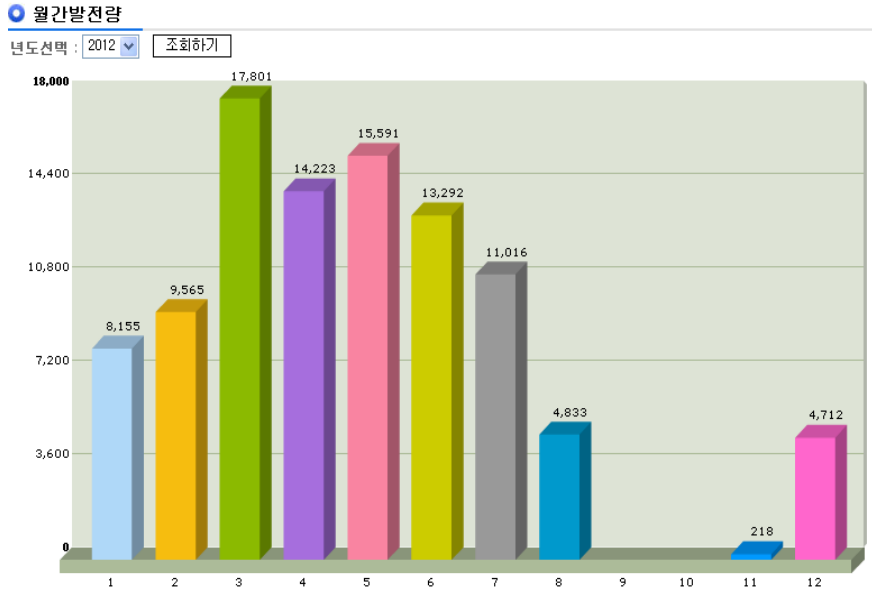


Fig. 4-18 Monthly generation of the D solar power system, 2012

Table 4-18 Monthly generation data of the D solar power system

구분	발전량(kWh)	발전시간(시간)	발전금액(원)	누적발전금액(원)
1월	8,155.00	81.55	4,415,280.10	4,415,280.10
2월	9,565.00	95.65	5,178,682.30	9,593,962.40
3월	17,801.00	178.01	9,637,817.42	19,231,779.82
4월	14,223.00	142.23	7,700,616.66	26,932,396.48
5월	15,591.00	155.91	8,441,279.22	35,373,675.70
6월	13,292.00	132.92	7,196,554.64	42,570,230.34
7월	11,016.00	110.16	5,964,282.72	48,534,513.06
8월	4,833.00	48.33	2,616,682.86	51,151,195.92
9월	0.00	0.00	0.00	0.00
10월	0.00	0.00	0.00	0.00
11월	218.00	2.18	118,029.56	118,029.56
12월	4,712.00	47.12	2,551,171.04	2,669,200.60
평균	9,940.60	99.41	5,382,039.65	
합계	99,406.00	994.06	53,820,396.52	

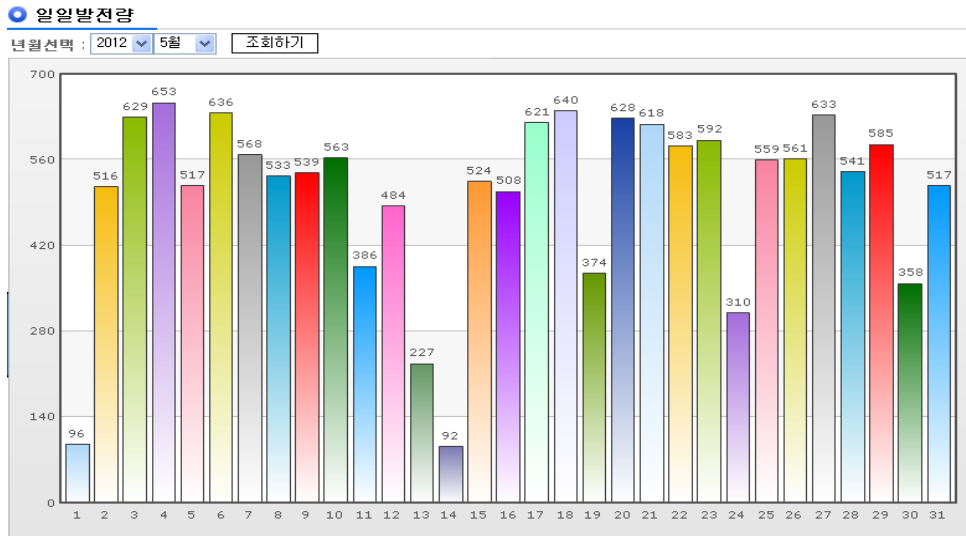


Fig. 4-19 Daily power generation of the D solar power system May, 2012

Table 4-19 Daily power generation data of the D solar power system May, 2012

[Redacted Table Content]

b. P 태양광 발전소

태양광 어레이의 각도가 고정되어 있는 경사고정식 태양광 어레이로 구성되어 있으며 발전용량은 400[kWp]이다. P 태양광 발전소의 경우 모니터링시스템을 통하여 2012년의 월간발전량과 2012년 5월의 일일발전량을 확인할 수 있다.

그림 4-20과 표 4-20은 P 태양광 발전소의 모니터링시스템으로 확인한 월간발전량이다. 그림 4-21과 표 4-21은 P 태양광 발전소의 모니터링시스템으로 확인한 2012년 5월의 일일발전량이다. 5월 1일과 5월 14일의 일일발전량이 적음을 고려할 때 D 발전소와 동일한 태양광 발전 환경임을 확인할 수 있다.

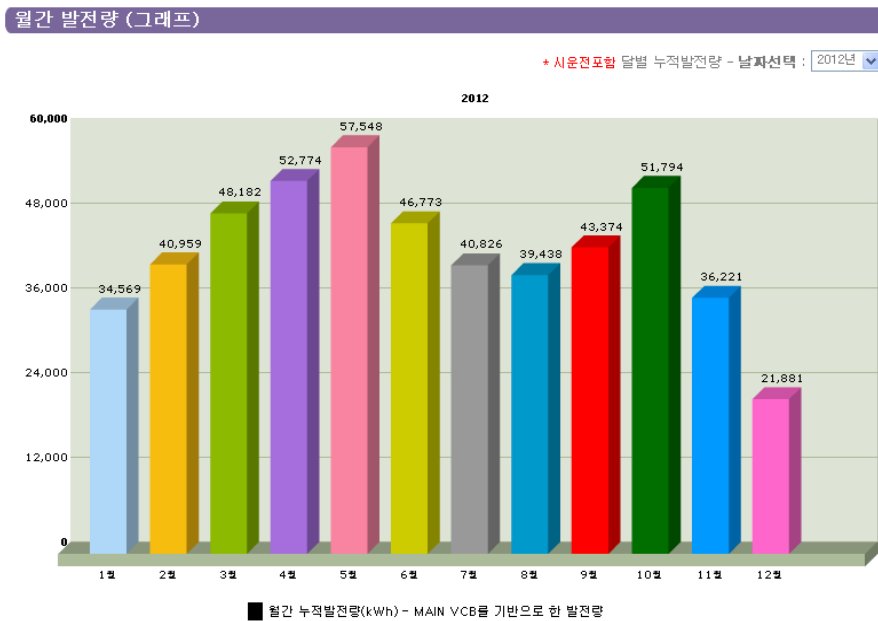


Fig. 4-20 Monthly generation of the P solar power system May 2012

Table 4-20 Monthly power generation data of the P solar power system May, 2012

월간 발전량 - kWh (리스트) 인쇄 엑셀					
	발전량(kWh)	발전시간(시간)	일일평균발전시간(시간)	발전금액(원)	누적발전금액(원)
1월	34,569.13	86.42	2.78	23,416,437	23,416,437
2월	40,958.50	102.39	3.53	27,744,468	51,160,906
3월	48,182.12	120.45	3.88	32,637,604	83,798,510
4월	52,774.00	131.93	4.39	35,748,052	119,546,562
5월	57,548.00	143.87	4.64	38,981,864	158,528,426
6월	46,773.25	116.93	3.89	31,683,264	190,211,690
7월	40,826.25	102.06	3.29	27,654,885	217,866,576
8월	39,438.25	98.59	3.18	26,714,681	244,581,257
9월	43,373.75	108.43	3.61	29,380,510	273,961,768
10월	51,793.75	129.48	4.17	35,084,050	309,045,819
11월	36,221.00	90.55	3.01	24,535,380	333,581,200
12월	21,880.75	54.70	3.03	14,821,582	348,402,782
평균	42,861.56	107.15		29,033,565	
합계	514,338.75	1,285.84		348,402,782	

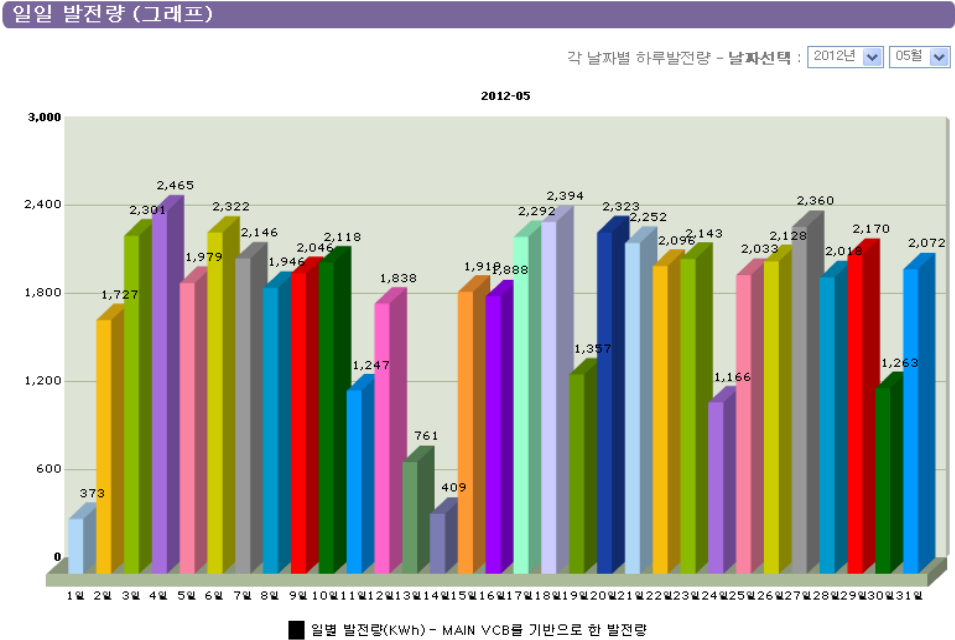


Fig. 4-21 Daily power generation of the P solar power system May, 2012

Table 4-21 Daily power generation data of the P solar power system May, 2012

구분	발전량(KWh)	발전시간(시간)	평균발전시간(시간)	발전금액(원)	누적발전금액(원)
1일	372.75	0.93	0.03	252,493	252,493
2일	1,726.50	4.31	2.62	1,169,496	1,421,989
3일	2,300.88	5.75	3.66	1,558,570	2,980,560
4일	2,464.75	6.16	4.29	1,669,572	4,650,132
5일	1,978.87	4.94	4.42	1,340,446	5,990,579
6일	2,321.88	5.8	4.65	1,572,795	7,563,374
7일	2,146.12	5.36	4.75	1,453,738	9,017,113
8일	1,946.25	4.86	4.76	1,318,350	10,335,464
9일	2,045.75	5.11	4.8	1,385,750	11,721,214
10일	2,118.00	5.29	4.85	1,434,690	13,155,905
11일	1,247.00	3.11	4.69	844,692	14,000,597
12일	1,838.25	4.59	4.68	1,245,193	15,245,791
13일	760.5	1.9	4.47	515,147	15,760,939
14일	408.5	1.02	4.22	276,709	16,037,648
15일	1,918.75	4.79	4.26	1,299,722	17,337,371
16일	1,888.25	4.72	4.29	1,279,062	18,616,434
17일	2,292.00	5.73	4.37	1,552,554	20,168,989
18일	2,394.00	5.98	4.46	1,621,647	21,790,637
19일	1,356.50	3.39	4.41	918,865	22,709,503
20일	2,323.25	5.8	4.48	1,573,723	24,283,226
21일	2,251.50	5.62	4.53	1,525,121	25,808,347
22일	2,095.50	5.23	4.56	1,419,449	27,227,797
23일	2,142.75	5.35	4.6	1,451,455	28,679,253
24일	1,165.75	2.91	4.53	789,655	29,468,908
25일	2,033.00	5.08	4.55	1,377,113	30,846,022
26일	2,127.75	5.31	4.58	1,441,295	32,287,317
27일	2,360.25	5.9	4.63	1,598,786	33,886,103
28일	2,017.50	5.04	4.64	1,366,614	35,252,717
29일	2,170.00	5.42	4.67	1,469,914	36,722,632
30일	1,263.00	3.15	4.62	855,530	37,578,163
31일	2,072.25	5.18	4.64	1,403,700	38,981,864
합계	57,548.00	143.73	133.71		
평균	1,856.39	4.64	4.313		

2. 월간 발전량

가변고정식 태양광 어레이를 사용한 100[kWp] 발전용량의 D 태양광발전소와 경사고정식 태양광 어레이를 사용한 400[kWp] 발전용량의 P 태양광발전소의 2012년 월간발전량을 비교한다. D 태양광발전소의 경우 8월~11월과 12월에는 정상적인 발전이 되지 않아 1월~7월의 월간발전량을 사용하였다.

가변고정식 태양광 어레이와 경사고정식 태양광 어레이의 발전효율을 비교하기 위하여 P 태양광발전소의 400[kWp] 발전용량을 D 태양광발전소의 발전용량과 동일한 100[kWp] 발전용량으로 환산하여 비교, 검토하였다.

Table 4-22 Daily power generation data of the P solar power system May, 2012

	D 태양광발전소	P 태양광발전소	
어레이	가변고정식	경사고정식	
구분	발전량 100[kWp]	발전량 100[kWp]	발전량 400[kWp]
1월	8,155	8,642	34,569
2월	9,565	10,240	40,958
3월	17,801	12,046	48,182
4월	14,223	13,194	52,774
5월	15,591	14,387	57,548
6월	13,292	11,693	46,773
7월	11,016	10,207	40,826
합계	89,643	80,409	321,630

가변고정식 태양전지 어레이로 구성된 D 태양광발전소의 1월~7월의 월간발전량은 89,634[kWp]이고 경사고정식 태양전지 어레이로 구성된 P 태양광발전소의 1월~7월의 월간발전량은 80,409[kWp]이므로 가변고정식 태양전지 어레이로 구성된 D 태양광발전소는 경사고정식 태양전지 어레이로 구성된 P 태양광발전소에 비해 약 11.48[%] 발전효율이 높음을 확인할 수 있다. 고정기어 가변식 태양전지 어레이는 경사고정식 태양전지 어레이에 비해 연 평균 5[%] 정도 발전효율이 높게 설계에 반영되는 부분과 가변고정식 태양전지 어레이로 구성된 D 태양광발전소의 발전시간이 경사고정식 태양전지 어레이로 구성된 P 태양광발전소의 발전시간보다 많은 부분을 고려할 때 11.48[%] 발전효율 향상은 타당한 것으로 사료된다.

3. 일일 발전량

가변고정식 태양전지 어레이를 사용한 100[kWp] 발전용량의 D 태양광발전소와 경사고정식 태양전지 어레이를 사용한 400[kWp] 발전용량의 P 태양광발전소의 2012년 5월의 일일발전량을 비교하기 위하여 P 태양광발전소의 400[kWp] 발전용량을 D 태양광발전소의 발전용량과 동일한 100[kWp] 발전용량으로 환산하여 비교, 검토하였다.

Table 4-23 Comparison of daily D solar power plant and P solar power plant May, 2012

	D 태양광발전소	P 태양광발전소	
어레이	가변고정식	경사고정식	
구분	발전량 100[kWp]	발전량 100[kWp]	발전량 400[kWp]
5월 발전량	15,591	14,387	57,548

가변고정식 태양전지 어레이를 사용하는 D 태양광발전소의 2012년 5월의 일일발전량 합은 15,591[kWp]이고 경사고정식 태양전지 어레이를 사용하는 P 태양광발전소의 2012년 5월의 일일발전량 합은 14,387[kWp]이므로 가변고정식 태양전지 어레이가 경사고정식 태양전지 어레이에 비해 약 8.4[%] 발전효율이 높음을 확인할 수 있다.

우리나라의 지형적 특성을 고려할 때 가변고정식 태양전지 어레이는 경사고정식 태양전지 어레이에 비해 연 평균 5[%] 정도 발전효율이 높은 것으로 설계에 반영되고 있다. 가변고정식 태양전지 어레이를 사용하는 D 태양광발전소의 월간발전량은 3월이 가장 많고 경사고정식 태양전지 어레이를 사용하는 P 태양광발전소의 월간발전량은 5월이 가장 많음을 고려할 때 8.4[%] 발전효율 향상은 타당한 것으로 판단된다.

V. 결 론

본 논문에서는 우리나라 도서지역에 전기를 공급하기 위한 $100[kWp]$ 발전용량의 독립형 태양광 발전시스템의 모델을 제시하였다. 독립형 태양광 발전시스템은 전력이 필요한 장소에 설치가 가능하므로 상용 전기의 공급이 어려운 도서지역에 적합하고 태양전지의 발전용량은 태양에너지의 양에 비례하므로 태양전지 모듈은 가능한 긴 일조 시간에 노출되어야 하고 태양광선이 태양전지 모듈에 직각으로 입사할 수 있도록 태양전지 어레이의 경사각을 설정해야 하는 환경적인 제약이 있으나 태양전지 모듈의 경사각이 30° 일 때를 기준으로 산정된 우리나라 63개 도서지역의 월별 평균 발전 시간은 3.5[시간]~3.8[시간]이고 이용률은 13[%]~16[%]이므로 경제성이 있는 것으로 판단되었다.

본 논문에서는 우리나라 도서지역의 특성을 반영하고 태양광 발전의 효율 향상을 위한 고정기어 가변식 어레이와 제어기 및 태양전지 모듈의 표면온도를 고려한 설계 방안을 다음과 같이 제시하였다.

첫째, 고정기어 가변식 태양전지 어레이는 경사고정식 태양전지 어레이와 경사가변식 태양전지 어레이의 장점을 부가한 방식으로 태양의 고도와 방위각에 따라 태양전지 어레이의 각도가 $15^\circ \sim 35^\circ$ 범위에서 제한적으로 변화되므로 태양전지 어레이의 보강 없이 기존에 설치되어 있는 경사고정식 태양전지 어레이를 활용하여 적은 비용으로 높은 발전효율을 얻을 수 있음을 제시하였다.

둘째, 제안된 제어기는 프로그램 제어방식(program tracking)을 기반으로 감지식 추적방식(sensor tracking)을 부가하여 시간에 따른 태양의 궤적을 태양전지 어레이가 $15^\circ \sim 35^\circ$ 범위에서 추종하므로 태양전지 모듈의 발전 효율의 최적화를 제시하였다.

셋째, 태양전지 모듈의 자체 온도가 $1^\circ C$ 상승함에 따라 정격출력은 약 0.5[%] 정도 저하되므로 태양전지 표면 온도의 영향에 따른 발전용량의 변화를 최소화하는 설계 방안을 제시하였다.

또한, 본 논문에서는 경도(동경) 127° 27', 위도(북위) 34° 41'에 위치한 흑산도를 우리나라 도서지역 독립형 태양광발전 모델링의 최적지로 선정하여 독립형 태양광 발전시스템 및 계통연계형 태양광 발전시스템 설계에 사용되는 PVSYST Ver. 5.59 시뮬레이션 프로그램을 사용하여 최적의 설계 방안을 제시하여 다음과 같은 결과를 얻었다

첫째, 2011년 3월 20일의 시간별 태양광 발전량을 시뮬레이션 한 결과 일출 직후에는 어레이 각도 15°에서 태양전지 모듈의 발전 효율이 좋으나 태양의 고도가 높아짐에 따라 어레이 각도 28°에서 태양전지 모듈의 발전 효율이 좋으며 태양의 남중고도에 가까워질수록 어레이 각도 35°에서 태양전지 발전 효율이 높음을 확인할 수 있었다.

둘째, 흑산도의 연간 태양광 발전량은 어레이 각도가 28°에서 최대이며 태양에너지 이용률은 14.67[%]이며 발전시간은 3.52[시간]이었다. 흑산도의 월간 태양광 발전량은 3월과 9월의 경우 어레이 각도가 28°일 때 최적이며 4월~8월은 어레이 각도가 15°인 조건에서 발전량이 많으며 10월~2월은 어레이 각도가 35°에서 발전량이 최대임을 확인할 수 있었다.

본 논문에서 제안한 고정기어가변식 어레이를 흑산도의 독립형 태양광 발전에 적용하는 경우 태양에너지 이용률은 15.00[%]이며 연간 태양광 발전시간은 3.60[시간]이므로 어레이 각도가 28°인 조건에 비해 연간 태양광 발전량은 약 2.25[%] 향상되었고 연간 태양광 발전시간은 2.27[%] 향상되었음을 확인할 수 있었다.

우리나라 도서지역의 경우 해무, 안개 등의 환경적인 영향으로 내륙의 태양광 발전에 비해 발전효율이 낮으므로 본 논문에서 제안한 도서지역의 환경을 고려한 100[kWp] 발전용량의 독립형 태양광 발전시스템 모델은 도서지역의 태양광 발전소 건설에 유용하게 활용될 것으로 사료되며 기술적인 부분의 보완을 통한 활성화가 기대된다.

참 고 문 헌

- [1] Elsevier. Nov 2100 "Calculation of the energy provided by a PV generator. comparative study: Conventional method vs. artificial neural networks"
- [2] Elsevier. Jul 2100 "The financials of constructing a solar PV for net-zero energy operations on college campuses"Calculation of the energy provided by a PV generator. comparative study: Conventional method vs. artificial neural networks"
- [3] Joe-Air Jiang, Tsong-Liang Huang, Ying- Tung and Chia-Hong Chen "Maximum Power Tracking for Photovoltaic Power Systems", Tamkang Journal of Science and Engineering, Vol. 8, No. 2, pp.147-153, 2005.
- [4] Dariusz Czarkowski , David V. chudnovsky and Ivan W. selestiel " Solving the Optimal PWM Problem for Single Phase Inverters", ", IEEE Transaction on Circuit and Systems, vol. 49, no. 4, pp. 465-475, 2003.
- [5] N. Patcharapraikin and Premrudeepreechacharm,"Maximum Power Point Tracking Using Adaptive Fuzzy Logic Control for Grid-Connected Photovoltaic System", IEEE Transaction on Power Electronics, vol. 7, no. 2, pp. 372-377, 2002. Elsevier. Nov 2010 "Calculation of the energy provided by a PV generator. comparative study: Conventional method vs. artificial neural networks"
- [6] Shengyi Liu; Dougal, R.a.; Dynamic Multiphysics Model for Solar array",

IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 17 Issue:2, June 2002, pge(s): 285-294

- [7] Tae-eop Kim; Ho-Gyun Ahn; Seung Kyu Park; Oun-Kyun Lee; "A novel Maximum Power Point Tracking Control for Photovoltaic Power System Under Rapidly Changing Solar Radiation, Proceedings. ISIE 2001, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2001, Volume: 2, 12-16
- [8] Watanabe, H; Shimizu, T; Kimura, G; "A Novel Utility Interactive Photovoltaic Inverter with Generation Control Circuit, IEC N 98. Proceedings of the 24th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 1998, Volume; 2. 31 Aug, 4 Sept. 1998 Page(s): 721-725
- [9] Hassenin, A.; Hirasawa, K.; Inghu Hu; The Dynamic Performance of Photovoltaic Supplied dc Motor fed from DC-DC Converter and Controlled by Neural Network. Proceedings of the 2002 International Joint Conference on Neural Networks. 2002. Volume; 1, 12-17 May 2002, Page(s) : 607-612
- [10] Femia, N. and Petrone, G. Spagnuolo, G. Vitelli, M. : "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method" Power Electronics, IEEE Transactions on Volume 20, Issue 4, July 2005 Page(s):963 - 973
- [11] Hussein, K.H.; Muta, I.; Hoshino, T.; Osakada, M. : "Maximum Photovoltaic Power Tracking: an Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions" Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-Volume 142, Issue 1, Jan. 1995 Page(s):59 - 64

- [12] Koutroulis, E.; Kalaitzakis, K.; Voulgaris, N.C.: "Development of a Microcontroller-based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System" Power Electronics, IEEE Transactions on Volume 16, Issue 1, Jan. 2001 Page(s):46 - 54
- [13] Chihchiang Hua; Chihming Shen; : "Study of Maximum Power Tracking Techniques and Control of DC/DC Converters for Photovoltaic Power System" Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE Volume 1, 17-22 May 1998 Page(s):86 - 93 vol.1
- [14] Yu, G.J.; Jung, Y.S.; Choi, J.Y.; Choy, I.; Song, J.H.; Kim, G.S. : "A Novel Two-Mode MPPT Control Algorithm based on Comparative Study of Existing Algorithms" Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE 19-24 May 2002 Page(s):1531 - 1534
- [15] Dong. H. Sugimoto, "A New Utility Interactive Photovoltaic Power Conditioning System And Its Maximum Power Tracking Control", IPEMC97 ,PP238-243, 1997
- [16] S.Nonaka, K.Kesamaru, K.Yamasaki,etal, "Interconnection System with Sinusoidal Output PWM Current Source Inverter between Photovoltaic Arrays and the Utility Line", IPEC-Tokyo, pp. 144~pp151, 1990
- [17] Didier Thevenard, Performance Monitoring of a Northern 3.2kWp Grid-Connected Photovoltaic System, IEEE, pp.1711-1715, 2000
- [18] V. Grigore, "A Step-Down Converter with Low Ripple Input Current for

Power Factor Correction" IEE 2000, pp.188-189

- [19] J.H. So, Y.S. Jung, G.J. Yu, J.Y. Choi, and J.H. Choi, "Monitoring and Analysis of 3kW Gridconnected PV System for Performance Evaluation," KIEE International Transaction on Electrical Machinery and Energy Conversion Systems, Vol. 5B, No. 1, pp 57-62, 2005.
- [20] Oozeki. T, Izawa, T, Otani. K, Kurokawa, K, "An Evaluation Method of PV Systems", Solar Energy Materials & Solar Cell, Vol. 75, pp.687-695, 2003. S.Nonaka, K.Kesamaru, K.Yamasaki,etal, "Interconnection System with Sinusoidal Output PWM Current Source Inverter between Photovoltaic Arrays and the Utility Line", IPEC-Tokyo, pp. 144~pp151, 1990
- [21] B. Decker and U. Jahn, "Performance of 170 Grid Connected PV Plants in Northern Germany-Analysis of Yields and Optimization Potentials", Solar Energy, Vol. 59, Issues. 4-6, pp. 127-133, 1997.
- [22] Konishi Tanaka, Etsuo Sakoguchi; [Simulated Power Soure Based on Dynamic Characteristics of Solar Cell], 平成4年 일본 전기 학회 산업 응용 부문 전국 대회 논문집 NO77.
- [23] M. A. Greem; [Solar Cell: Operating Principles, Technology, and System Applications], 1982.
- [24] R. Katan, V. Agelidis and C. Naggar; [PSPICE Simulation of Photovoltaic Arrays], International Journal Electrical Engineering Education, October 1995.

- [25] Muhammad H. Rashid; [SPICE for Circuits and Electronics Using PSPICE], Prentice-Hall International, Inc B. Decker and U. Jahn, "Performance of 170 Grid Connected PV Plants in Northern Germany-Analysis of Yields and Optimization Potentials", Solar Energy, Vol. 59, Issues. 4-6, pp. 127-133, 1997.
- [26] H. S. Rauschenbach; [Solar Cell Array Design Handbook], p.52-p74, VAN NOSTRAND REINHOLD COMPANY.
- [27] 최 평 외; "PSpice 기초와 활용", pp 157-169, 복두출판사.
- [28] H. Kobayashi and Y.Takeda; [일본전력중앙연구소보고서 연구보고: 183011], pp2-41, 전력중앙연구소, 昭和58年 9月.
- [29] http://www.kemco.or.kr/energy_class/index.asp , (에너지관리공단, 에너지교실)
- [30] 구와노 유기노리, "태양전지를 익숙하게 다룬다.", Blue Backs(한국어판), 1994. H. S. Rauschenbach; [Solar Cell Array Design Handbook], p.52-p74, VAN NOSTRAND REINHOLD COMPANY.
- [31] Arnulf Jager-Waldau, "Status of PV Research, Solar Cell Production and Market Implementation in Japan, USA and the European Union", PVNET Workshop RTD Strategies for PV Ispra, European Commission Joint Research Centre, 2002.
- [32] Photon International, "Market Survey on World Cell Production 2003",

Photon International PV Magazine, 2004. 3.

- [33] Economic analysis of PV/Diesel hybrid power systems in different climate zones
- [34] J. Dekker, M. Nthontho, S. Chowdhury, S. P. Chowdhury: "Economic analysis of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones", ELSEVIER, march, 2012.
- [35] Kristijan Brecl, Marko Topic: " Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays", ELSEVIER, march, 2011. Arnulf Jager-Waldau, "Status of PV Research, Solar Cell Production and Market Implementation in Japan, USA and the European Union", PVNET Workshop RTD Strategies for PV Ispra, European Commission Joint Research Centre, 2002.

감사의 글

본 대학원 과정에 대한 나의 능력과 생활여건을 걱정하면서 힘차게 달려왔습니다. 이제 조그마한 연구결과를 발표하는 시점에서 생각해보니 보다 열심히 할 수 있었는데 하는 아쉬움과 이 작은 결실을 맺을 수 있게 되어 매우 기쁜 마음이 교차하고 있습니다.

본 논문이 완성되기까지 논제의 선정에서부터 아낌없는 지도와 격려를 해 주신 지도교수 조금배 학장님, 그리고 본 논문에 대한 세심한 검토와 자상한 조언으로 지도해 주신 백형래 교수님, 이우선 교수님, 최효상 교수님, 한빛디엔에스(주) 이현화 사장님께 진심으로 감사를 드립니다.

또한, 본 논문의 연구기간 동안 밤을 세워가며 자료수집과 정리, 통계분석 등을 도와준 조선대학교 전력전자연구실의 선후배 대학원생 여러분들께도 감사를 드립니다.

아울러 대학원에 입학하여 공부하라고 조언해 주신 단국대학교 이기식 교수님, 나라기술단 박우현 사장님, 태영건설(주) 심용식 박사님, 일산교회 박성호 목사님께도 감사를 드립니다.

끝으로 오늘이 있기까지 힘들고 어려움 속에서도 항상 변함없는 사랑으로 격려해 준 사랑하는 아내 김혜련, 두 딸 아미와 아람이 그리고 한결같은 믿음과 성원을 보내준 어머니 김옥녀와 형제자매 가족들과 함께 이 기쁨을 나누고자 합니다.

2012. 12.

박 정 일 배상