[UCI]I804:24011-200000231890

2009年 2月
博士學位論文

최적의 파라미터 산출을 위한 PV시스템의 성능평가 분석

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY
100455786 2009-04-17

朝鮮大學校 大學院

電 氣 工 學 科

朴 亭 玟

최적의 파라미터 산출을 위한 PV시스템의 성능평가 분석

A Performance Evaluation of Photovoltaic System by Optimum Parameter calculation

2009年 2月 日

朝鮮大學校 大學院

電 氣 工 學 科

朴 亭 玟

최적의 파라미터 산출을 위한 PV시스템의 성능평가 분석

指導敎授 白 亨 來

이 論文을 工學 博士學位 論文으로 提出함.

2008年 10月 日

朝鮮大學校 大學院

電 氣 工 學 科

朴 亭 玟

목 차

ABSTRACT

Ⅰ. 서 론 1

A. 연구의 배경과 필요성 1

B. 연구의 내용 3

Ⅱ. 이론적 고찰 4

A. 태양전지의 이론 및 특성 4

1. 태양전지의 원리 및 구조 4

2. 태양전지의 특성 10

3. 태양전지의 동작특성 16

4. 태양전지의 전기적 특성 20

B. 태양광발전시스템 분류 24

1. 독립형 태양광발전시스템 24

2. 계통연계형 태양광발전시스템 26

C. 태양광발전시스템 구성 29

1. 태양전지 모듈 29

2. 인버터 31

Ⅲ. 태양광발전시스템 성능특성 평가방법 35

A. 평가분석 방법 개요 37

B. 평가지수 39

Ⅳ. 시뮬레이션 45
A. 태양전지 모듈 45
1. 모듈 45
B. 운전특성 47
1. 지구의 궤도 47
2. 운전특성 57

Ⅴ. 실험 및 성능분석 결과 62
A. 3kW 계통연계형 시스템 구성 62
1. 태양전지 어레이 64
2. PCS 특성 67
3. 모니터링 시스템 69
B. 시스템 성능특성 비교 71
1. 어레이특성
72
2. PCS 특성 78
3. PCS 효율 83
4. 환경변화에 따른 시스템 출력 특성 고찰 86
5. 시스템 성능 특성 고찰 96
C. 실증연구를 통한 실험결과 108

Ⅵ. 결 론 109

참고문헌

Nomenclatures

I_d : 다이오드 전류 [A]

I_{ph} : 광전류 [A]

I_o : 다이오드 포화전류 [A]

h : 플랑크 상수 [J×s]

I_L : 부하전류 [A]

λ : 파장 [nm]

K : 볼쯔만 상수 [J/K]

T : 절대온도 [K]

q : 전자 한개의 전하량 [C]

R_s : 직렬 저항 [Ω]

R_{sh} : 병렬 저항 [Ω]

V_{oc} : 개방전압 [V]

I_{sc} : 단락전류 [A]

V_o : 출력전압 [V]

P_{max} : 최대출력 [W]

η : 효율 [%]

V_m : 최대출력시 전압 [V]

I_m : 최대출력시 전류 [A]

P_{in} : 입사된 태양광에너지 [W]

ΔV : 음영상태에 따른 직렬저항에 인가되는 전압변화 [V]

α : 온도계수

β : 단락전류 온도계수

γ : 개방전압 온도계수

t : 동작조건에서 태양전지 표면온도 [℃]

Q : 동작조건에서 일사강도 [kW/m^2]

A : 총 셀의 면적 [m^2]

G : 일사량 [kWh/m^2]

T_{pv} : 모듈의 온도 [℃]

G_e : 유효일사량 [kWh/m^2]

E_{Inv} : 인버터 출력전력량 [kWh]

$P_{PV,nom}$: 표준조건(STC) 공칭출력전력 [kWh]

G_A : 전일사량 [kWh/m^2]

G_{STC}: 표준조건(STC) 일사강도 1kW/m^2

η_{system}: 시스템 효율 [%]

E_{Inv} : 인버터출력량 [kWh]

Q_A : 경사면 일사량 [kWh/m^2]

T_{pv} : 모듈의 온도 [℃]

L : 시스템 이용률 [%]

η_{Array} : 어레이 변환효율 [%]

P_o : 시스템 정격 용량 [kW]

Abbreviation

PV : Photovoltaic

DC : Direct Current

AC : Alternating Current

AM : Air Mass

F : Fuse

JB : Junction Box

MCCB : Molded Case Circuit Breaker

MPP : Maximum Power Point

MPPT : Maximum Power Point Tracking

FF : Fill Factor

PWM : Pulse Width Modulation

STC : Standard Test Conditions

APF : Active Power Filter

OVR : Over Voltage Relay

UVR : Under Voltage Relay

OFR : Over Frequency Relay

UFR : Under Frequency Relay

LOLP : Loss of Load Probability

SPD : Surge Protection Device

RTU : Remote Terminal Unit

PR : Performance Ratio

IEC : International Electrotechnical Commission

EVA : Ethylene Vinyl Acetate

BIPV : Building Integrated Photovoltaic

ABSTRACT

A Performance Evaluation of Photovoltaic System by Optimum Parameter calculation

Park, Jeong-Min

Advisor : Prof. Hyung-Lae Baek, Ph.D.

Department of Electrical Engineering,

Graduate School of Chosun University

As environmental focus from an United Nations Framework Convention on Climate Change come to the worldwide, Photovoltaic system is in the spotlight as technology of environmental friendly energy.

Conventional methods of generating electricity (e.g. burning coal and other fossil fuels) can produce pollutants such as carbon dioxide, the main gas responsible for global warming. Furthermore, fossil fuels and uranium are non-renewable resources. The only resource needed to power a solar cell is sunlight. Solar energy is clean, quiet, abundant and a renewable energy source, which produces no pollution to the environment. With the growing concern over green-house gas emissions and

other environmental issues, renewable energy sources are being increasingly adapted in many applications.

Utility interconnected photovoltaic systems is one of the most promising applications of photovoltaic systems.

These systems are employed in applications where utility service is already available. In this case, there is no need for battery storage because utility power may be used to supplement photovoltaic systems when the load exceeds available PV generation. The load receives electricity from both the photovoltaic array and the utility inter-tied.

In this paper, Principle and operating characteristic of Utility Interconnected Photovoltaic System is presented. For the purpose of optimal utility inter-tied photovoltaic system design and installation. The Solar Energy demonstration research complex has been monitoring PV system performance for the last 9 months. It is that demonstrate throughout the installed 6 PV system respectively, 3 kW utility interconnected residential system. This experience result has shown that data collection requirements can be presented Solar cell array characteristic, PCS characteristic, hole system efficiency, difference of quantity of electric power generation in regard of system performance, ratio of system utilization, ratio of capacity and driving characteristic.

Ⅰ. 서 론

A. 연구의 배경과 필요성

최근 급속한 산업발달과 생활수준의 향상으로 인한 전력수요의 지속적인 증가와 화석에너지의 고갈, 환경오염 문제 등으로 전 세계적으로 신재생에너지에 대한 관심이 고조되고 있다.

우리나라의 경우 현재 막대한 에너지 수입에 따른 무역 수지 악화의 해소와 함께 향후 지속적인 개발에 필요한 에너지원의 확보가 이미 오래전부터 국가적인 문제로 대두되어 있는 실정이다. 또한 기후변화협약 및 교토의정서 등 세계적으로 추진되고 있는 환경규제와 관련된 규약은 제품생산에 있어서 온실가스 배출량을 최소화하도록 유도하고 있어 에너지 다소비국인 우리나라로서는 국가경쟁력 향상을 위해 환경 친화적인 신재생에너지의 개발이 절실히 요구되고 있다.

신재생에너지는 신에너지 분야(연료전지, 석탄 · 액화 · 가스화, 수소에너지), 재생에너지 8개 분야(풍력, 태양열, 태양광, 바이오메스, 소수력, 지열, 해양에너지)로 구분되며 우리나라에서는 태양광, 풍력, 연료전지를 3대 중점사업으로 선정하여 개발 및 보급에 힘쓰고 있다. 이 중 태양광발전은 대기오염이나 소음의 발생이 없고, 에너지원이 무한하여 대체에너지원으로서 활발한 연구가 진행되고 있다.

현재까지 국내 PV 시장은 신재생에너지 개발 이용 보급 촉진법을 통해서 태양광발전시스템의 이용 보급의 확대를 목표로 하고 있지만 이에 따른 해결해야할 기술적인 문제점들이 많다. PV 구성요소기기의 설계, 제조 및 성능개선, 설치환경, 설치방식 및 구성에 따른 시스템의 최적설계, 사후 운영관리와 유지 점검기술에 대해서는 이제 시작하는 단계이고 대량으로 설치 보급된 PV시스템에 대해서도 체계적인 운영관리가 거의 이루

어지지 않고 있다.

태양광발전시스템은 설치환경, 설치방식 및 설계구성 등에 의해서 용도에 맞는 다양한 시스템들이 존재하지만 동일한 시스템은 존재하지 않는다. 실제 PV시스템은 동일한 구성요소기기를 사용하더라도 온도 및 일조강도 등의 환경변화에 따라서 성능특성이 변화되기 때문이다.

환경변화에 따른 PV시스템 및 구성요소기기의 저가, 고성능 및 고 신뢰성 등의 핵심기술들을 개발하기위해서는 실제 PV시스템에서 수집된 데이터로부터 성능과 운전특성을 분석하여 발생손실을 정확하게 예측 진단할 수 있어야한다.

즉, PV시스템의 성능특성 평가분석은 발전성능에 중대한 영향을 미치는 주요 발생손실을 평가·진단함으로서 손실저감을 통한 시스템의 성능개선, 최적설계, 사후운영관리 및 유지점검 등의 응용기술을 개발하는데 있다. 이러한 기술개발을 위해서는 입력인 태양에너지로부터 PV어레이의 직류출력에서 시스템의 교류출력까지의 성능 및 발생손실에 대해서 정량적인 값으로 나타낼 필요가 있다. 특히 PV시스템에서 발생되는 주요 손실 중에서 그늘, 미스매치, 기타손실 등은 정량화 및 접근방법이 어려워 이에 대한 많은 연구가 선진국을 중심으로 진행되고 있다. 그러나 현재까지 국내에서는 대부분의 PV시스템이 단지운전현황 및 고장유무 등의 기본적인 파악만 가능할 뿐 실제 운전 시에 발생되는 문제점과 성능감소 및 손실요인 등의 성능특성을 평가 분석하는 것은 거의불가능하다. 또한 설치환경 및 설계시공별 다양한 PV시스템에서 수집된 계측데이터의 체계적인 운영관리가 이루어지지 않고 있어 중요한 계측항목인 일사강도 온도데이터가 없이 구축된 성능 데이터베이스만으로는 PV기술개발로의 활용가치는 거의 없다. 따라서 국내에 설치된 PV시스템의 성능 및 발생손실에 대해서는 정량적인 평가가 아닌 기본적인 평가만 이루어지고 있다.

B. 연구의 내용

본 논문에서는 태양광발전 설비의 효율에 관한 파라미터인 위도와 경도, 온도 및 일사량, 시스템 구성요소에 대한 세부적인 기술검토와 태양광발전시스템의 효율을 개선시킬 수 있는 파라미터에 접근하기 위해 정확한 시스템의 운전특성을 분석 하고자 한다.

3kW 계통연계형 태양광발전시스템을 시뮬레이션을 통해 검증하고, 또한 시스템의 실증운전을 통하여 태양전지 어레이의 특성, 인버터 특성, 시스템 효율, 시스템 성능에 따른 운전특성과 시스템의 안정성에 대하여 고찰하였고, 실증운용 특성분석을 통해 3kW 계통연계형 태양광발전시스템 효율을 향상시킬 수 있도록 성능평가 분석을 하고자한다.

본 논문의 구성은 다음과 같다.

1장에서는 계통연계형 태양광발전시스템의 최적설계에 대한 연구 배경과 필요성에 대해 기술하고,

2장에서는 태양전지에 대한 해석 및 태양광발전시스템에 대해 논하고,

3장에서는 태양광발전시스템의 성능평가분석의 방법을 논하고,

4장에서는 3장에서 제시한 파라미터를 토대로 시뮬레이션을 수행함으로서 시스템을 검증하고,

5장에서는 3kW급 실증실험을 통해 정확한 운전특성분석을 통해 최적 파라미터의 타당성을 검토한다.

마지막으로 6장에서는 결론과 향후 과제에 대해서 기술한다.

향후 본 연구를 통해 태양광발전시스템의 원활한 보급과 최적 성능을 발휘할 수 있도록 시스템을 설계하기 위한 기초 자료로 활용하는데 기여하고자 한다.

Ⅱ. 이론적 고찰

A. 태양전지의 이론 및 특성

1. 태양전지의 원리 및 구조

태양전지는 화학반응을 이용한 화학 전지와 달리 반도체를 이용한 고체 물리전지이며, 광기전력 효과(Photovoltaic Effect)를 이용하여 직접 전기에너지로 변환시키는 반도체 소자로써 태양전지 구조는 단결정 규소 태양전지의 경우 Si에 5가 원소(P, As, Sb) 등을 침투시켜 만든 N형 반도체와 3가 원소(B, Ga) 등을 침투시켜 만든 P형 반도체로 이루어진 P-N접합 구조로 되어 있다.

P형 반도체와 N형 반도체가 하나의 단결정으로 접합되면 불순물의 농도 차에 의해서 N형 반도체가 P형 반도체로 확산해 가고 정공은 P형에서 N형으로 확산됨에 따라 P형 반도체의 전도대 내부에 있는 전자 에너지 레벨인 페르미준위는 N형 반도체보다 높아지고 N형 반도체의 가전자대 내부에 있는 정공이 갖는 에너지는 P형 반도체보다 높아지게 되어 내부에 전위차가 발생한다.

그림 2-1과 같이 P-N접합 반도체에 태양광이 입사되면 가전자대의 전자는 광에너지를 흡수하여 전도대에 유기되어 자유전자로 되고 전자가 여기된 후의 가전자대에는 정공이 생겨 전자는 N형 반도체에 정공은 P형 반도체로 이동하여 N층과 P층을 각각 음극과 양극으로 대전시키는 광기전력 효과에 의해 기전력을 발생한다.

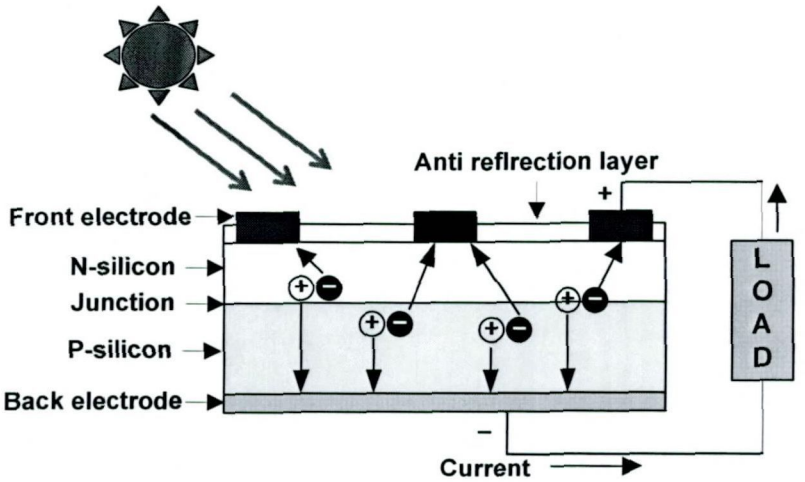
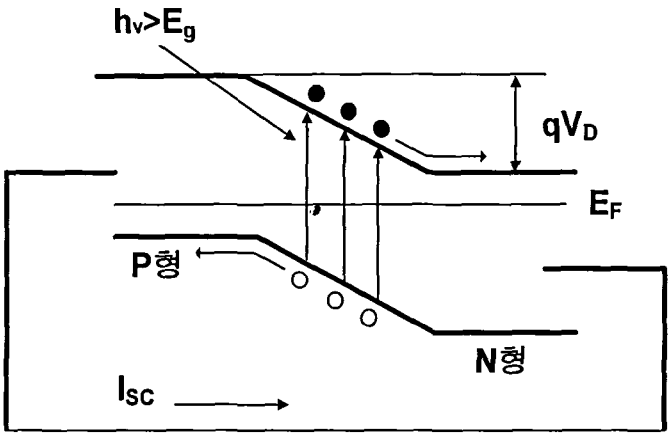


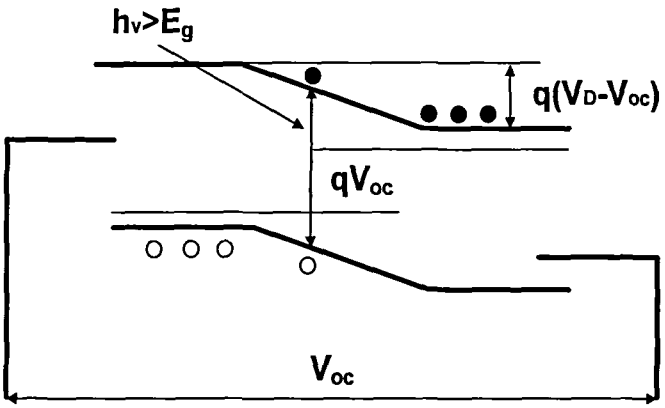
Fig. 2-1 The basic principle of photovoltaic

광기전력 효과란 금지대영역이 E_g인 P-N 접합에 빛을 조사시킬 때 E_g보다 큰 에너지를 가진 입사광자에 의해서 전자 정공쌍이 생성되어 접합 양단에 광기전력이 발생하는 현상이다.

그림 2-2(a)에서 외부회로를 단락하면 입사광량에 비례한 광전류가 외부회로에 흐르게 되는데 이때 이 전류를 단락전류(Short-circuit Current, I_{sc})라 한다. 또한 그림 2-2(b)에서와 같이 P-N 접합의 양단을 개방하면 전자와 정공이 각각 N, P 층으로 유입됨으로서 N 층의 페르미 레벨이 P 층의 페르미 레벨에 비해 약간 올라가 양쪽의 페르미 준위에는 V_{oc}만큼의 전압차가 생긴다. 이 값은 외부로부터 관측될 수 있으며 이를 개방전압(Open-circuit voltage, V_{oc})이라 한다.



(a) Short circuit



(b) Open circuit

Fig. 2-2 The photovoltaic effect in P-N junction

태양전지는 넓은 면적의 다이오드로 볼 수 있으므로 이것의 전압-전류 특성곡선은 암 상태에서의 다이오드 전류-전압 곡선에 광전류를 중첩시키면 된다. 즉, 암 상태에서의 다이오드 전압-전류 곡선을 아래쪽으로 광전류 I_{ph} 만큼 이동시키면 된다. 그림 2-3은 태양전지의 동작곡선을

나타낸다. 이때 다이오드에 인가되는 전류에 대한 해석은 식(2-1)과 같다.

$$I = I_{ph} - I_d \tag{2-1}$$

여기서 I_{ph}는 광전류 이고, I_d는 다이오드 전류이다.[21~22]

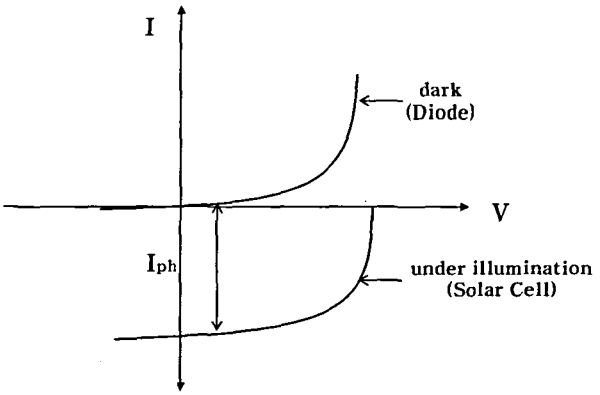


Fig. 2-3 The I-V characteristics of a solar cell compared to a diode

태양은 표면온도가 5,762K 이므로 태양광의 스펙트럼은 이 온도에 준하는 흑체복사로 표현될 수 있다. 태양으로부터 방출된 빛을 대기권 밖에서 입사광에 수직으로 측정하면 태양상수 혹은 Air Mass zero (AM0)로 일정한 값을 얻게 된다. 일반적으로 널리 알려진 AM0의 값은 1,353 kW/m^{2}이다. 그러나 태양광이 지표면에 도달하게 되면 분광분포는 상당히 감소한다. 이러한 감소의 주요한 원인은 각종 분진, 먼지에 의한 산란, 수증기, 오존, 이산화탄소에 의한 흡수이다. 또한 이러한 감소는 파장에 따라서 달라지며 지구 대기권을 통과하는 경로에 따라서도 달라

진다. 이를 정량화한 것이 Air Mass number이다. 그림 2-4는 Air Mass의 상호관계를 표시한 것이다. 그림 2-4와 같이 태양광의 입사각이 ϕ일 때 AM n은 cos(ϕ)의 역수에 비례한다. 예를 들어 지표에 수직으로 입사하는 태양광은 AM1 이다.

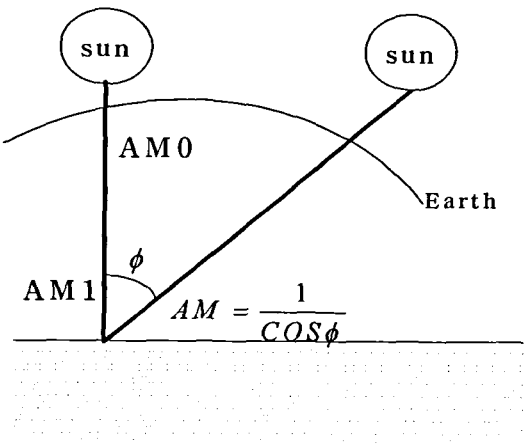


Fig. 2-4 Air Mass number equation

그림 2-5는 AM0, AM1.5, 흑체복사에 대한 스펙트럼 분포도를 비교하여 나타낸 것이다.

Air Mass number는 또한 주변 환경의 영향까지 고려하여 세분화 할 수 있는데 AM1.5g (global)의 경우 주변 환경에 의한 반사, 재 방출된 빛까지 고려한 강도를 의미하며 AM1.5d (direct)의 경우 직접 입사된 빛만을 고려한 것이다. 일반적으로 태양전지의 효율을 측정하는 조건은 1.0 kW/m^2 인 AM1.5g 이다.[23~24]

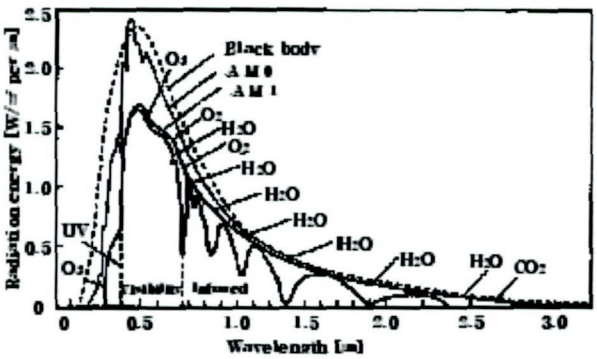


Fig. 2-5 Spectral distribution compare of AM0, AM1.5 and 5,762K blackbody irradiation

2. 태양전지의 특성

태양전지의 모델링은 한 개의 이상적인 다이오드와 I_{ph}의 크기를 갖는 정전류원으로 구성되어 있지만 이상적인 다이오드를 제작하는 것이 불가능하므로 접촉저항 및 표면층의 면(Sheet)저항 등을 표시하는 직렬저항 R_s와 병렬저항 R_{sh}를 고려한다. 태양전지 표면에 입사하는 빛의 일부는 표면에서 반사되며, 표면을 투과한 빛은 태양전지 내에서 흡수되어 광자수는 지수 함수적으로 감소한다.

그림 2-6은 빛이 조사될 때 광기전력효과를 이용한 태양전지의 등가회로를 보여주고 있다.[25~26] 여기서 I_{ph}는 입사된 빛에 의해 생성된 캐리어(Carrier)가 외부로부터 방해를 받지 않을 때 폐회로를 통해 흐르는 광전류이고, I_d는 암전류로서 I_{ph}와는 반대 방향이다. 병렬저항 R_{sh}는 이상적인 다이오드 특성에서 벗어나 일정한 상수 저항으로 표시되는 누설저항을 나타내며, R_s와 R_L은 각각 전지 내부에 존재하는 직렬저항과 외부에서 걸어주는 부하저항을 나타낸다.

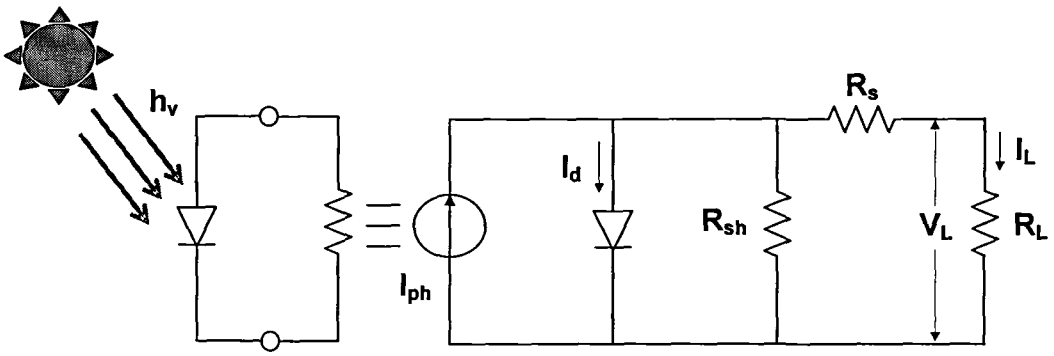


Fig. 2-6 The equivalent circuit of solar cell

등가회로에서 태양전지의 출력전류는 식(2-2)와 같고 출력전압은 식(2-3)과 같다.

$$I_L = I_{ph} - I_d - \frac{V_d}{R_{sh}} = I_{ph} - I_0[\exp(\frac{qV_d}{nKT}) - 1] - \frac{V_d}{R_{sh}} \qquad (2\text{-}2)$$

$$V_d = V + I_L R_s = [\frac{nKT}{q} \ln(\frac{I_{ph} - I_L}{I_0}) + 1] + I_L R_s \qquad (2\text{-}3)$$

여기서 I_0는 다이오드 포화전류이다.

식 (2-2)로부터 태양전지의 출력전류를 구하면 식(2-4)와 같다.

$$I_L = I_{ph} - I_0[\exp\left(\frac{q(V + I_L R_s)}{nKT}\right) - 1] - \frac{V + I_L R_s}{R_{sh}} \qquad (2\text{-}4)$$

그림 2-6에서 광 투사시 $R_s = 0$, $R_{sh} = \infty$인 이상적인 P-N접합 다이오드인 경우 부하에 흐르는 전류 I_L은 식(2-5)와 같다.

$$I_L = I_{ph} - I_0[\exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1] \qquad (2\text{-}5)$$

여기서 I_L은 출력전류, I_{ph}는 광전류, I_0는 다이오드 포화전류, n은 다이오드 상수, K는 볼쯔만 상수이고 q는 전자의 전하량이며 T는 절대온도이다.

일정온도와 일정 일사조건에서 태양전지의 전압-전류 특성 곡선은 그림 2-7과 같다. 여기서 개방전압 V_{oc}, 단락전류 I_{sc}, 충진율 FF (Fill Factor) 등 3개의 변수는 에너지 변환효율과 관련되는 파라미터로서 식(2-5)로부터 $I_L = 0$인 조건에서 개방전압 V_{oc}는 식(2-6)과 같다.

$$V_{oc} = \frac{nKT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \qquad (2\text{-}6)$$

단락전류 I_{sc}는 $V_L=0$인 조건으로부터 $I_{sc}=I_{ph}$가 된다.

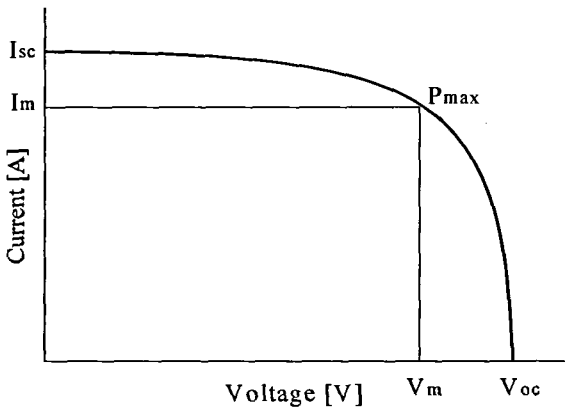


Fig. 2-7 The voltage and current characteristics of solar cell

전지에 연결된 부하저항의 크기를 조정함으로서 어떤 최적 동작점에서 최대출력 P_{max}는 식(2-7)과 같다.

$$P_{max} = V_m \cdot I_m = FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc} \tag{2-7}$$

부하저항에서 소비되는 에너지를 P_{out}라 하면 식(2-8)과 같다.

$$P_{out} = V \cdot I_L = V \cdot \left\{ I_{ph} - I_0 [\exp(\frac{qV}{nKT}) - 1] \right\} \tag{2-8}$$

최적부하조건에서 $\frac{dP_{out}}{dV} = 0$ 이므로 최적동작전압 V_m은 식(2-9)와 같다.

$$V_m = \exp(\frac{qV_m}{nKT})(1 + \frac{qV_m}{nKT}) = (\frac{I_{ph}}{I_0}) + 1 \tag{2-9}$$

또한 이때의 최적동작전류 I_m은 식(2-10)과 같다.

$$I_m = \frac{(I_{ph} + I_0) \cdot (qV_m / nKT)}{1 + (qV_m / nKT)} \tag{2-10}$$

P_{max}이 커지기 위해서는 특성곡선에서 I_m과 V_m이 I_{sc}와 V_{oc}에 가까워야 함을 알 수 있다.

태양전지의 특성을 평가하는데 있어서 단락전류, 개방전압과 더불어 가장 중요한 요소 중 하나는 충진율이며 식(2-11)과 같다.

$$FF = (V_m \times I_m) / (V_{oc} \times I_{sc}) \tag{2-11}$$

태양전지의 에너지 변환효율은 태양전지에서 얻을 수 있는 최대의 전기 에너지를 입사광에너지로 나눈 값으로 식(2-12)와 같다.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{V_m \times I_m}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \times I_{sc}}{P_{in}} \times FF \tag{2-12}$$

여기서 P_{in}은 입사된 태양광 에너지이다.

따라서 태양전지의 효율을 높이기 위해서는 단락전류 I_{sc}, 개방전압 V_{oc}, 그리고 충진율 FF를 높여야 한다.

지금까지 태양전지 특성을 고찰한 결과 태양전지의 전기적 특성을 결정하는 요소는 내부적인 변수로서 내부직렬저항 R_s, 내부병렬저항 R_{sh} 그리고 다이오드포화전류 I_0 이고, 외부적인 변수로서는 일사량과 온도의 변화 등이 있다. 여기서 내부 직렬저항은 태양전지에 광전류가 흐를 때 전류의 흐름을 방해하는 저항값으로서 N층의 표면저항, P층의 기판저항, 전극 접촉저항 및 전극자체의 고유저항 등이 포함되고 최대의 효율을 얻기 위해서는 직렬저항 값이 최소로 되어야 한다.[25,27,28] 특히 집광형 태양전지에서와 같이 일사강도가 크고 고온인 경우 직렬저항의 영향

은 매우 크다.

태양전지의 직렬 저항값을 낮추기 위해 도핑 농도가 크고 접합깊이가 깊어야 하나, 이렇게 하면 전류가 작아지므로 이에 대한 최적화가 필요하며, 일반적인 태양전지의 경우에는 접합 깊이를 0.3~0.5[㎛], 표면저항은 50±10[Ω]정도로 하고 있다. 그리고 태양전지의 전극면적을 5~10%로 유지시키면서, Grid Finger 폭을 줄이고 Finger 사이의 거리를 좁혀 Finger의 수를 증가시키면 직렬저항을 줄일 수 있다. 일반적인 태양전지의 경우에는 1[cm^2] 면적당 1[Ω]이하의 직렬저항을 가지면 높은 충진율을 얻을 수 있다.

그림 2-8은 태양전지의 직렬저항이 태양전지의 특성에 미치는 영향을 나타내며 V_{oc}에는 거의 변화가 없으나 충진율이 급격히 감소하는 것을 알 수 있고 직렬저항에 의한 전압강하가 순방향 바이어스 상태로 되어 암전류를 증가시키므로 단락전류가 감소하는 것을 알 수 있다.

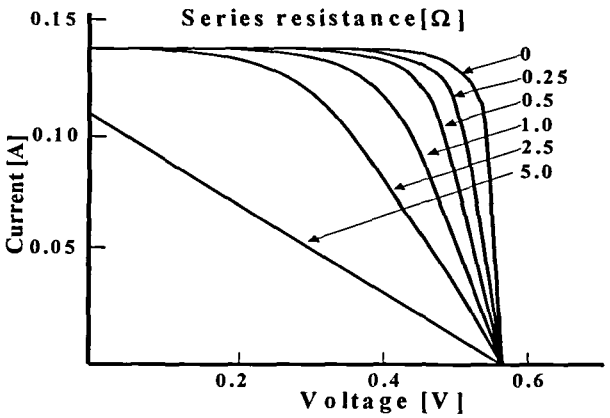


Fig. 2-8 Effect of series resistance in the I-V characteristics

또한, 병렬저항 즉 누설저항은 태양전지 내부의 누설에 의한 것으로, P-N 접합면의 재결합전류, 태양전지의 가장자리에서 발생하는 표면 누설전류, 그리고 태양전지의 표면에 손상이 있어서 전극을 부착시킬 때 금속이 접합에 침투하여 접합을 Shunting 시키는 경우 등으로 나누어 생각할 수 있다. 효율이 높은 태양전지의 경우에는 누설저항이 크며, 보통 10^4 [Ω] 이상이어야 하고, 누설저항을 크게 하기 위해서는 제조 공정 중 태양전지의 표면을 조심스럽게 다루어 손상이 없도록 하여야 한다. 실제 사용되는 태양전지의 경우 누설저항은 매우 크며, 누설저항이 태양전지의 특성에 미치는 영향은 그림 2-9와 같다. 이 경우 태양전지의 단락전류는 변하지 않으나 누설저항이 감소함에 따라 충진율 및 개방전압이 감소함을 알 수 있다.

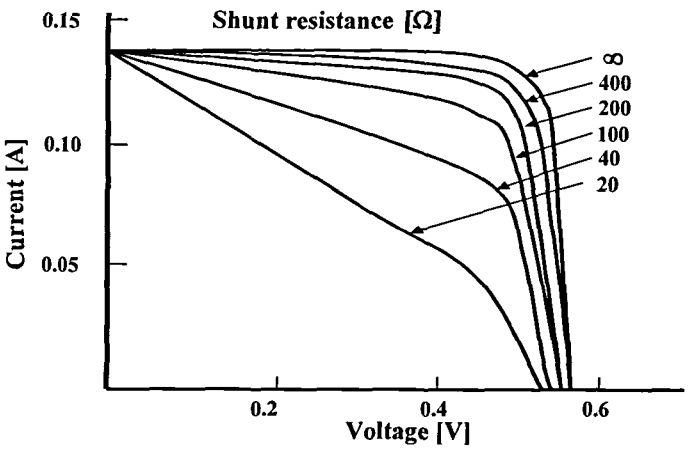


Fig. 2-9 Effect of shunt resistance in the I-V characteristics

3. 태양전지의 동작특성

a. 태양전지의 병렬연결

두 개의 태양전지가 동일한 전기적 특성을 갖고 동일한 일사강도를 갖으며, 병렬로 연결될 때 태양전지의 출력특성은 그림 2-10과 같이 한 개의 태양전지와 동일한 출력 전압값을 갖는다. 이때의 I-V특성곡선은 일정전압의 크기에 전류만 2배로 증가된 형태를 갖는다. 즉 개방전압은 변하지 않고 단락전류만 2배로 증가한다. 그리고 여러개의 태양전지가 병렬로 연결될 경우의 태양전지의 합성 출력전류는 식(2-13)과 같이 된다.

$$I_a = N_p I_l \tag{2-13}$$

여기서 N_P는 병렬 연결된 태양전지의 수, I_l는 태양전지 1개당 출력전류이다.

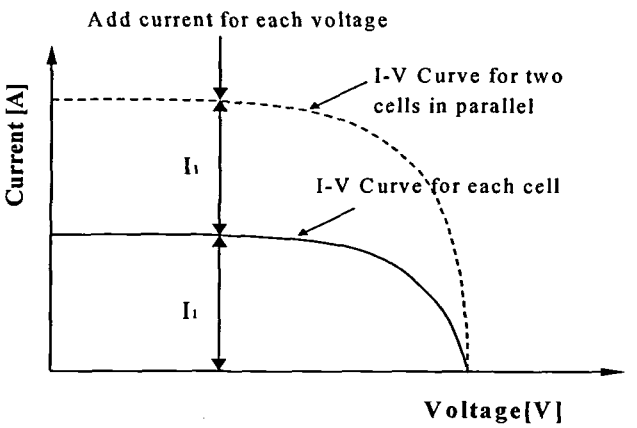


Fig. 2-10 I-V characteristics for two cells in parallel connection

그러나 태양전지에 일사조건이 각각 차이가 있거나 혹은 태양전지에 파손이 생긴 경우에는 그 동작특성이 큰 차이가 난다. 식(2-14)는 셀의 출력전류를 나타낸다.

$$I_l(V) = I_{ph} - I_o(V_o) \tag{2-14}$$

여기서 I_{ph}는 광전류, I_o은 다이오드 포화전류이다.

그리고 태양전지에 일사량 강도의 차이에 따라 태양전지에 미치는 출력전류의 변화는 식(2-15)와 같다.

$$I_l(V) = KI_{ph} - I_o(V_o - \Delta V) \tag{2-15}$$

$$\Delta V = (1-K)I_{ph}R_s$$

여기서 K는 일사상수 (음영정도에 따라 0<K<1의 범위), ΔV는 음영상태에 따른 직렬저항에 인가되는 전압 변화분이다.

b. 태양전지의 직렬연결

그림 2-11은 두 개의 태양전지가 동일한 전기적인 특성을 갖고, 동일한 일사강도를 갖으며 직렬로 연결될 때 태양전지의 출력특성을 나타내고 있다. 두 개의 태양전지 양단에는 하나의 태양전지에서 발생된 전류의 크기가 두 개의 태양전지 양단에 흐른다. 이때의 I-V특성곡선은 한 개의 태양전지에서 발생된 전류의 크기에 전압만 2배로 된 특성곡선을 갖는다. 즉 단락전류는 변하지 않고 개방전압만 2배로 증가된 특성을 갖는다. 그리고 여러 개의 태양전지가 직렬로 연결될 경우의 태양전지의 합성 출력전압은 식(2-16)과 같다.

$$V_a = N_s V_c \tag{2-16}$$

여기서 N_s : 직렬 연결된 태양전지의 수, V_c : 태양전지 1개당 출력전압이다.

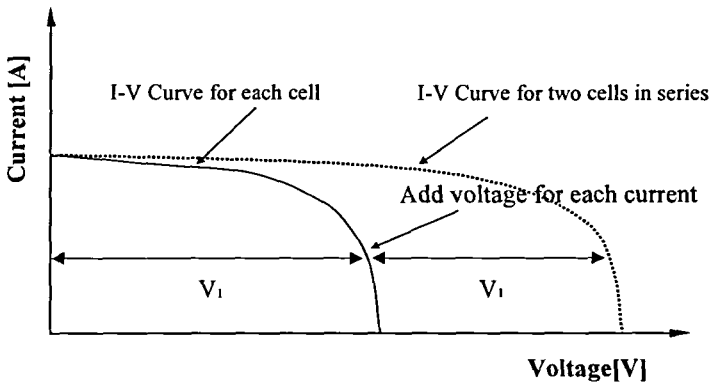
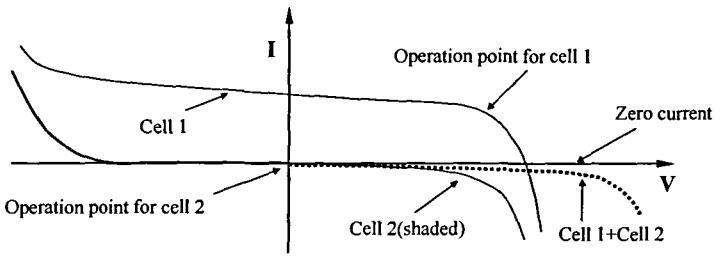


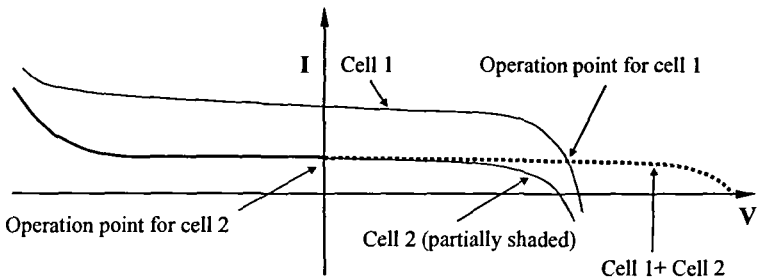
Fig. 2-11 I-V characteristics for two cells in series connection

태양전지에 일사조건이 각각 차이가 난다든지 혹은 태양전지에 파손이 생긴 경우 동작특성은 그림 2-12와 같다.

그림 2-12(a)의 경우 태양전지의 전류는 0이 되어 전체출력은 0이 되고, 그림 2-12(b)의 경우에는 출력전류가 K=1/2일 때의 전류만 흐르고 출력전압은 두 개 전압의 합으로 나타나는 것을 알 수 있다. 이와 같이 합성 태양전지에 흐르는 출력전류는 빛이 조사되지 않거나 빛의 세기가 감소한 태양전지에 의해 제한된 출력특성을 갖는다.[29]



(a) K=1, K=0



(b) K=1, K=1/2

Fig. 2-12 Operating characteristics of two cells in series connection

4. 태양전지의 전기적 특성

일반적인 태양전지는 일사량변화에 대하여 그림 2-13과 같은 전류-전압특성을 갖고 있다. 일사량 변화에 따라 출력전압의 변화는 미소하지만 단락전류는 크게 변화되는 것을 알 수 있다.

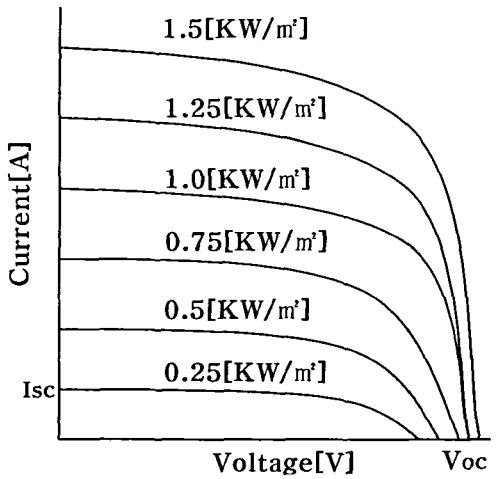


Fig. 2-13 I-V characteristics at different irradiation

이러한 태양전지에 저항부하를 연결하여 개방상태에서 단락상태로 서서히 저항을 가변 하면 그림 2-14와 같이 태양전지의 전압, 전류의 변화를 볼 수 있다. 즉, 개방상태에서는 전류가 0[A]이고, 이때의 전압값을 개방전압 (V_{oc})이라 한다. 저항값을 감소시키면 전류는 증가하는 반면 전압은 감소하며 곡선부분에서는 전압의 감소가 적으며 일반적인 건전지의 정전압원 특성을 나타낸다. 저항값을 더욱 감소시켜 단락상태로 근접시키면 전류의 변화는 적어지며 정전류원 특성을 나타낸다. 저항을 0으로 하면 완전 단락상태로 전압은 0[V]이며 이때의 전류를 단락전류(I_{sc})라 한다.

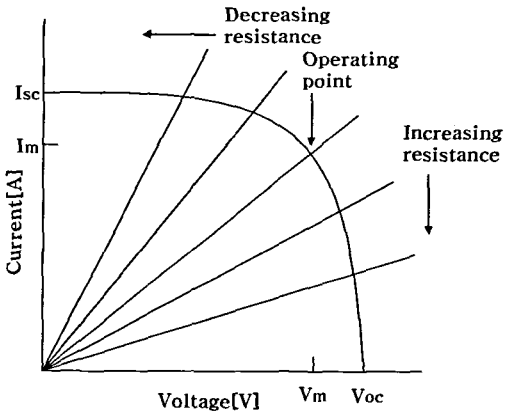


Fig. 2-14 Operating characteristics at different resistance

태양전지의 출력전력은 출력전압과 출력전류의 곱으로 계산되며 그림 2-15와 같이 포물선의 형태로 나타난다.

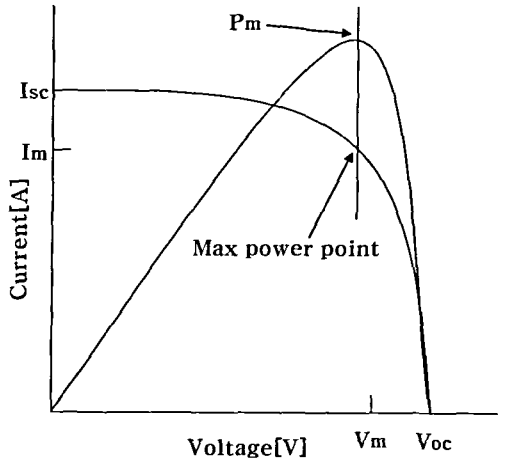


Fig. 2-15 Maximum output voltage and maximum power point of solar cell

그림 2-16에서 나타낸 바와 같이 태양전지에는 출력전력이 최대가 되는 점이 존재하며 전류-전압 특성곡선에서도 출력이 최대가 되는 동작점이 일사량 변화에 따라 그림 2-16과 같이 변화한다. 출력전력이 최대가 될 때의 전압을 최대출력 동작전압 V_m, 전류를 최대출력 동작전류 I_m이라 한다.[30]

또한 태양전지는 온도에 의존하는 특성을 가지고 있다. 그림 2-17은 온도변화에 따른 태양전지의 전류-전압특성을 나타내고 있으며, 온도변화에 따라 전류는 미소하게 변하고 있지만 출력전압은 큰 영향을 받음을 알 수 있다.

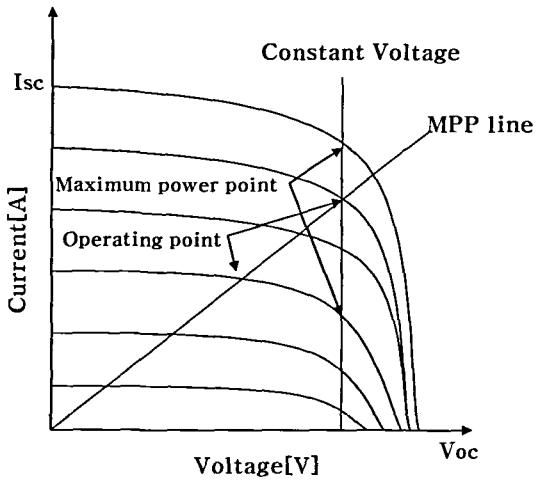


Fig. 2-16 MPPT at different irradiance

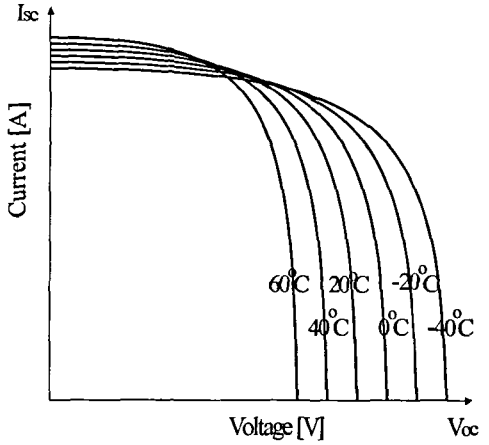


Fig. 2-17 I-V characteristics at different temperature

태양전지는 일반적으로 STC(Standard Test Conditions) 상태인 AM 1.5, 일사강도 1,000(W/m^2), 온도 25℃을 표준상태로 측정하여 각종 파라미터를(V_{oc}, I_{sc}, V_m, I_m, P_{max}) 표시한다. 특히 전력을 표시하는 단위는 일반 전력을 표시하는 방법과 달리 태양전지에서는 P(W_p)로 표기 하고 "Peak Power"라 한다.[31]

B. 태양광발전시스템 분류

1. 독립형 태양광발전시스템

독립형 태양광발전시스템은 전력계통으로 부터 전력을 공급 받지 못하는 낙도나 산간벽지, 무인등대, 무인중계소등에 축전지나 인버터를 이용하여 DC부하 또는 AC부하에 전력을 공급하는 시스템이다.

독립형 태양광발전시스템의 구성은 그림 2-18에서 보는 바와 같이 과전압 안정회로를 부착한 축전지 저장방식으로 인버터 내에 과전압 보호장치가 설치되어 있어 항상 일정전원을 축전지에 공급하여 운전하는 시스템이다.

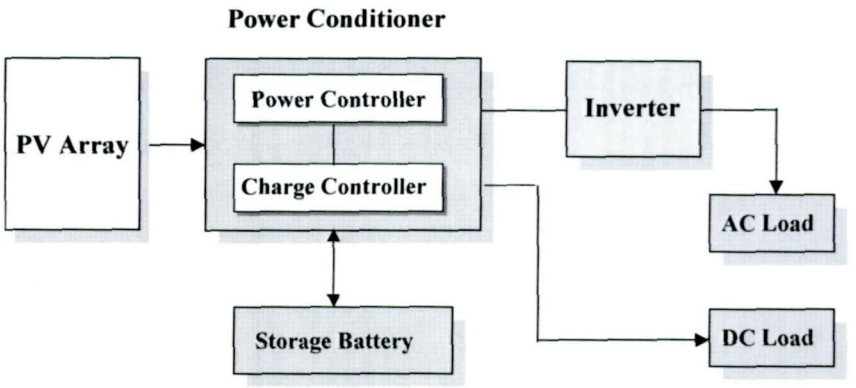


Fig. 2-18 Block diagram of stand alone PV system

독립형 태양광발전시스템에는 Back-up System을 보완시킨 축전지 저장장식을 사용하며 축전지 전력이 떨어질 경우 Back-up System으로 축전지를 충전하여 운전하므로 태양전지와 축전지를 최악조건에 맞추어 충분하게 설치하지 않아도 되며 직류부하용 시스템으로서는 가장 이상적이고 효율적인 시스템이다. 독립형 태양광발전시스템은 축적설비를 가지고 있으며 계통선과 분리되어 있기 때문에 시스템에서 발생된 무효전력이나 유효전력 그리고 고조파는 전력계통선에 영향을 끼치지 않는다. 그러나 축적설비가 고가이고 넓은 설치공간을 필요로 하며 축전지의 액 보충, 유출, 폭발과 같은 문제점이 있다. 또한 태양전지에 축전지를 직접 병렬로 연결하여 사용하는 경우 축전지의 전압동요가 태양전지의 동작점을 이동하게 하여 최대전력을 얻는 것이 불가능하며, 축전지의 충방전 손실이 발생하게 되어 효율이 떨어진다는 단점을 가지고 있다.

2. 계통연계형 태양광발전시스템

계통연계형시스템은 PV 모듈과 인버터를 직접 연결함으로서 PV 모듈로부터 발생되는 직류전원과 계통선의 교류전원을 균형 있게 유지하여 AC 부하에 전력을 공급하는 시스템이다.

계통연계형 태양광발전시스템은 단방향 연결형과 양방향 연결형으로 구분할 수 있으며, 단방향 계통선 연결방식은 주택용, 공장용 전원 등으로 많이 이용되는 시스템으로서 단방향 계통선 연계형 인버터를 사용하여 부하측에 전력을 공급하며 축전지를 사용하지 않고 운전한다. 그리고 계통선에서는 태양전지에서 공급되는 전력의 부족분만을 부하측으로 공급하는 시스템으로서 그림 2-19에 구성도를 나타내고 있다.

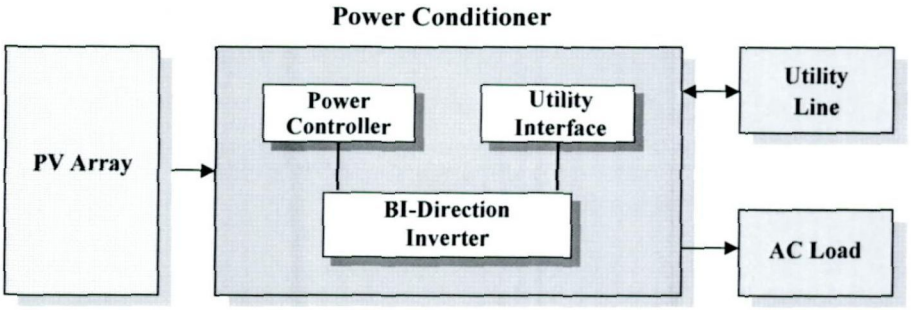


Fig. 2-19 Block diagram of grid-connected PV system

그림 2-20은 단방향 계통연계방식을 나타내며, 그림 2-21은 양방향 계통선 연계방식의 블록다이어그램을 나타낸다.

계통연계형 태양광발전시스템은 대용량발전소의 경우나 주택용 전원 등에 이용하는 시스템으로 계통선 연계형 인버터를 직접 태양전지와 연결하여 PV 모듈로 부터 발생된 인버터출력이 부하가 필요로 하는 전력보다 클 경우 그 잉여전력은 계통선으로 공급되며, PV 모듈로 부터 발생된 인버터출력이 부하가 필요로 하는 전력보다 적을 경우 부족한 전력은 계통선에서 공급된다. 또한 독립형 시스템에서와 같이 고가의 축적설비가 필요 없기 때문에 축전지의 충방전 손실이 없고 효율이 개선되는 장점을 가지고 있다. 그러나 계통연계형 시스템에서 PV 모듈의 발생전력은 인버터를 통해 계통선과 직접 연결되어 있기 때문에 인버터에 발생되는 고조파에 의한 유효전력과 무효전력의 동요는 직접 전력계통선에 영향을 미치게 된다.

계통선에는 많은 시스템들이 연결되어 있고 시스템의 발생전력과 수요전력이 균등상태에 있다면 계통선에서 문제들은 찾기가 매우 어렵다. 그러므로 안전성에 관련된 기술적인 문제들이 나타나게 되며, 이러한 기술적인 문제점 해결을 위해 태양전지와 계통선 사이에 전기적인 절연이 필요하며, 이로 인해 시스템의 제어장치가 복잡해진다.

계통연계형 태양광발전시스템은 보수가 없고 고가의 축적설비가 필요 없으며 시스템효율이 높기 때문에 주택용 PV 시스템으로 사용하기 위한 가장 이상적인 시스템 형태라 할 수 있다.

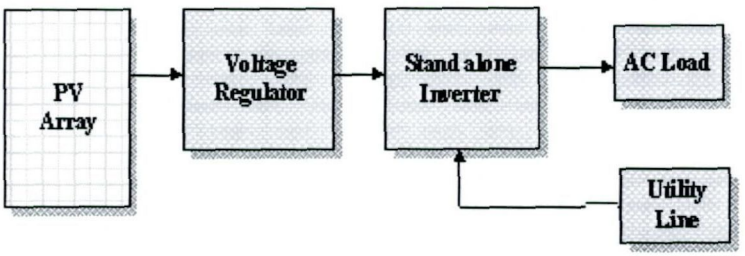


Fig. 2-20 Block diagram of unidirectional utility line connection type

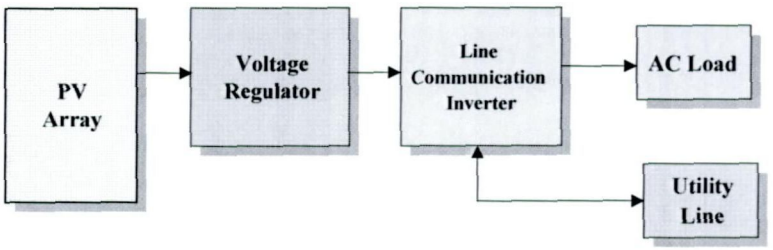


Fig. 2-21 Block diagram of bidirectional utility line connection type

C. 태양광발전시스템 구성

1. 태양전지 모듈

태양전지는 셀(Cell)이라는 최소 단위이다. 태양전지를 실제로 이용하는 경우 태양전지 셀을 그대로 사용하는 경우는 거의 없다. 왜냐하면 태양전지 셀은 하나의 셀이 아무리 크다고 해도 전압이 약 0.5V 정도 아주 적은 전압이 발생하기 때문이다. 필요한 전압을 얻기 위하여 태양전지 셀을 직렬로 연결하고 전류를 얻기 위하여 병렬 연결하여야 한다. 발생되는 전류는 태양전지 셀의 면적과 거의 비례한다. 10cm×10cm 크기의 태양전지를 이용할 경우, 큰 태양전지가 필요하면 10cm×10cm의 셀을 병렬로 리본 모양의 금속박으로 배선한 다음 고정시킨다. 태양전지를 외부환경으로부터 보호하기 위해 태양이 잘 투과하면서도 전기적으로는 절연 특성을 가지는 재료를 사용하여 봉인해야 한다. 이와 같이 여러 개 셀을 묶은 단위를 태양전지 모듈(Module)이라고 한다.

태양전지 모듈의 구조에는 여러 가지가 있다. 서브 플레이트(Sub plate)방식은 기계적 강도를 갖도록 하기 위해 태양전지의 안쪽에 하부 기판을 놓아 모듈의 지지판으로 하고, 그 위에 투명 수지로 태양전지를 고정시키는 방식이다. 현재 가장 많이 이용되고 있는 것은 슈퍼 스트레이트(Super-straight) 방식이다. 태양전지의 빛을 받는 면은 유리 등의 투명 기판을 놓아 모듈의 지지판으로 하고, 그 밑에 투명한 충진 재료와 빛 반사를 저감시키기 위하여 내면 코팅을 하며 고열 진공압착(Lamination)하여 태양전지를 고정시킨다. 투명 기판으로는 유리가 적당하며 특히 빛의 투과율과 내충격 강도가 뛰어난다는 점에서 고투과율의 저철분 강화유리가 자주 이용되고 있다. 충진 재료로는 빛의 투과율 저하가 적고 내습성이 뛰어난 EVA(Ethylene Vinyl Acetate)Sheet 등이 주로 이용된다.

태양전지 모듈 프레임은 부식방지를 위하여 산화 처리된 유니버셜 타입으로 제작하고 경량의 특수 알루미늄 재질을 사용 밀봉 처리 하여 습기 침투를 방지한다. 아울러 프레임을 가대에 고정시키기 위하여 홀(Hole)을 천공한다. Junction Box는 모듈과 모듈의 접속을 위하여 설치하며 결합성이 우수하고 빗물이나 수분의 침투를 방지하며, 직병렬 어레이 구성이 간편하도록 모듈 외부에 부착 제작한다. 국부적인 그림자로부터 어레이보호를 위해 Bypass diode를 Junction Box에 설치함으로써 효율을 증가시킨다.[33,34]

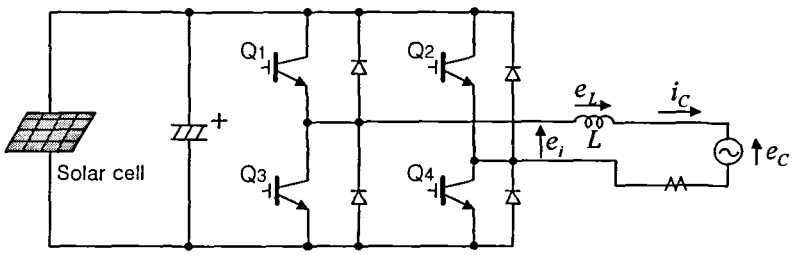
모듈은 앞에서 언급했듯이 10cm×10cm 정도의 태양전지를 조합한 것으로 연결을 위한 빈 공간과 강도를 유지하기 위해 알루미늄과 고무로 프레임을 설치하였기 때문에 태양전지를 빈틈없이 채워 넣을 수는 없다. 또한, 표면에 보호 유리를 설치하였기 때문에 일반적으로 셀의 변환 효율보다 모듈의 변환 효율이 10~20% 저하된다.

최근에 제작되는 모듈은 면적 및 접속 등에 의한 손실을 감안하여 소형보다 대형화하는 추세이다. 결정질 태양전지 모듈의 불투명 형태는 지지대 형식에 사용되며 반투명 형태와 비결정질 모듈은 BIPV(Building Integrated Photovoltaic) 형식에 사용된다.

2. 인버터

a. 인버터 기본동작

계통연계형 인버터는 태양전지에 의해 발전된 전력을 계통측에 보내는 역할을 한다. 계통전원과 인버터 출력전원의 동기화를 이루어 계통측 전압과 필터를 통하기 전 인버터의 출력전압의 위상차를 조정하고 전력량과 전류 흐름 방향을 조정한다. 전압제어형 인버터측의 전압 위상을 계통측보다 앞서게 한다면 계통측에 전력을 전송 할 수 있다. 역으로 계통측보다 늦게하면 직류측에 부하가 있는 경우에는 계통측에서 인버터측에 전력이 전달된다. 그림 2-22는 전류제어 전압형 인버터를 나타낸다.



e_i : Output Voltage e_L : Reactor Voltage e_C : Grid voltage i_C : Output current

Fig. 2-22 Inverter circuit of current controlled method

인버터는 계통전압을 항상 감시해서 출력을 증가된 경우에는 종전보다도 게이트 점호시간을 조금 짧게 하여 인버터 출력전압의 위상을 계통전압보다 앞선 위상으로 동작하게 한다. 구체적으로는 오차신호의 위상을 앞서게 그림 2-23에 나타낸 것과 같이 계통전압과 인버터 출력전압의 위상각 θ를 크게 하는 것이 출력전력을 증대시킨다.

그림 2-23의 벡터도는 인버터 출력전압 및 출력전류와 계통전압과의 관계를 표시한 것이다.

리액터 L은 연계용 리액터로 PWM 파형 출력의 평활 리액터를 겸하고 있다. 벡터도에서 보는 바와 같이 인버터의 출력전류 i_c는 계통전압 e_c와 항상 동상이 되도록 제어되고, 리액터의 전압강하 e_L은 출력전류 i_c에 대해 항상 90°위상이 앞서도록 제어 한다.

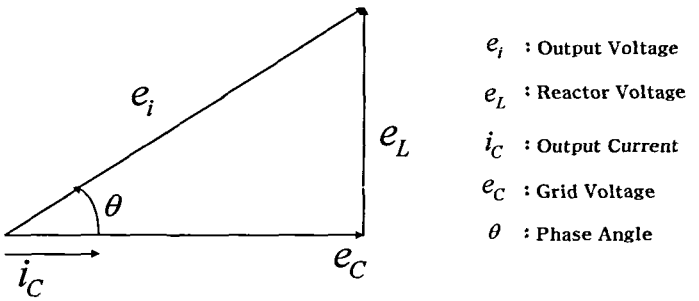


Fig. 2-23 Vector diagram of voltage and current

인버터의 출력전력 P를 구하면 식(2-17)과 같다.

$$P = e_c \times i_c \tag{2-17}$$

리액터 L의 임피던스 ωL을 대입하면 전류와 기전력은 각각 식(2-18), 식(2-19)와 같다.

$$i_c = \frac{e_L}{\omega L} \tag{2-18}$$

$$e_L = e_i \times \sin\Theta \tag{2-19}$$

식(2-17)에 식(2-18), 식(2-19)을 대입하면 전력은 식(2-20)과 같다.

$$P=\frac{e_c \times e_i \times \sin\Theta}{\omega L} \tag{2-20}$$

여기서 e_c , e_i 위상각 Θ를 제어하면 출력전력이 제어됨을 알 수 있다. 최대전력추종제어에서도 최대전력점을 감시한 위치에서 위상각 Θ를 변화시켜 항상 태양전지가 최대전력점에 위치하도록 제어한다.

태양전지의 출력은 일사강도나 태양전지의 표면온도에 의해 변동된다. 이러한 변동을 최적값으로 제어하고 태양전지의 동작점을 변화에 추종시켜 태양전지에서 항상 최대전력을 낼 필요가 있다. 이것을 최대전력점 추종제어라 한다.

MPPT제어는 직류전압을 일정한 시간 간격을 두고 서서히 변화시켜 이때의 태양전지출력전력을 계측해서 변화 전과 비교하여 항상 전력이 큰 방향으로 인버터의 직류전압을 변화시킨다. 이러한 동작으로 인해 태양전지에서 최대전력을 얻을 수 있다. 그림 2-24는 MPPT를 나타낸다.

예를 들면 A점에서 동작하고 있는 경우 동작전압을 $V_1 \rightarrow V_2$로 변화시켜 출력전력이 $P_1<P_2$ 된 경우, 다시 $V_2 \rightarrow V_1$ 하여도 $P_1<P_2$ 이면, 동작전압을 V_2로 변화시킨다. 이때 $P_1>P_2$ 이면 전력변화는 일사량 변화로 인한 것이라고 판정해 동작전압을 변경하지 않는다. D점에서 동작하고 있는 경우는 역으로 동작전압을 $V_4 \rightarrow V_3$로 변화 시켜 $P_1<P_2$ 으로 된 경우, 다시 $V_3 \rightarrow V_4$로 하여도 $P_1<P_2$ 이면 동작전압을 V_3로 변경한다. 이때 $P_1>P_2$ 이면 전력변화는 일사량 변화로 인한 것이라고 판정해 동작전압을 변경하지 않는다. 이처럼 MPPT제어는 출력전력의 증감을 감시해서 항상 최대전력점으로 동작하게 제어한다.[35,36]

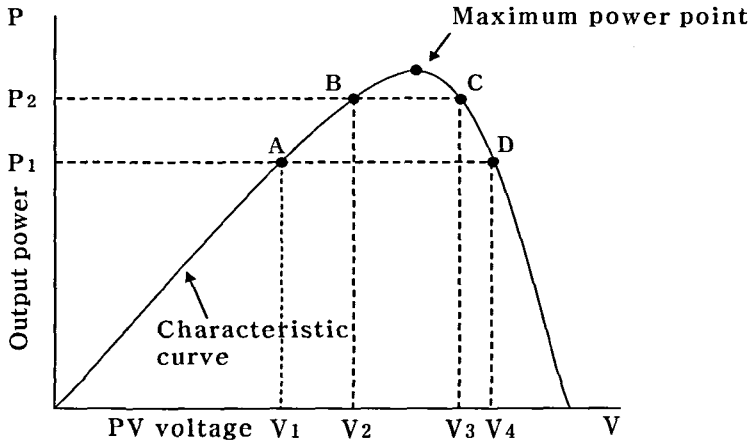


Fig. 2-24 Maximum power point control

Ⅲ. 태양광발전시스템 성능특성 평가방법

설치된 PV시스템의 성능특정을 정량적인 값으로 평가, 분석하여 다양한 핵심기술을 개발하기 위해서 계측데이터를 수집하고 있지만 현재까지의 수집된 계측데이터로는 정성적인 평가분석만 가능하다. 시뮬레이션 방법은 평가분석 결과의 정확성을 가지려면 많은 모델파라미터가 필요하고 연간 발전성능의 예측분석만 가능하고 발생손실에 대한 정량적인 평가분석은 블랙박스의 상태이다. 일부 시뮬레이션 프로그램에서는 중요 발생손실에 대해서 정량적인 평가분석이 이루어지지만 이 결과가 실제 PV시스템의 성능에 어떤 영향을 미치는지 그리고 성능개선 후의 예측결과 등에 대해서는 신뢰성과 유효성을 검증하기가 어렵다. 현재까지 사용되는 PV시스템의 성능지수인 성능계수(PR : Performance Ratio)에는 많은 손실들을 포함하고 있기 때문에 시스템의 고장 혹은 이상 등으로 성능이 떨어지는 원인을 정확하게 평가하여 진단할 수 없다. PV시스템의 성능 및 발생손실 등의 성능특성을 평가분석하기 위해서는 많은 계측데이터와 시간이 필요하고 별도의 감시계측시스템을 설치해야 하므로 제한적일 수밖에 없다. 따라서 계측데이터를 이용한 PV시스템의 평가분석 결과로부터 PV구성요소 기기와 시스템의 손실저감을 위한 성능개선 및 최적설계, 효율적인 사후운영관리 및 유지점검을 통한 비용절감, 신뢰성 및 안정성 기술들을 확립하기 위해서는 PV시스템 운전시의 문제점, 정상 혹은 고장시의 계측데이터를 이용하여 성능특성을 비교 분석하여 지속적이 체계적인 성능데이터베이스를 구축하는 것이 가장 합리적이다.

PV시스템의 성능특성을 평가분석 한 결과에 대해서 유효성과 신뢰성을 검증한다면 PV구성요소기기 및 시스템의 저가화, 고성능 및 고신뢰성을 가진 핵심기술뿐만 아니라 설치환경, 설치방식 및 설계구성에 따른 다양

한 PV시스템의 성능기준을 결정할 수 있어 설계 시에 설계파라미터로의 활용, 에너지 이용효율개선 및 비용절감을 위한 PV시스템의 최적설계, 성능시험 평가 및 설계시공기술 기준의 규격화 및 표준화와 고장검출 진단시스템 기술개발과 함께 효율적인 사후운영관리 및 유지점검기술이 확립될 수 있다. 또한 한정된 계측데이터로부터 PV시스템의 성능특성을 정확하게 예측 진단할 수 있는 신뢰성 있는 평가분석 방법의 기술개발이 가능하다.

A. 평가분석 방법

계측데이터를 이용하여 PV시스템의 성능특성을 평가 분석하는 것은 그 결과를 토대로 시스템의 운전상태를 파악하여 성능저하 및 이상 유무 등의 발전성능이 벌어지는 원인을 예측 진단함으로서 이에 대한 성능개선 및 대책기술을 확립하여 PV모듈 및 PCS의 성능개선과 최적선정, PV시스템의 최적설계, 효율적인 사후운영관리 및 유지점검기술 개발과 함께 에너지 이용효율과 비용절감을 개선하는데 있다. 평가분석 결과는 설치환경 설치방식 및 설계구성에 따른 다양한 PV시스템의 실제 운전 시 정상 혹은 고장시의 성능특성을 신뢰성 있고 유효성을 가진 평가분석 방법의 개발이 가능하다. PV시스템의 성능특성 평가분석 방법은 수집된 계측데이터로부터 등가 태양일조시간, 등가 PV어레이 가동시간. 등가 시스템 가동시간, 성능계수 및 발생손실 등의 성능특성을 비교 분석하였다. PV어레이, PCS 등의 구성요소기기와 PV시스템의 성능 및 발생손실을 예측하기 위해서 계측데이터로부터 출력과 손실 산출모델을 모델링하여 Top-Down 방식으로 성능특성을 정량적인 값으로 평가 분석한다. 친환경에너지원인 PV시스템은 설치환경 및 설계시공 등의 조건이 모두 동일하더라도 일사강도 및 온도 등이 변화되기 때문에 발전성능도 변화된다. 따라서 설치환경 및 설계시공별 다양한 PV시스템의 성능특성을 평가분석하기 위해서는 PV시스템의 발전성능에 중대한 영향을 미치는 발생손실을 조사 분석하고 예측할 수 있는 출력과 손실 산출모델을 모델링하여 정량적인 값으로 나타낼 필요가 있다. 본 장에서는 현재까지 설치 운전되고 있는 PV시스템에서 수집된 계측데이터를 이용한 산출모델에 의한 성능 및 발생손실 등의 성능특성을 평가분석 할 수 있는 접근방법에 관해서 상세하게 기술한다. 그림 3-1은 PV시스템의 성능특성을 평가분석하기 위

한 접근방법을 보여준다. PV시스템에 발생되는 주요 손실은 크게 설치환경과 설계시공에 의한 손실로 구분할 수 있다. 설치환경에 의한 손실은 그늘, 입사각 변동, 오염 · 열화, 적설 및 온도상승 등에 의한 손실이고 설계제어에 의한 손실은 직류회로, 미스매치 및 PCS 등에 의한 손실이다. 따라서 PV시스템 및 구성요소 기기의 핵심기술 개발을 위해서는 태양에너지로부터 PV어레이 직류출력에서 시스템교류전력까지의 성능 및 발생손실과의 관계를 명확하게 조사 분석하고 예측할 수 있는 출력과 손실 산출모델을 모델링하여 정량적인 값으로 성능특성을 분석한다.

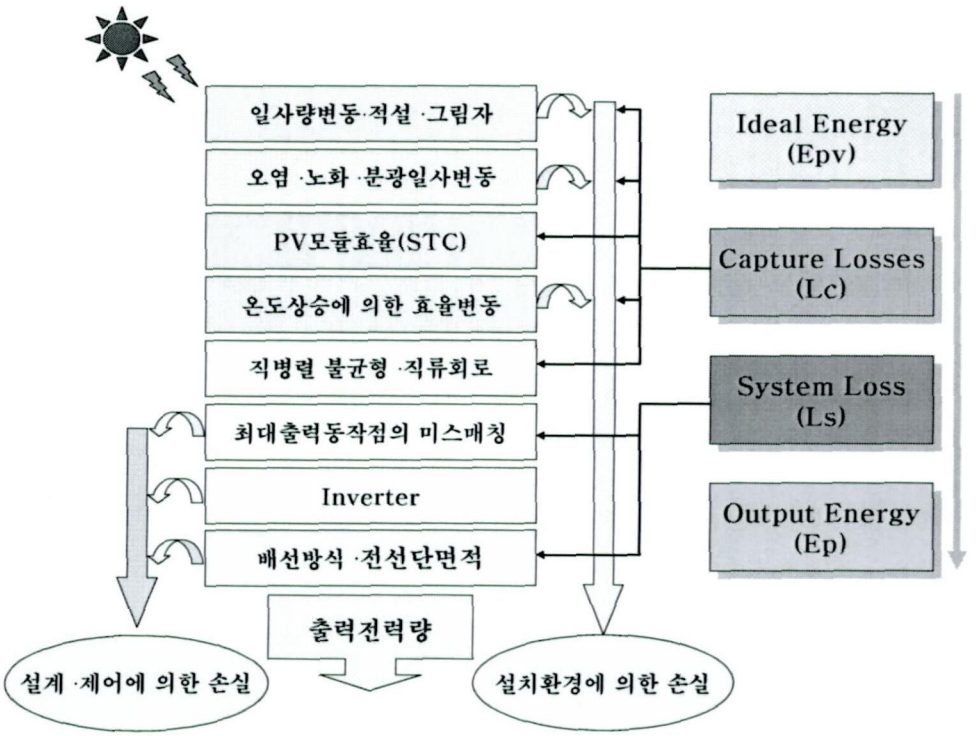


Fig. 3-1 Block diagram of main design parameters relationship

B. 평가지수

PV시스템의 성능특정을 평가분석 한 결과가 신뢰성과 유효성을 가지기 위해서는 많은 계측데이터가 필요하다. 현재까지 설치 운전되고 있는 모든 PV시스템에 대해서 감시계측시스템을 설치 운영하고 계측데이터를 수집하는 것이 가장 합리적이지만 현실적으로는 어려운 일이다. 대표적인 예로 PV시스템의 평가분석에 있어 가장 중요한 계측항목인 일사강도는 일사계가 고가인 관계로 비용적인 문제가 발생한다. 따라서 감시계측시스템이 설치된 PV시스템만이라도 계측데이터를 수집하고 체계적인 성능데이터베이스를 구축 운영하여 평가분석 방법의 개발에 이용한다면 설치되었거나 설치될 모든 PV시스템에 대해서 성능특성을 예측 진단할 수 있는 평가분석 기술개발이 가능하다.

1. 태양광발전시스템 평가지수

시스템 성능특성을 평가하는 지수로서 아래와 같은 평가지수를 정의한다. 다만 여기에서는 PV시스템의 시스템 성능의 평가지수중에서 중요한 것을 선택하여 평가 분석하였다. 이러한 평가지수로부터 시스템의 발전량, 효율 등의 일반적인 PV시스템의 성능 특성 결과를 얻을 수 있다.

1. PV어레이 가동시간

1일 동안 PV어레이의 출력전력량을 시스템에 공급하는 경우 PV어레이가 STC에서 정격출력으로 가동한다고 가정할 때 1일 동안 가동할 수 있는 시간으로 다음의 식 3-1로 정의한다.

$$Y_A = \frac{E_{A,d}}{P_{AS}} = \tau_r \times \frac{(\sum_{day} P_A)}{P_{AS}} \quad [\mathrm{h/d}] \qquad (3\text{-}1)$$

여기서 Y_A는 등가 PV어레이 가동시간, $Y_{A,d}$는 일별평균 PV어레이 출력전력량, P_{AS}는 PV어레이 정격출력, τ_r는 측정 혹은 기록주기 그리고 P_A는 PV어레이 출력전력이다.

2. 시스템 가동 시간

1일 동안 시스템의 출력전력량을 부하나 계통에 공급하는 경우 STC에서의 PV어레이 정격출력으로 나눈 값이다. 즉 PV어레이가 STC에서의 정격출력으로 가동한다고 가정할 때 시스템이 1일 동안 가동할 수 있는 시간으로 식 3-2에 나타난다.

$$Y_P = \frac{E_{P,d}}{P_{AS}} = \tau_r \times \frac{(\sum_{day} P_P)}{P_{AS}} = Y_A \times \eta_{LOAD} \text{ [h/d]} \qquad (3\text{-}2)$$

여기서 Y_P는 등가 시스템 가동시간, $E_{P,d}$는 일별평균 시스템 출력전력량, P_P는 시스템 출력전력 그리고 η_{LOAD}는 부하율이다.

3. 태양일조시간

태양일조시간은 STC에서 일사강도인 1kW/m^{2}을 기준으로 PV어레이면에 받는 일사량을 1일 동안 공급받는데 필요한 시간으로 식 3-3에 나타난다.

$$Y_r = \frac{H_{A,d}}{G_{T,ref}} = \tau_r \times \frac{(\sum_{day} G_T)}{G_{T,ref}} \qquad (3\text{-}3)$$

여기서 Y_r은 태양일조시간, $H_{A,d}$는 일별 평균 경사면 일사량, G_T는 일

사강도 그리고 $G_{T,ref}$는 STC에서의 일사강도인 1kW/m^{2}이다.

4. PV어레이 손실

PV어레이 손실인 Lc(Capre losses)는 태양에너지로부터 직류전력으로 변환하는 과정에서 발생하는 손실로 등가 태양 일조시간과 등가 어레이 가동시간의 차이값으로 다음의 식 3-4로 정의한다.

$$L_C = Y_r - Y_A \qquad (3\text{-}4)$$

5. 시스템 손실

시스템 손실인 Ls(System losses)는 직류전력에서 교류전력으로 전력변환하는 과정에서 발생되는 손실로 등가 PV어레이 가동시간과 등가 시스템 가동시간의 차이값 혹은 등가 PV어레이 가동시간과 변환효율과의 곱으로 다음의 식 3-5로 정의 한다.

$$L_S = Y_A - Y_P = Y_A \cdot (1 - \eta_{PCS}) \quad (3\text{-}5)$$

여기서 η_{PSC}는 PCS의 변환효율이다.

6. 시스템 성능계수

PV 시스템의 손실요인 및 문제점을 비교적 정확하고 신속하게 평가 분석할 수 있는 성능비(Performance Ratio, PR)를 사용하여 분석기간 동안 PV 시스템의 성능특성을 평가 분석하였다. PR은 PV 시스템의 손실요인 뿐만 아니라 PV 시스템의 구성요소기기와 전체 시스템의 성능을 평가 분석하는데 있어 중요한 분석항목이다.

PR은 성능계수를 의미하고 표준상태(STC)에서 손실요인을 고려하지 않은 PV 시스템의 이상적인 발전성능과 실제 발전성능에 대한 정의이다. PR이 80%이상인 경우에 시스템은 양호한 발전성능을 가지고 있는 경우이며, PR이 70%이하인 경우는 시스템 고장 혹은 결함 등의 여러 문제에 기인하여 성능은 저하된다. 성능비에 대한 정의는 식 (3-6)과 같다.

$$PR = \frac{E_{Inv} \times G_{STC}}{P_{PV.nom} \times G_A} \quad (3\text{-}6)$$

여기서 E_{Inv}는 인버터 출력전력량, $P_{PV,nom}$은 표준조건(STC) 공칭출력전력, G_A는 전일사량, G_{STC}은 표준조건(STC)에서 일사량 1kW/m^{2}이다. 일사량은 총일사량을 적용하였고, 이는 직달, 산란, 그리고 지면반사성분의 합과 같다.

즉, 시스템 성능계수는 표준상태에서 손실을 고려하지 않은 이상적인 성능과 실제 성능과의 비이다. 다시 말하면 등가 시스템 가동시간을 등가 태양 일조시간으로 나눈 값으로도 다음의 식 3-7로 표현할 수 있다.

$$k = \frac{Y_P}{Y_r} \quad (3\text{-}7)$$

7. PV어레이 변환효율

PV어레이 변환효율은 PV어레이의 에너지이용효율로 계측기간 동안 평균 PV어레이 출력전력량을 경사면 일사량과 PV어레이이 면적의 곱으로 나눈 값으로 다음의 식 3-8로 정의한다.

$$\eta_A = \frac{E_{A,\tau}}{\tau \times \sum_{\tau} G_T \cdot A} \quad (3\text{-}8)$$

여기서 η_A PV어레이 변환효율, τ는 계측 혹은 기록시간, G_T 및 $E_{A,\tau}$는 각각 계측시간 동안 일사강도와 PV어레이의 출력전력량 그리고 A는 PV어레이 면적이다.

8. 시스템 발전 효율

PV시스템 발전효율은 계측기간 동안 평균 시스템 출력전력량을 경사면 일사량과 PV어레이 면적의 곱으로 나눈 값으로 다음의 식 3-9로 정의한다.

$$\eta_P = \frac{E_{P,\tau}}{\tau \times \sum_{\tau} G_T \cdot A} \qquad (3\text{-}9)$$

여기서 η_P는 PV시스템 변환효율, τ는 계측 혹은 기록시간, G_T 및 $E_{P,\tau}$는 각각 계측시간 동안 일사강도와 PV시스템의 출력전력량 그리고 A는 PV어레이 면적이다. 한 모듈 한 장당 변환되는 전력량은 식 (3-10)과 같다.

$$P_{module} = I_{sc} \times G \times [\, V_{oc} - 0.0023 \times N_s \times (\, T + (\frac{T_{pv}}{0.8 \times G_e}) - STC)] + FF$$

(3-10)

여기서 0.0023은 시스템 손실율이고, I_{sc}는 단락전류, G는 일사량, V_{oc}는 개방전압, N_s은 직렬로 연결된 셀의 수, T는 주위온도, T_{pv}는 모듈의 온도, G_e 는 유효일사량 STC는 표준시험조건으로 일사량 1000W/m^2, 셀의 온도 25℃이며 FF는 충진률이다.

Ⅳ. 시뮬레이션

A. 태양전지 시뮬레이션

1. 모듈

그림 4-1은 시뮬레이션의 시스템 파라미터를 입력하는 화면이다.
시스템 사양 중에 지역을 선택하고 모듈을 선정한 다음에 인버터를 선정 그리고 시스템을 설치할 어레이의 경사각 방위각 태양전지 모듈의 직렬 연결 수, 병렬연결 수를 선택한 다음에 시스템의 경제성을 보기 위하여 시스템 방식, kW당 시스템 설치 가격, kW당 모듈의 가격, 정부지원금, 관리비 등을 입력한 후에 시뮬레이션을 실행한다.
즉, 시뮬레이션을 위한 파라미터 입력은 3 kW 태양광발전시스템으로 광주광역시의 경도 126.55°, 위도 35.8° 와 경사각은 18° 로 방위각은 정남향으로 어레이를 구성하였다.

태양전지 모듈은 개방전압이 21.80 [V], 단락전류가 4.35 [A]의 최대 출력이 75 [W] 인 다결정 실리콘의 태양전지를 사용하여 시뮬레이션을 하였다.

그림4-1과 같이 시스템의 파라미터를 입력하면 그림 4-2에서 보는 봐와 같이 PV array 와 Inverter 파라미터가 출력된 하면을 나타낸다.

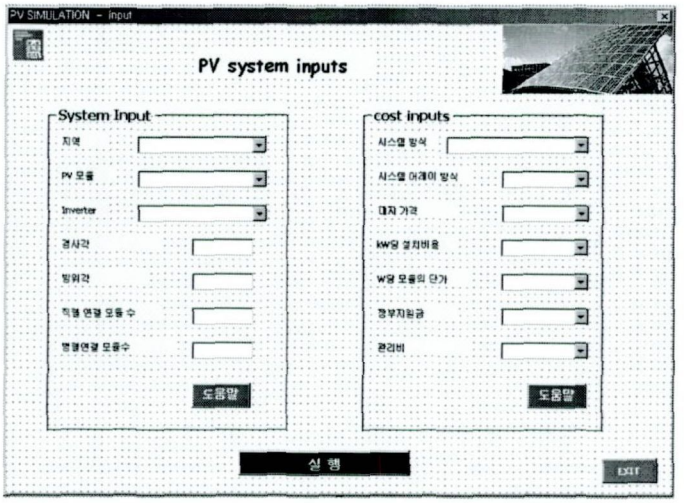


Fig 4-1 System Parameter Input

PV arrary and Inverter

Location: gwang ju

Longitude λ (deg.) 126.55
Latitude ϕ (deg.) 35.8

PV modules: SM 200PA0

Inverters: PVC350S

PV-Array:

Inclination angle β (deg.)	35
Azimuth angle ψ_a (deg.)	0
correction factor ψ'a	180
Number of modules	10
Number of modules of parallel	25

module parameter	
Cell type	multicristalline
Length (mm)	1460
Broadness (mm)	980
Number of cells/module	54
Area of module (m^2)	1.431
Open circuit Voltage (V)	33.21
Short circuit Current (A)	8.33
Voltage V_{MPP} (V)	25.9
Current I_{MPP} (A)	7.75
Power P_{MPP} (W)	200
NOCT (deg. Celsius)	47
Number of cells in series	54

inverter parameter	
Max. input power $P_{DC\ inv._nom}$ (W)	50000
Max. input voltage $V_{DC\ inv._nom}$ (V)	450

PV array power (W) : 50000
Inverter max. DC power input (W) : 50000

PV array voltage (V) : 332
Inverter max. DC voltage input (V) : 450

fig.4-2 Parameter of PV arrary and Inverter

B. 운전특성

1. 지구의 궤도

지구는 태양주위를 하루 약 1°씩 365.25일 마다 타원의 궤도로 1회전 공전을 한다. 이러한 타원 모양의 회전 궤도가 어느 정도 일그러져 있는가를 나타내는 이심율에서 지구의 이심율은 0.1이하로서 매우 적어 거의 원형에 가깝다. 지구가 태양과 가장 가까워지는 근일점의 거리는 147[Mkm]이고, 다른 한점인 원일점은 152[Mkm] 떨어져 있게 된다. 이런 거리의 변화는 식 4-1처럼 표현할 수 있다.

$$d = 1.5 \times 10^{81} + 0.017 \sin[\frac{360(n-93)}{365}] \qquad (4\text{-}1)$$

단, n : 날짜 수

지구는 또한 자전축을 따라서 하루에 한 바퀴 회전한다. 자전축은 황도면에 대하여 23.45° 기울어져 있고, 이러한 기울기 때문에 계절이 생기며 겨울보다는 여름에 태양의 고도가 높아진다.

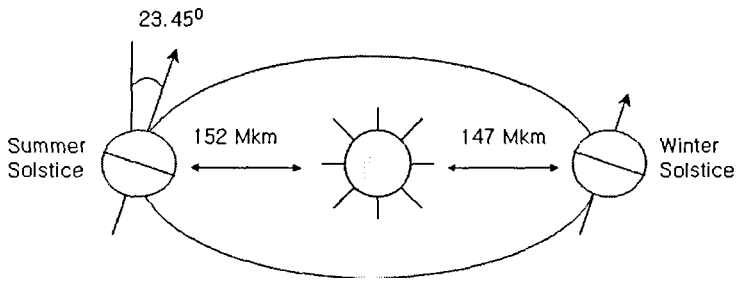


Fig. 4-3 The tilt of the earth's spin axis with respect to the ecliptic plane is what causes our seasons

a. 태양의 남중과 고도각

태양은 동쪽에서 뜨고 서쪽에서 지며, 하루의 어느 한 지점에서는 가장 높은 고도각이 생긴다. 원근 투시법인 그림 4-4에서 지구는 고정되어 있고 남극과 북극을 잇는 자전축을 따라 회전을 한다. 하지만 태양은 지구의 대기권 밖에 위치하고 계절이 바뀜에 따라 천천히 위 · 아래로 움직인다.

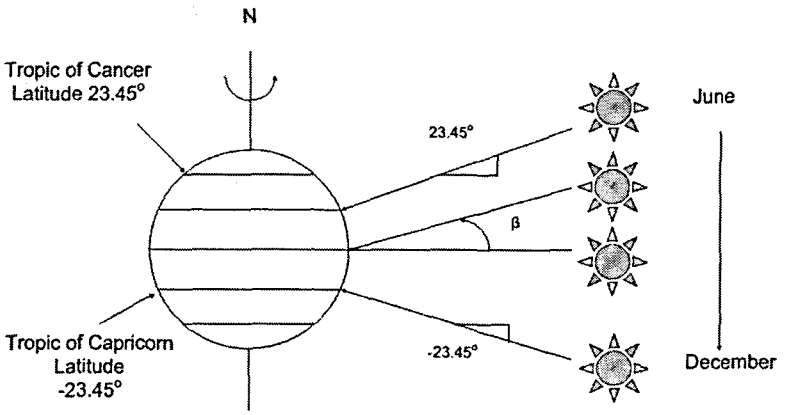


Fig. 4-4 The angle between the sun and equator is called the solar declination δ

하지점의 태양은 가장 높은 지점에 도달하고, 또한 태양의 중심축과 지구의 중심축으로 이어지는 태양의 광선은 지구의 적도와 23.45°를 이루는 각을 만든다. 이날의 태양은 위도 23.45°로서 북회귀선에 직접적으로 있게 된다. 반대로 동지점의 태양은 지구 적도를 중심으로 -23.45°의 각을 이루고, 남회귀선의 위도가 된다.

그림 4-4에서 지구의 중심축과 태양의 중심축으로부터 일직선으로 생기는 광선과 지구의 적도면 사이에 형성된 각은 적위로서 δ로 표현한다.

적위는 지구의 자전축이 23.45° 기울어져 있어서 요일별로 바뀌며, 양극단 사이에서 ±23.45°로 바뀌고 1년 365일을 추측하기에 간단한 사인곡선 관계다. 매년 조금씩 변하는 적위의 정확한 값은 매년 발표되는 미국의 천문력과 책력의 발표에서 알 수 있으며, 식 4-2로서 나타낼 수 있다.

$$\delta = 2.345\sin[\frac{360}{365}(n-81)] \qquad (4\text{-}2)$$

그림 4-5는 지구 표면과 남쪽 방향 태양전지판 사이의 각은 현지 위도 L과 같음을 보여주고 있다. 그림에서 보다시피 이 수집기의 기울기 각도는 지구의 자전축과 비슷하다. 각 분점동안 태양이 현지 자오선(경도선)에 직접적으로 위치할 때 태양이 남중했다고 하고, 이때가 태양광선이 입사되기에 가장 좋은 태양전지판의 각이 된다. 즉, 이때의 태양전지판의 표면은 법선방향이다. 북반구에서는 북회귀선 위의 위도 지방이기 때문에 태양이 태양전지판과 정남으로 위치할 때 태양이 남중되고, 남반구는 이와는 반대로 정북일 때 태양이 남중한다. 그리고 적도지방인 열대지방에서는 태양이 정남이나 정북 방향 어느 한쪽이거나 또는 직접적으로 머리 위에 왔을 때 태양은 남중한다.

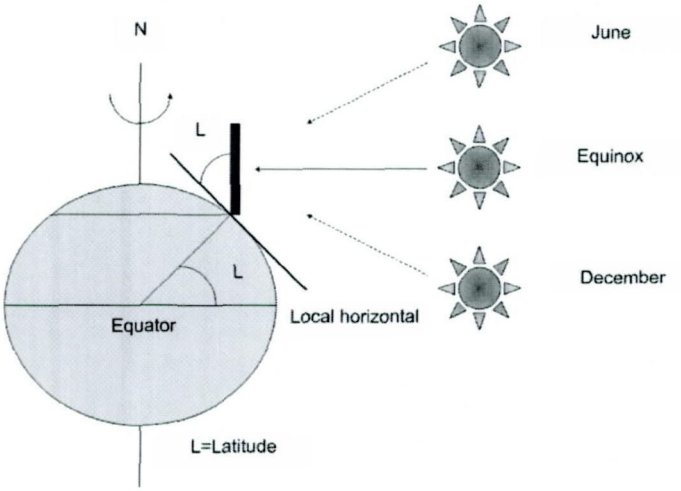


Fig. 4-5 A south-facing collector tipped up to an angle equal to latitude is perpendicular to the sun's rays at solar noon during the equinoxes

그림 4-6에서 β_N 은 태양의 고도각으로서 남중고도라고 부른다. 고도각은 태양 아래의 현지 지평선과 태양 사이의 각이다. 이러한 남중고도는 천문학용 수식과 태양의 위치 좌표용 수식이 존재하는데, 다음의 식 4-3은 천문학용 식이다.

$$\beta_N = 90^o - L + \delta \qquad (4\text{-}3)$$

단, L 은 현지 위도

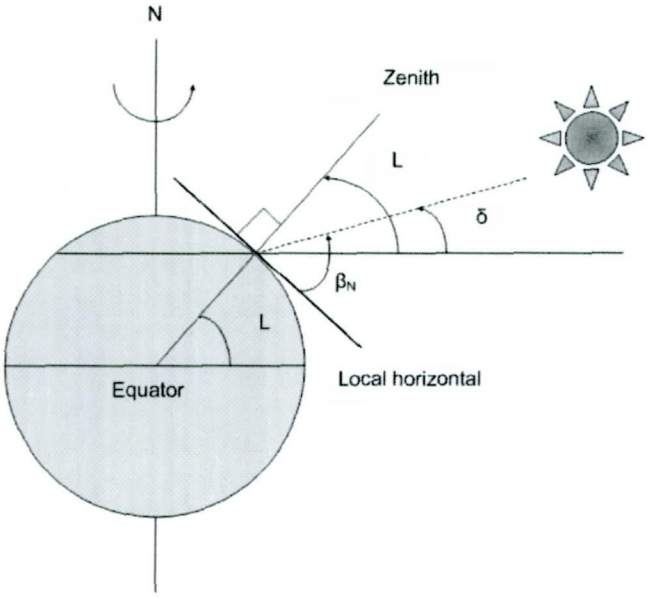


Fig. 4-6 The altitude angle of the sun at solar noon

1.1. 태양 위치 추적

태양의 위치 추적은 태양전지가 설치되어 있는 지점을 중심으로 태양까지의 고도와 방위각을 계산해 내는 것으로서, 지구 공전 및 자전 등을 고려하여 태양의 위치를 계산해 내기 위해서는 천문학적 지식이 필요하다. 지구는 태양 주위를 약 23.5° 기울어서 회전하므로, 일년 동안의 남중고도가 변화되고 계절이 생기며 태양의 위치 계산이 매우 복잡하다. 실제 지구는 고정된 태양을 중심으로 타원형의 궤도를 따라서 공전하며 동시에 약 23.5°의 경사각을 갖는 자전축을 중심으로 하여 회전운동을 한다. 그러나 천문학에서는 태양의 위치 계산을 간단히 하기 위하여, 지구중심을 원점으로 하고 반경이 무한대이며, 지구는 고정되어 있고 태양과 기타 천체들이 운동을 하는 천구를 정의한다.

1.1.1. 지평 좌표계

그림 4-7의 지평 좌표계는 가장 단순한 좌표계로, 지상의 관측자 입장에서 천체의 위치를 표시하는 좌표계이다. 이 좌표계의 기준이 되는 면은 관측자의 지평면이고, 사용되는 인자는 고도와 방위각이다. 고도는 지평면에서 그 천체까지 잰 각이며 0°에서 90°까지 나타낸다. 방위각은 북점(또는 남점)을 기준으로 하여 천체를 지나는 수직권과 자오선이 만나 이루는 각을 시계 방향으로 잰 각이며, 0°에서 360°까지 나타낸다. 지평 좌표계의 장점은 천체의 위치를 자연스럽게 나타낼 수 있다는 점이며, 단점은 시간이 흐름에 따라 천체의 고도와 방위각이 계속 변하기 때문에 활용하기가 불편하다는 점이다.

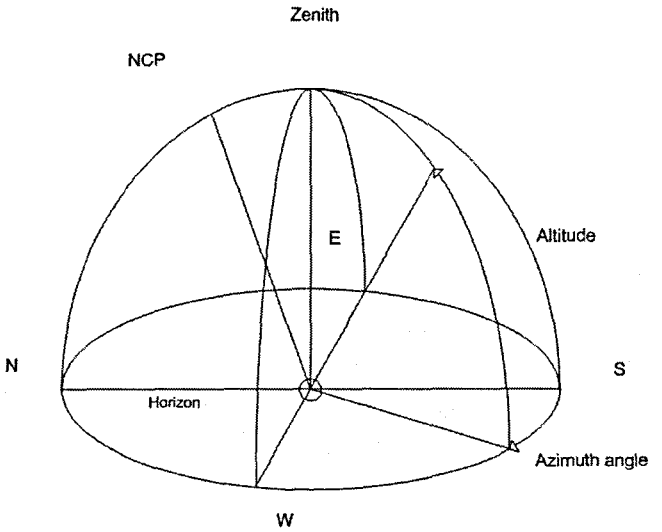


Fig. 4-7 Horizontal coordinate system

1.1.2. 적도 좌표계

그림 4-8의 적도 좌표계는 천체의 위치를 적경 [α]과 적위 [δ]로 나타내는 좌표계로서 천체 관측 과정에서 가장 일반적으로 활용되는 좌표계이다. 여기서 적경의 기준은 춘분점(Vernal equinox)이며, 적위의 기준은 천구적도이다. 적경은 그 별을 지나는 시간권과 춘분점을 지나는 시간권 사이의 각이며, 0시에서 24시까지 반시계 방향으로 잰 각이다. 적위는 천구적도면에서 시간권을 따라 별까지 잰 각이며, 0°에서 $\pm 90^{\circ}$까지의 값으로 나타낸다. 관측자의 위도 [ϕ]는 천구적도면과 천정이 이루는 각이며, 시간각 [H]는 자오선과 천체를 지나는 대원이 이루는 각이다.

지구는 자전하면서 태양을 중심으로 공전한다. 그러나 지구를 기준으로 할 때, 태양이 천구 상을 1년에 1회전하는 것처럼 보인다. 이때 태양이 운행하는 천구상의 겉보기 궤도를 황도라고 하며, 황도는 천구적도에 대하여 23.5° 기울어져 있다. 따라서 황도와 적도는 두 개의 교점이 생긴다. 여기서 태양이 남에서 북으로 통과하면서 만나는 교점을 춘분점이라고 하고, 북에서 남으로 통과하면서 만나는 교점을 추분점이라고 한다. 춘분점은 지구의 자전축이 동쪽에서 서쪽 방향으로 비틀리면서 이동하는 현상인 세차운동 때문에 1년에 약 50초만큼씩 서쪽으로 이동된다. 이 때문에 적경과 적위는 그 좌표의 기준년도가 함께 제시된다.

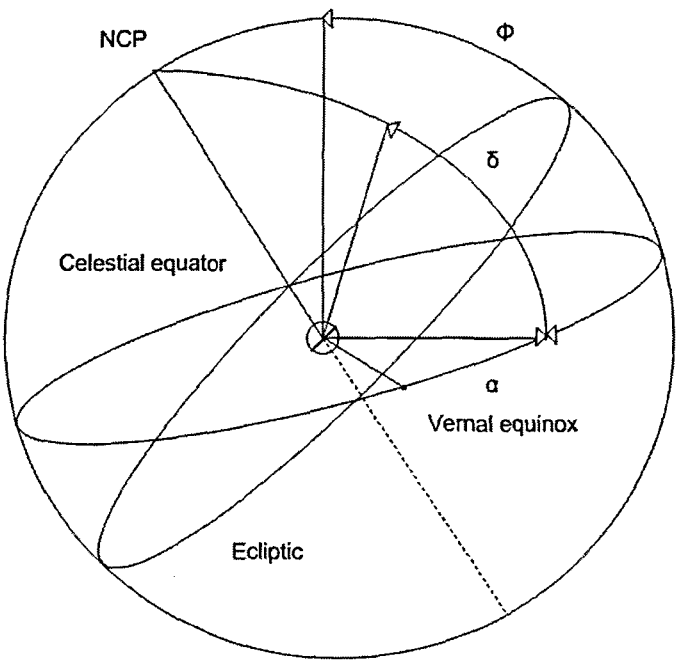


Fig. 4-8 Equatorial coordinate system

1.1.3. 태양의 위치 계산식

태양의 고도와 방위각을 계산하기 위해서는 태양 추적 시스템의 설치 지점의 위도와 태양의 적위, 그리고 태양의 시간각을 알아야 한다. 설치 지점의 위도는 설치장소에 따라 달라지고, 태양의 적위와 시간각은 다음과 같이 계산된다.

태양의 적위 δ는 식 4-4로부터 계산되어진다.

$$\begin{aligned}\delta = 0.006918 - 0.399912(\cos N) + 0.070257(\sin N) \\ - 0.006758(\cos 2N) + 0.000907(\sin 2N) \\ - 0.002697(\cos 3N) + 0.00148(\sin 3N)\end{aligned} \tag{4-4}$$

여기서, N은 일수의 라디안 값을 의미하며 식 4-5로 계산되어 진다.

$$N = \frac{2\pi}{365}(d - 1 + \frac{hour - 12}{24}) \tag{4-5}$$

여기서, d는 1년 중 현재 날짜의 일수를 의미하고 태양의 시간각은 식 4-6으로부터 구할 수 있다.

$$H = 15 \times 24 \times (\frac{h_a}{24} - [\frac{h_a}{24}]) \tag{4-6}$$

여기서, h_a는 식 4-7과 같다.

$$h_a = 24 + (T - S_n) \tag{4-7}$$

여기서, T는 현재 시각을 말하며, S_n은 태양의 남중고도시각을 말한다. 남중고도시각은 식 4-8을 통해 계산할 수 있다.

$$S_n = 12 + (\frac{4 \times L_d - T_e}{60}) \tag{4-8}$$

여기서, L_d는 GMT를 기준으로 나눈 지방표준시권(한국의 경우 GMT 보다 9시간 빠른 동경 135°의 지방표준시를 사용한다.)과 태양 추적 장치가 설치된 지점의 경도와의 차이를 의미하고, T_e는 균시차를 말하는데 이 균시차는 시태양시와 평균태양시의 차이를 의미하며, 식 4-9로 계산할 수 있다.

$$\begin{aligned} T_e = {} & 229.18 \times 0.000075 + 0.001868(\cos N) \\ & - 0.032077(\sin N) - 0.006758(\cos 2N) \\ & + 0.000907(\sin 2N) - 0.002697(\cos 3N) \\ & + 0.00148(\sin 3N) \end{aligned} \tag{4-9}$$

2. 운전특성

일사량과 외기온도에 따라 발전량의 차이가 남으로 시뮬레이션을 수행하고자 하는 지역의 위도와 경도에 따른 각각의 일사량, 외기온도의 파라미터를 입력해 주어야 한다. 그 일사량과 외기온도에 따른 그 지역의 태양의 고도각을 계산해서 나온 데이터를 그래프화 한 것을 그림 4-3에 나타내었다.

아침부터 저녁까지의 월별 시간별 고도각을 보면 여름철에 태양의 고도각이 90도에 가까워지고 봄 가을 겨울로 갈수록 태양의 고도각이 낮아지는 것을 확인 할 수 있었다.

일사량 변화에 따른 셀의 온도, 출력 전압, 발생 전력을 시뮬레이션을 수행하였다.

시뮬레이션을 수행하고자하는 지역의 태양의 궤도가 월별 시간에 따라 변화 하는 것을 그래프로 나타낸다.

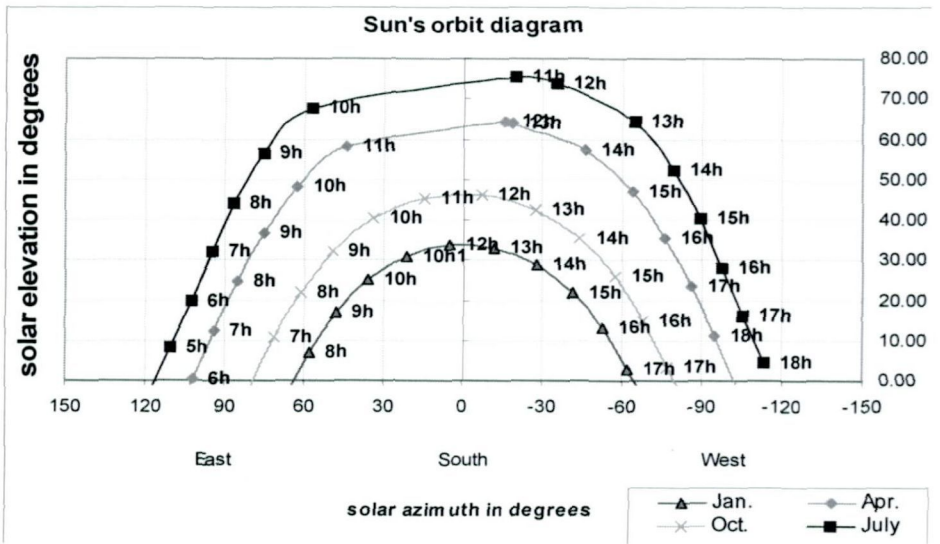


Fig. 4-3 Sun's orbit diagram

표 4-1은 월별 시간에 따른 PV어레이 출력량을 나타낸다. 그림 4-4는 출력량을 그래프로 나타내었다.

1월에는 109kWh, 2월에는 164kWh, 3월에는 187kWh, 4월에는 323kWh, 5월에는 347kWh, 6월에는 301kWh, 7월에는 260kWh, 8월에는 238kWh, 9월에는 178kWh, 10월에는 195kWh, 11월에는 142kWh, 12월에는 92kWh가 발전되었다.

Table. 4-1 Calculation of the PV array power output P(W) at each hour and month

hour	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
8	0.3	13.3	109.5	303.8	412.6	291.2	227.3	196.1	182.2	186.2	110.0	24.8
9	113.9	241.7	448.4	680.8	737.5	559.4	461.8	486.8	443.0	570.8	396.5	213.2
10	524.1	734.8	769.6	1023.6	1056.0	748.4	631.4	699.8	662.3	974.2	798.8	497.7
11	864.4	1126.0	1005.4	1305.0	1312.3	933.1	779.1	904.8	896.0	1178.2	1128.0	773.2
12	1063.7	1320.0	1172.8	1487.1	1430.3	1040.4	923.3	1112.1	996.8	1339.9	1301.8	967.0
13	1168.3	1393.7	1251.2	1498.7	1470.8	1039.7	931.0	1174.1	1010.2	1412.1	1338.6	1020.4
14	1181.8	1418.2	1230.4	1407.7	1352.6	986.5	896.6	997.9	851.9	1331.7	1287.2	934.4
15	1076.1	1327.2	1130.3	1175.4	1131.8	842.2	851.3	891.6	763.7	1182.8	1174.6	900.3
16	959.6	1095.9	858.1	907.7	911.3	672.1	751.1	685.1	572.9	979.6	969.5	1100.2
17	68.7	1448.0	620.0	545.4	557.9	412.2	439.5	442.9	358.9	158.7	74.9	40.0
18	2.1	26.5	69.6	132.2	194.0	130.7	150.0	130.8	53.7	27.0	9.8	7.1
total	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Σ (Wh)	7023	10145	8681	10530	10720	7775	7140	7777	6822	9354	8590	6478

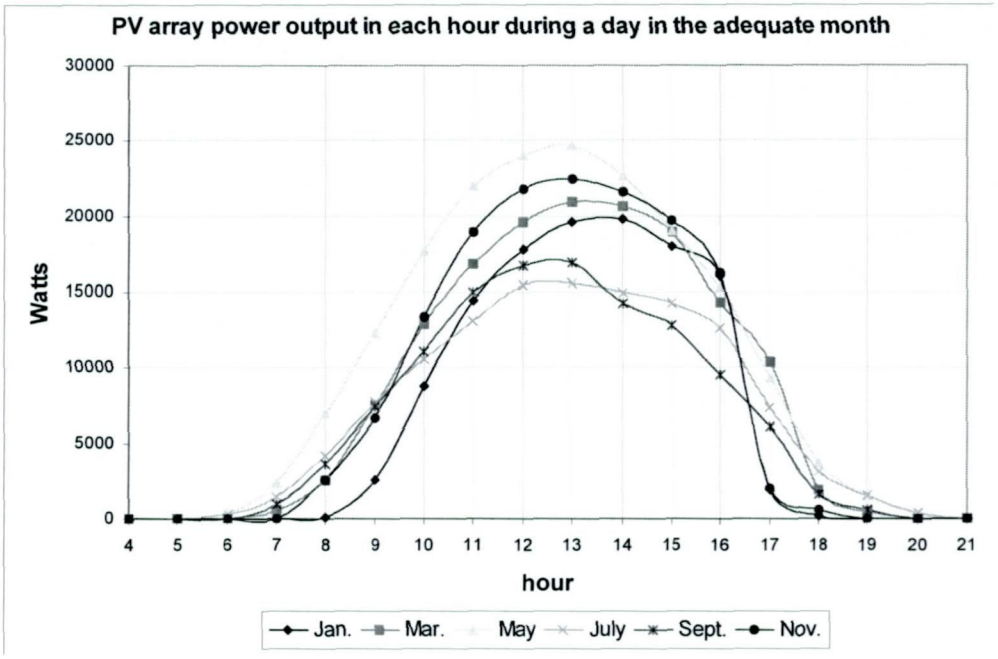


Fig. 4-4 Graph of the PV array power output PPVa (W) at each hour and month

표 4.2는 PV System 인버터 출력량을 나타내고, 그림 4-5는 그래프로 나타낸 것이다.

Table. 2 Calculation of the active PV system power output PPVs.act. (W)

PV system 출력량 PPVs.act. (W)												
hour	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	3.5	38.7	64.1	27.0	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	126.2	1355.1	5880.9	10354.9	6616.3	1580.0	462.3	116.0	0.8	0.0
8	2.4	105.1	1517.4	6104.9	10799.4	9830.8	7743.4	5308.9	3378.2	2265.6	808.8	122.1
9	813.6	2479.7	6360.5	12318.8	16676.8	14545.0	11664.1	10433.4	7509.1	7620.0	3954.0	1576.6
10	5165.6	8612.5	10958.0	17976.7	22448.1	17831.6	14700.7	14305.3	11094.4	13304.4	8853.6	4767.5
11	8975.7	13474.3	14355.7	22665.7	27174.6	21450.5	17494.5	18115.7	14950.2	16258.3	12790.1	7869.2
12	11132.3	15910.9	16778.1	25803.6	29599.1	23820.1	20612.8	22207.0	16661.4	18513.5	14788.6	9873.6
13	12026.3	16694.7	17882.3	26287.9	31088.7	24458.3	21239.6	23739.9	16966.0	19365.4	14870.7	10143.1
14	11569.4	16623.1	17534.7	25336.5	30227.1	24909.6	21655.8	20887.1	14430.4	17829.7	13472.9	8630.9
15	9329.8	14721.0	15991.4	22360.0	28811.6	25220.2	23454.6	20118.7	13173.7	15013.9	10613.6	6947.1
16	6175.9	10484.8	11862.6	19944.1	35772.0	38953.1	31785.1	19022.2	10326.0	10594.3	6517.8	4266.0
17	1975.3	5484.3	7792.2	50817.1	6016.9	4490.4	4600.3	4228.4	8469.3	4710.1	1841.0	1060.6
18	29.8	386.2	1064.7	2085.5	3191.9	2243.8	2593.2	2274.7	930.0	448.6	146.9	104.0
19	0.0	2.5	97.3	268.0	793.5	671.7	839.7	429.6	139.3	25.9	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0	9.7	63.1	70.7	80.0	18.2	0.0	0.0	0.0	0.0
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	32932.9	46631.8	49725.7	65683.6	72778.1	59540.0	55780.5	57119.4	45947.6	53616.8	42090.9	28431.3
total	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
(Wh)	100129	151611	172047	299021	321361	278455	240887	219792	164438	179682	130750	83792

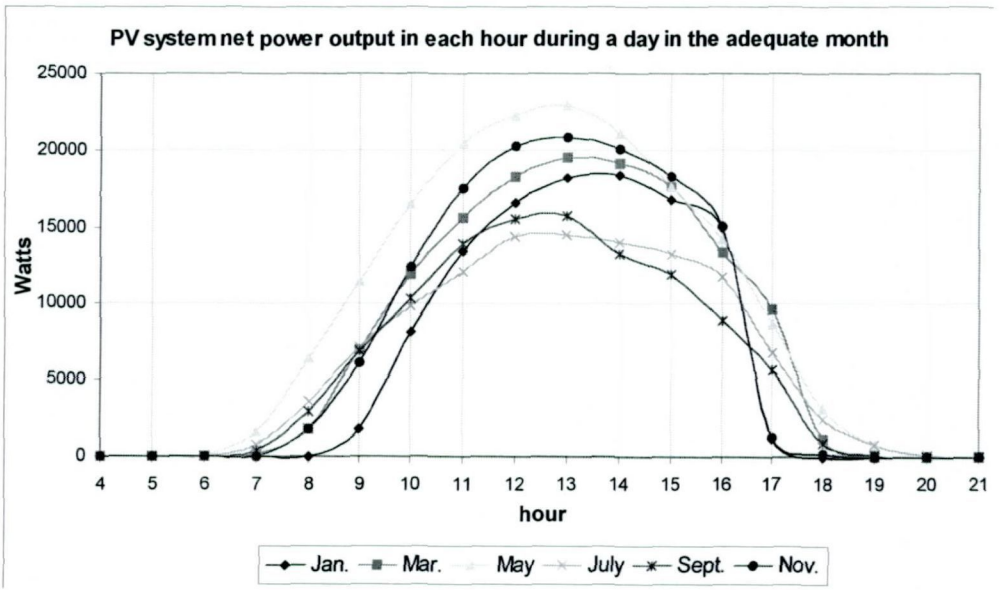


Fig. 4-5 Graph of the PV System power output PPVa (W) at each hour and month

V. 실험 및 성능분석 결과

본 장에서는 PV시스템의 성능특정 평가분석에 앞서 대상 PV시스템에 대해서 구성요소기기 및 설계구성에 대해 서술하고 평가분석에 필요한 계측데이터를 수집하기 위해서 별도의 감시계측시스템을 설계 구성하여 데이터베이스를 구축하였다. 감시계측시스템에서 수집된 계측데이터로부터 일사강도 및 온도 등의 환경변화 시 PV시스템 및 구성요소기기의 운전 시 발생되는 성능저하 및 문제점 등의 종합적인 성능특성을 비교 분석하고 수집된 계측데이터를 이용한 PV시스템의 성능특성을 비교 분석하여 발생손실과의 관계를 비교 분석하였다.

A. 3kW 계통연계형 시스템 구성

성능분석을 위해서 설치된 3kW 태양광발전시스템은 2개의 국내 제품으로 이루어진 시스템과 1개의 외국 태양광발전 시스템으로 총 3개의 시스템을 설치하였다. 태양전지 어레이 모듈은 3개의 제품을 사용하여 3kW를 구성하여 실험하였다. 모든 3kW 태양광발전시스템에 설치된 PCS는 3개의 제품으로 A사 2대, B사 1대로 구성되어 있다.

그림 5-1은 본 실험에 적용된 실증연구를 위한 감시계측 시스템의 구성도를 나타낸 것으로 각 태양전지 어레이에서 발전된 전력은 접속반을 통하여 인버터에 공급되고 인버터는 전력의 변환 및 조류를 제어한다. 각 출력량들을 모니터링 하기위해 계측시스템을 동일하게 설치하여 데이터를 실험실에서 백업하는 구조로 구성되어있다.

태양광발전시스템은 경도 126.92°, 위도 35.1°를 설치하였으며, 시스템의 설치 조건은 국내에 보급된 일반 주택들의 지붕경사각을 고려하여 경사각을 약 18°로 설치하였고 설치 방위각은 일사량 분포를 고려할 경우,

발전효율이 가장 양호한 0°를 기준으로 한 정남향 방향으로 하여 장시간의 운전을 통해 환경조건 변화에 따른 태양광발전시스템의 발전성능, 출력 특성, 시스템 성능 등의 운전 특성을 비교 분석하였다.

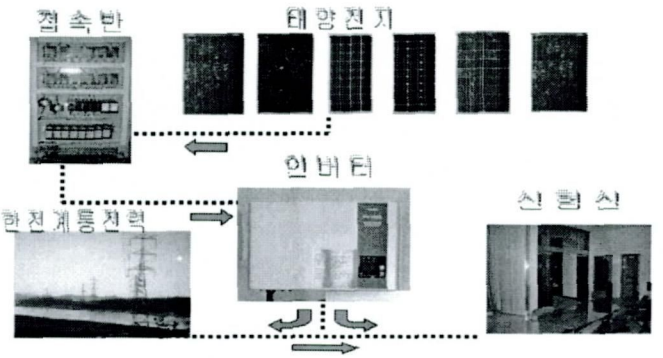


Fig. 5-1 Configuration of 3 kW PV system

1. 태양전지 어레이

성능분석에 적용 시스템의 태양전지 어레이는 6개의 제품이 적용되었다.

Site 1의 태양광발전시스템 태양전지 어레이는 정격전압이 21.54[V]이고 최대출력이 77[W]인 다결정 실리콘의 태양전지를 사용하였으며, 모듈은 총 42장을 사용하여 27.2[m2]의 면적을 차지하고 있다. 그림 5-2은 Site 1의 어레이 전경사진을 나타낸 것으로 옥상에 거치대를 설치하여 집광을 하고 있다.

Site 2의 태양광발전시스템 태양전지 어레이는 정격전압이 21.0[V]이고, 최대출력이 50[W]인 단결정 실리콘의 태양전지를 사용하였으며, 모듈은 총 60장을 사용하여 26.27[m2]의 면적이다. 그림 5-3은 설치된 Site 2의 어레이 전경사진을 나타낸 것으로 건물지붕면에 설치하였다.

Site 3의 태양광발전시스템 태양전지 어레이는 정격전압이 21.7[V]이고, 최대출력이 53[W]인 단결정 실리콘의 태양전지를 사용하였으며, 모듈은 총 60장을 사용하여 25.41[m2] 이다. Site 3의 어레이 전경 사진을 그림 5-4에 나타내었으며 지붕면에 설치된 형태이다.

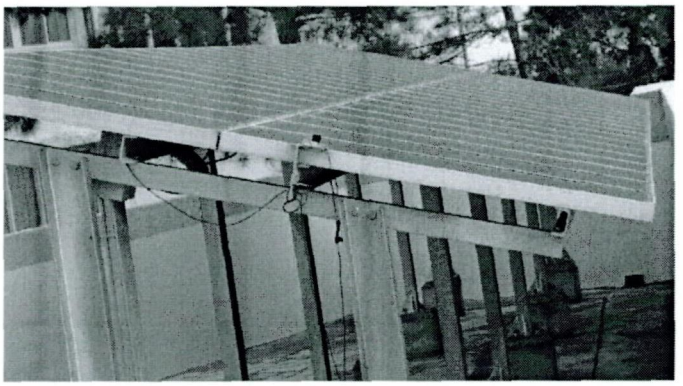


Fig. 5-2 Scene of Site 1 PV system for demonstration research

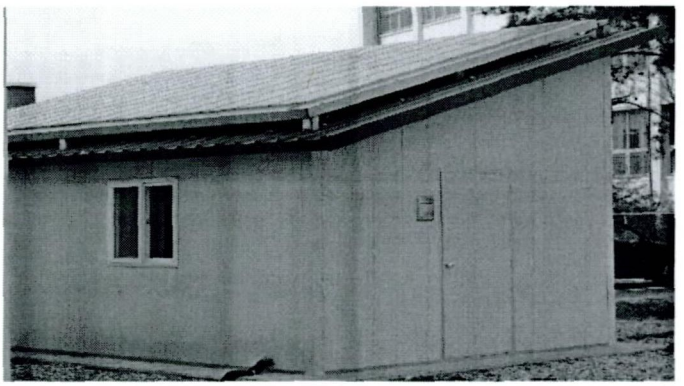


Fig. 5-3 Scene of Site 2 PV system for demonstration research

Fig. 5-4 Scene of Site 3 PV system for demonstration research

표 5-1은 각각의 태양전지 모듈의 파라미터를 나타낸 것이다.

Table 5-1. PV cell and array parameter

	Site1	Site2	Site3
P_{max}(W)	77	50	53
V_{OC}(A)	21.54	21.0	21.7
I_{SC}(A)	4.88	3.17	3.35
V_m(V)	17.21	17.1	17.4
I_m(A)	4.46	2.92	3.05
Cell Type	다결정Si	단결정Si	단결정Si
Cell Size(mm)	125×125	103×103	103×103
모듈무게(kg)	7.7	5	6.2
모듈 Size(mm)	1250×538×50	984×445×35	1291×328×35
설치모듈수량	42	60	60
어레이구성	14×3	15×4	20×3
어레이면적(m^2)	27.2	26.27	25.41

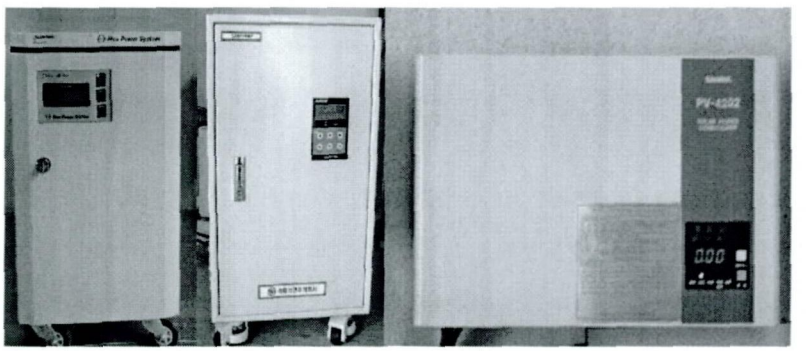
2. PCS 특성

각 시스템별 태양전지 어레이의 정격출력은 2.9 kW~3.2 kW, PCS 의 정격출력을 3 kW~4.2 kW로 범위로 하여 시스템이 구성되었다.

Site 1의 PCS는 C사 제품으로 최대전력 추종제어를 하는 전압형 전류제어방식을 사용한 저주파절연변압기가 없는 4 kW 정격용량의 PCS를 사용하였으며 PCS의 정격 입력전압은 200V로서 93.6% 이상의 변환효율을 가지고 있다.

Site 2, 의 PCS는 B사 제품으로 최대전력 추종제어를 하는 전압형 전류제어방식을 사용한 고주파절연변압기가 내장된 3kW 정격용량의 PCS를 사용하였으며 PCS의 정격 입력전압은 224V로서 90% 이상의 변환효율을 가지고 있다.

Site 3의 PCS는 A사 제품으로 최대전력 추종제어를 하는 전압형 전류제어방식을 사용한 고주파절연변압기가 내장된 3 kW 정격용량의 PCS를 사용하였으며 PCS의 정격 입력전압은 340V로서 91% 이상의 변환효율을 가지고 있다. 태양광발전시스템에 적용된 계통연계형 인버터의 파라미터는 표 5-2와 같고 외형은 그림 5-8과 같다.



(a) A PCS (b) B PCS (c) PCS

Fig. 5-8 Photograph of A, B, C PCS for demonstration research

Table 5-2. Parameter of A, B, C PCS for demonstration research

		A	B	C
주회로 방식	PCS방식 (절연방식)	전압형 전류제어방식 (저주파절연 변압기 내장)	전압형 전류제어방식 (저주파절연 변압기 내장)	전압형 전류제어방식 (저주파절연 변압기 없음)
제어 방식	전력제어	최대전력추종제어	최대전력추종제어	최대전력추종제어
	운전제어	PV출력감시, 자동기동/정지	PV출력감시, 자동기동/정지	PV출력감시, 자동기동/정지
정격	정격입력 전압	340[V_{DC}]	224[V_{DC}]	200[V_{DC}]
	운전가능 전압범위	280~430[V_{DC}]	200~300[V_{DC}]	145~350[V_{DC}]
	최적동작 전압범위	280~380[V_{DC}]	210~280[V_{DC}]	-
성능	변환효율	91[%]이상	90[%]이상	93.5[%]이상
	출력역률	98[%]이상	95[%]이상	95[%]이상
	총합전류 왜율	3[%]이하	5[%]이하	5[%]이하
	가차전류 왜율	2[%]이하	3[%]이하	3[%]이하
보호 기능	계통보호	OV, UV, OF, UF 정전 및 단락보호	OV, UV, OF, UF 정전 및 단락보호	OV, UV, OF, UF 직류분검출 정전 및 단락보호

3. 모니터링 시스템

PV시스템의 평가분석 결과가 신뢰성 및 유효성을 가지기 위해서는 실제 설치 운전 중인 PV시스템의 계측데이터를 수집하고 데이터베이스를 구축하는 것이 매우 중요하다. 사용목적에 따라 계측기기 선정, 계측항목 및 방법 등을 결정하여 정밀도를 가진 계측데이터를 수집할 수 있는 감시계측시스템을 설계 구성하는 것이 무엇보다도 중요하다. 대상 PV시스템에 설치된 감시계측시스템은 Local 서버구조로 설계하여 계측데이터를 수집 저장하고 원격으로 시스템의 운전 상태를 실시간으로 감시할 수 있다. 또한 시스템에 고장 혹은 이상이 발생할 경우 계측데이터의 손실을 최소화할 수 있도록 신뢰성과 안정성을 가진 시스템으로 설계 구성하였다. 감시계측시스템은 PV시스템으로부터 계측데이터의 정보를 가져오기 위한 신호변환기(Transducer) 및 전력계, 수집된 계측데이터를 전송하기 위한 원격단말기(RTU : Remote Terminal Unit), RTU로부터 전송된 계측데이터를 실시간 분석, 처리 및 저장하는 데이터서버와 오퍼레이터 콘솔로 구성된다. PV시스템에서 수집된 계측데이터로부터 PV시스템 및 구성요소기기의 성능 및 발생손실 등의 성능특성을 정확하게 평가분석하기 위해서 PV시스템의 전기적 입출력 및 기상데이터의 샘플링시간을 1초로 하고 1분 동안의 평균값으로 계측데이터를 저장하였다.

그림 5-9 는 모니터링시스템의 주 화면으로 간단한 조작으로 대상 시스템을 쉽게 접근하여 실시간으로 감시하고 세부적으로 그림 5-10 와 같이 각 Site 별로 운용할 수 있다.

그림 5-11 은 전압, 전류, 발전량 등을 분석하기 위한 계측시스템과 RTU 를 나타낸 것이다.

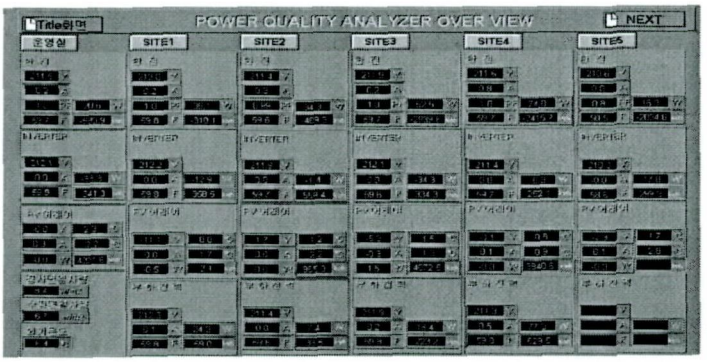


Fig. 5-9 Main screen of PV monitoring system

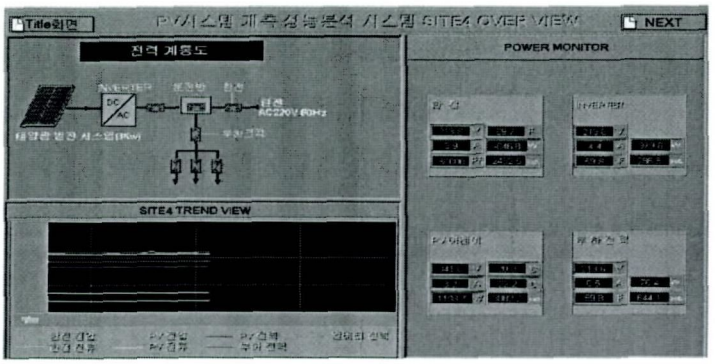


Fig. 5-10 Detail screen of PV monitoring system

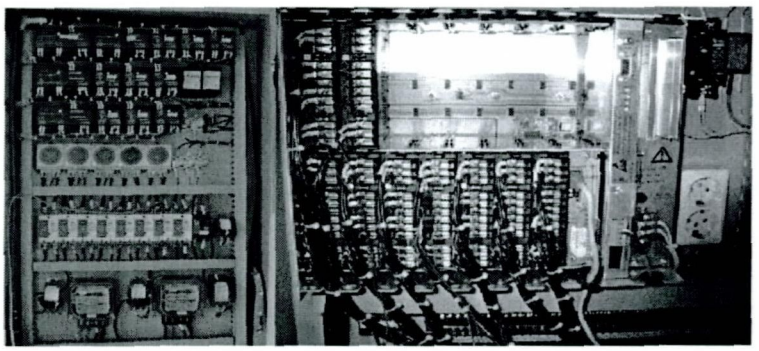


Fig. 5-11 Measurement system and RTU

B. 시스템 성능특성 비교

설치된 3개의 PV시스템의 기본 정보와 감시계측시스템에서 수집된 계측데이터를 이용하여 시스템의 성능, 발생손실 및 운전 시 문제점 등의 종합적인 성능특성 결과를 비교 분석한다. PV시스템의 성능특성 결과로부터 출력과 손실 산출모델을 모델링하여 평가분석하면 PV구성요소기기의 최적선정 및 성능개선과 시스템 설계기술의 최적화가 가능하다. 또한 설치환경, 설치방식 및 설계구성에 따른 PV시스템의 성능특성을 예측 진단하여 평가분석이 가능하므로 장기간의 신뢰성과 안정성을 가진 PV시스템의 최적설계와 에너지 이용효율 개선과 비용절감으로 사용목적에 맞는 다양한 PV시스템의 실용화 보급모델이 개발되어 이용보급이 크게 확대될 것이다. 본 절에서는 감시계측시스템에서 수집된 계측데이터를 이용하여 PV시스템의 등가 태양 일조시간, 등가 PV어레이 가동시간, 등가 시스템 가동시간 등의 성능특성을 비교 분석하였다. PV시스템은 설계용량에 따라 다양한 시스템들이 존재하므로 성능특성 결과분석의 범용성과 유용성을 위해서는 설치용량에 대해서 정규화가 필요하다. PV시스템의 성능특성 결과를 정규화 한다면 범용성과 신뢰성을 가진 평가분석 방법의 개발이 가능하다. 따라서 계측데이터로부터 PV시스템의 성능특성을 평가하는 지수인 등가 PV어레이 가동시간, 등가 시스템 가동시간과 등가 태양 일조시간 등을 이용하여 시스템의 성능특성을 비교 분석하였다. 그리고 PV시스템의 계측데이터로부터 PV시스템의 성능계수, PV어레이 및 시스템 손실과 일사강도, 온도 등의 환경 변화시 PV시스템 및 구성요소기기의 성능특성 결과를 비교 분석하였다.

운전데이타는 6분 단위, 1시단 단위로 일사량, 부하, 계통, 인버터, 태양전지 어레이 별로 전압, 전류, 전력량을 수집하였고 일별, 주별, 월별, 계절별, 년별 단위로 취득하여 배열하였다.

1. 어레이 출력 특성 고찰

그림 5-12 부터 그림 5-17은 각 Site 태양전지 어레이의 출력단의 전압, 전류 특성곡선을 나타낸 것이다. Site 1은 태양전지 어레이가 적절히 운전되고 있음을 알 수 있고, Site 2, Site 6은 전류에서 약간 리플이 생기며, Site 3, Site 4, Site 5는 전압에서 약간 리플이 발생함을 알 수 있다.

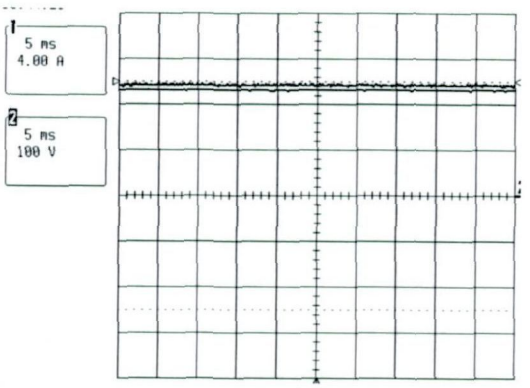


Fig. 5-12 Output voltage and current waveforms for PV array (Site1)

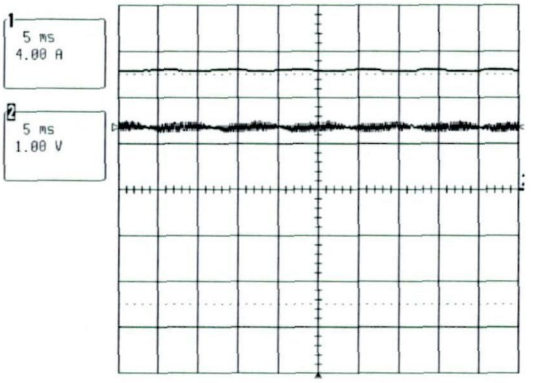


Fig. 5-13 Output voltage and current waveforms for PV array (Site2)

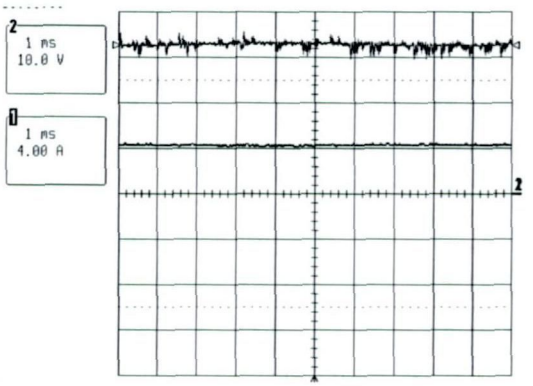


Fig. 5-14 Output voltage and current waveforms for PV array (Site3)

그림 5-18은 태양광발전시스템의 2003년 4월 16일의 맑은 날의 태양전지 어레이 출력량을 나타낸다.

Site 1이 가장 발전량이 많고, Site 3은 비교적 양호한 발전량을 나타내고 Site 2는 발전량이 크게 낮아 태양전지 어레이에 문제가 있다는 것을 알 수 있다.

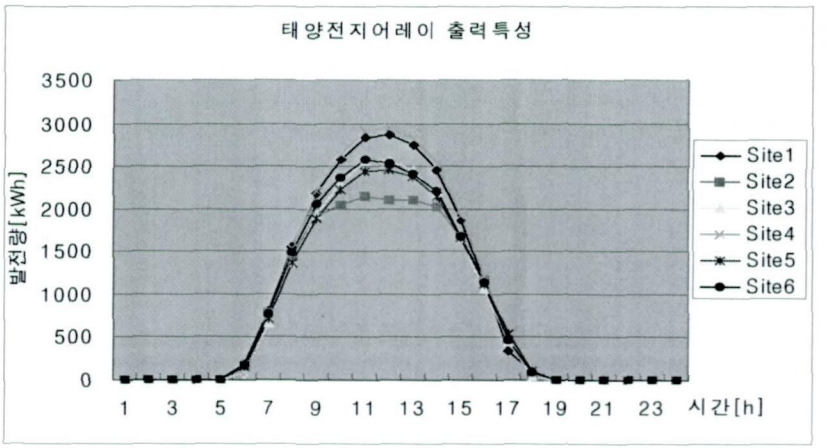


Fig. 5-18 PV Array output power level by day[kWh]

그림 5-19는 경사면 일사량과 수평면 일사량을 나타낸 것이다. 그림 5-20은 계측기간 동안 각 Site에 설치된 태양전지 어레이의 월별 출력전력량을 나타낸다. 계측기간 동안 각 Site에 발전된 총 출력전력량은 2,941kWh (Site1), 1,941kWh (Site2), 2,469kWh (Site3) 발전되었다. Site 2가 큰 차이를 보이는 것은 인버터 고장으로 인하여 6월에 운전시간이 적게 되어 출력량이 감소되었다.

그림 5-21은 태양전지 어레이의 월별 변환효율의 특성을 나타낸 것이다. 각 Site 총 평균 변환효율은 9.90% (Site 1), 6.69% (Site 2), 8.66%

(Site 3)를 나타내며, 비교적 일정한 특성을 가진다. Site 2, Site 6은 변환효율이 크게 저하되는 것을 알 수 있다.

즉, PCS에서 MPP 추적제어를 정확하게 수행하지 못한다는 것을 알 수 있다. 또한 Site 3의 변환효율이 Site 1의 시스템과 비교해서 변환효율이 떨어지는 원인은 실측성능이 표 2에서 제시한 PCS 성능을 만족하지 못하기 때문이다. 대체적으로 발전량은 봄, 가을이 더 많음을 알 수 있다.

여름철의 발전전력의 저하는 날씨(장마)와 외기온도 상승에 따른 태양전지의 온도 상승으로 발전이 저하됨을 볼 수 있고, 겨울철의 발전전력저하는 낮은 외기온도와 눈 등에 의한 낮은 일사량부족으로 인한 것으로 분석 되어진다.

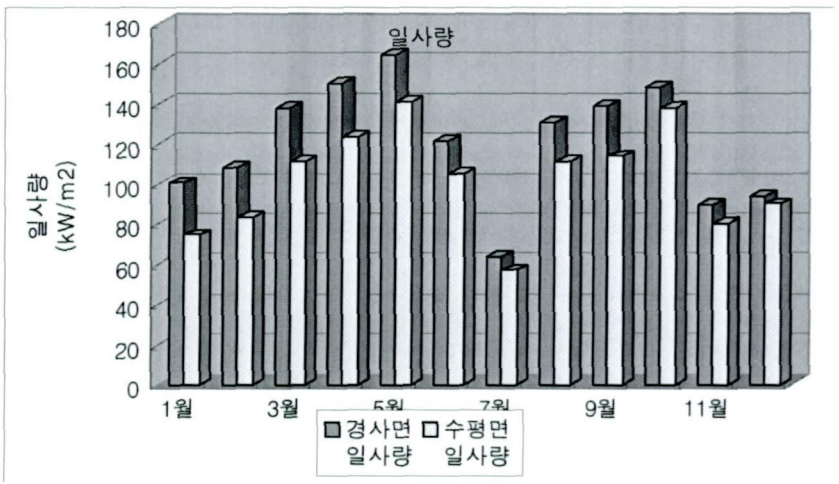


Fig. 5-19 Solar irradiance by months [kW/m^2]

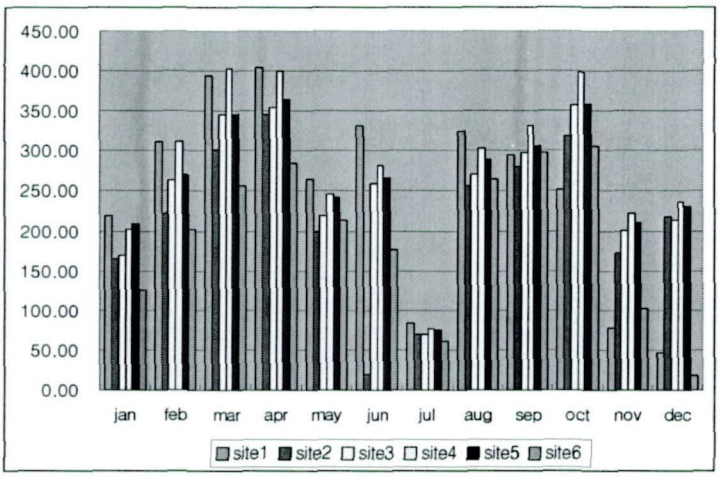


Fig. 5-20 PV Array output power level by months[kWh]

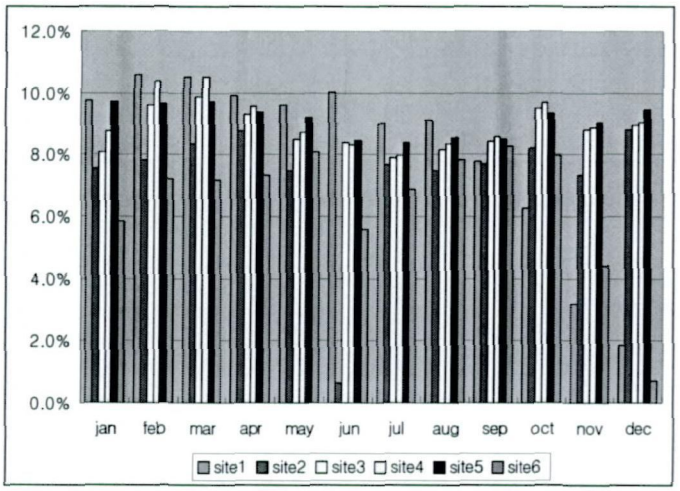


Fig. 5-21 PV Array conversion efficiency by months[%]

Table 5-3. PV Array output power level by months

	Irradiation	PV Array	PV Array	PV Array
	site1	site1	site2	site3
jan	82.88	219.66	164.92	169.99
feb	108.28	312.34	222.46	264.13
mar	137.79	394.41	302.41	345.55
apr	150.02	404.36	346.09	354.69
may	101.56	265.11	199.61	219.79
jun	121.58	331.95	20.10	259.68
jul	34.57	84.71	69.77	69.45
aug	130.62	324.33	256.82	270.97
sep	138.71	294.22	280.87	297.04
oct	148.10	252.34	319.39	357.25
nov	89.76	78.02	172.51	201.09
dec	94.06	47.64	217.58	213.82

2. PCS 출력 특성 고찰

그림 5-22부터 그림 5-27은 각 Site PCS 출력단의 전압, 전류 특성 곡선을 나타낸 것이다. Site 1, Site 3, Site 4, Site 5는 적절히 운전되고 있음을 알 수 있고, Site 2, Site 6은 전류에서 약간의 리플이 보인지만 일반 부하에 계통을 연계하여도 파형이 일정한 형태로 유지되어 계통연계형 태양광발전시스템이 적절히 운전되고 있음을 알 수 있다.

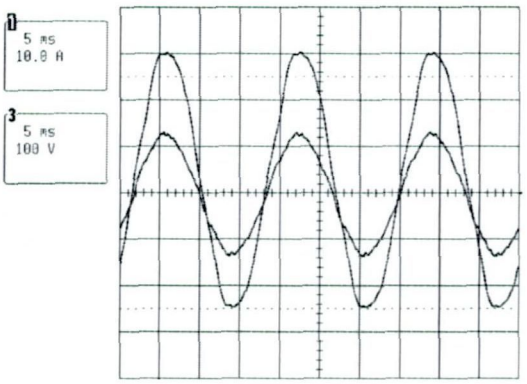


Fig. 5-22 Output voltage and current waveforms for PCS (Site1)

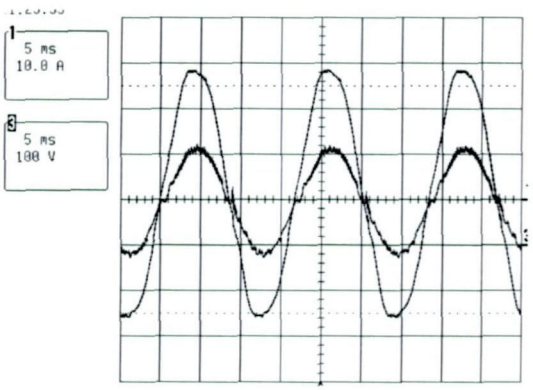


Fig. 5-23 Output voltage and current waveforms for PCS (Site2)

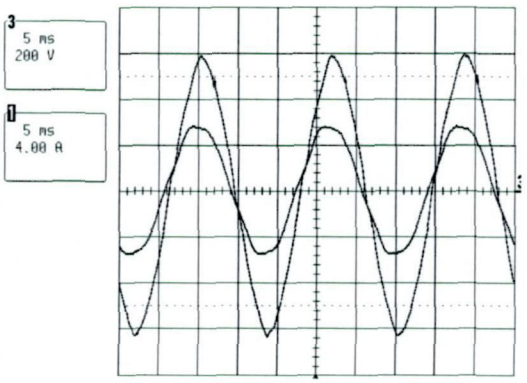


Fig. 5-24 Output voltage and current waveforms for PCS (Site3)

그림 5-28은 태양광발전시스템의 2003년 4월 16일의 맑은 날의 PCS의 출력량을 나타낸다.

Site 1이 가장 발전량이 많고, Site 3은 비교적 양호한 발전량을 나타내고 있다.

또한 Site 2는 다른 Site와 많은 차이가 있어 태양전지 어레이의 직병렬 접속, 정확한 MPP 추종제어 실패 등의 문제가 있는 것을 알 수 있다.

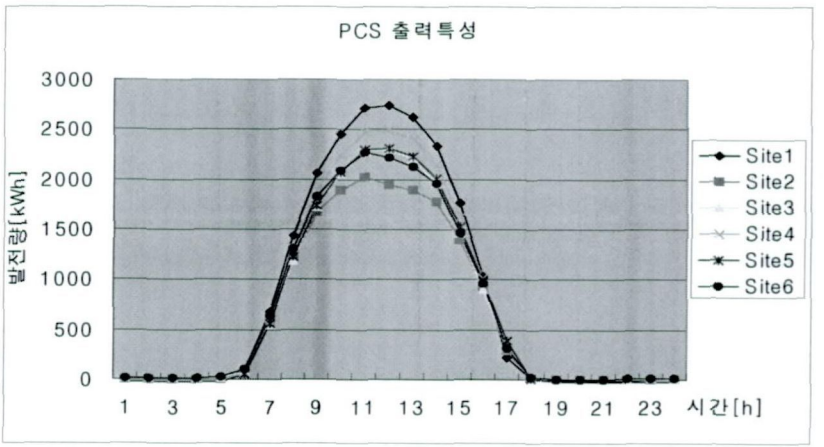


Fig. 5-28 PCS Output power level by day[kWh]

그림 5-29는 각 Site에 설치된 태양광발전시스템의 월별 출력전력량을 나타내고 그림 5-30은 발전효율 특성을 보여준다.

각 Site의 시스템의 총 출력전력량은 2,590kWh (Site 1), 1,561kWh (Site2), 2,152kWh (Site 3)가 발전되었다

Site 2가 크게 차이가 나는 것은 주로 PCS에서 정확한 MPP 추적제어의 실패로 인하여 태양전지 어레이로부터 발전 전력 저하로 인한 것으로 나타난다.

그리고 Site 3은 태양전지 어레이의 손실보다는 PCS 손실로 인해서 편차가 크게 발생하는 것을 알 수 있다.

Table 5-4. PCS output power level by months

	Irradiation	PCS	PCS	PCS
		site1	site2	site3
jan	82.88	194.05	122.77	140.06
feb	108.28	280.80	179.78	226.26
mar	137.79	356.34	254.42	297.71
apr	150.02	362.54	292.77	309.99
may	101.56	236.77	165.20	192.50
jun	121.58	291.76	2.62	228.62
jul	34.57	72.25	54.20	61.46
aug	130.62	280.95	206.39	243.22
sep	138.71	255.14	231.82	263.31
oct	148.10	219.44	269.28	311.56
nov	89.76	38.39	131.59	170.53
dec	94.06	0.00	167.70	176.84

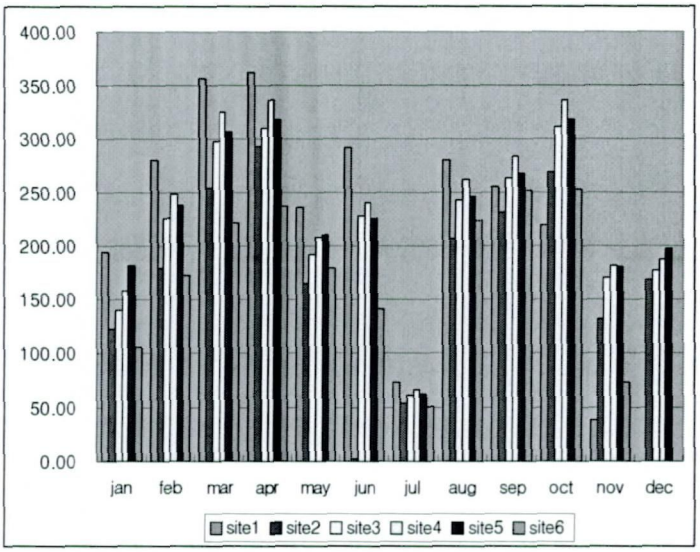


Fig. 5-29 PCS Output power level by months[kWh]

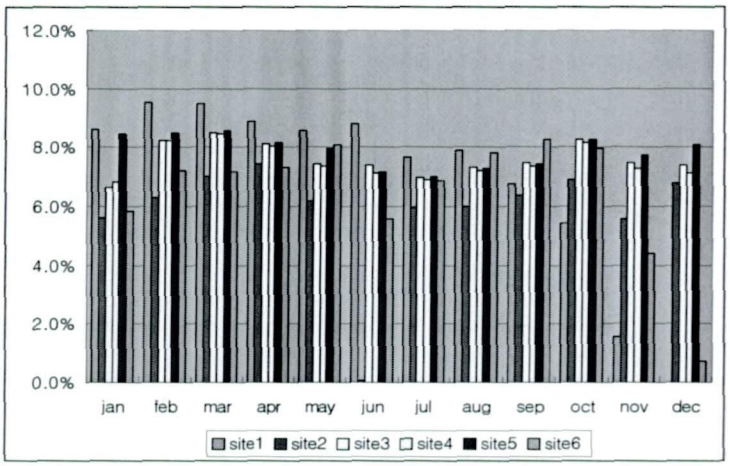


Fig. 5-30 System generation efficiency by months[kWh]

3. PCS 효율 특성 고찰

실험에 사용된 모든 PCS에는 MPP 추적제어와 자동기동/정지기능이 있어 일사강도가 100 [W/m^2]일 경우 운전을 시작하여 계통으로 전력을 공급하기 시작하고 일사강도가 약 50 [W/m^2]이하로 떨어질 경우 PCS는 운전을 정지한다.

일사강도가 200 [W/m^2]일 경우 PCS의 변환효율은 일정한 특성을 유지하지만 저 일사강도에서는 일사량에 따른 효율특성에 변화가 있다는 것을 알 수 있다. 저 일사강도에서는 태양전지 어레이의 출력특성이 비선형성을 가지게 되어 PCS가 MPP 추적제어를 정확하게 수행하지 못한다면 PCS의 효율 특성이 변화되는 것을 알 수 있다.

그림 5-31은 50%와 80% 이상의 부하 시 PCS의 효율을 나타내고 있다. 그리고 그림 5-32는 인버터 월별 변환효율을 각 사이트별로 나타낸 것이다.

인버터의 총 평균 변환효율은 Site 1부터 87.7%, 72.7%, 87%, 83.5%, 86.1%, 83.4%이다. 그리고 Site 2의 변환 효율이 적은 것은 인버터가 최적의 추적제어를 못한다는 것을 알 수 있다. Site 2, Site 6에 설치된 PCS는 환경변화에 의해 일사강도가 갑자기 급격히 감소되었을 경우, PCS의 운전이 정지되는 현상이 운전을 통해서 확인하였다. 저 일사강도일 때는 출력특성이 비선형성을 가지게 되어 PCS에서 MPP 추적제어를 정확하게 수행하지 못한다는 것을 알 수 있다. 그러나 고 일사강도일 때는 MPP 추종제어는 다른 PCS와 같이 비교적 정확히 추적하는 것을 분석 결과에서 알 수 있었다.

이러한 실험에서 수집된 PCS의 성능특성 분석결과를 통해서 Site 2, Site 4, Site 6에 설치된 PCS의 변환효율이 저하되는 것은 MPP 정확

한 추적제어의 실패, PCS 구성기기의 최적설계 등의 문제가 있다는 것을 판단할 수 있다.

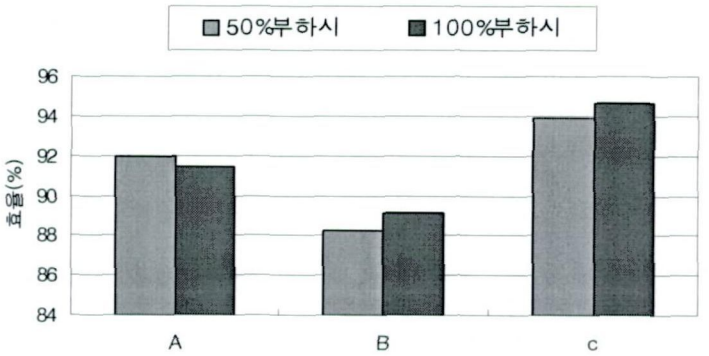


Fig. 5-31 PCS Efficiency in full and half load

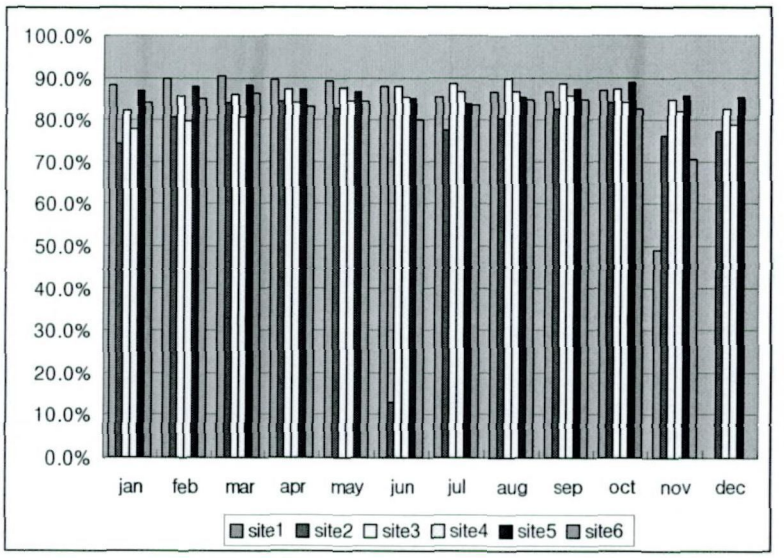


Fig. 5-32 PCS Efficiency by months[%]

4. 환경조건 변화에 따른 시스템 출력 특성 고찰

그림 5-33 부터 계측데이터로부터 일사강도 및 온도 등의 환경 변화시 등가 태양 일조시간에 대한 PV어레이 및 PV시스템의 정규화 출력 특정을 보여주고 있다.

그림에서 보면 등가 태양 일조지간이 증가할수록 PV어레이의 출력전력 및 전류는 거의 전형적인 비례관계로 증가되는 것을 알 수 있다. 태양 일조시간이 1000에 근접할수록 출력전력의 변화가 큰 것은 태양일조지간이 400이상에서 고일사강도로 갈수록 PV모듈의 온도변화 범위가 크게되어 PV어레이의 효율변동에 따른 PV어레이의 출력특성이 크게 변화되기 때문이다. 이로 인해 PV모듈의 온도상승에 의한 PV어레이 손실이 증가한다는 것을 나타낸다. 그러나 Site2, 은 PV시스템의 발전성능에 심각한 영향을 미치는 영향은 없지만 PV시스템의 발생손실이 크기 때문에 환경변화 시 시스템의 발전성능에 영향을 미치는 손실 및 문제점에 대해서 명확하게 조사 분석할 필요가 있다. Site 1, Site 3, 는 일사량 변화에 따라 태양전지 어레이 출력이 균일하게 증가한다. 그러나 Site 2의 일사량 증가에 따라 태양전지 어레이 출력이 균일하지 못하다. 이것은 태양전지 어레이의 직 · 병렬 불균형, MPP 추종제어에 문제가 있다는 것을 나타낸다.

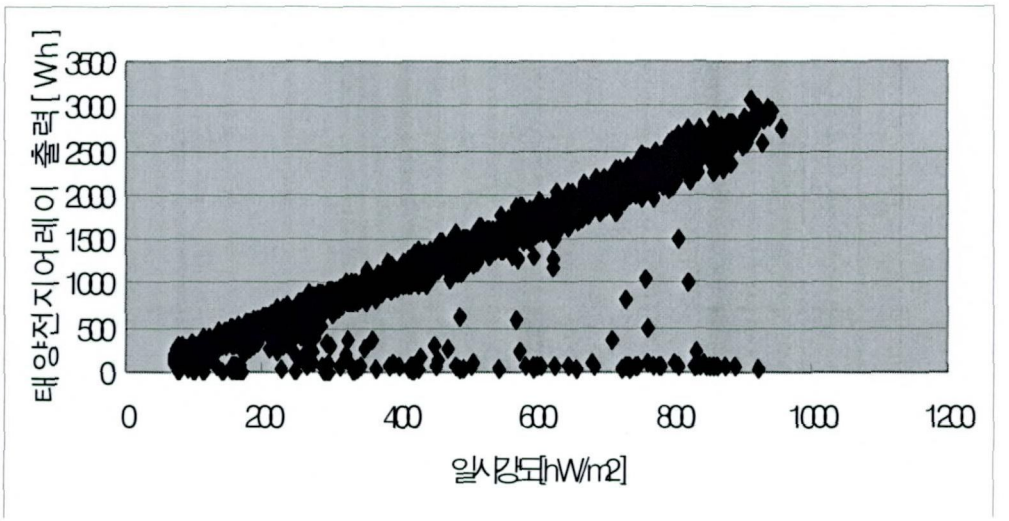


Fig. 5-33 Output power characteristics of array in irradiance variation (Site1)

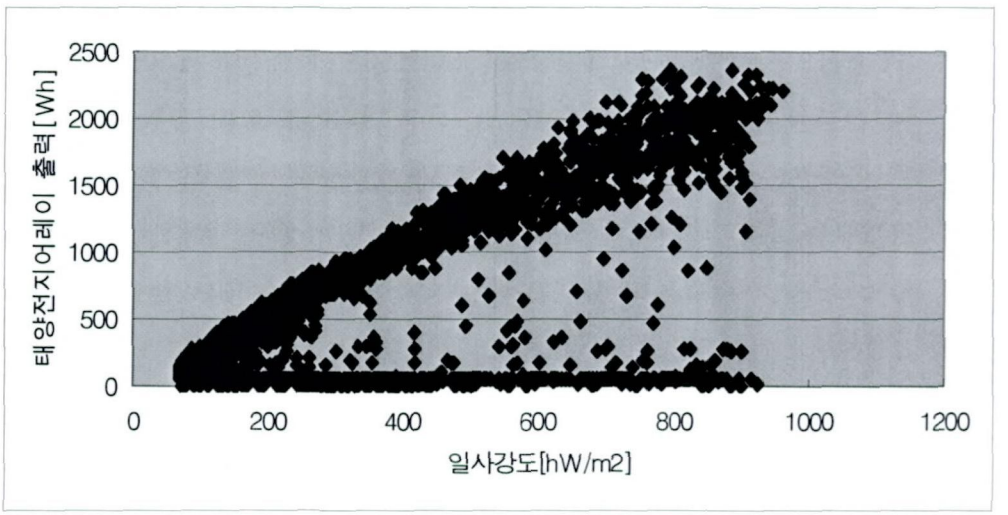


Fig. 5-34 Output power characteristics of array in irradiance variation (Site2)

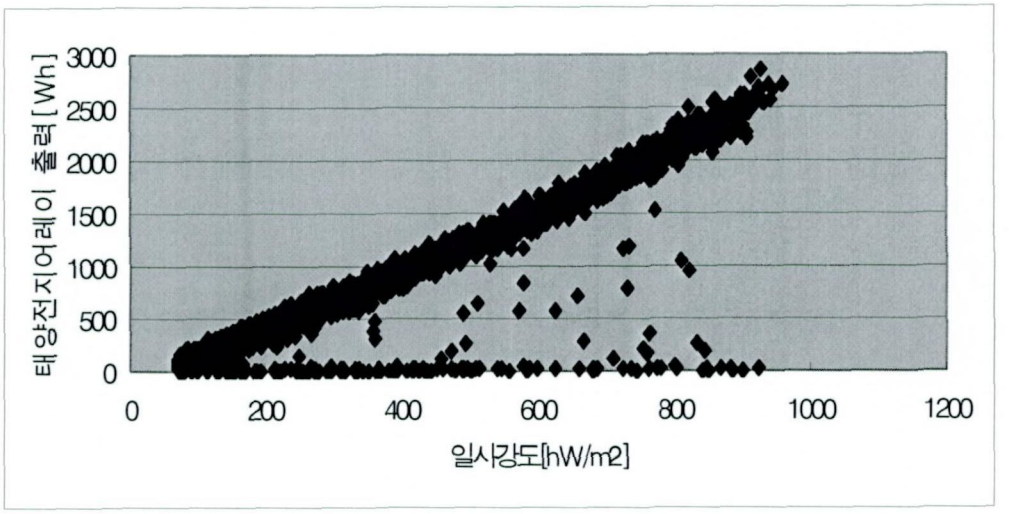


Fig. 5-35 Output power characteristics of array in irradiance variation (Site3)

그림 5-39 부터 그림 5-44는 일사량 변화에 따른 태양전지 어레이 변환효율 특성을 나타내는 그래프이다. Site 1는 일사량 변화에 따라 태양전지 어레이 변환효율이 양호하게 나타난다.

Site 3 도 변환효율이 양호하지만 200 [W/m^2] 이하의 일사량에서는 변환효율이 떨어진다. 그리고 Site 2의 일사량 증가에 따라 태양전지 어레이 변환효율이 비선형적이다. 이것은 태양전지 어레이의 변환효율에 문제가 있다는 것을 나타낸다.

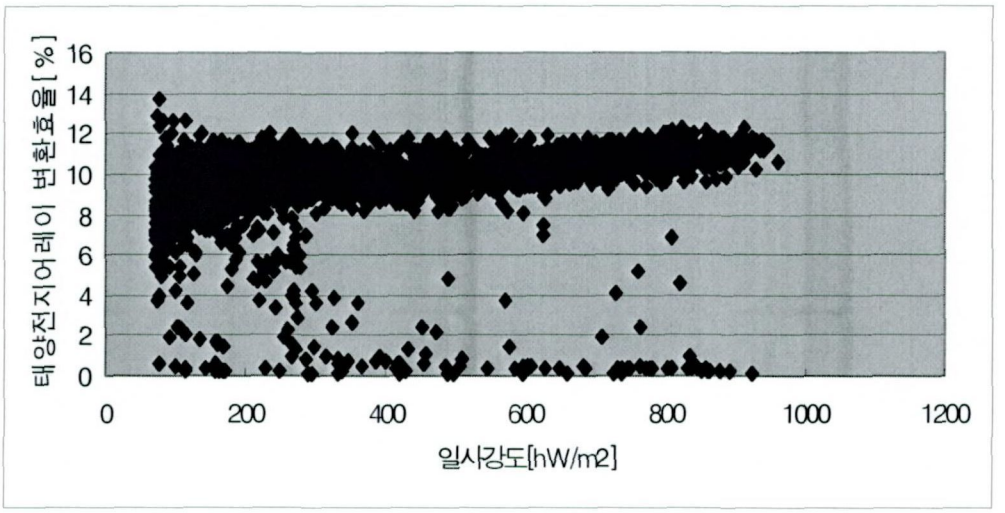


Fig. 5-39 Conversion efficiency characteristics of array in irradiance variation (Site1)

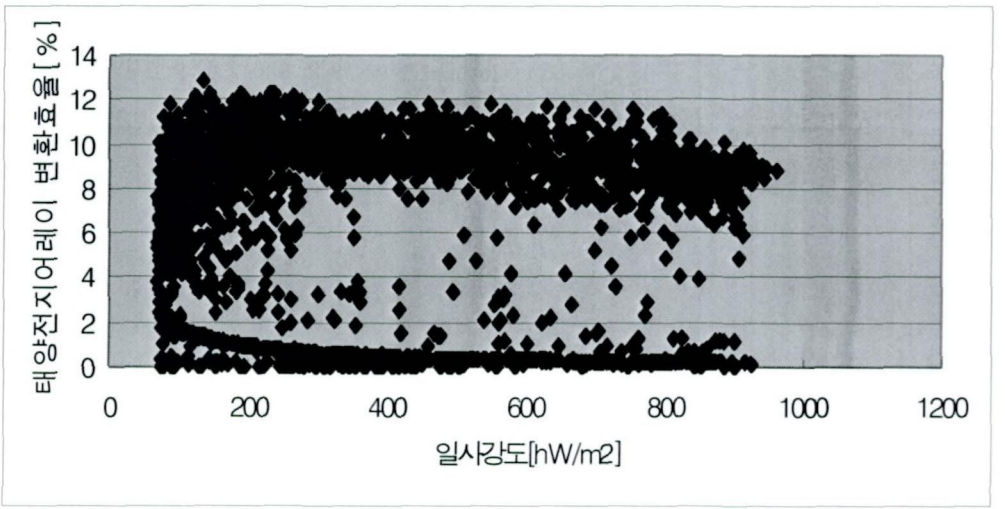


Fig. 5-40 Conversion efficiency characteristics of array in irradiance variation (Site2)

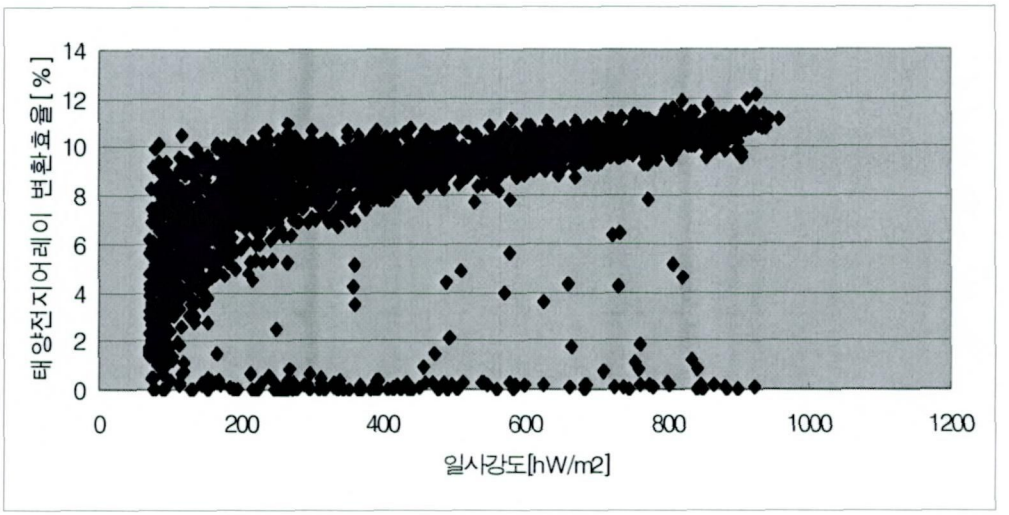


Fig. 5-41 Conversion efficiency characteristics of array in irradiance variation (Site3)

그림 5-45 부터 그림 5-50 까지는 태양전지 어레이 출력에 따른 전압 특성을 나타낸 것이다. 각 Site 에서 비교적 안정적인 전압이 공급되고 있음을 알 수 있다.

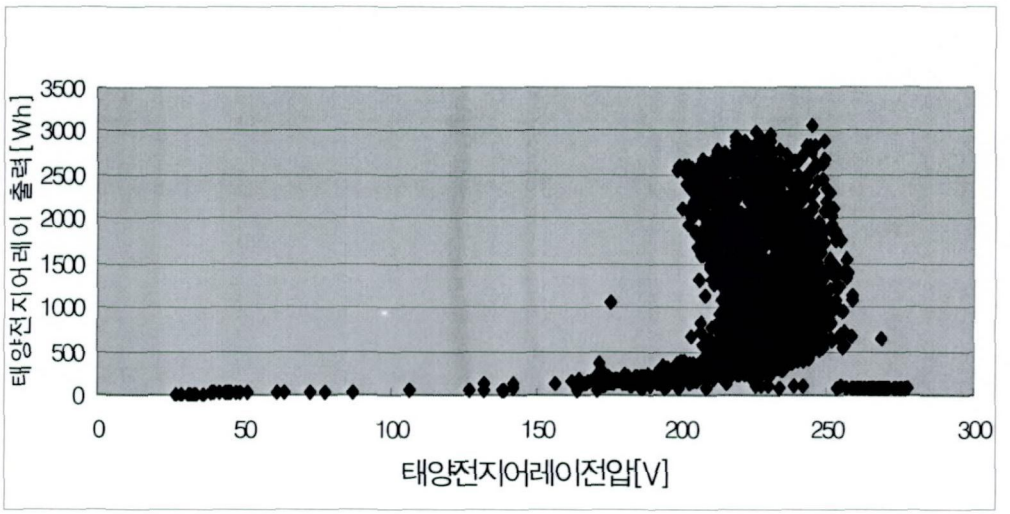


Fig. 5-45 Voltage and power level characteristics of array in environmental condition (Site1)

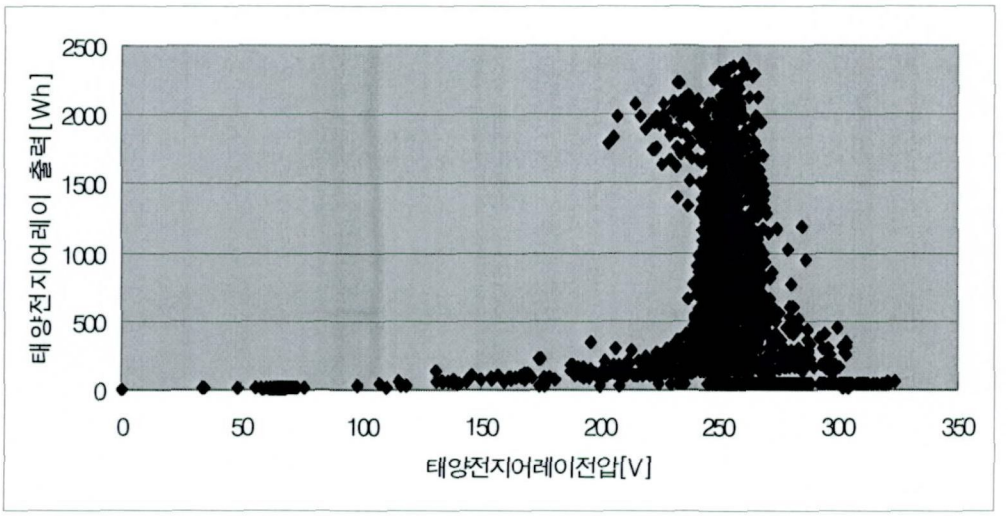


Fig. 5-46 Voltage and power level characteristics of array in environmental condition (Site2)

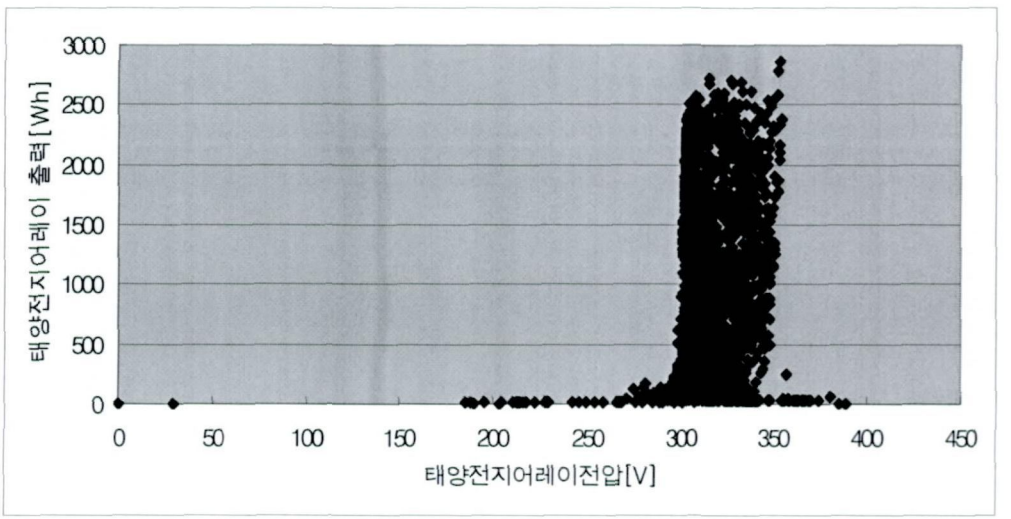


Fig. 5-47 Voltage and power level characteristics of array in environmental condition (Site3)

그림 5-51부터 그림 5-56까지는 태양전지 어레이 출력에 따른 PCS 효율을 나타낸 것이다.

PV어레이 출력특성과 PCS의 변환효율과의 특성을 보여준다. 그림에서 보듯이 PV어레이의 출력이 증가할수록 PC들의 출력도 거의 선형적으로 비례하여 증가한다. 계측데이터로부터 PV어레이와 PCS의 출력특정의 관계를 1차 선형방정식의 출력모델로 근사화 할 수 있다. PCS의 근사화 출력모델을 이용하면 PCS의 성능, 손실 및 운전시의 문제점 등을 예측할 수 있어 환경변화 시 PCS의 성능개전을 위한 최적선정 및 설계제어기술 개발이 가능하다. Site1은 PV어레이의 출력과 비례하여 PCS의 출력도거의 선형적으로 증가한다. 그러나 Site 3,는 PV어레이와 PCS의 출력이 거의 전형적인 비례관계로 증가되지만 PV어레이 출력이 1000kW이하에서는 성능특성의 변화가 크다. Site2, 은 PV어레이의 출력이 성능특성의 변화가 크다. 이것은 환경변화에 따른 PV모듈의 성능변화, 온도상승, 미스매치 등으로 인해서 PV어레이 I-V 특성곡선의 급격한 비선형성으로 성능특성의 변화가 크기 때문이다. 따라서 PV어레이의 급격한 성능특정의 변화로 PCS가 MPP을 정확하게 추적 제어하는 것이 어렵다는 것을 나타낸다.

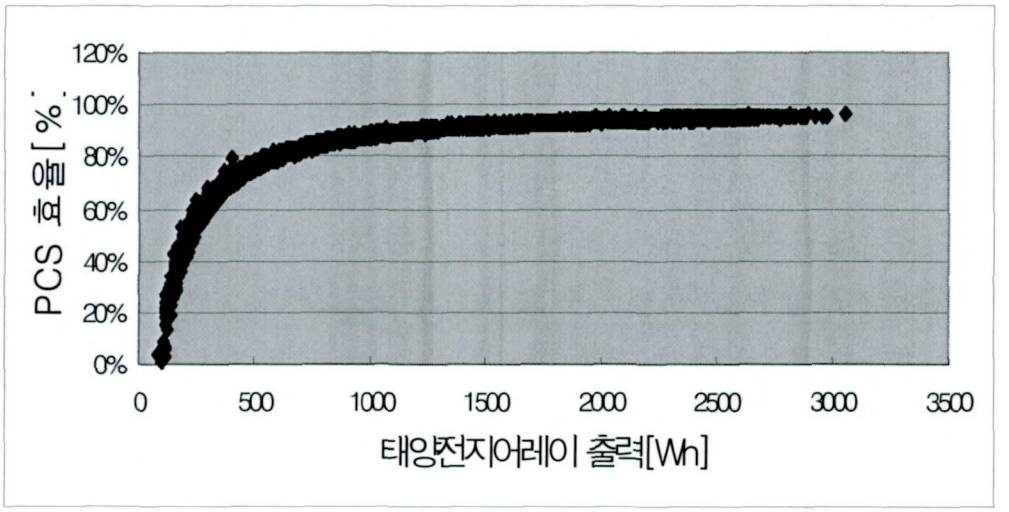


Fig. 5-51 Variation characteristics of PCS efficiency in array power (Site1)

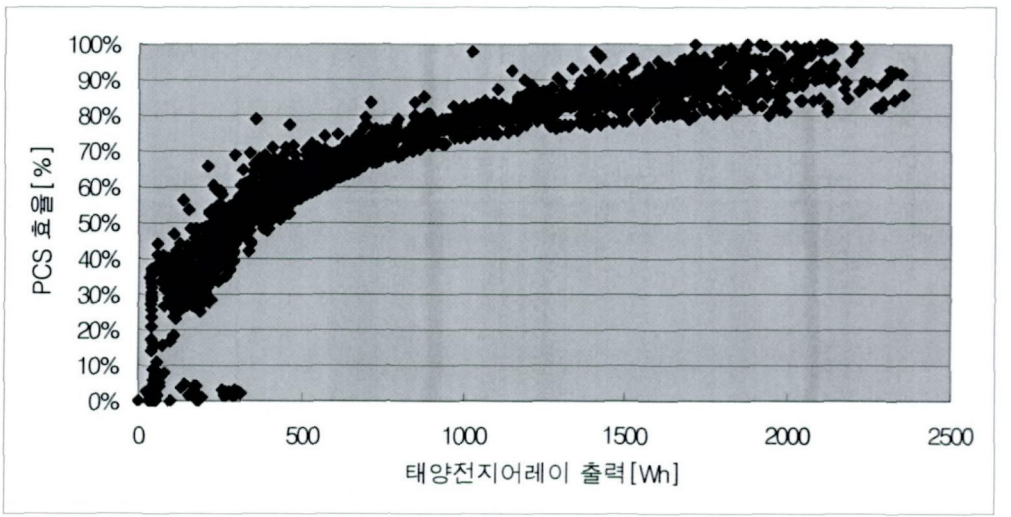


Fig. 5-52 Variation characteristics of PCS efficiency in array power (Site2)

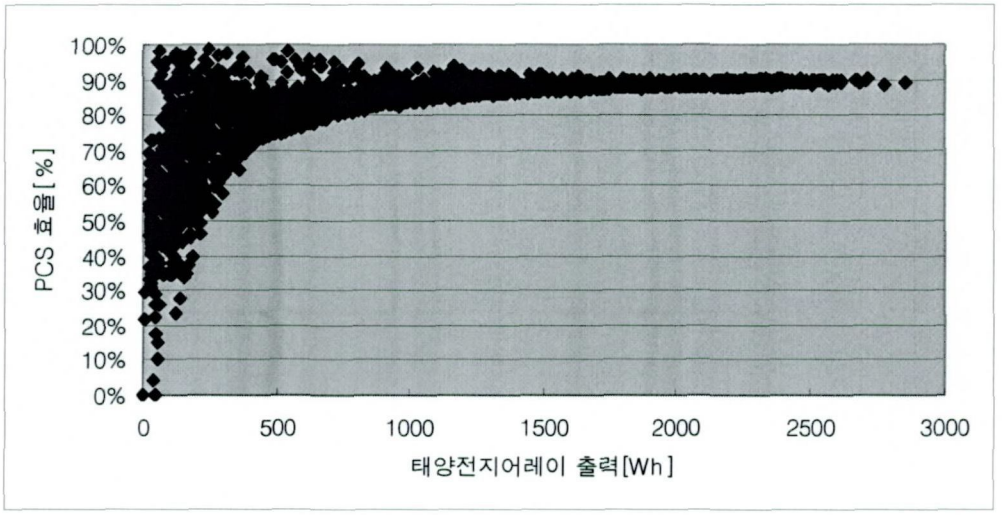


Fig. 5-53 Variation characteristics of PCS efficiency in array power (Site3)

5. 시스템 성능 특성 고찰

표 5-3, 5-4의 계측데이터로부터 PV시스템의 등가 PV어레이 가동시간, 등가 시스템 가동시간 및 등가태양 일조시간의 월별 성능특성을 보여주고 있다.

Site1의 PV시스템은 등가 태양일조시간은 2.16-5.0[h/d], 등가 PV어레이 가동시간이 0.93-4.49[h/d] 그리고 등가 시스템 가동시간이 0.46-4.05[h/d]이다. 연간 평균 등가 태양 일조시간, 등가 PV어레이 및 시스템 가동시간은 각각3.98[h/d], 2.99[h/d] 치리고 2.57[h/d]이다. Site2의 PV시스템은 등가 태양일조시간은 0.93-4.49[h/d], 등가 PV어레이 가동시간이 0.28-3.85[h/d] 그리고 등가 시스템 가동시간이 0.04-3.25[h/d]이다. 연간 평균 등가 태양 일조시간, 등가 PV어레이 및 시스템 가동시간은 각각3.98[h/d], 2.5[h/d] 그리고 2.05[h/d]이다. Site3의 PV시스템은 등가 태양일조시간은 0.93-4.49[h/d], 등가 PV어레이 가동시간이 1.37-3.87[h/d] 그리고 등가 시스템 가동시간이 1.42-3.25[h/d]이다. 연간 평균 등가 태양 일조시간, 등가 PV어레이 및 시스템 가동시간은 각각3.98[h/d], 2.82[h/d] 그리고 2.44[h/d]이다.

그림에서 보면 site6은 등가 태양 일조시간과 비교해서 등가 PV어레이 가동시간과 차이가 크다. 다시 말하면 기타 다른 시스템과 비교해서 발생손실이 크다는 것을 나타낸다. 발생손실이 큰 것은 발전에 필요한 일사강도는 존재하나 적설과 온도 등의 급격한 환경변화나 인버터의 미스매칭 또는 PV시스템이 운전을 정지하는 경우가 자주 발생한다는 것을 수집된 계측데이터에서 확인하였다. 7월의 경우 일조시간에 비해 PV어레이 가동시간이 차이가 나는 것은 모니터링 시스템의 고장으로 인한 계측 시간이 짧고 하절기의 기후로 인하여 가동시간이 적게 나타내었다. 그리고 6월에

Site2가 고장으로 인하여 운전이 정지되어 PV어레이 가동시간이 차이가 나타났다. 9월의 경우 등가 태양 일조시간과 비교해서 등가 PV어레이 가동시간과의 차이가 없는 것은 PV시스템은 양호한 일사강도에서는 PV어레이의 효율증가로 시스템 성능계수와 손실율의 합이 1보다 크므로 상대적으로 손실이 감소되는 것을 나타낸다. 8월에 기타 월별과 비교해서대상 PV시스템이 모두 손실이 큰 것은 하절기인 온도상승, 강우 및 구름 등으로 전체 일사량에 대해서 태양 일조시간 0.2이하인 저일사강도가 기타 월별과 비교해서 상대적으로 많이 차지하고 있어 PV어레이 및 PCS의 변화효율이 떨어지면서 PV어레이 및 시스템 손실이 증가한다. 이와 같이 PV시스템은 시스템 고유 성능뿐만 아니라 환경변화에 따라서 발전성능에 큰 영향을 받는다.

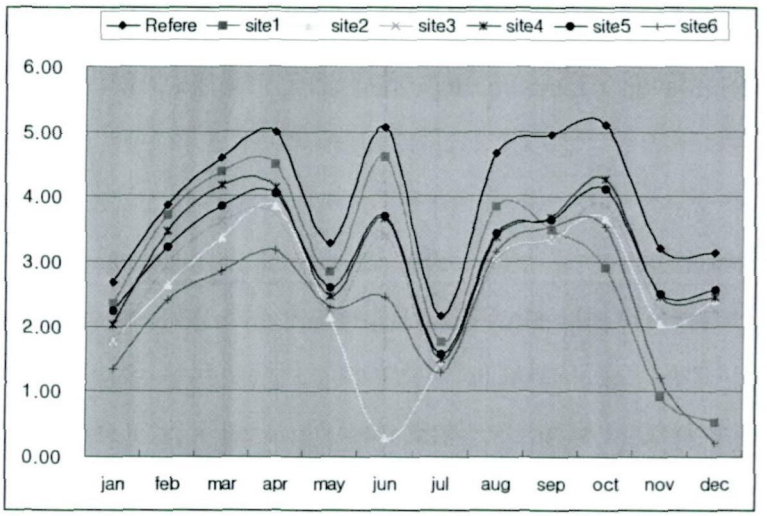


Fig. 5-57 Monthly yield

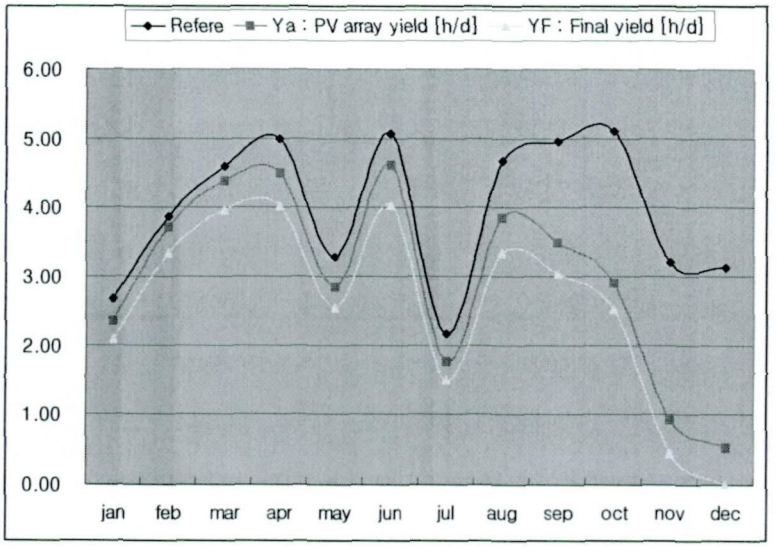


Fig. 5-58 Monthly yield of site1

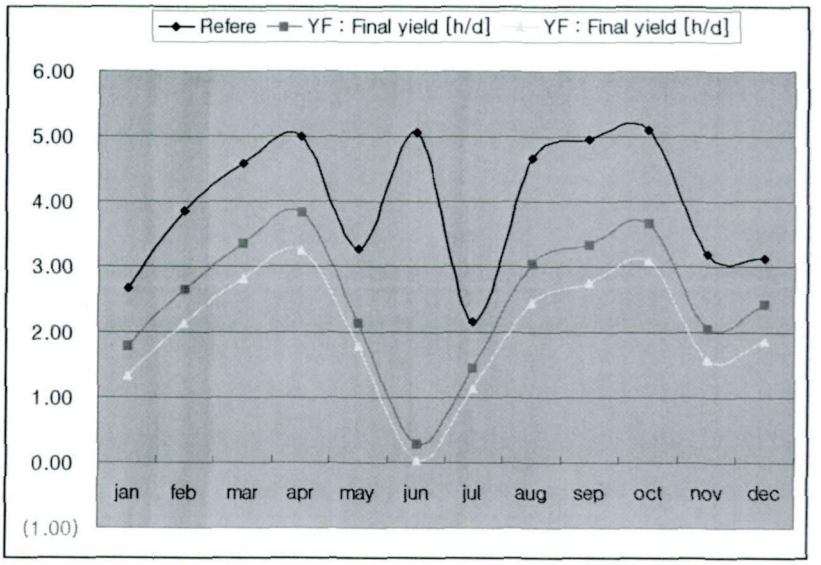


Fig. 5-59 Monthy yield of site2

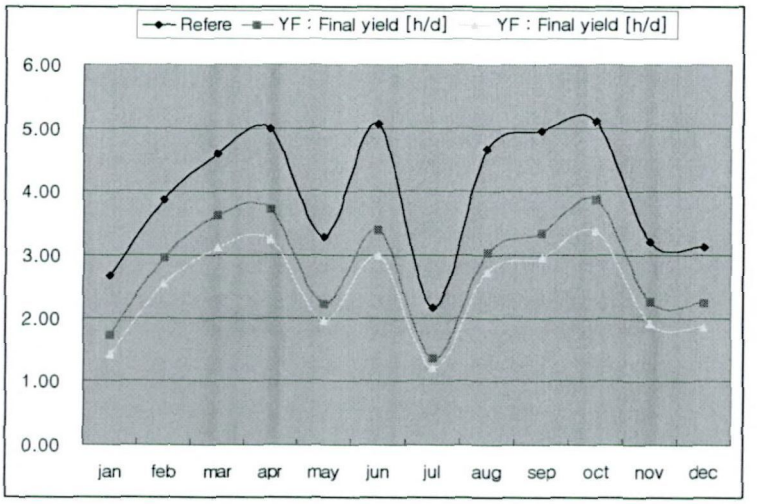


Fig. 5-60 Monthly yield of site3

Table 5-3. Yr : Reference yield [h/d]

	Refere	site1	site2	site3
jan	2.67	2.36	1.77	1.72
feb	3.87	3.72	2.65	2.97
mar	4.59	4.38	3.36	3.62
apr	5.00	4.49	3.85	3.72
may	3.28	2.85	2.15	2.23
jun	5.07	4.61	0.28	3.40
jul	2.16	1.76	1.45	1.37
aug	4.66	3.86	3.06	3.04
sep	4.95	3.50	3.34	3.34
oct	5.11	2.90	3.67	3.87
nov	3.21	0.93	2.05	2.26
dec	3.14	0.53	2.42	2.24

Table 5-4. YF : Final yield [h/d]

	site1	site2	site3
jan	2.09	1.32	1.42
feb	3.34	2.14	2.54
mar	3.96	2.83	3.12
apr	4.03	3.25	3.25
may	2.55	1.78	1.95
jun	4.05	0.04	3.00
jul	1.51	1.13	1.21
aug	3.34	2.46	2.73
sep	3.04	2.76	2.96
oct	2.52	3.10	3.38
nov	0.46	1.57	1.92
dec	0.00	1.86	1.85

그림 4-17은 계측데이터로부터 PV시스템의 성능특성인 월별 성능계수인 PR(Perforirlance Ratie), PV어레이 손실인 Lc(Capture Losses) 및 시스템 손실인 Ls(System Losses)의 변화를 보여준다. PR은 설치된 PV시스템의 성능특정을 간단하고 신속하게 평가 분석할 수 있는 중요한 성능지수이다. PR은 STC레서 손실을 고려하지 않은 PV시스템의 이상 발전성능과 실제 발전성능에 대한 비로 식(3-6)으로 나타낸다.

Lc는 태양에너지로부터 PV어레이가 직류전력으로 변환하는 과정에서 발생되는 손실인 PV어레이 손실이다. Ls는 PV어레이의 직류전력을 교류전력으로 변환하는 과정에서 발생하는 손실인 PCS손실 혹은 시스템 손실이다. Lc와 Ls는 식 (3-4)과 식 (3-5)에서 나타내었다. 식 (3-6), 식 (3-4) 및 식 (3-5)으로부터 계측기간 동안 수집된 계측데이터로부터 PV 시스템의 PR, Lc 및 Ls를 구할 수 있다. site1은 PR이 0.14-0.86, Lc가 4.59%-83.12% 그리고 Ls는 7.4%-16.88%의 변화를 보여준다. 일반적으로 PV시스템의 손실은 Ls보다 Lc가 큰것은 PV어레이는 PV모듈의 성능뿐만 아니라 일사강도 및 온도 등의 환경변화에 따라 발전성능에 더 큰 영향을 받기 때문이다. 11월- 12월에 손실이 큰 이유는 모듈간의 연결선의 고장으로 인하여 손실이 많이 발생하였다.

site2는 PR이 0.07-0.65, Lc가 22.9%-94.49% 그리고 Ls는 7.4%-16.88%의 변화를 보여준다. Lc의 증가로 발전성능이 떨어지는 것은 환경 변화 시 PV모듈의 성능감소, PV어레이의 온도상승에 의한 변환효율 감소 및 미스매치 등으로 PV어레이의 손실이 증가하기 때문이다.

site3은 PR이 0.53-0.67, Lc가 21.14%-36.81% 그리고 Ls는 6.68%-12.36%의 변화를 보여준다. Lc 은 크나 Ls의 손실이 상대적으로 작다. 시스템의 안정도는 우수하나 PV어레이의 손실이 많이 발생하였다.

Table 5-5. PR(Perforirlance Ratie)

	site1	site2	site3
jan	0.780424	0.4937	0.5314
feb	0.864463	0.5535	0.6571
mar	0.86203	0.6155	0.6794
apr	0.805553	0.6505	0.6498
may	0.777078	0.5422	0.596
jun	0.799936	0.0072	0.5913
jul	0.69674	0.5227	0.5591
aug	0.716983	0.5267	0.5855
sep	0.613136	0.5571	0.5969
oct	0.493886	0.6061	0.6615
nov	0.142557	0.4887	0.5974
dec	0	0.5943	0.5912

Table 5-6. Capture losses [%]

	site1	site2	site3
	11.66%	33.67%	35.50%
jan	3.84%	31.52%	23.29%
feb	4.59%	26.84%	21.14%
mar	10.15%	23.10%	25.65%
apr	12.99%	34.49%	31.95%
may	8.99%	94.49%	32.83%
jun	18.31%	32.72%	36.81%
jul	17.23%	34.46%	34.76%
aug	29.29%	32.50%	32.66%
sep	43.21%	28.12%	24.14%
oct	71.03%	35.94%	29.55%
nov	83.12%	22.90%	28.52%
dec			

Table 5-7. Ls : System losses [%]

	site1	site2	site3
jan	10.30%	16.95%	11.36%
feb	9.71%	13.14%	11.00%
mar	9.21%	11.61%	10.92%
apr	9.29%	11.85%	9.37%
may	9.30%	11.29%	8.45%
jun	11.02%	4.79%	8.03%
jul	12.01%	15.02%	7.27%
aug	11.07%	12.87%	6.68%
sep	9.39%	11.79%	7.65%
oct	7.40%	11.28%	9.70%
nov	14.72%	15.20%	10.71%
dec	16.88%	17.67%	12.36%

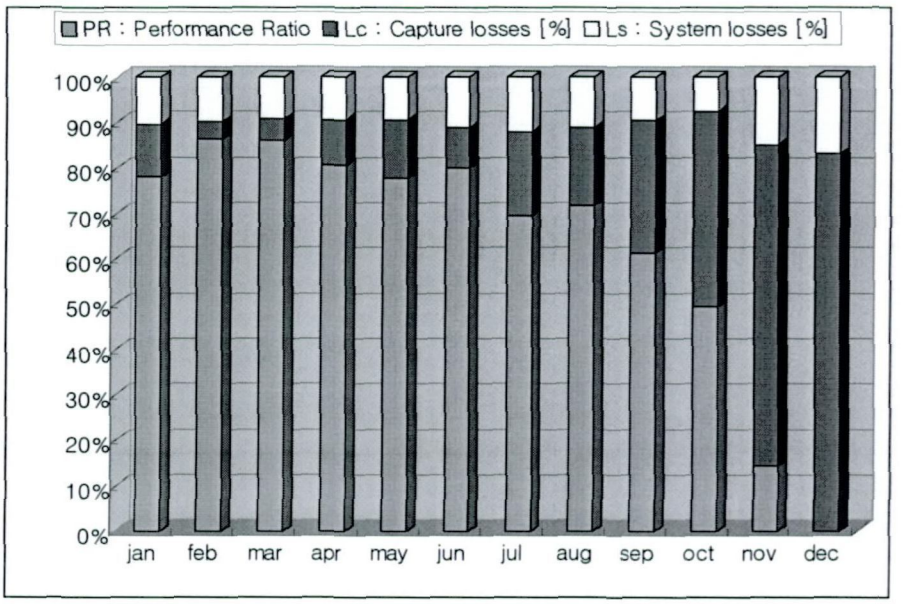


Fig. 5-64 PR, Lc, Ls of site1 system

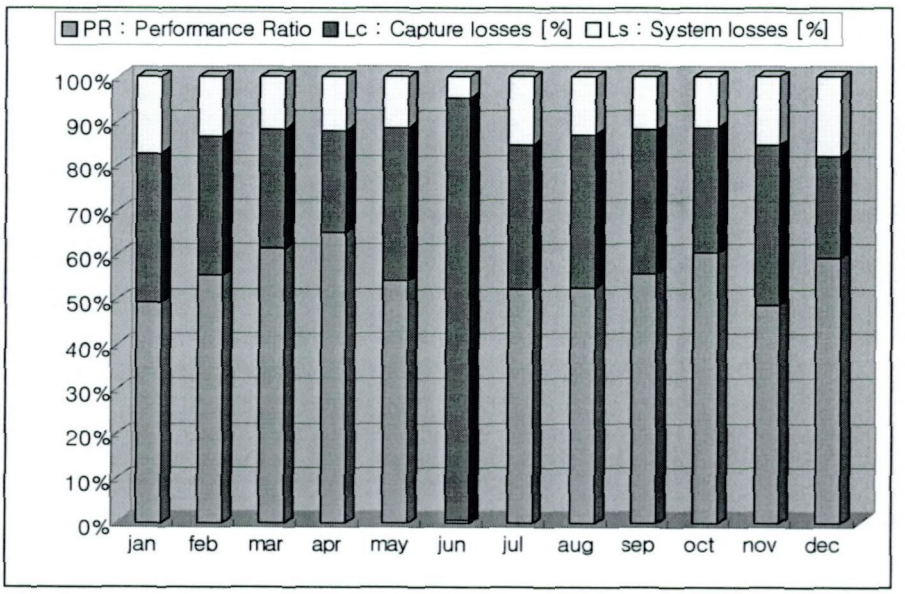


Fig. 5-65 PR, Lc, Ls of site1 system

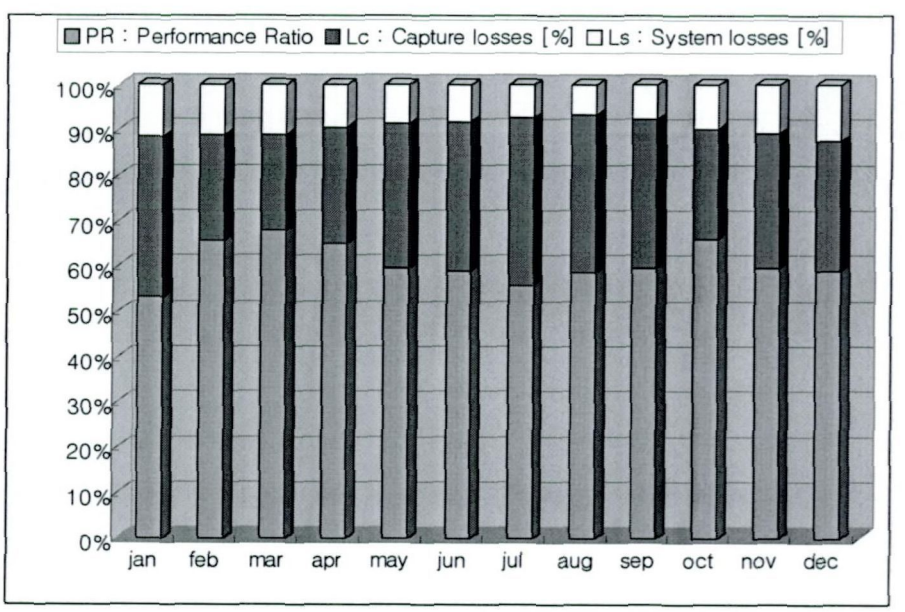


Fig. 5-66 PR, Lc, Ls of site1 system

그림 5-70과 그림 5-71 은 설치된 태양광발전시스템의 월별 발전시스템 이용률과 성능비를 나타낸다.

각 Site의 총 평균 이용률은 13.2% (Site 1), 7.95% (Site 2), 10.97% (Site 3)을 가지며, 총 평균 성능비는 74.66% (Site 1), 49.87% (Site 2), 67.98% (Site 3), 를 나타내고 있다.

Site 2 경우 시스템 이용률과 성능비가 현저히 떨어짐을 알 수 있다. 이것은 태양전지 어레이의 결선 문제 및 PCS의 고장으로 분석기간 동안의 운전시간이 적어지고 PCS의 성능문제 등으로 다른 Site에 비해 현저하게 감소했음을 알 수 있다.

성능비는 표준상태에서 손실요인을 고려하지 않은 태양광발전시스템의 성능과 실제 성능에 대한 비를 의미 한다. 따라서, 그림자영향, PCS 손실, MPPT 미스매칭, 어레이 온도상승 등의 손실요인에 의해서 시스템의 성능이 결정되므로 성능비는 태양광발전시스템의 성능을 분석하고 평가하는데 있어 중요한 분석항목 중의 하나이다. 일반적으로 성능비가 0.7보다 작을 경우, 이러한 손실요인에 의한 전력손실이 증가되어 시스템의 성능특성이 저하된다는 것을 의미 한다. 따라서 Site 2에 설치된 태양광발전시스템은 설계 및 응용기술에 문제가 있다는 것을 실증운전을 통해서 수집된 성능특성 분석결과를 통해서 판단할 수 있다.

C사의 PCS를 설치한 Site가 전반적으로 높은 발전량과 시스템 성능비를 나타내었고, B사의 PCS가 좀 낮고 A사의 PCS를 설치한 시스템이 가장 낮게 나타났다. 그리고 이용률은 Site 1, Site 3, Site 2순으로 나타났으며, 성능비는 Site 1, Site 3, Site 2순으로 나타났다.

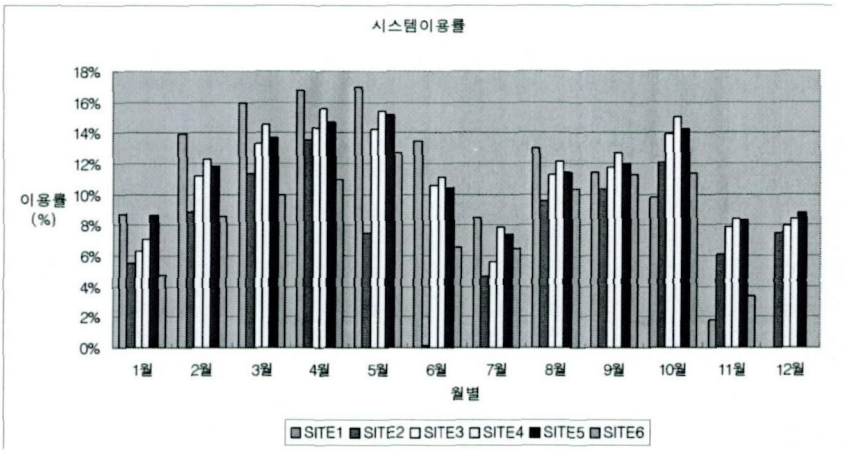


Fig. 5-70 Utilization ratio by months[%]

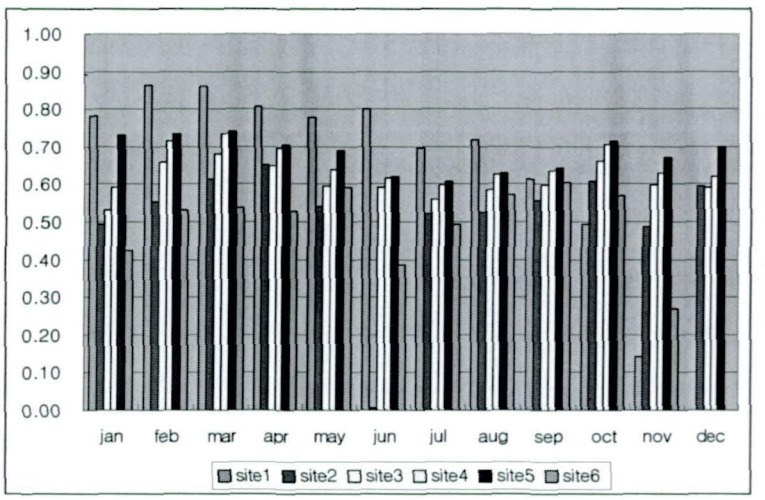


Fig. 5-71 Performance ratio by months[%]

Table 5-8. Utilization ratio by months

	site1	site2	site3
jan	8.7%	5.5%	5.9%
feb	13.9%	8.9%	10.6%
mar	16.5%	11.8%	13.0%
apr	16.8%	13.6%	13.5%
may	10.6%	7.4%	8.1%
jun	16.9%	0.2%	12.5%
jul	6.3%	4.7%	5.0%
aug	13.9%	10.2%	11.4%
sep	12.7%	11.5%	12.3%
oct	10.5%	12.9%	14.1%
nov	1.9%	6.5%	8.0%
dec	0.0%	7.8%	7.7%
	10.7%	8.4%	10.2%

C. 실증연구를 통한 실험결과

Site 1은 일사강도 변화에 따라 태양전지 어레이 출력이 균일 하게 증가하고 변환효율도 균일한 특성을 가지며 PCS 성능도 양호하여 전반적인 태양광발전시스템의 성능이 우수한 것을 알 수 있었다.

Site 2는 일사강도 변화 시 태양전지 어레이가 균일한 변환효율특성을 가지나 저 일사강도에서 변환효율에 변화가 있다. 또한 태양전지 어레이의 직·병별 불균형, MPP 추종제어에 문제가 있어 일사강도 변화에 따라 태양전지 어레이 출력이 균일하지 못하다.

Site 3은 태양전지 어레이가 기상조건 변화 시 변환효율특성이 약간 변화가 있다. 온도가 낮을 경우 그리고 저 일사강도에서 변환효율특성이 변화가 있었다. 또한 태양전지출력이 500[W] 이하 시 PCS 효율특성이 좋지 않다.

PCS 성능은 급격한 일사강도 변화 시 PCS의 운전이 정지된다. 효율특성이 저하되는 것은 PCS의 최적화 문제로 발생된다고 생각되고 성능저하로 인한 정확한 MPPT 제어가 어려운 것으로 판단된다.

Ⅵ. 결 론

본 논문에서는 각각 3대의 3kW급 계통연계형 태양광발전시스템을 시뮬레이션을 통한 실험 결과와 실증 운전을 통한 실험결과를 비교 분석하여 보았다. 각 태양전지 어레이, PCS에 따른 발전량의 차이를 볼 수 있었다. 계측기간 동안 환경조건의 변화시 각각의 태양광발전시스템에 설치된 시스템의 성능특성을 비교 분석하였고 손실요인에 대해서 검토하였다.

전반적으로 Site 1의 태양광발전시스템의 성능은 시뮬레이션 결과와 실제 운전특성과 유사한 결과를 얻을 수 있었고, 다른 시스템 보다 우수한 것으로 나타났으며 Site 2는 시뮬레이션결과와 실증운전실험의 결과에 약간 오차가 있었다. 그것은 실제 시스템의 고장으로 인하여 실제 운전시간이 시뮬레이션과 동일하지 못하여 약간의 오차를 보였다. 그것은 PCS의 MPP 정확한 추적제어의 실패, 저 일사강도일 때 태양전지 어레이의 변환효율 특성이 저하가 있었고, Site 3은 저 일사강도에서 변환효율특성이 변화가 있었다. 또한 어레이 직·병렬 불균형에 따른 출력손실도 다소 발생된다고 생각되어진다.

특히, Site 2의 태양광발전시스템의 성능이 떨지는 원인은 PCS의 최대출력 동작점에서 차이에 의한 손실, 구성기기의 선정 및 설계에서 최적화에 문제가 있다는 것을 알 수 있었다.

태양광발전시스템의 주요 손실요인으로는 일사량변동에 의한 손실, 그늘 발생에 의한 손실, 온도변화에 의한 효율 변동, 직·병렬 접속의 불균형, 직류회로 손실, 최대출력 동작점에서 차이에 의한 손실, PCS 손실 등으로 나타났다.

시뮬레이션을 통해 예측 할 수 있는 발전량과 시스템의 실증운전을 통해 나타난 발전량을 비교했을 때 오차가 발생 하는 요인으로는 시스템의 고

장으로 인한 시스템의 가동 시간의 차이로 인하여 발생된다.

시스템이 고장으로 인한 가동시간이 변화가 없다면 site1 과 같이 유사한 발전량이 예측되어서 실제 운전 시간과 시뮬레이션결과와 비교했을때 오차가 많이 발생되지 않음을 알 수 있었다.

본 논문에서 적용한 시뮬레이션이 자연적인 고장이 아닌 정상상태에서는 발전량을 예측이 실증운전을 통한 발전량과 차이가 나지 않았다.

이러한 분석결과들을 토대로 태양광발전시스템에서 수집된 성능특성 결과를 데이터베이스화하여 향후 이를 통해 태양광발전시스템의 최적설계를 위한 성능개선, 안정성 및 응용기술들에 대한 연구에 기여를 하고 태양광발전시스템을 실용화, 제품화 하고 소비자 차원에서 신뢰도를 확립하고 일반에게 널리 보급되는데 기여할 것으로 사료된다.

참 고 문 헌

[1] Dr.F.Lasnier, Tony Gan Ang, "Solar Photovoltaic Handbook", Energy Technology Division Asian Institute of Technology, 1988.

[2] 김동휘, "신경망 제어기법을 이용한 에어컨 구동용 태양전지의 MPPT 제어특성", 1999.

[3] K. Konno, Y. Fujisawa, "Experiences inFiled Test Program of Japan", 9th International PVSEC, 1996, pp.493-495.

[4] Ruther, R., de Silva, A.J.G., Montenegro, A.A., Salamon, I.T., Araujo, R.G., "The petrobras 45.5kwp, grid-connected pv system: a comparative study of six thin-film module types operating in brazi" "Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference", pp.1440-1443 , 2002.5.

[5] Kotsopoulos, A., Duarte, J.L., Hendrix, M.A.M., Heskes, P.J.M., "Islanding behaviour of grid-connected PV inverters operating under different control schemes", "Proceedings of the 2002 IEEE 33rd Annual IEEE Poser electronics Specialists Conference" - Volume 3 , pp.1506-1511 , 2002.6.

[6] Kazuyoshi Tsukamoto, "Photovoltaic Power System Interconnected with Utility", Proceedings of the American Power Conference, pp.276~281.

[7] 산업자원부 "에너지수입액 추이", 2004.

[8] 산업자원부 "에너지정책 성과분석 및 향후 전략", 제4차 국가에너지 자문회의, 2006, pp.76~88.

[9] Mohan Undeland Robbins, "Power Electronics", Wiley, Second Edition, 1995.

[10] M. Mirkaemi-Moud, B. W. Williams, "A Single Chip Pulse-Width Modulator Based on a Compressed Look-up Table", IEEE IECON, Vol. 1, pp.246-251, 2002.

[11] H. J. Noh, D. Y. Lee, D. S. Hyun, "An improved MPPT converter with current compensation method for small scaled PV-applications", IEEE IES, Vol. 2 , pp.1113-1118, 2002.

[12] R. Andoubi, A. Mami, G. Dauphin, M. Annabi, "Bond graph modelling and dynamic study of a photovoltaic system using MPPT buck-boost converter", IEEE ICS, Vol. 3, pp. 200-205, 2002.

[13] W. A. Lynch, M. Salameh, "Simple electro-optically controlled dual axis sun tracker", Solar Energy, Vol. 45, pp.65-69, 1990.

[14] E. A. barber, H. A. Ingley, C. A. Morrison, "A solar powered tracking device for driving concentrating collectors", Alternative Energy Source, Vol. 1, pp.527-539, 1977.

[15] B. P. Edwards, "Computer based sun following system", Solar Energy, Vol. 21, pp.491-496, 1998.

[16] P. L. Swart, J. D. Van Wyk, "Source tracking and power flow control of terrestrial photovoltaic panels for concentrated sunlight", 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Vol. 1, pp.700-705, 1998.

[17] P. O. Carden, "Steering A Field of Mirrors Using a shared Computer-based Controller", Solar Energy, Vol. 20, pp. 351-356, 1998.

[18] R. Zogbi, 0. Laplaze, "Design and construction of a sun tracker", Solar Energy, Vol. 33, pp.369-372, 1984.

[19] A. L. Fahrenbruch and R. H. Bube, "Fundamental of Solar Cells", Academic Press, New York, 1983.

[20] 강인구, 김우열, "실리콘 태양전지의 현황과 전망", 전기학회지, Vol. 39, No.10, 1990.

[21] 이재형외 "태양전지 원론", 홍릉과학출판사, 2005, pp.102~104.

[22] Tomas Markvart, "Solar Electricity", John Wiley & Son's, 2002, pp.37.

[23] 山田興一, 小宮山宏, "太陽光發電工學", 日經 BP社, 2002. pp. 164~165.

[24] Antonio Luque, Steven Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", WILEY, 2002, pp.63.

[25] Nagayoshi, H., Orio, S., Kono, Y., Nakajima, H., "Novel PV array/module I-V curve simulator circuit" IEEE Photovoltaic Specialists Conference 2002 , pp.1535-1538 , 2002. 5.

[26] J H R Ensil, "Maximum Point Tracking : A Cost Saving Necessity in Solar Energy Systems" , IEEE. PESC. 90, pp. 1073~1077, 1990.

[27] 유권종외, "PWM Chopper에 의한 태양전지 출력제어", 대한전기학회 하계 학술대회 논문집, pp.401~408, 1990. 7.

[28] M. Nagao, K. Harada, "Power Flow of Photovoltaic System using Buck-Boost PWM Power Inverter." PEDS. may Vol. 1, pp.144-149, 1997.

[29] N Kasa and T Iida, H Iwamoto, Maximum Power Point Tracking with Capacitor Identifier for Photovoltaic Power System, IEEE, pp.130-135, 2000.

[30] Victorio Arcidiacono, Sando Co rsi, Luciano Lambri, " Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Power Plants" , IEEE. pp.507-512, 1982.

[31] Roger Messenger, Jerry Ventre, "Photovoltaic Systems Engineering", CRC, pp.283, 2004

[32] 유권종, 정영석, 최주엽 "새로운 고효율 MPPT 제어 알고리즘 고찰" 한국태양에너지학회 Vol. 22, No3, pp.11-20, 2002.

[33] 구와노 유기노리 "태양전지를 익숙하게 다룬다", 전파과학사, 1994, pp.78,

[34] 率木和俊, "太陽光發電 計劃 マニコアル", オーム社, 2002, pp.60~90.

[35] 太陽光發電協會, "太陽光發電 ツステムの 設計 と 施工", オーム社, 2000, pp.38~113.

[36] 의제, "태양광발전연계시스템의 연구개발 동향", 전설공업, pp. 19~79, 2000.11.

[37] 한국전력공사전력연구원 발전연구실, "유인도서용 태양광발전 보급을 위한 시스템 평가 및 최적화 연구", 한국전력공사전력연구원, 1999.5.

[38] 黑川浩助, 若松淸司, "太陽光發電 ツステム 設計 ガイドブツク", オーム社, 1994, pp.42~49.

[39] 정명웅 "신 · 재생에너지 전문가연수(태양광)", 에너지관리공단, 2006, pp.76~88.

[40] 日本建築板金協會 "屋根にやさしい設置のポイソト", オーム社, 2003, pp.53~55.

[41] SMA "PV-System Technology", 2005.

[42] Hong-Kyoo Choi · Young-Gon Ko · Yeh-Sool Cho "Algorithm for the Low-Voltage Feeder Design in Consideration of voltage Drop" Journal of the korean institute of llluminating and Electrical installation Engineers Vol, 16.No 3, pp 84~92 May 2002.

[43] A.Goetzberger, V.U.Hoffmann, "Photovoltaic Solar Energy Generation", Springe, 2005, pp.113~283.

[44] Tomas Markvart, Luis Castaner, "Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications", Elsevier, 2003, pp.525~527.

[45] 竹谷是幸, "ビル用太陽光發電 ツステムの 雷保護技術指針", 三松(珠), 2005, pp.25~33.