

태양광발전시스템 국내 지역별 발전특성 분석

이현승* · 김법전* · 신우철***

*대전대학교 대학원 건축공학과, 박사과정

**대전대학교 건축공학과, 교수

Analysis of Power Generation Characteristics of a Photovoltaic System in Korea

Lee Hyun-Seung* · Kim Beob-Jeon* · Shin U-Cheul***

*Department of Architectural Engineering, Graduate School, Daejeon University, Doctor's Course

**Department of Architectural Engineering, Daejeon University, Professor

†Corresponding author: shinuc@dju.ac.kr

Abstract

In this study, reflecting long-term climate characteristics, we analyzed electricity generation and generation characteristics of 3kWp PV system, which was semi-integrated with air duct behind. Using PVsyst as a simulation analysis tool, we inputted "National reference standard weather data" of 16 regions as a typical climatic data. The result is summarized as follows: First, the national average annual electricity generation was 1,312 kWh/kWp (StDev, $\sigma = 71$). It was most abundant in Mokpo with 1,434 kWh/kWp, which was average 21% greater than the lowest with 1,165 kWh/kWp in Seoul and 1,197 kWh/kWp in Jeju. National average daily generating time based on STC was 3.6 hours ($\sigma=0.43$), and that of Mokpo and Seoul was 3.9 and 3.2 hours respectively. Second, Jeju showed the great difference of annual monthly generation by month (annual average = 99.7 kWh/kWp, $\sigma = 25.5$), while Jinju showed the smallest difference (annual average = 115.5 kWh/kWp, $\sigma = 10.6$). Generation in Jeju was at the largest in April with 132.2 kWh/kWp, which was 2.3 times greater than the lowest 55.2 kWh/kWp in January. However, generation in Jinju was at the largest in March with 129.3 kWh/kWp, which was only 1.3 times greater than the lowest 101.1 kWh/kWp in June. Third, the annual average PR was the highest in Incheon with 85.8% and the lowest in Jeju with 83.2%. PR of Mokpo was 84.3%, which was lower than that of national average.

Keywords: 성능비(Performance Ratio), 태양광발전시스템(Photovoltaic System), TMY(Typical Meteorological Year), TRY(Test Reference Year)

기호설명

D_{PG} : 일일발전시간, (hour)

P_N : 태양광모듈용량 (kW)

Y_F : 일일발전량 (kWh)



Journal of the Korean Solar Energy Society
Vol.39, No.2, pp.33-43, April 2019
<https://doi.org/10.7836/kses.2019.39.2.033>

pISSN: 1598-6411

eISSN: 2508-3562

Received: 18 February 2019

Revised: 04 April 2019

Accepted: 11 April 2019

Copyright © Korean Solar Energy Society

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution NonCommercial License which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

1. 서론

2016년 기준, 주요 선진국의 전체 발전량 대비 재생에너지를 통한 발전비중은 독일 29.3%, 영국 24.7%, 프랑스 17.3%, 일본 15.9%인데 반해, 한국의 재생에너지 발전비중은 7.2%로 낮은 실정이다. 이에 정부는 재생에너지 3020정책을 추진하여 2022년까지 재생에너지의 발전비중을 10.5%까지 높일 계획에 있으며, 최종적으로 2030년까지 20%를 목표로 하고 있다. 이를 위해 공공건물의 신재생에너지 공급의무화제도(RPS), 공급인증서 제도(REC), 설치 보조금 지원 등 다양한 후원 정책 및 제도를 시행 중에 있다. 현재 재생에너지사업을 주도하는 에너지원은 태양광발전시스템으로, 2030년까지 계획 용량은 36.5 GW로 기존용량, 5.8 GW의 약 6.3배에 해당한다¹⁾. 한편 국내 태양광발전시스템의 설치현황을 살펴보면 2017년 기준 누적 설치량의 62%(총 발전량의 65%)가 4개 지역(전남, 전북, 경북, 충남)²⁾에 집중되어 있다. 이러한 설치목표를 달성하기 위해서는 지역적 한계를 벗어나 전국적 확대 보급이 예상되고 있으며, 이 과정에 각 지역의 장기 기후특성을 반영한 발전특성 고찰 및 발전 잠재력 평가가 선행되어야 할 것으로 판단된다.

기존의 국내 태양광발전특성 및 발전량분석 등에 관한 연구 동향을 살펴보면, Kim et al.은 6대 광역시에 대한 경사각 및 방위별 연간 발전량을 도출하였으며, 그 결과 수평면 기준으로 서울은 1,000 kWh/kWp·a의 발전량을, 부산지역은 1,190 kWh/kWp·a를 나타내는 등 지역별로 5~13%의 변화가 나타났다³⁾. Kim et al.은 Meteonorm 7.1을 통해 전국 80여개 지역의 일사량을 조사하였다. 이에 10개 지역을 표본으로 기상청데이터와 비교하여 지역별 오차율이 0.28%에서 2.45%까지, 모두 3% 이내의 오차율을 나타내어 데이터가 대부분 일치하게 나타났으며, 이를 토대로 발전량에 대한 각 지역별 최적 경사각 및 방위각을 산정하였다⁴⁾. Chang은 모듈 종류에 따른 태양전지의 영향성을 파악하고자 대전지역 단독주택 지붕에 N-type (효율 18.3%), P-type (효율 17.4%), CIGS 박막(효율 13.8%) 태양전지를 설치하고, 10개월간 실측함으로써 그 발전특성을 분석하였다. 대전지역의 22도 경사면 누적 하루 최대 일일 일사량은 약 5 kWh/m²이며, 시간당 최대 일사량은 1.2 kWh/m²로 나타났다. 3종류의 태양전지 중 N-type 태양전지가 설비가동지수(Capacity Utilization Factor, CUF) 14.3%, 성능계수(Performance Ratio, PR) 75%로 가장 높은 발전성능을 보였으며, 저일사량에서 같은 용량 모듈사이의 발전량 차이는 크지 않았으나, 고일사량에서는 N-type 태양전지의 발전량이 가장 높게 나타났다⁵⁾. Lee et al.은 대용량 태양광발전소에 대한 발전특성 분석을 위하여, 제주지역 학교건물 옥상에 설치된 1 MW 용량의 실제 태양광발전시스템의 2년간 실측 데이터를 통한 분석을 진행하였다. 연간 이용률은 12.7%이며, 5월의 이용률이 18.9%로 다른 월에 비해 10% 이상 크게 나타났다. 다른 지역과 달리 제주지역의 경우, 여름철(6, 7, 8월) 발전량이 가을철(9, 10, 11월)보다 더 높게 나타났다⁶⁾. Oh et al.은 한반도 전체의 최적 설치 경사각도 및 연간 전력발전량 분포에 대한 연구를 목적으로, 주택용 정격용량 1 kW의 고정식 계통연계형 태양광발전시스템에 대한 시뮬레이션 분석을 진행하였다. IWEC2 기상데이터와 대전지역 실측 일조량을 비교하여, IWEC2의 데이터가 실측에 비해 더 높게 나옴을 확인하였으며, 각 경사각도에 따른 제주, 광주, 부산, 대전, 서울, 강릉 지역에 대한 연간 전력발전량 및 최적 경사각을 제시하였다⁷⁾. 그러나 다수의 연구에도 불구하고, 발전량에 한정된 분석내용과 지역적

한계, 지역별 기상자료의 상이성 등으로 인해 국내 태양광발전시스템의 정확한 발전특성을 파악하기에 다소 부족한 실정이다.

따라서 본 연구에서는 장기 기후특성을 반영한 전국 16개 지역의 표준기상자료를 기반으로, 국내 태양광발전시스템의 발전특성을 고찰하였다. 이를 위해 시뮬레이션 분석도구로 PV_{system}를 사용하였으며, 후면 통기형으로 설계된 분석모델을 대상으로 지역별 발전량 및 발전시간, PR 등을 비교 분석하였다.

2. 분석모델

2.1 기상데이터

기상자료는 태양광발전시스템의 성능분석에 가장 중요한 설계인자로서, 기상조건의 연간 변동성으로 인한 불확실성을 최소화하고 장기간 기상특성을 반영할 수 있는 표준기상자료(Typical climatic data)가 요구된다⁸⁾. 현재 국내에서 활용할 수 있는 대표적인 표준기상자료 데이터베이스는 한국태양에너지학회(KSES)의 “대한민국표준기상데이터”와 미국냉난방공조학회(ASHREA)의 IWEC 2.0(International Weather for Energy Calculations 2.0), 스위스 Meteotest사의 Meteonorm, 한국에너지기술연구원(KIER)의 “국가참조표준기상데이터” 등이 있다. 태양에너지학회의 “대한민국표준기상데이터”는 1986-2005년까지 약 20년간 측정된 자료를 바탕으로 EN ISO 15927-4 (Hourly data for assessing the annual energy use for heating and cooling)에 따라 결정된 TRY (Test Reference Year)의 기상자료로 건구온도, 일사량, 상대습도, 풍속 등의 11가지 기상요소를 포함한다. 현재 태양에너지학회 웹사이트에서 서울, 부산, 대구, 광주, 대전, 인천, 울산 등 7개 지역에 대해 배포중이다⁹⁾. IWEC 2.0은 미국냉난방공조학회서 제공하는 TMY3 (Typical Meteorological Year 3) 형태의 기상데이터베이스로, 미국 및 캐나다 이외의 3,012 개 지역에 대한 최소 12년에서 최소 25년의 ISD (Integrated Surface Database) 데이터를 기반으로 하며, 이 중 국내는 33지점에 대해 유료로 제공되고 있다¹⁰⁾. Meteonorm은 스위스 Meteotest사의 기상 소프트웨어로 다양한 형태(TMY2, TMY3, TRY 등)의 기상데이터를 제공하고 있다. 전세계 8,000개 이상의 기상 관측소와 5 개의 정지 위성의 측정자료를 기반으로 한 보간 모델로 관측점 이외의 지점에 대한 기상데이터를 확보할 수 있는 장점이 있다¹¹⁾. “국가참조표준기상데이터”는 측정 및 정보의 신뢰도와 정확도를 과학적으로 분석 평가하여 국가가 공인한 데이터를 의미하며 한국에너지기술연구원 신재생에너지자원센터에서 TMY 데이터 생산 절차서에 따라 작성한 기상데이터이다. 현재 한국에너지기술연구원과 한국표준과학연구원의 국가참조표준센터 사이트에서 16개 지역에 대해 배포하고 있다^{12,13)}.

Table 1은 최근 국내 태양광발전시스템 성능평가 시뮬레이션에서 사용된 기상데이터를 정리한 것이다. 2008년 이후 총 15건의 연구에서 한국태양에너지학회 및 IWEC 2.0이 각 1건, Meteonorm 3건, 기상청의 특정연도 측정데이터 2건이 사용하였으며 나머지 8건은 출처가 표기되지 않았다. 2017년부터 발표된 “국가참조표준기상데이터”의 경우 적용된 사례가 없는 것으로 나타났다.

Table 1 Weather data types

KSES	IWEC 2.0	Meteonorm	Meteorological administration	Unmarked	Total
1 ¹⁴⁾	1 ⁷⁾	3 ^{3,15,16)}	2 ^{3,17)}	8 ¹⁸⁻²⁵⁾	15

Table 2는 전국 16개 지역 연간 수평면 총 일사량에 대한 “국가참조표준기상데이터”를 Meteonorm 및 태양에너지학회 “대한민국표준기상데이터”와 각각 비교한 것이다. “국가참조표준기상데이터”를 기준으로 할 때, 가장 많은 일사량을 보이는 지역은 목포로 1,490 kWh가 되었으며, 가장 적은 서울의 1,196 kWh보다 24% 이상 높게 나타났다. 또한 Meteonorm과 비교할 때 -11.0% (제주) ~ 11.9% (인천)까지 증감되었으며, “대한민국표준기상데이터”에 비해서는 2.3% (대구) ~ 8.5% (대구) 증가하였다.

본 연구에서는 각 지역별 태양광발전특성을 분석하기 위한 표준기상자료로 국내 16개 지역에 대한 “국가참조표준기상데이터”를 적용하였다.

Table 2 Annual total solar radiation on a horizontal surface

	Seoul	Gwangju	Gang-neung	Dae-gue	Dae-jeon	Mok-po	Busan	Won-ju	In-cheon	Jeon-ju	Jeju	Chung-ju	Chun-cheon	Seo-san	Jinju	Po-hang
National reference standard data (kWh/m ² a)	1,196	1,387	1,304	1,308	1,409	1,490	1,370	1,321	1,348	1,286	1,309	1,310	1,315	1,376	1,387	1,382
Meteonorm (kWh/m ² a)	1,185	1,418	1,298	1,343	1,344	1,429	1,345	1,244	1,187	1,388	1,453	1,274	1,230	1,228	1,366	1,345
KSES (kWh/m ² a)	1,156	1,329		1,277	1,367		1,325		1,233							
to Meteonorm relative error (%)	0.9	-2.2	0.4	-2.7	4.6	4.1	1.8	5.9	11.9	-7.9	-11.0	2.7	6.4	10.7	1.5	2.7
to KSES relative error (%)	3.3	4.2		2.3	2.9		3.3		8.5							

2.2 평가도구

본 연구에서는 태양광발전시스템 분석도구로 스위스 제네바 대학에서 개발한 PVsyst를 사용하였다. PVsyst는 스위스 제네바 대학교에서 개발된 태양광발전시스템 설계 및 분석 프로그램으로 광범위한 기상자료와 태양광모듈, 인버터 등 구성요소에 대한 데이터베이스를 제공하고 있다. 계통연계형이나 독립형, DC 그리드 연계형 등 다양한 시스템의 시간별 해석이 가능하다²⁶⁾.

2.3 분석모델

본 연구에서는 국내 가정용으로 가장 많이 보급된 3 kWp 용량의 태양광발전시스템을 기준모델로 지역별 발

전량 및 발전특성을 분석하였다. Tables 3과 4는 분석모델의 태양광모듈과 인버터의 사양을 각각 나타낸 것이다. 태양광모듈은 단결정으로 정격효율은 18.10%, 인버터의 AC 변환효율은 96.5%로 각각 설정하였다.

분석모듈의 설치형태는 Fig. 1과 같이 정남향 30° 경사지붕에 가대를 설치하고 태양광모듈을 덧댄 형태인 통기형태(Semi-integrated with air duct behind)로 연간 음영발생이 없는 것으로 가정하였으며, Fig. 2는 분석모델의 어레이 구성을 나타낸 것으로 5직렬, 2병렬 형태의 계통연계형 모델로 구성하였다.

Table 3 Specifications of photovoltaic module

Item	Content	Unit
Nominal Power (at STC)	300	Wp
Solar cell type	Mono-crystalline	
Isc	9.690	A
Voc	39.80	V
Impp	9.210	A
Vmpp	32.61	V
Module size	1.661	m ²
Module amount	10	Sheet
Array nom. Power	3	kWp
Nominal efficiency of module	18.10	%

Table 4 Specifications of solar inverter

Item	Content	Unit	
Input side(DC)	Minimum Mpp voltage	175	V
	Nominal MPP voltage	400	V
	Maximum MPP voltage	480	V
	Absolute max. PV voltage	600	V
Output side(AC)	Grid voltage	208	V
	Nominal AC power	3.3	kW
	Maximum efficiency	97.20	%
	Euro efficiency	96.50	%
	Frequency	60	Hz



Fig. 1 Semi-integrated with air duct behind

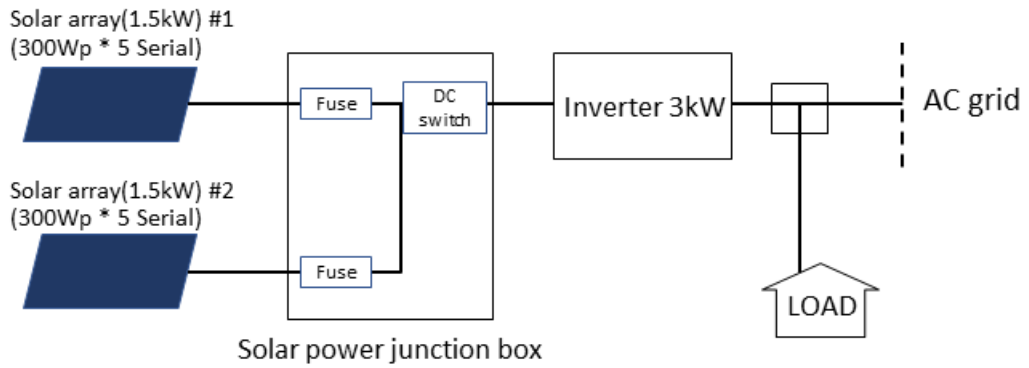


Fig. 2 Solar cell array diagram

3. 결과분석

3.1 연간 발전량

Fig. 3은 분석모델의 단위 용량당(kWp) 연간 발전량을 비교한 것이다. 전국의 연평균 발전량은 1,312 kWh/kWp (표준편차, $\sigma=71$)가 되었으며, 이 가운데 가장 많은 발전량을 기록한 목표는 1,434 kWh/kWp로, 가장 적은 서울 및 제주의 1,165 kWh/kWp와 1,197 kWh/kWp보다 평균 21% 이상 높게 나타났다. 한편, 시뮬레이션 조건의 태양광 모듈 30도 경사면이 받는 연간 일사량은 목표와 서울이 각각 1,682 kWh/m²와 1,349 kWh/m²로 발전량과 거의 유사한 24.7% 차이가 발생하였으며, 일사량이 발전량의 지배적인 요인이 되는 것을 알 수 있다.

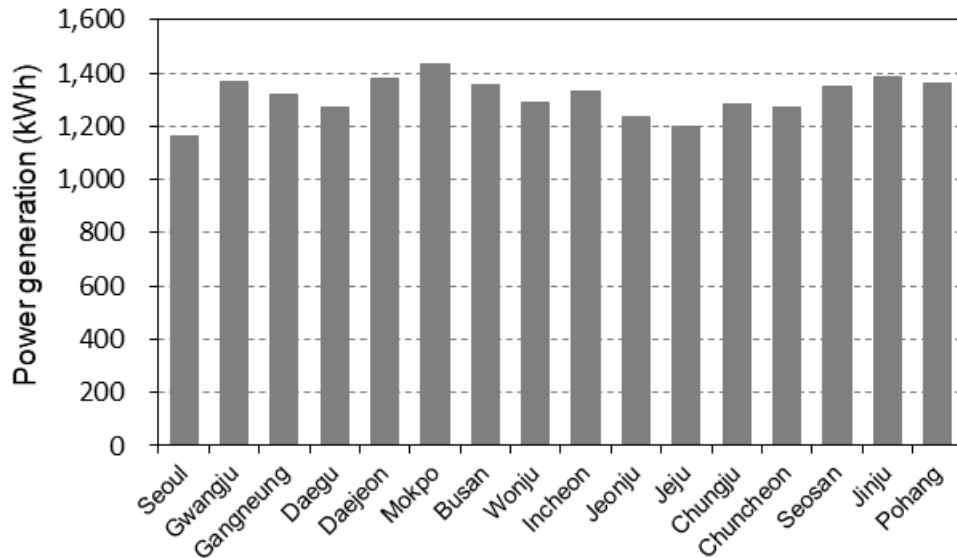


Fig. 3 Annual PV power generation

Fig. 4는 월평균 발전량을 분석한 것이다. 연간 월별 발전량의 편차가 가장 큰 지역은 제주시(연평균 = 99.7 kWh/kWp, $\sigma=25.5$)로 최저 55.2 kWh(1월)에서 최고 132.2 kWh/kWp (4월)로 2.3배 이상의 차이가 발생하였다. 이에 반해 진주(연평균 = 115.5 kWh/kWp, $\sigma=10.6$)은 최저 101.1 kWh/kWp (6월)에서 최고 129.3 kWh/kWp (3월)로 그 편차가 1.3배 이하가 되어 월별 발전량이 가장 균일한 지역으로 나타났다. 한편 연간 발전량이 가장 많은 목포의 연평균 월별 발전량 및 표준편차(σ)는 각각 119.5 kWh/kWp와 16.9가 되었다.

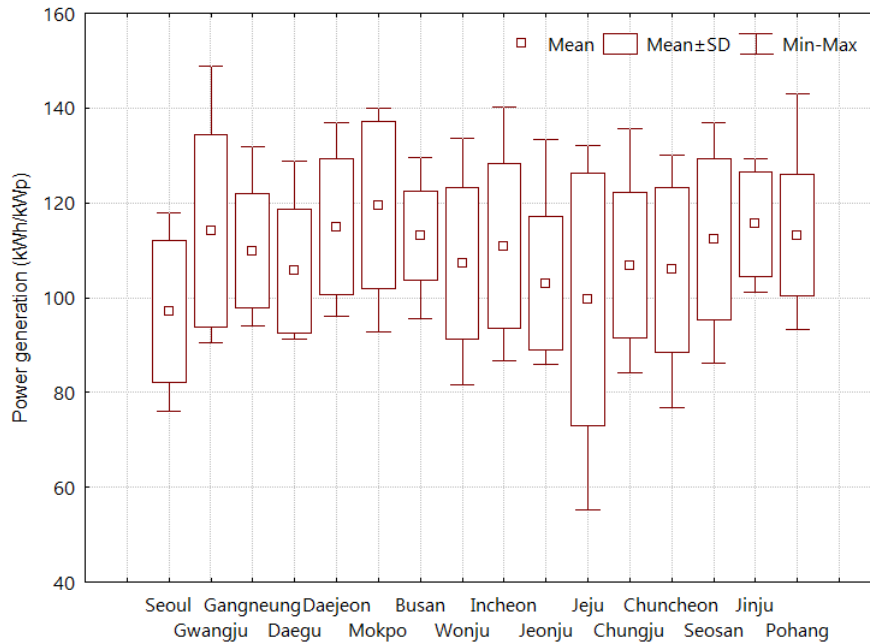


Fig. 4 Monthly PV power generation

3.2 연간 발전시간

Table 5는 월 평균 일일 발전량을 표준시험조건(Standard Test Condition, STC)의 발전시간으로 식(1)을 통해 계산한 것이다. 여기서 발전시간은 태양광모듈의 효율 및 시스템 설치형태 등에 따라 상이할 수 있다. 대부분 지역에서 4월의 발전시간(평균 4.4시간)이 가장 길었으며, 최저 발전시간은 11월부터 1월까지 지역에 따라 다소 상이하였다. 발전량이 가장 많은 목포의 연평균 일일 발전시간은 3.9시간으로 나타났으며, 서울이 3.2시간으로 가장 짧게 나타났다. 전국 연평균 일일 발전시간은 3.6시간($\sigma=0.43$)이 되었다.

$$D_{PG} = \frac{Y_F}{P_N} \quad (1)$$

Table 5 Monthly average daily power generation hours

Region	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average	SD
Seoul	2.7	3.2	3.7	3.9	3.7	3.4	2.5	3.3	3.5	3.2	2.8	2.5	3.2	0.47
Gwangju	2.9	4.1	4.5	5.0	4.6	3.5	3.1	3.5	3.3	4.2	3.4	3.1	3.8	0.64
Gangneung	3.4	3.9	4.0	4.2	4.3	3.7	3.0	3.1	3.2	3.6	3.4	3.6	3.6	0.41
Daegu	3.1	3.9	3.9	4.3	4.0	3.7	3.1	3.1	3.0	3.4	3.1	3.1	3.5	0.43
Daejeon	3.1	4.2	4.2	4.5	4.4	3.9	3.3	3.5	4.0	3.9	3.3	3.1	3.8	0.48
Mokpo	3.1	3.7	4.5	4.5	4.5	3.8	4.0	4.3	4.3	4.3	3.2	3.0	3.9	0.53
Busan	3.6	4.2	3.7	4.3	4.0	3.7	3.6	3.5	3.3	3.8	3.2	3.6	3.7	0.32
Wonju	3.0	3.7	3.7	4.4	4.3	3.9	3.2	3.3	3.6	3.7	2.7	2.9	3.5	0.51
Incheon	3.0	3.8	4.5	4.4	4.3	3.9	3.3	3.3	3.3	3.9	2.9	3.1	3.6	0.54
Jeonju	2.8	3.2	3.7	4.4	3.6	3.5	3.2	3.4	3.3	3.7	3.0	2.8	3.4	0.44
Jeju	1.8	2.6	3.5	4.4	3.8	3.6	3.9	4.0	3.7	3.6	2.7	1.8	3.3	0.82
Chungju	3.1	3.8	3.7	4.1	4.4	3.7	3.1	3.3	3.7	3.8	2.8	2.7	3.5	0.49
Chuncheon	2.8	3.5	3.9	4.3	4.2	4.0	3.4	3.2	3.5	3.6	2.9	2.5	3.5	0.55
Seosan	2.9	4.0	4.4	4.5	4.2	3.8	3.3	3.5	3.8	4.0	2.9	3.1	3.7	0.54
Jinju	3.9	4.4	4.2	4.3	3.7	3.4	3.3	3.4	3.4	4.0	3.6	4.1	3.8	0.37
Pohang	3.3	4.1	4.0	4.1	4.6	3.7	3.5	3.7	3.1	3.8	3.6	3.3	3.7	0.41
Average (h)	3.0	3.8	4.0	4.4	4.2	3.7	3.3	3.5	3.5	3.8	3.1	3.0	3.6	0.43

3.3 PR 분석

성능비(Performance Ratio, 이하 PR)는 표준시험조건(Standard Test Condition, STC)의 이론적 발전량에 대한 실제 발전량의 비로 정의되며, 태양광발전시스템 성능저하의 평가지표가 된다. Fig. 5는 지역별 연평균 PR을 비교한 것이다. 연평균 PR이 가장 높은 지역은 인천으로 85.8%가 되었으며, 발전량이 가장 많은 목포는 84.3%로 전국 평균, 84.9% ($\sigma=0.57$)에 비해 다소 낮게 나타났다. 한편 연간 발전량이 가장 적은 서울 및 제주 는 대조적인 분포를 보이고 있다. 서울이 85.6%로 높은 수준을 보이는 반면 제주는 83.2%로 가장 낮게 나타났다.

Fig. 6는 지역별 연평균 PR 손실성분을 분석한 것이다. 여기서 PR의 손실성분은 입사각 수정계수 손실(IAM factor loss), 일조강도 손실(Irradiance level loss), 온도손실(Temperature loss), 모듈품질 손실(Module quality loss), 어레이 부정합 손실(Array mismatch loss), 저항배선 손실(Ohmic wiring loss), 인버터 작동 손실(Inverter operation loss)등으로 구분된다²⁷⁾. 온도손실이 가장 큰 것으로 나타났으며, 입사각 수정계수 손실, 인버터 작동 손실, 어레이 부정합 손실, 일조강도 손실, 저항배선 손실(Ohmic wiring loss) 등의 순이 되었다. 여기서 온도손실의 경우 지역별 편차 크게 드러나는 반면 나머지 성분은 상대적으로 일정한 것으로 나타났다. 서울과 제주의 온도손실이 각각 -4.7%와 -6.84%로 전술한 두 지역의 PR 특성이 이로 인해 발생하는 것을 알 수 있다.

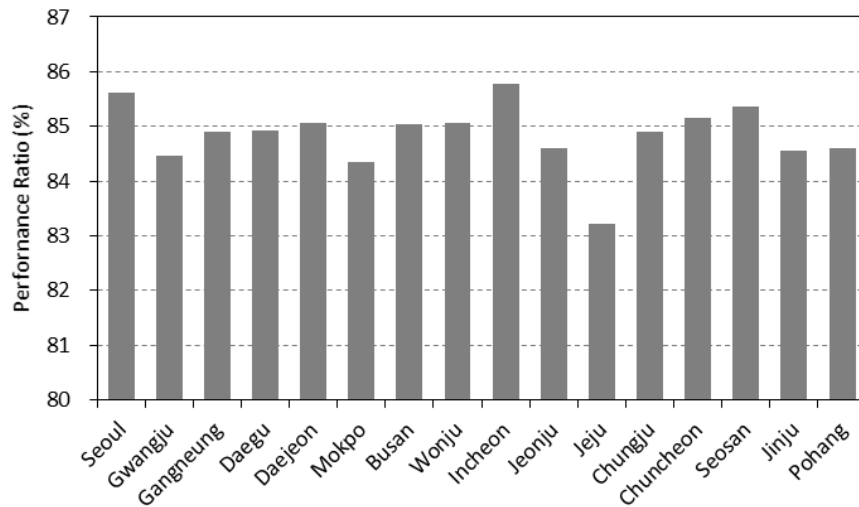


Fig. 5 Performance Ratio generation

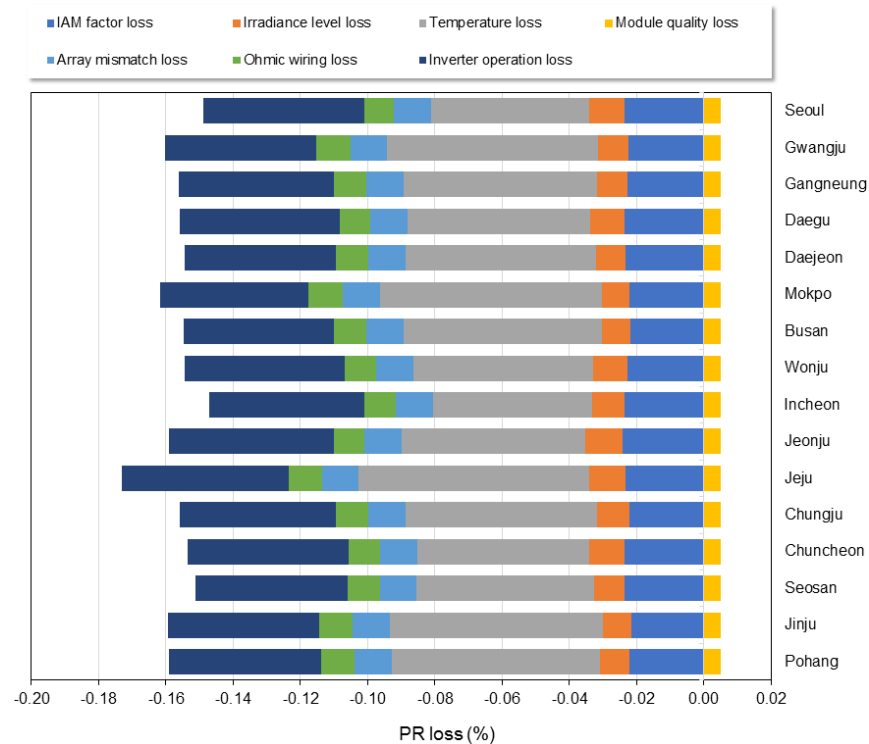


Fig. 6 Performance ratio loss

4. 결론

본 연구에서는 후면 통기형태로 설치된 3 kWp의 분석모델을 대상으로 국내 태양광발전시스템의 발전량 및 발전특성을 고찰하였다. 시뮬레이션의 분석도구로 PVsyst를 사용하였으며, 표준기상자료로 전국 16개 지역에 대한 “국가참조표준기상데이터”를 적용하였다. 그 분석 결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 전국 연평균 발전량은 1,312 kWh/kWp (표준편차, $\sigma=71$)가 되었으며, 이 가운데 가장 많은 발전량을 기록한 목포는 1,434 kWh/kWp로, 가장 적은 서울 및 제주의 1,165 kWh/kWp와 1,197 kWh/kWp보다 평균 21% 이상 높게 나타났다. 표준시험조건으로 환산된 전국 연평균 일일 발전시간은 3.6시간 ($\sigma = 0.43$)이 되었으며, 목포 및 서울지역은 각각 3.9시간과 3.2시간으로 나타났다.
- (2) 연간 월별 발전량의 편차가 가장 큰 지역은 제주시(연평균 = 99.7kWh/kWp, $\sigma = 25.5$)로 1월 최저 55.2 kWh/kWp에서 4월 최고 132.2 kWh/kWp로 2.3배 이상의 차이가 발생하였으며, 진주 (연평균=115.5 kWh/kWp, $\sigma=10.6$)은 6월 최저 101.1 kWh/kWp에서 3월 최고 129.3 kWh/kWp로 그 편차가 1.3배 이하가 되어 연간 월별 발전량이 가장 균일한 지역으로 나타났다.
- (3) 연평균 PR이 가장 높고 낮은 지역은 각각 인천과 제주로 85.8%과 83.2%가 되었으며, 발전량이 가장 많은 목포는 84.3%로 전국 평균, 84.9% ($\sigma=0.57$)에 비해 다소 낮게 나타났다.

후기

본 연구는 2018년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(No.20182010600110).

REFERENCES

1. Ministry of Trade, Industry and Energy, Plan for the Implementation of 3020 of Renewable Energy, 2017.
2. KOREAN Statistical Information Service, <http://kosis.kr/search/search.do?query=태양광>
3. Kim, D.S., Shin, U.C., and Yoon, J.H., Annual Energy Yield Prediction of Building Added PV System Depending on the Installation Angle and the Location in Korea, The International Journal of The Korea Institute of Ecological Architecture and Environment, Vol. 14, pp. 67-74, 2014.
4. Jin, C. K. and Kyung, N. K., Study on the Regional Differences of Optimal Orientation and Tilt Angle for Photovoltaic Systems : Simulations by a System Advisor Model, The Korean Society for New and Renewable Energy, Vol. 14, pp. 9-20, 2018.
5. Chang, H. S., Power Output in Various Types of Solar Panels in the Central Region of Korea, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 38, pp. 37-44, 2018.
6. Lee, G. M. and Hwang, C. G., Analysis on the Generation Characteristics of the 1 MW PV Plant in the Jeju Island, The Transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 64, pp. 726-731, 2015.
7. Oh, S. I., Ihm, P. C., and Lee, K. H., Optimal Electric Generation for Fixed-Type Photovoltaic System Installed for Residential Building in Korea, GRI REVIEW, Vol. 14, pp. 271-288, 2012.
8. Lee, H. J., Kim, S. Y., and Yun, C. Y., Generation of Typical Meteorological Year Data Suitable for Solar Energy Systems and Analysis of Solar Irradiance Data, New & Renewable Energy, Vol. 13, pp. 24-32, 2017.
9. Yoo, H. C., Creation of standard weather data for major cities in Korea, The Magazine of Korean Solar Energy Society, Vol. 8, pp. 42-45, 2009.
10. ASHRAE 2018, <http://ashrae.whiteboxtechnologies.com/faq#Q1>

11. Handbook part 1 : Software., METEOTEST
12. www.srd.re.kr
13. www.kier.re.kr
14. Noh, J. Y. and Hwang, D. K., Photovoltaic System Performance Analysis in a Apartment, Journal of 2012 Summer Conference of 'The Society of Air-Conditioning and Refrigerating Engineers of Korea', pp. 650-654, 2012.
15. Kim, D. S., Kim, B. J. and Shin, U. C., Evaluation of Electricity Generation According to Installation Type of Photovoltaic System in Residential Buildings, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 37, pp. 35-45, 2017.
16. Kim, B. J., Kim, D. S., Lim, H. W., Lee, W. J. and Shin, U. C., Case Analysis on Electric Load Matching of Photovoltaic House, Journal of 2017 Spring Conference of 'The Korean Society for New and Renewable Energy', pp. 180, 2017.
17. Hong, S. K., Cho, Y. J. and Choi, A. S., Comparison of Meteorological Data of KMA and Measured Data for Feasibility Analysis of Photovoltaic Systems, The Korean Institute of Illuminating and electrical Installation Engineers, Proceedings of KIIEE Annual Conference, pp. 27, 2017.
18. Yoon, J. H., Shin, U. C., and Park, J. W., Software Development on Power and Economic Analysis of Photovoltaic System for Building Application, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 28, pp. 1-8, 2008.
19. Hwang, G. H., Kim, W. G., Yun, J. B., and Jung, D. Y., A Study on Simulation of Photovoltaic Module for Stand-Alone Photovoltaic System, Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers, Vol. 23, pp. 131-137, 2009.
20. Jeon, J. P. and Kim, K. H., An Optimal Decision Model for Capacity and Inclining Angle of Residential Photovoltaic Systems, The transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 59, pp. 1046-1052, 2010.
21. No, S. T., Comparison of Measured and Predicted Photovoltaic Electricity Generation and Input Options of Various Softwares, KIEAE Journal, Vol. 14, pp. 87-92, 2014.
22. Park, S. H. and Seo, J. H., A Study on the Photovoltaic Module Layout Considering the Azimuth and Inclination in Region, Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering, Vol. 24, pp. 461-466, 2012
23. Kim, S. H., Lee, Y. H., Hwang, J. H., and Cho, Y. H., A Study on Method for Improving Renewable Energy Supply Ratio for the School Building Applied PV System, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 33, pp. 42-49, 2013.
24. Jung, S. M., Chung, M. H., Park, J. C., and Rhee, E. K., A Study on the Application of Solar Energy System in Apartment Complex, Journal of 2009 Spring Conference of 'The Korean Solar Energy Society', pp. 43-48, 2009.
25. An, Y. S., Kim, S. T., Chae, K. J., Kang, J. H., and Yang, H. J., Estimation of Energy Self-sufficiency in Municipal Wastewater Treatment Plant Using Simulated Solar Photovoltaic Performance, Journal of 2011 Winter Conference of The Korean Solar Energy Society, pp. 291-296, 2011.
26. PVSyst User's manual, PVSYST SA, 2014.
27. Kim, B. J., Park, J. W., Yoon, J. H., and Shin, U. C., The Development of Performance Evaluation Program of Building Integrated Photovoltaic System, KIEAE Journal, Vol. 15, No. 4, pp. 85-90, 2015.