

건물적용 태양광발전시스템의 국내 지역에 따른 설치각도별 연간 전력생산량 예측에 관한 연구

Annual energy yield prediction of building added PV system depending on the installation angle and the location in Korea

김 동 수*
Kim, Dong Su

신 우 철**
Shin, U Cheol

윤 중 호***
Yoon, Jong Ho

Abstract

There have distinctly been no the installation criteria and maintenance management of BIPV systems, although the BIPV market is consistently going on increasing. In addition, consideration of the BIPV generation quantity which has been installed at several diverse places is currently almost behind within region in Korea.

Therefore, the main aim of this study is to evaluate the BIPV generation and to be base data of reducing rate depending on regional installation angles using PVpro which was verified by measured data. Various conditions were an angle of inclination and azimuth under six major cities: Seoul, Daejeon, Daegu, Busan, Gwangju, Jeju-si for the BIPV system generation analysis.

As the results, Seoul showed the lowest BIPV generation: 1,054kWh/kWp.year, and Jeju-si have 5percent more generation: 1,108.0kWh/kWp.year than Seoul on horizontal plane. Gwangju and Daejeon turned out to have similar generation of result, and Busan showed the highest generation: 1,193.5kWh/kWp.year, which was increased by over 13percent from Seoul on horizontal plane. Another result, decreasing rate of BIPV generation depending on regional included angle indicate that the best position was located on azimuth: 0°(The south side) following the horizontal position(an angle of inclination: 30°). And the direction on a south vertical position(azimuth: 0°, an angle of inclination: 90°) then turned out reducing rate about 40percent compared with the best one. Therefore, these results would be used to identify the installation angle of the BIPV module as an appropriate position.

키워드 : 지역별 발전량, 경사각, 방위각, PV발전량 시뮬레이션, BIPV발전량 모노그래프

Keywords : Regional generation of BIPV, an Angle of inclination, Azimuth, Simulation(PVpro), Monograph of BIPV generation

1. 서론

1.1 연구의 배경 및 목적

태양광 보급 측면에서, 지난 몇 년간 BIPV 적용은 설치각도에 따른 일사수열량 저하와 주변 조건에 따른 모듈온도 상승으로 인한 발전효율 저하 문제로 직접적인 투자에 어려움을 겪어왔다. 그러나 태양광 설치 보조금 지급기준과 신재생에너지 의무할당제(Renewable Portfolio Standard, RPS)와 같이, 국가 지원 확대 등에 힘입어 지속적인 증가를 보이고 있으며, 향후 국내 BIPV시장은 2017년을 기준으로 81.7MW이상 설치될 것으로 예측하고 있다[1]. 하지만 점차 증가하는 BIPV시장 전망에도 불구하고, BIPV설치 기준 및

사후 평가에 대한 명확한 제도는 현저히 미흡한 수준을 보이고 있다[2].

현재 국내 여러 곳에 설치된 BIPV건물은 효과적인 사후관리와 정량적인 발전량에 대한 평가가 정기적으로 이루어지지 않고 있는 실정이며, 더불어 현재 국내에 광범위하게 보급된 BIPV건물을 보다 효과적으로 검토하고, 사후에 정량적으로 발전성능을 규명하기 위한 발전량 기준자료 또한 전무하다.

BIPV는 건물의 외피면과 일체화된 시스템으로 후면마감 조건, 적용방식, 그리고 설치각도에 따라 발전량에 미치는 영향이 상대적으로 높다고 할 수 있다. 이에 BIPV 보급을 개선시키기 위한 방안으로 많은 연구가 이루어졌으며, 대표적인 사례연구로는 송 외4, (2008) [3]는 박막 태양전지를 이용한 PV창호 시스템을 실험 및 시뮬레이션 해석을 통해 경사각과 방위각별 연간 발전량 성능을 평가하였으며, 분석결과 남측면을 기준으로 경사각 30°가 가장 우수한 발전성능을 나타내었고, 경사각 90°로 적용할 경우 경사각 30° 대비 37%의 발전성능에 미치는 것으로 도출하였다. 주 외4, (2008) [4]는 주요지역별 연간 일사수열 현황을 분석하고 일

* Main author, (aamgood@naver.com) Dept. of Architecture Engineering Hanbat Univ. South Korea

** Dept. of Architecture Engineering Daejeon Univ. South Korea

*** Corresponding author, (jhyoon@hanbat.ac.kr) Depf. of Architecture Engineering Hanbat Univ. South Korea

부 한정된 지역을 선정하여 시뮬레이션을 활용해 정남향을 기준으로 연간 발전량을 분석하여, 대구지역 경사각 45° 설치 조건이 가장 높은 발전량과 가장 빠른 투자회수 기간을 나타냄에 대한 결론을 도출하였다. 이 외1, (2012) [5]은 Perez 모델을 시뮬레이션을 이용하여 성분별 일사량을 예측하고 태양광 시스템의 효율을 가정하여 최적 설치 조건에 대한 발전량을 분석하였다. 분석 결과 고정식 태양광을 적용할 경우 남측면을 기준으로 경사각 30° 가 일평균 발전량 3.33kWh/kWp로 나타내었고, 추적 방식을 적용할 경우 고정식에 비하여 11.8%의 발전량 증가를 보였다. 대표적인 사례 연구를 통해 BIPV 보급에 효과적인 적용 방안을 검토하였다. 그러나 현재까지 각 지역별 방위각과 경사각에 대한 발전량 추이와 감소비율에 대한 효과적인 기준데이터는 미흡한 실정이며, 실측 대상 지역 및 광범위한 건물 유형에 따른 실측데이터 수집에 대한 한계가 있다.

따라서 본 연구에서는 실측발전량 데이터를 기반으로 타당성이 검증된 시뮬레이션을 활용하여, 각 지역별 설치각도에 대한 발전성을 규명하기 위한 기초자료를 국내 주요도시를 대상으로 각 경사각, 방위각에 따라 도출하는데 목적이 있다.

1.2 연구방법 및 절차

본 논문의 연구절차는 다음 Fig. 1과 같이 진행되었다.

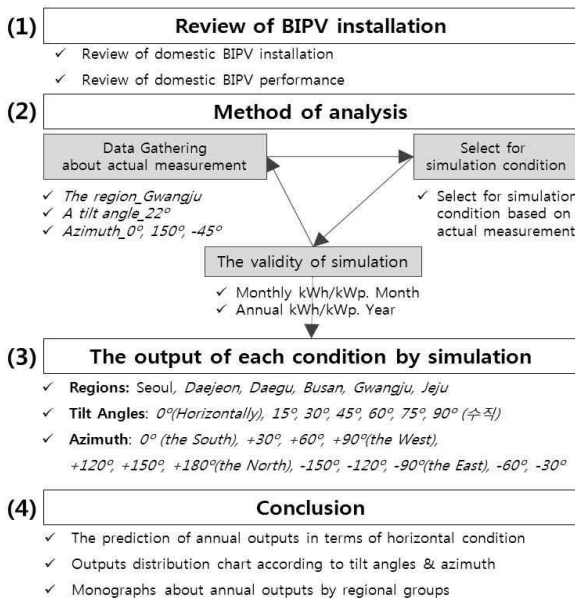


Fig. 1. Research process

현재 국내의 설치된 BIPV에 대한 현황 및 발전량에 대한 문제점을 검토하고, 다양한 변수에 따라 효과적으로 발전량을 예측하기 위해 TRNSYS 기반인 PVpro 태양광발전량 해석 툴을 선정하였다. 해석에 앞서 시뮬레이션의 타당성을 검증하기 위해 광주지역 공동주택 옥상에 설치된 태양광 모듈 실측 발전량을 활용하였으며, 발전량 수집기간은 2012년, 1년 동안 수집되었다. 시뮬레이션에 적용된 기상데이터는

기상청에서 제공하는 2012년 광주지역 기상데이터를 반영하였으며, 위와 같은 자료를 기반으로 실측데이터와 시뮬레이션의 비교검토를 수행하였다.

검증된 시뮬레이션을 활용하여 각 지역별 설치각도에 따라 PV모듈 발전량 예측과 설치조건에 따른 발전량 감소 비율을 도출하였다. 선정된 지역은 국내 주요도시 6곳(서울, 대전, 대구, 부산, 광주, 제주)이며, 경사각은 수평면 0° 를 기준으로 15° 씩 총 7개 조건, 그리고 방위각에 대한 조건은 남측 0° 를 기준으로 동측으로 -30° 씩, 서측으로 +30° 씩 총 12개 조건을 선정하였다. 위와 같은 분석을 바탕으로 경사각과 방위각에 따른 지역별 발전량을 예측하고, 각 지역별 설치 조건에 따라 감소비율에 대한 발전량 모노그래프를 제시하였다.

2. 시뮬레이션 개요 및 타당성 검증

2.1 시뮬레이션(PVpro) 개요

PV 발전량을 해석하기 위한 프로그램은 미국 위스콘신 대학교(University of Wisconsin) SEL에서 개발한 TRNSYS를 기반으로 해석되는 PVpro를 선정하였다. TRNSYS는 태양광 시스템 발전량 해석과 더불어 일사량, 온도에 대한 영향을 반영하여 데이터를 산출할 수 있다. PVpro 시스템해석 (Calculation engine)에 대한 구조는 Fig. 2[6]와 같이, 설계 및 분석 시스템에 대한 해석모듈로서 TRNSYS의 실행 엔진으로 구동되며, Digital Visual Fortran 6.1 언어를 기반으로 분석을 실행한다. 해당 시뮬레이션 입·출력 계산은 변수 입력 종료와 함께 계산을 수행하게 되며, Visual Basic 6.0 언어를 기반으로 한다[6]. 입력된 태양광 시스템의 변수에 의한 연간 태양발전량 연산이 자동 수행되며, 그 결과는 Fig. 3[6]과 같이 출력 인터페이스에 표현된다.

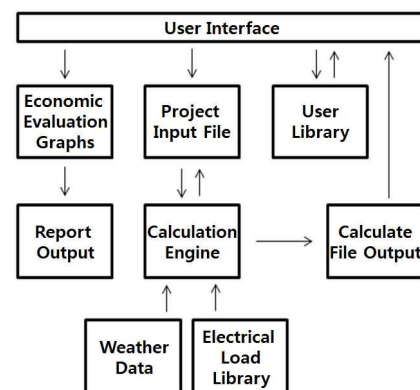


Fig. 2. PVpro's analysis procedure

시뮬레이션(PVpro)은 태양광 발전 해석 측면에서 다음과 같은 고려요소를 반영한다. 주변온도에 따른 영향으로 셀(Cell)표면온도가 결정되고, 온도 변화에 따른 온도보상계수가 고려된다. 이 같은 온도 변화는 4~7%의 연간 발전효율 변화를 나타낼 수 있으며[7], 본 논문에서는 PV모듈 후면조건을 동일하게 가정하고 분석하였다. 더불어 본 시뮬레이션

은 각 지역의 기상조건에 따른 일사량, PV모듈의 종류, 법선편을 기준으로 유입되는 태양의 입사각조건에 따른 입사수정계수, PV해석방법(One-Diode)[8], 그리고 최대출력 추종제어(MPPT: macimum power point tracking device)를 갖는 계통 연계형 인버터가 장치되어 있다고 가정한다. 따라서 PV 어레이는 항상 전류·전압 특성(IV curve)이 최대 출력점에서 작동하는 상황을 가정하고[6], 실측데이터와 비교분석을 통해 인버터에 따른 변화 효율은 90%로 설정하였다.



Fig. 3. PVpro's interface

2.2 실측데이터 수집 개요

시뮬레이션 타당성 검증을 위한 실측 발전량 수집 위치는 광주지역 위도: 35°, 경도: 126°이며, 총 22개 동의 공동주택 단지이다. 이중 PV모듈이 설치된 조건은 21개 동이며, 대표적인 설치각도는 경사각 22도를 기준으로, 남측 0°, 동측 30°, 서측 45°에 대한 PV모듈 발전량 데이터를 수집하였다.

공동주택에 설치된 PV모듈은 넓이 985mm, 높이 1638mm로 최대 전압 31.7V, 최대 전류 8.2A로 전격용량 260Wp에 성능을 갖는 결정계 모듈이다. PV모듈의 효율은 16.1%이며, 온도 특성에 따른 발전효율 저하(Temperature coefficient of Pmax)는 -0.42%/°C이다. PV모듈 발전량 수집을 위한 인버터 성능은 최대 출력 추종제어(MPPT제어)이고, 제어 범위는 DC 220~570V이다. 인버터의 출력 효율은 90% 이상의 성능을 갖으며, 일사량과 온도 데이터는 기상청에서 제공하는 2012년도 광주지역에 대한 조건[9] 반영하고, 위와 같은 사항을 바탕으로 시뮬레이션 입력 값을 설정하였다.

2.3 시뮬레이션(PVpro) 타당성 검증

경사각 22°를 기준으로 방위각 동측 방향으로 30° 조건에 대한 실측데이터와 시뮬레이션 비교 분석결과는 Fig. 4와 같다. 설치조건에 따라 “단위 용량당(kWp) 월별 발전량” 1)을 비교분석 하였다. 발전량 오차 범위는 월별에 따라 다소 차이는 보이지만 3월과 7월 조건이 3.0% 이내로 가장 낮은 오차율을 나타내었고, 2월이 11.5%의 가장 높은 오차율을 보였다. (조건_1)에 대한 연간 발전량 평균 오차는 1.0% 이내로 나타났다.

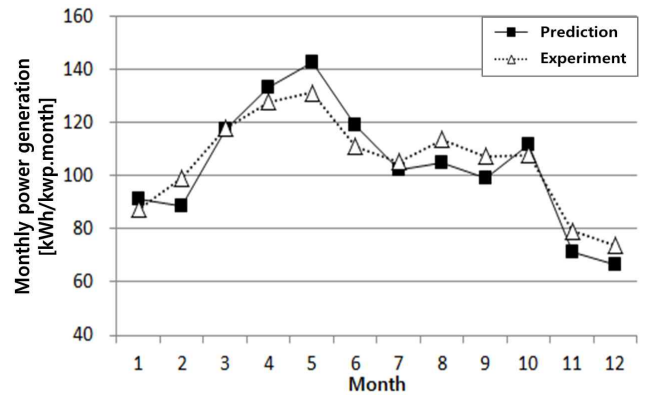


Fig. 4. Comparison between actual measurement and prediction_An angle of inclination: 22°, azimuth: -30°(the East)

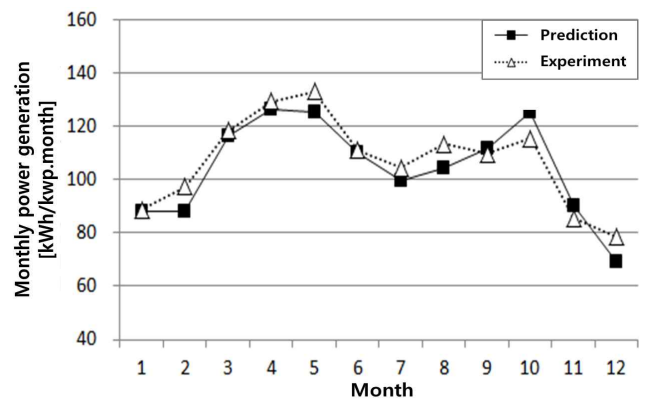


Fig. 5. Comparison between actual measurement and prediction_An angle of inclination: 22°, azimuth: 0°(the South)

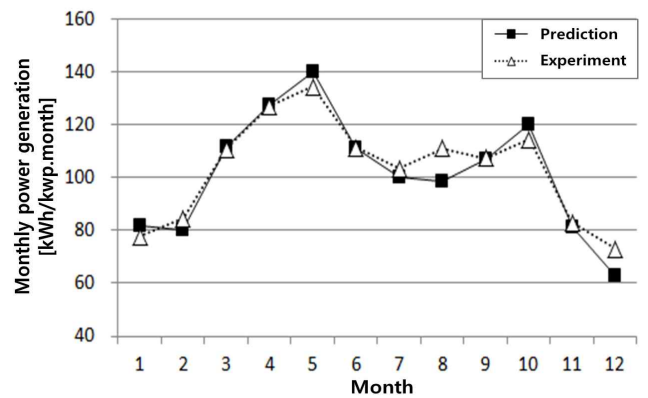


Fig. 6. Comparison between actual measurement and prediction_An angle of inclination: 22°, azimuth: +45°(the West)

남측인 (조건_2)를 기준으로 비교분석한 결과는 Fig. 5와 같다. 12월이 가장 높은 오차율 13.2%를 보였으며, 12월을 제외한 모든 기간의 월별 평균오차는 10% 이내로 보였고, 연간 발전량에 대한 오차율은 2.4%로 나타났다. 비교(조건

1) PV는 각 시스템 마다 사용 모듈의 효율 및 시스템 면적이 다르기 때문에 연간(또는 월간) 발전량의 상호 비교 평가를 위해 총 발전량을 1kWp 설치용량으로 환산(kWh/kWp·yr)하여 비교하였다.

3)은 Fig. 6과 같이 나타내었다. 8월과 12월을 제외한 모든 기간이 평균오차 10% 이내의 범위를 보였으며, 연간 발전량에 대한 평균오차는 1.4% 범위로 나타났다. 위와 같은 예측 오차는 천공조건에 대한 기상이변이나, 인버터를 통한 변환 과정에서 나타낼 수 있는 손실로 다양한 미지변수에 대한 영향으로 사료되며, 연간 발전량에 대한 오차는 모든 조건이 3.0% 이내로, 선정된 시뮬레이션이 PV모듈 발전량 성능 예측을 상당히 잘 묘사하는 것으로 판단된다.

Table. 1. Comparison between actual measurement and prediction (An angle of inclination: 22°)

Conditions	Azimuth: 150°		Azimuth: 0°		Azimuth: +45°	
	Actual	Predic.	Actual	Predic.	Actual	Predic.
Jan.	91.0	87.4	88.3	88.9	81.9	77.8
Feb.	88.8	99.2	88.2	97.5	80.2	84.7
Mar.	117.3	118.1	116.7	118.4	111.7	110.9
Apr.	133.5	127.9	126.5	129.5	127.7	127.2
May	143.0	131.3	125.3	133.1	140.1	134.5
Jun.	119.3	111.2	110.1	111.1	111.3	111.5
Jul.	102.5	105.3	99.7	104.5	100.0	103.4
Aug.	105.2	113.6	104.3	113.5	98.5	111.1
Sept.	99.1	107.4	111.6	109.8	107.1	107.5
Oct.	111.9	108.0	125.7	115.5	120.1	114.6
Nov.	71.1	79.2	90.1	85.6	81.1	83.0
Dec.	66.7	73.7	69.3	78.5	63.1	73.1
kWh/kWp.yr	1249.3	1262.2	1255.6	1286.0	1222.5	1239.3
annual average errors	1.0%		2.4%		1.4%	

3. 시뮬레이션 해석변수 설정

3.1 시뮬레이션 해석변수 설정

앞서 언급한 바와 같은 PV발전량 예측 시뮬레이션을 활용하여 각 경사각별 방위각을 변경하여 방위각은 30° 간격으로 총 12개 조건을 기준으로 분석을 진행하였으며, Fig. 7과 같다. 경사각은 0° 수평면을 기준으로 15° 간격으로 수직면 90° 조건까지 총 7개 조건을 설정하고 분석을 수행하였다. 지역에 대한 조건선정은 국내 주요도시(서울, 대전, 대구, 부산, 광주, 제주) 총 6개 지역을 기준으로 분석을 진행하였다.

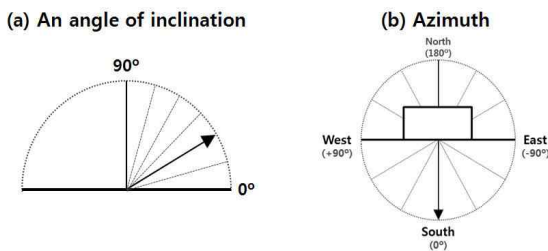


Fig. 7. Conditions for simulation

3.2 시뮬레이션을 위한 PV모듈 선정

타당성이 검증된 시뮬레이션을 기반으로 각 조건별 연간 발전량 분석에 적용된 모듈은 Table. 2와 같다. 모듈의 크기는 넓이 999mm, 높이 1,505mm로서 모듈 한 장에 대한 전격 용량은 220W이고, 발전효율 성능은 15.6%이다. 인버터에 대한 성능은 실측수집 자료를 기반으로 인버터 효율 90%로 가정하고 전체적인 분석을 진행하였다. 위와 같이 설정된 모듈성능을 시뮬레이션에 입력하여 단위 용량(kWp)당 발전 성능과 설치조건에 따른 발전량 감소비율에 대한 영향을 도출하였다.

Table. 2. PV modules specifications for simulation

Module Width(mm)	999
Module Height(mm)	1505
Voltage at Pmax(V)	20.8
Current at Pmax(A)	7.86
Short-circuit current(A)	8.92
Open-circuit voltage(V)	33.7
Rated Power(W)	220
Module efficiency(%)	15.6

3.3 시뮬레이션에 적용된 기상데이터

시뮬레이션에 적용된 기상데이터는 Table. 3과 같이 기상청에서 제공하는 최근 20년 평균 일사량데이터를 TRNSYS Generation 모델을 활용하여 각 지역에 대한 월별 및 연간 일사량을 예측하고, 각 지역별 발전성능 예측에 반영하였다. 시뮬레이션에 적용된 일사량은 각 지역에 따라 다소 차이는 있지만, 5월과 6월이 가장 높은 일사수열량을 보였고, 7월, 8월은 우기에 따른 영향으로 비교적 낮은 일사량을 나타냈다. 1월, 11월, 12월은 가장 낮은 일사 수열량 수준을 보였고, 연간 누적일사량 관점에서 대전지역이 4,924.5MJ/m².year로 가장 높았으며, 광주지역은 4,913.0MJ/m².year, 부산 지역은 4,909.6MJ/m².year로 나타내었고, 가장 낮은 지역은 서울 지역으로 4,257.3MJ/m².year의 일사수열량을 보였다.

Table. 3. Horizontal solar insolation for simulation[MJ/m².month]

	Seoul	Daejeon	Daegu	Busan	Gwangju	Jeju
Jan.	219.4	257.5	260.6	280.2	259.4	158.7
Feb.	280.6	323.8	319.1	327.0	326.6	246.8
Mar.	385.4	438.0	426.4	419.1	442.7	381.2
Apr.	469.5	531.0	510.2	509.0	529.4	491.5
May	523.3	579.5	571.2	564.1	580.0	565.5
Jun.	472.2	525.2	508.4	503.3	501.9	501.5
Jul.	368.1	471.8	456.8	469.2	456.1	537.5
Aug.	396.3	477.3	438.3	487.1	462.4	506.9
Sept.	378.4	426.4	390.1	402.9	425.8	406.2
Oct.	341.3	387.7	370.4	387.4	401.8	374.5
Nov.	225.2	269.3	266.1	293.7	286.2	242.0
Dec.	197.6	237.0	244.0	266.6	240.7	164.4

4. 지역별 설치각도에 대한 발전량 예측

4.1 지역별 수평면에 대한 발전량 예측

수평면을 기준으로 각 지역에 따른 월별 발전량 예측은 Fig. 8과 Table. 4와 같다. 전체적으로 가장 높은 발전량을 나타낸 기간은 5월로 지역평균 135.6kWh/kWp.month 수준에 발전량을 보였다. 5월중 가장 높은 발전량을 나타낸 조건은 광주지역으로 138.6kWh/kWp.month의 발전량을 나타냈으며, 가장 낮은 지역은 서울지역으로 127.4kWh/kWp.month의 발전량을 보였다. 그 밖의 지역은 약 136.0kWh/kWp.month수준을 유지하는 것으로 나타났다.

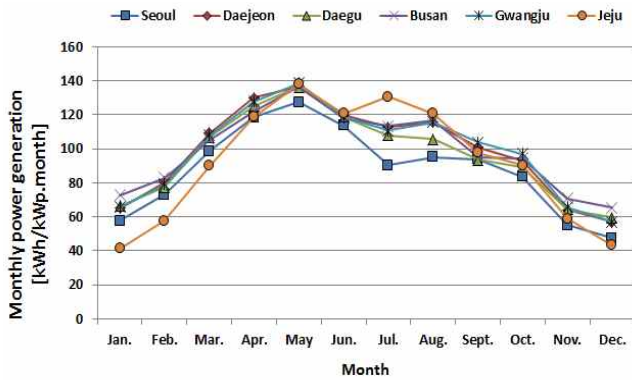


Fig. 8. Monthly total power generation [kWh/kWp.month]

Table. 4. Monthly total power generation [kWh/kWp.month]

	Seoul	Daejeon	Daegu	Busan	Gwangju	Jeju
Jan.	57.7	65.0	66.2	72.6	65.6	41.5
Feb.	73.0	80.4	77.4	83.1	79.2	57.8
Mar.	98.7	109.1	106.9	105.3	107.9	90.0
Apr.	118.4	129.9	125.2	122.1	127.8	118.8
May	127.4	136.7	136.5	136.4	138.6	138.0
Jun.	113.7	119.8	118.8	117.8	118.6	120.6
Jul.	90.3	112.6	107.8	113.5	110.7	130.6
Aug.	95.2	115.6	105.6	117.0	115.5	120.6
Sept.	93.7	100.9	93.5	95.0	103.9	97.7
Oct.	83.5	93.2	89.4	94.5	97.0	90.3
Nov.	55.1	64.1	64.5	70.9	65.8	58.9
Dec.	47.6	57.0	59.5	65.3	57.1	43.2

각 지역에 따라 가장 낮은 발전량을 나타낸 기간은 12월로 평균적으로 55.0kWh/kWp.month의 발전량을 나타냈다. 12월 중 가장 높은 발전량을 나타낸 지역은 부산 지역으로 월별 발전량 65.3kWh/kWp.month로 나타났고, 제주 지역이 43.2kWh/kWp.month로 가장 낮은 발전량을 보였다.

12개월 중 평균적인 발전량을 나타낸 조건은 9월로 평균적으로 97.5kWh/kWp.month의 발전량을 나타냈다. 중간기인 9월 기간에 가장 우수한 발전량을 나타낸 지역은 광주지역으로 103.9kWh/kWp.month의 수준을 보였고, 가장 낮은 발전량을 나타낸 조건은 93.5kWh/kWp.month로 대구 지역으로

분석되었다. 위와 같은 분석은 하절기 대비 중간기간인 5월에 가장 높은 발전량을 나타냈고, 하절기는 상대적으로 낮은 발전량을 보였다. 이는 하절기 기간 동안 우기에 영향으로 강수량과 운량이 비교적 많음에 따라 나타날 수 있는 지역적 특성이라고 판단된다.

수평면을 기준으로 연간 지역별 발전량은 다음 Fig. 9, Table. 6과 같다. 지역 중 가장 낮은 발전량을 보인 지역은 서울지역으로 1,054kWh/kWp.year의 수준이다. 서울 지역을 기준으로 각 지역별 연간 발전량 증가비율을 분석하면, 대전지역이 1,184.3kWh/kWp.year로 서울지역 대비 12.3%의 상승 비율을 보였고, 대구지역은 1,151.3kWh/kWp.year로 9.2%의 증가를 나타냈다. 가장 높은 증가율을 나타낸 조건은 부산지역으로 13.2% 증가한 1,193.5kWh/kWp.year의 발전량을 보였다. 광주지역은 1,187.7kWh/kWp.year로 서울지역 대비 12.7%의 증가 수준을 나타냈고, 제주 지역은 가장 낮은 증가비율 5.1%로 수평면 연간 발전량 1,108.0kWh/kWp.year의 수준을 보였다. PV모듈을 수평면에 설치할 경우, 각 지역에 따라 편차는 나타나지만 평균적으로 1,146.5kWh/kWp.year의 수준 보이는 것으로 나타내었다.

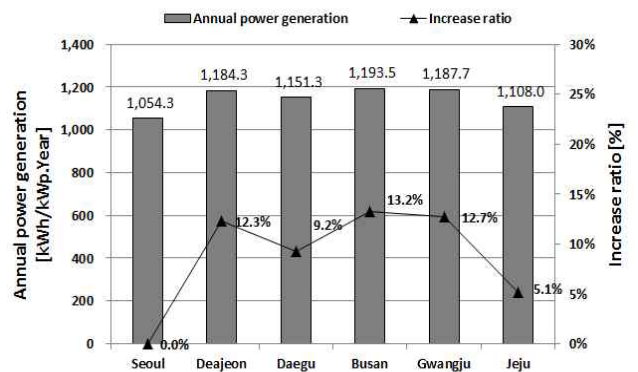


Fig. 9. annual total power generation_Horizontal condition [kWh/kWp.year]

4.2 설치 경사각에 대한 발전성능 예측

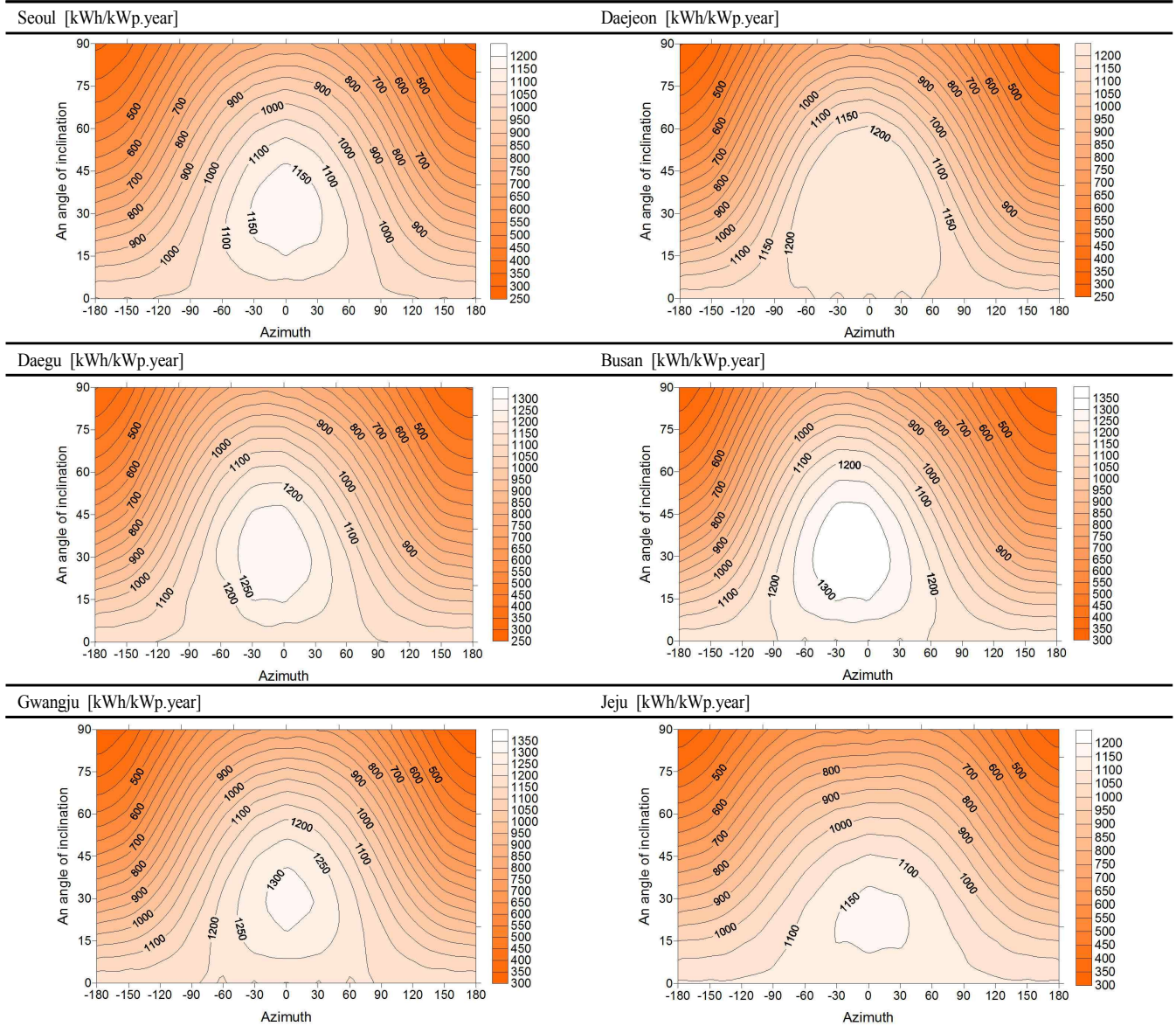
본 절은 3장에서 언급한 발전량을 기준으로 경사각 및 방위각별 발전량 분포를 각 지역별로 Table. 5와 같이 나타내었다. 그래프에서 X축은 방위각을 Y축은 경사각을 나타낸 것이다. 서울지역의 분포 특성은 가장 우수한 발전량을 나타낸 설치조건은 방위각 0° 남측을 기준으로 경사각 30°이며, 방위각 -30° 에서 +30° 까지, 경사각 15° 에서 45° 까지의 범위에 상대적으로 높은 발전량 1,150kWh/kWp.year의 범위를 나타냈고, 이후 경사각과 방위각에 영역이 떨어질수록 낮은 발전량을 보였다. 방위각 +90° 와 -90° 를 초과할 경우 수평면을 제외한 모든 조건이 1,000kWh/kWp.year이하의 발전성능을 보이는 것으로 나타났고, 경사각 기준은 75° 를 넘어설 경우 1,000kWh/kWp.year 이하의 발전 수준을 보였다.

대전지역의 분포 특성은 서울지역과 대조적으로 넓은 범위의 높은 발전영역을 보인다. 설치 조건 중 가장 높은 발전량을 나타낸 조건은 방위각 0°, 경사각 30°이며, 방위각 -60° 에서 +60°, 경사각 60° 에 범위에서 높은 발전 범위

약 1,200kWh/kWp.year 이상의 발전량을 나타냈고, 방위각 -120° 이하, +120° 이상 범위에서 연간 발전량 1,000kWh /kWp.year 이하의 수준을 보였다. 남측 방위각 0° 를 기준으로 수직인

방위각 0°, 경사각 30° 로 연간 발전량 1,346.4kWh/kWp.year 의 수준을 보였다. 부산 지역의 전체적인 분포특성에서 가장 높은 발전량 영역은 약 1,300.0kWh/kWp.year로 방위각 -30

Table. 5. Power generation distribution charts according to an angle of inclination & azimuth[kWh/kWp.year]



경사각 90° 도 조건은 830.4kWh/kWp.year의 수준으로 나타내었다.

대구지역을 분석한 결과, 가장 높은 발전량을 나타낸 설치조건은 방위각 0°, 경사각 30° 로 연간 발전량 1,296.2 kWh/kWp.year의 발전수준을 보였다. 방위각 -30° 에서 +30°, 경사각 15° 에서 45° 범위는 가장 높은 연간 발전량 1,250kWh /kWp.year의 성능을 나타냈고, 이후 방위각 -60° 에서 +60° 범위는 1,200.0kWh/kWp.year의 수준을 나타내었다. 남측을 기준으로 경사각 90° 의 연간 발전성능은 805.4kWh /kWp.year이며, 수직을 기준으로 방위각 -90° 과 +90° 로 적용할 경우 약 620.0kWh/kWp.year 수준의 발전성능을 보였다.

부산지역의 경우, 가장 높은 발전량을 보인 설치조건은

내·외에서부터 방위각 +30°, 경사각은 15° 에서 45° 내·외의 범위로 나타냈다. 1,200.0kWh/kWp.year 연간 발전량 범위는 방위각 -90° 에서 +90°, 경사각 60° 이고, 방위각 -90°, +90° 를 벗어날 경우 연간 발전량 1,000.0kWh/kWp.year 미만의 수준을 보였다.

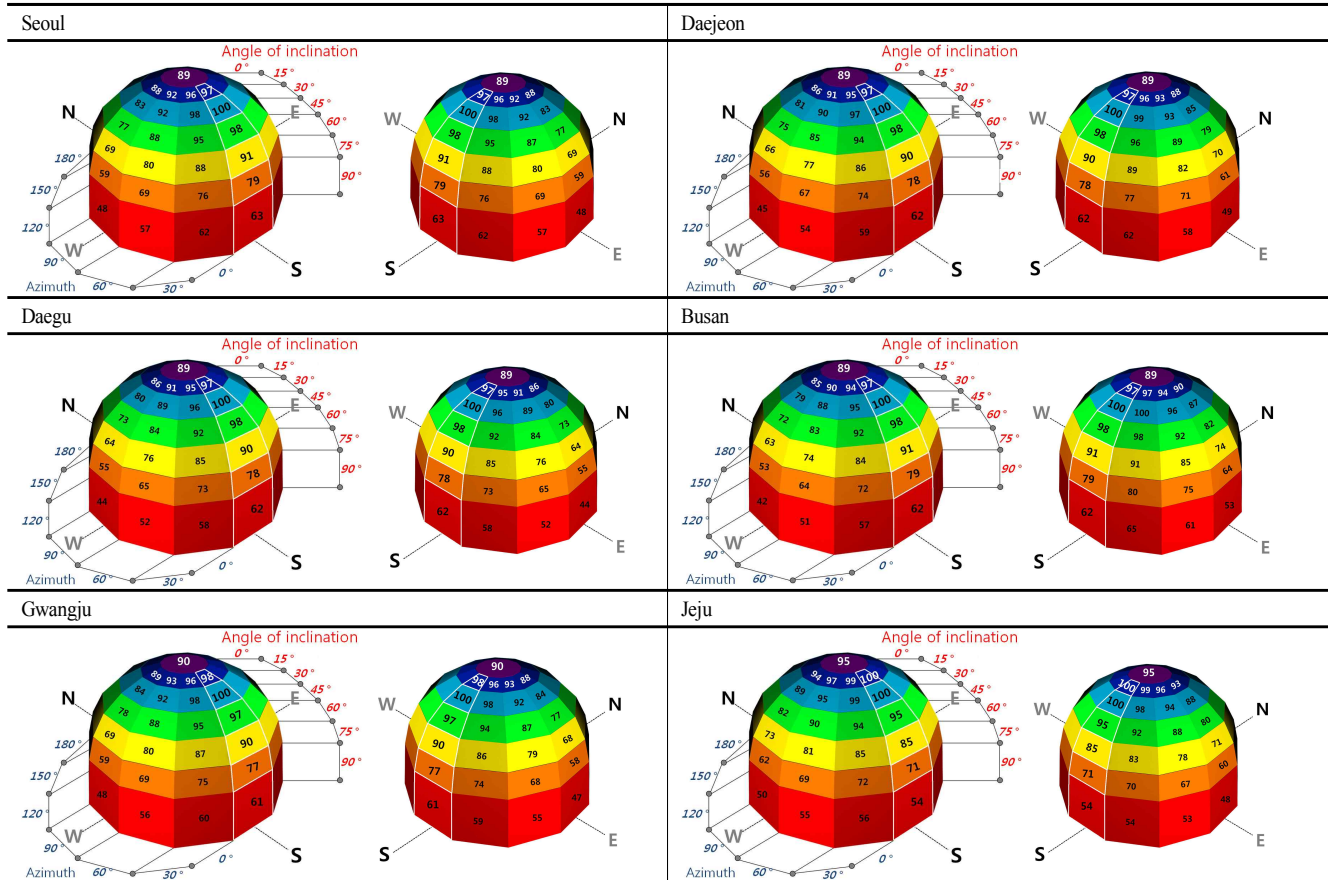
광주지역의 발전성능 분포는 가장 높은 발전량을 보인 설치 조건이 연간 발전량 1,322.9kWh/kWp.year로 방위각 0° 에 경사각 30° 로 나타났다. 연간 발전량 분포 영역은 약 1,300 kWh /kWp.year의 수준으로 방위각 -30° 에서 +30°, 경사각 15° 에서 45° 범위를 보였고, 방위각 ±60°, 경사각 60° 의 범위는 1,250kWh/kWp.year 수준을 보였다. -30에서 30° 내외부로 분포되었으며, 발전량 1,200kWh/kWp.year의 범위는 방위

각 -60° 에서 $+60^\circ$, 경사각 60° 의 범위를 나타냈다. 남측을 기준으로 경사각 0° 의 설치 조건은 803.1kWh/kWp.year의 연간 발전성능을 보였다.

에 대한 발전 능력비율로 나타냈다.

서울지역에 모노그래프를 분석한 결과, 기준 설치조건 100%는 남측을 기준으로 경사각 30° 조건이며, 수평면 설

Table. 6. Monographs about annual outputs' performance rate[%]



제주 지역의 가장 높은 발전 범위는 방위각 -30° 에서 $+30^\circ$, 경사각 15° 에서 30° 내·외부로 발전량 1,150.0kWh/kWp.year 수준을 보였다. 설치 조건 중 가장 높은 발전량을 나타낸 조건은 방위각 0° 에 경사각 15° 이며, 연간 발전성능은 1,165.6kWh/kWp.year으로 나타났다. 남측 수직면의 연간 발전량은 629.0kWh/kWp.year의 수준으로 나타났으며, 방위각 -90° , $+90^\circ$ 에 대한 수직면은 560.8kWh/kWp.year, 585.6kWh/kWp.year의 수준을 보였다.

치 조건은 기준 대비 89%의 발전성능 비율을 보였다. 경사각 30° 에서 15° 씩 증가할 경우, 발전성능 비율은 수평면을 기준으로 98%, 91%, 79% 순으로 감소를 보였고, 수직면 설치 조건은 63%의 성능을 나타냈다. 남측과 서측의 성능 분포는 유사한 범위에서 대칭을 형성하였고, 남측을 기준으로 방위각 30° 씩 변경할 경우 62%, 57%, 48%의 발전성능 감소를 나타냈다. 대전지역에 대한 모노그래프를 분석한 결과, 100%를 나타낸 조건은 서울지역과 동일하게 남측을 기준으로 경사각 30° 로 나타났고, 남측 수직면에 대한 발전성능 비율은 62%이며, 경사각 15° 씩 감소할 경우 98%, 90%, 78% 수준의 감소를 보였다. 서측 수직면에 대한 발전성능 비율은 45%이고, 동측 수직면에 대한 비율은 49%로 나타났다. 대구지역에 모노그래프를 기준으로 가장 높은 발전량을 나타낸 설치 조건은 서울지역과 동일한 조건이며, 남측 수직면 발전비율은 62%, 남측을 기준으로 경사각 15° 씩 증가할 경우, 78%, 90%, 98%의 수준으로 발전성능 비율이 증가하는 것을 보였고, 서측과 남측의 조건은 대칭을 형성하였다. 부산지역에 대한 모노 그래프는 100%를 기준으로 남측 수직면은 62%, 서측 수직면은 42%, 동측 수직면은

위와 같은 분석을 통하여 각 지역별 최대 발전성능에 대한 분포범위를 나타냈으며, 지역별 분포 특성에 따라 BIPV 적용함에 있어서 최대의 발전성능을 도출하기 위한 방위각 및 설치각의 적정 범위를 사전에 효과적으로 검토 할 수 있고, 보다 정량적으로 BIPV 설치사례에 대한 발전량 운영현황을 판단할 수 있다.

4.3 설치 조건에 따른 예측 모노그래프

본 절은 각 지역별 설치 조건에 따라 발전성능 비율을 나타낸 것으로 Table. 6과 같다. 발전량이 가장 많은 설치조건을 100으로 기준하고, 100 조건기준 대비 방위각과 경사각

53%에 발전성능 비율변화를 보였다. 부산지역은 대구 지역과 달리 방위각 변화에 따른 발전성능 비율이 서측은 57%, 51% 수준이고, 동측은 65%, 61% 수준의 성능을 보였다. 광주지역 모노그래프를 기준으로 수평면에 발전성능 비율은 최적설치조건 대비 90%이며, 남측 수직면은 61%, 서측 수직면은 48%, 동측 수직면은 47%의 수준을 보였다. 제주지역에 대한 모노그래프는 최적설치조건(남측면, 경사각 30°)을 기준으로 수평조건에 설치할 경우 95%의 비교적 높은 발전성능 비율을 보였다. 남측 수직면조건은 54%, 서측 수직면은 50%, 동측수직면은 48%의 성능을 나타냈으며, 방위각 변화에 따라 약 3~5%의 발전량 손실을 보였다.

이와 같은 발전성능 예측 모노 그래프를 통해 각 지역별 방위각과 경사각도에 따른 발전량 추이를 효과적으로 손쉽게 검토할 수 있고, 점차 증가하고 있는 BIPV 설치 사례에 대한 사후 평가에도 효율적으로 활용될 것이라 사료된다.

5. 결론

현재 국내에 광범위하게 설치된 BIPV건물을 보다 효과적으로 검토하고, 사후에도 정량적인 발전성능을 규명하기 위한 발전량 예측 기초자료를 국내 6대 광역시(서울, 대전, 대구, 부산, 광주, 제주)를 대상으로 각 경사각, 방위각별 연간 발전량을 도출하였으며, 주요결과는 다음과 같다.

- (1) 수평면을 기준으로 각 지역별 연간 발전성능은 서울 지역에서 1,000.0kWh/kWp.year로 가장 낮은 수준을 유지하는 것으로 나타났고, 제주지역은 서울지역 대비 5%상승한 1,100.0kWh/kWp.year의 성능을 보였다. 광주지역과 대전지역은 유사한 발전성능을 보였고, 서울지역 대비 12% 상승한 1,180.0kWh/kWp.year 수준을 나타내었다. 부산지역은 1,190.0kWh/kWp.year 이상의 발전성능으로 가장 높게 나타났으며, 서울지역 대비 13%이상의 증가 수준을 보였다. 이는 수평면을 기준으로 각 지역별 일사수열량이 서울지역 대비 크게는 13%에서 작게는 5%의 변화를 보이는 것으로 사료되며, 이에 따라 연간 발전량은 150~200kWh/kWp.year 수준의 차이를 나타낼 수 있음을 의미한다.
- (2) 각 지역별 최적의 경사각과 방위각에 따른 발전량 분포는 방위각 0° (남측)을 기준으로 경사각 30° 조건이며, 제주지역은 동일한 방위에 경사각 15° 로 나타내었다. 서울지역은 방위각 -60° 에서 +60°, 경사각 50° 범위에서 1,100.0kWh/kWp.year의 발전수준을 보였고, 동일한 분포범위에서 대전지역, 대구, 부산, 광주지역은 1,200.0kWh/kWp.year의 수준을 나타냈다. 제주지역은 방위각 -60° 에서 +60°, 경사각 45° 범위에서 1,100.0kWh/kWp.year수준의 비교적 낮은 발전성능을 보였다.
- (3) 각 지역별 설치 조건에 따라 발전성능 비율에 대한 모노그래프를 분석한 결과, 지역에 따라 일정 수준의 차이는 보이지만 동측과 서측이 대칭되는 형태를 나타내었다. 방위각 0°, 경사각 30° 가 가장 우수한 범위를 보였으며, 최적조건 대비 수평면은 89%의 발전

성능 수준을 유지하고, 남측 수직면은 60~63%의 발전성능 비율을 나타내었다. 동측 수직면의 경우, 각 지역에 따라 최적조건 대비 44~53% 발전성능 수준을 나타냈고, 서측 수직면 조건의 발전성능은 42~50% 수준을 보였다.

본 논문을 통하여 각 지역별 PV모듈에 발전성능 분포범위를 나타내었으며, BIPV 적용 측면에서 방위각과 설치각의 적정 범위를 사전에 효과적으로 검토하고, 정량적인 사후관리에 기초자료로 활용될 것으로 사료된다.

Acknowledgements

This research was supported by a grant (No.2012T100100065) from the Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning (KETEP) funded by the Ministry of Knowledge Economy of the Korean Government.

References

- [1] Solar & Energy, arket trend and perspectives of the world BIPV(2009~2020) 2nd version, pp. 348, June. 2012
- [2] Energy Economic News, <http://www.ekn.kr/news/articleView.html?idxno=78262>, 2012
- [3] Song, Jong-Hwa et al, "Power Performance Characteristics of Transparent Thin-film BIPV Module depending on an installation angle", Journal of Korean Solar Energy Society Vol.28 No.2, pp 58-63, 2008
- [4] Ju, Jai-Wook et al, "A Study on the Difference of Regional Electricity and Economic Comparative Valuation of the Photovoltaic System" Korean Institute of Architectural Sustainable Environment and Building Systems, Presentation paper, 2008
- [5] Lee, Jaydy, Kim, Chul-Hwan, "An Analysis of Optimal Installation Condition and Maximum Power Generation of Photovoltaic Systems Applying Perez Model", The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers Vol. 61, No. 5, pp. 683-689, 2012
- [6] Yoon, Jong-Ho et al, "Software Development on Power and Economic Analysis of Photovoltaic System for Building Application ", Journal of Korean Solar Energy Society Vol. 28, No. 1, pp. 1-8, 2008
- [7] Yoon, Jonh-Ho et al, "Annual Base Performance Evaluation on Cell Temperature and Power Generation of c-Si Transparent Spandrel BIPV Module depending on the Backside Insulation Level", Journal of Korean Solar Energy Society Vol. 32, No. 4, pp. 24-33, 2012
- [8] TRNSYS Version 14.2 Manual, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison, WI 53706 USA, 2000
- [9] <http://www.kma.go.kr/weather/observation/currentweather>

Received December 26 2013;

Final revision received February 12, 2014;

Accepted February 14, 2014;