

출력을 고려한 태양전지 어레이 최적 배치에 관한 연구

(A Study on the Photovoltaic Array Optimal Arrangement Considering Power Output)

최홍규* · 최대원 · 유해출 · 최신킨 · 김용규**

(Hong-Kyoo Choi · Dae-Won Choi · Hai-Chool Yoo · Shin-Gwon Choi · Young-Kyu Kim)

요 약

태양광발전소 두 곳을 샘플링하여 출력저하의 요인 중 우리나라 실정에 맞지 않는 입사각에 따른 태양전지 어레이 간의 음영에 의한 출력저하를 비교·분석하여 설비용량, 설비사양, 부지면적의 변화 없이 태양전지 어레이의 재배치를 통해 최대 출력을 낼 수 있는 태양전지 어레이의 최적 간격을 산정한다.

태양전지 어레이 1열 재배치 시에는 약 1.2[%], 2열 재배치 시에는 약 2.8[%], 3열 재배치 시에는 약 5.0[%]의 출력이 향상되었다. 또한 1열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 0.39[m], 2열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 0.82[m], 3열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 1.29[m]의 간격 이득을 얻었다. 태양전지 어레이 간격에 이득이 생기면서 음영의 영향을 받게 되는 시간이 점점 늦춰지게 되고 결국 출력의 향상이 나타나는 결과를 보였다.

Abstract

Photovoltaic array distance will be calculated that can have maximum output through the rearrangement of photovoltaic array by comparing and analyzing the power output decrease from the shadows of photovoltaic arrays according to the consideration of incidence angle that is not suitable to the situation of our country among the causes of power output decrease by sampling photovoltaic power generation plants.

When relocate simulation result photovoltaic array 1 line, when relocate about 2.8[%], photovoltaic array 3 lines when relocate about 1.2[%], photovoltaic array 2 lines, output of about 5.0[%] improved. Also, gained space gains of photovoltaic array party 1.29[m] when relocate photovoltaic array party 0.82[m], 3 lines when relocate photovoltaic array party 0.39[m], 2 lines when relocate 1 line. As gains occur on photovoltaic array clearance, time that receive effect of shade was slowed down gradually and showed result that elevation of output shows finally.

Key Words : Photovoltaic Power Generation Plant, Photovoltaic Array Optimal Arrangement, Simulation of Relocated Photovoltaic Array

* 주저자 : 홍익대학교 전자·전기공학과 교수

** 교신저자 : 홍익대학교 재료공학부 교수

Tel : 041-860-2510, Fax : 041-863-7605

E-mail : hkchoi@wow.hongik.ac.kr

접수일자 : 2009년 7월 2일

1차심사 : 2009년 7월 6일, 2차심사 : 2009년 9월 3일

심사완료 : 2009년 9월 17일

1. 서 론

태양에너지를 이용한 태양광발전 시스템은 바이오매스, 지열, 풍력, 파력, 조력, 해류 등 다른 신재생 에너지에 비해 에너지원이 무궁무진한 에너지원이다. 또한 우리나라의 실정에 가장 적합한 신재생에너지로 정부주도하에 2011년까지 태양광주택 10만 호 보급사업 등 고유가시대의 화석에너지 대체, 온실가스 절감효과, 관련 산업의 성장에 따른 이윤창출 측면에서 에너지 수급안정, 환경보존, 경제성장의 순환 고리를 이어주는 핵심 역할을 하고 있다. 이러한 장점을 바탕으로 태양광발전은 지난 몇 년간 비약적인 발전을 이루었다[1-3, 6-8].

그러나 현재의 태양광발전 시스템은 외국의 설치 사례를 그대로 도입해 설계, 시공한 것이 대부분이기 때문에 외국과는 다른 환경적 요인, 시스템적 요인 등으로 인한 출력의 저하가 나타나고 있다. 따라서 태양광발전 시스템에 대한 지속적인 관심과 보급에 있어서 출력 저하의 문제는 반드시 고려되고, 검증되어야 할 항목이다[7-9].

본 논문에서는 태양광발전소 두 곳을 샘플링하여 출력저하의 요인 중 우리나라 실정에 맞지 않는 입사각에 따른 태양전지 어레이 간의 음영에 의한 출력저하를 비교·분석하여 설비용량, 설비사양, 부지면적의 변화 없이 태양전지 어레이의 재배치를 통해 최대 출력을 낼 수 있는 태양전지 어레이의 최적 간격을 산정한다.

결과적으로 태양전지 어레이 1열 재배치 시에는 약 1.2[%], 2열 재배치 시에는 약 2.8[%], 3열 재배치 시에는 약 5.0[%]의 출력이 향상되었다. 또한 1열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 0.39[m], 2열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 0.82[m], 3열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 1.29[m]의 간격이득을 얻었다. 태양전지 어레이 간격에 이득이 생기면서 음영의 영향을 받게 되는 시간이 점점 늦춰지게 되고 결국 출력의 향상이 나타나는 결과를 보였다.

2. 태양전지어레이 출력의 비교 및 분석

2.1 입사각과 음영에 따른 모듈의 출력 비교

출력 비교에 사용될 출력 데이터는 전라남도 소재의 (A)태양광 발전소와 (B)태양광 발전소 2곳이다. 2곳 발전소는 용량과 모듈방식에는 차이가 있으나 소재지의 위도나 날씨가 거의 유사한 장소이기 때문에 비교의 대상으로 선정하였다.

표 1은 본 논문에서 비교의 모델로 선정한 (A), (B) 태양광 발전소의 제원을 보여주고 있으며 모든 데이터는 2008년도의 값이다.

표 1. 태양광발전소 제원
Table 1. Specification of Photovoltaic power plant

발전소명	발전용량	모듈방식
(A) 발전소	550[kW]	경사 가변형
(B) 발전소	1,800[kW]	1축 추적형

(A)발전소와 (B)발전소의 월별 발전량과 발전소 두 곳의 차이를 나타내는 배수는 아래의 표와 같다.

표 2. (A)발전소와 (B)발전소의 월별 발전량 DATA
Table 2. Monthly output amount DATA of power plant (A) and power plant (B)

발전소명	7월		8월		9월		10월(15일)	
	발전량 [kWh]	1일 발전 시간	발전량 [kWh]	1일 발전 시간	발전량 [kWh]	1일 발전 시간	발전량 [kWh]	1일 발전 시간
(A)	64,607	3.87	71,913	4.31	56,422	3.50	36,664	4.26
(B)	273,374	4.91	306,408	5.50	237,364	4.41	131,221	4.57
배수 (B/A)	4.2	1.27	4.3	1.18	4.2	1.26	3.59	1.07

표 2를 보면 7월, 8월, 9월은 (B)발전소가 (A)발전소에 비해 월 발전량이 평균 4.2배, 1일 평균 발전시간은 1.24배 높은 것으로 나타났다. 그러나 10월의 발전량을 살펴보면 발전량이 3.59배, 1일 평균 발전시간이 1.07배 높은 것으로 나타나 전 3개월 대비 약

출력을 고려한 태양전지 어레이 최적 배치에 관한 연구

12[%] 정도의 출력이 떨어진 것으로 나타난다.

기상청에서 수집한 데이터를 바탕으로 소재지의 강수량, 일조시간, 운량을 비교하면 다음과 같다.

표 3. 발전소 소재지별 강수량, 일조시간, 운량 DATA

Table 3. Precipitation, sunshine duration, clouds DATA of power plant location

구 분		7월	8월	9월	10월 (15일)
강수량[mm]	(A)	112.2	95.6	30.4	0.5
	(B)	139.2	157.5	58.9	1.7
일조시간[h]	(A)	149.9	222.4	171.9	116.1
	(B)	138.1	176.1	157.0	112.0
운 량	(A)	7.2	6.0	5.8	3.5
	(B)	7.3	5.9	5.6	3.6

표 4. 9월과 10월의 시간대별 환산 평균 발전량

Table 4. Conversion average development amount by time zone of September and October

	9월		10월	
	(A)발전소	(B)발전소	(A)발전소	(B)발전소
7시	6.19	1.32	1.04	0.03
8시	130.46	204.56	120.75	234.56
9시	402.52	653.37	459.50	640.01
10시	684.74	886.66	777.86	922.10
11시	802.86	922.90	1,015.79	1,014.42
12시	880.63	961.73	1,175.24	1,052.95
13시	856.04	937.72	1,111.60	994.97
14시	826.46	879.45	1,046.97	1,020.62
15시	716.48	883.08	894.19	982.78
16시	519.26	795.85	652.53	859.79
17시	333.05	590.85	341.56	438.66
18시	116.07	214.73	52.54	39.54
19시	3.65	1.09	2.01	0.89

(A)발전소와 (B)발전소를 비교했을 때 운량은 거의 차이가 없었으며, 강수량과 일조시간이 약간의 차이를 보였으나 이정도 수치의 환경적 요인으로는 태양광발전시스템에서 10[%]에 이르는 출력저하의 요인이 되지 않는다고 판단, 태양광발전 시스템 출

력저하의 가장 큰 요인인 입사각에 의한 음영문제로 원인을 국한시켜 분석하였다. 이를 비교하기 위해 (B)발전소를 기준으로 (A)발전소의 발전량을 환산하여 조건을 일치시켰다.

(A)발전소와 (B)발전소의 9월과 10월 시간대별 평균 발전량을 환산한 값은 표 4와 같다.

그림 1, 2는 (A)발전소를 (B)발전소의 용량으로 환산하여 비교한 시간대별 발전량 비교그래프이다.

그림 1에서와 같이 9월은 (A)발전소의 출력이 (B)발전소에 비하여 시간대별로 전반적으로 낮은 것으로 나타나고 있고 그 차이는 약 10[%]를 유지하고 있는 것을 알 수 있다.

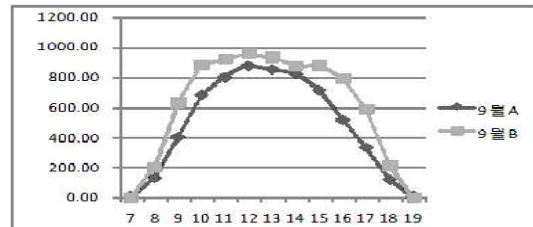


그림 1. 동일용량으로 환산·비교한 9월 시간대별 발전량 비교그래프

Fig. 1. Output comparison graph by September time zone that convert to same daily dose and compares

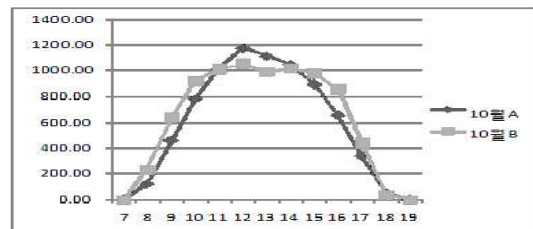


그림 2. 동일용량으로 환산·비교한 10월 시간대별 발전량 비교그래프

Fig. 2. Output comparison graph by October time zone that convert to same daily dose and compares

그림 2는 같은 방식으로 10월의 데이터로 비교한 그래프이다. 오전 8~10시, 오후 3~6시 시간대는 9월에 비하여 상대적으로 줄어든 상태이지만 (B)발전소가 (A)발전소에 비교우위를 나타내고 있다. 그러나 11시~오후 2시 시간대에는 오히려 (A)발전소가

(B)발전소에 비하여 높은 발전을 하고 있음을 알 수 있다.

10월의 경우 (A)발전소는 아침, 저녁으로는 약간 발전량이 줄었지만 11시~4시 사이의 낮 시간대에는 출력이 증가하였고, 특히 12시~1시 시간대의 증가 폭이 큰 것을 알 수 있다. 반면, (B)발전소는 9월과 10월의 발전량이 큰 차이가 없지만 10시~오후 4시 시간대에는 발전량이 늘어난 반면 오후 4시 이후에 감소하는 현상을 나타내고 있다.

(B)발전소가 (A)발전소에 비하여 평균 발전시간에서 높은 출력이 나오는 것은 모듈의 설치형태에 따른 요인으로 볼 수 있다. (A)발전소 경우 경사가 가변형 방식으로 어레이 구조물을 수동으로 변화하여 계절의 변화에 따른 태양광 입사각을 추적할 수 있는 방식이며 아침, 저녁으로 변하는 태양광을 추적하지 못하는 방식이고, (B)발전소의 경우 1축 추적형 방식으로 태양광을 추적하는 장치 중 아침, 저녁으로 변하는 태양광을 추적하는 장치이며 여름, 겨울과 같이 태양광의 입사각이 변하는 경우 이를 추적하지는 못하는 방식이다[3,6,9,10].

앞에서 나타난 평균 발전시간에서의 차이는 모듈 설치 형식의 차에 의한 출력 효율의 차이이므로 10[%]정도의 출력차이는 정상적인 결과라 할 수 있다.

다음은 태양광발전 설치방식에 따른 효율 및 발전 시간, 설치면적 등을 나타낸 표이다[1,7,9].

표 5. 설치형식에 따른 태양광발전 비교
Table 5. Comparison by photovoltaic system's installation type

설치형태	1일 발전시간	효율	설치면적 (100[kW]당)
경사 고정형	3.6[h]	100[%](기준)	1,980[m ²]
경사 가변형	3.9[h]	105[%]	1,980[m ²]
추적형	1축	4.4[h]	3,300[m ²]
	2축	4.9[h]	7,920[m ²]

본 논문에서는 10월에 급격하게 나타나는 출력의 저하를 분석하기 위하여 (A)발전소와 (B)발전소의 출력을 용량만 같은 조건으로 환산하였고, 모듈의

설치형태에서 나타나는 차이는 같은 조건으로 환산하지 않고 그대로 두었다. 결국 용량 환산 후 (A)발전소와 (B)발전소에서 나타나는 평균 발전시간의 차는 표 5에 나타낸 것과 같이 설치방식에서 나타나는 차이임을 알 수 있다.

2.2 입사각에 의한 음영에 따른 모듈의 출력 분석

(B)발전소의 출력 저하는 모듈에 입사하는 태양광의 입사각의 변화에 따른 요인과 이로 인한 음영으로 구분 지을 수 있다.

표 6. 월에 따른 태양의 고도 (정오 기준)
Table 6. Ancient city of sun by month(at noon, standard)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
31[°]	38[°]	49[°]	61[°]	72[°]	77[°]	78[°]	70[°]	61[°]	50[°]	38[°]	35[°]

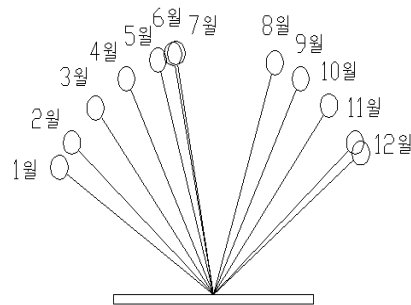


그림 3. 태양의 고도변화
Fig. 3. Ancient city change of the sun

(B)발전소는 1축 추적형 방식을 적용하고 있다. 이는 하절기에 적합하도록 각도가 고정되어 있고 아침, 저녁으로 변하는 태양광을 추적하는 방식이다. (B)발전소는 정오에 모듈이 수평으로 되기 때문에 출력이 (A)발전소에 비해 상대적으로 좋다. 그러나 그림 3, 표 6과 같이 소재지인 전라남도의 경우 하절기에는 태양과의 수평면 고도가 70[°] 이상을 유지하지만 9월, 10월로 접어들수록 급격한 변화가 일어나 태양광의 입사각이 많이 떨어진다. 8월에서 9월, 9월

출력을 고려한 태양전지 어레이 최적 배치에 관한 연구

에서 10월로 변화하면서 입사각이 10[%] 이상 변화가 일어나는데 (B)발전소는 이에 따른 변화를 줄 수 없는 반면 (A)발전소는 아침·저녁에 따른 변화는 불가능 하지만 계절에 따른 변화는 수동으로 가능한 경사 가변형 방식을 채택했기 때문에 입사각에 변화가 큰 10월 이후에도 출력이 크게 떨어지지 않는다 [4,5,10].

아래의 표 7은 월별 수평면 일사량의 변화를 나타내었다.

표 7. 월에 따른 수평면 일사량 변화
Table 7. Vertical quantity of solar radiation change by month

월	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
수평 면일 사량	3.33	3.69	4.09	4.35	4.84	4.18	4.33	4.79	3.92	3.34	3.06	2.99
증감 (%)	1.0	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-	-
		10.5	11.1	6.36	11.2	13.6	3.59	10.6	18.1	14.8	8.38	2.29

태양의 입사각이 변하면 일사량도 변화하며 표 7과 같이 9월에는 18.1[%], 10월에는 14.8[%]가 떨어진다. 반면 (A)발전소는 경사 가변형을 채택하고 있어 태양광 입사각의 변화에 따라 모듈의 각도를 수동으로 조정할 수 있도록 되어 있다. (A)발전소의 경우 9월 중순 모듈의 각도를 35[°]에서 47[°]로 조정하였으며 그렇기 때문에 그림 2와 표 4에서 알 수 있듯이 10월 발전량이 9월 발전량에 비하여 높게 나오며, 특히 낮 시간대에 더욱 높은 출력이 나오는 것을 알 수 있다.

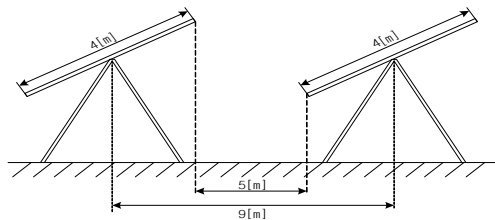


그림 4. (B) 발전소 어레이 설치도
Fig. 4. (B) Power plant array setting diagram

(B)발전소의 경우 그림 4와 같이 아침에 해가 떠

서 저녁에 해가지는 방향으로 추종하는 1축 추적형 방식이다. 아침시간대에는 모듈이 동쪽방향으로 60~70[°] 각도로 세워지고 있으며 모듈 간 중심거리는 9[m] 정도 이격되어 있고 앞쪽 모듈 끝부분에서 다음 모듈까지의 거리는 약 5[m] 정도 이격되어 있다.

위의 모듈의 길이, 모듈의 경사각, 태양의 입사각을 이용하여 음영이 미치지 않는 모듈간의 이격거리 L을 계산할 수 있다.

$$L = \frac{A \times \sin \theta}{\tan \alpha}$$

여기서, L : 이격거리[mm]

A : 모듈길이[mm]

α : 태양의 입사각[°]

θ : 모듈의 경사각[°]

위의 식을 이용하여 A : 4[m], α : 하루 중 태양의 최저 입사각 20[°], θ : 75[°]를 각각 대입하면 필요한 모듈 간 이격거리 L은

$$\frac{4 \times \sin 75^\circ}{\tan 20^\circ} = 10.61[m] \text{ 가 된다.}$$

위와 같은 방식으로 계산된 모듈의 경사각에 대한 이격거리는 표 8과 같다.

표 8. 모듈의 경사각에 따른 필요 이격거리
Table 8. Necessity separation by tilt angle of module

모듈의 경사각[°]	모듈간 이격거리[m]
60	9.51
55	9.00
50	8.41
40	7.06
30	5.49
20	3.75
10	1.90

그림 5는 모듈의 경사각에 따른 음영의 영향범위를 나타내었다.

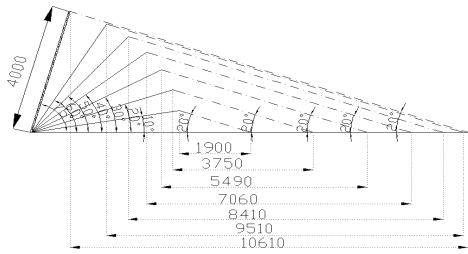


그림 5. 모듈의 경사각에 따른 음영의 영향범위
Fig. 5. Effect extent of shade by tilt angle of module

그림 5, 표 8과 같이 모듈의 경사각이 55[°]이상일 때 음영의 길이가 9.00[m]가 되므로 1축 추적형 방식인 (B)발전소의 경우 모듈의 경사각이 55[°] 이상이 되는 아침과 저녁에는 뒤쪽 모듈에 앞쪽 모듈에서 발생한 음영이 생기게 되어 출력이 저하되는 현상이 생긴다.

아래의 그림 6과 같이 (B)발전소는 (A)발전소 대비 7월~9월 사이 발전전력량은 4배 이상, 1일 평균 발전시간은 125[%] 이상을 유지하다 10월 들어서 그 격차가 현저히 줄어들고 있다. (A)발전소의 발전량은 큰 차이 없이 유지되나 (B)발전소의 발전량이 상대적으로 줄고 있는 것이다.

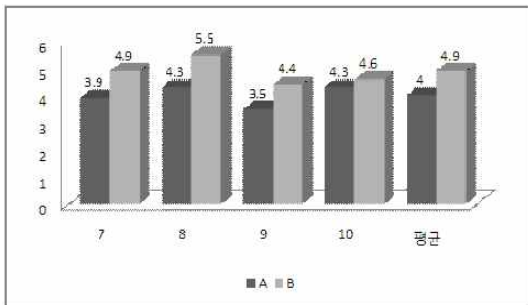


그림 6. 1일 평균 발전시간 변화추이
Fig. 6. Average development time per 1 day, change

또한 (B)발전소와 (A)발전소의 발전량 배수의 변화추이는 그림 7과 같이 점점 떨어지고 있다. 그 정도는 11월, 12월에는 더욱 심해질 것이며 수평면 일사량이 9월과 비슷한 시기인 이듬해 3월 이전까지는 발전량의 저하는 피하기 힘들다.

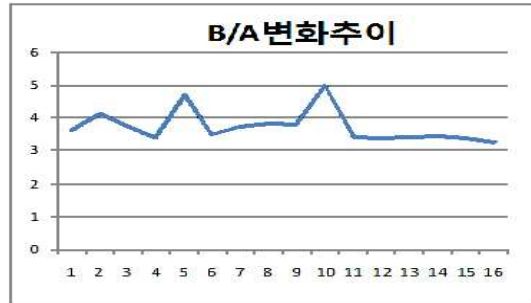


그림 7. (A), (B) 발전소 발전량 배수 변화추이
Fig. 7. (A), (B) power plant generated energy multiple change

(B)발전소의 경우 1축 추적형 방식을 적용함으로써 여름철에는 태양의 고도가 수직에 가까워 발전량이 상대적으로 많이 나오지만 10월 이후에는 태양광의 입사각이 변하여 발전량이 상대적으로 떨어지는 것으로 판단된다. 더욱이 1축 추적형 방식의 경우 경사가 가변형 방식보다 모듈 간 이격거리가 상대적으로 많이 필요한데 반해 계산 값에도 미치지 못하는 이격거리를 두므로써 이로 인해 태양전지 어레이 상호간의 음영을 초래하여 출력이 저하되는 현상이 나타났다.

3. 음영을 고려한 태양전지어레이의 최적 배치

태양광발전 시스템 설계에서의 적절한 태양전지 어레이 간격의 산정은 출력저하를 방지하기 위해 꼭 필요한 부분이다. 태양전지 어레이의 간격을 크게 하면 크게 할수록 음영에 의한 출력저하는 줄어든다. 그러나 한정된 공간에 설치할 수 있는 설비의 용량이 작아진다는 문제점 또한 발생한다. 그렇기 때문에 출력저하를 최소화하면서 설치용량을 최대화할 수 있는 태양전지 어레이의 최적 간격산정이 필요하다. 이 장에서는 출력의 비교 및 분석에 사용되었던 (B)발전소의 샘플링을 통해 설비용량, 설비사양, 부지면적의 변화 없이 기존 태양전지 어레이의 재배치를 통하여 음영에 의한 출력저하를 최소화하고 출력을 최대화할 수 있는 태양전지 어레이의 최적 간격을 산정하고, 이를 적용 시 (B)발전소의 출력 값을

출력을 고려한 태양전지 어레이 최적 배치에 관한 연구

산정하여 기존의 발전량과 비교하였다.

아래의 그림 8은 (B)발전소의 태양전지 어레이 배치도이다. 태양전지 어레이 중심간 간격은 9[m], 앞쪽 모듈 끝과 뒤쪽 모듈 끝과의 거리는 5[m]로 설계되어 있다.

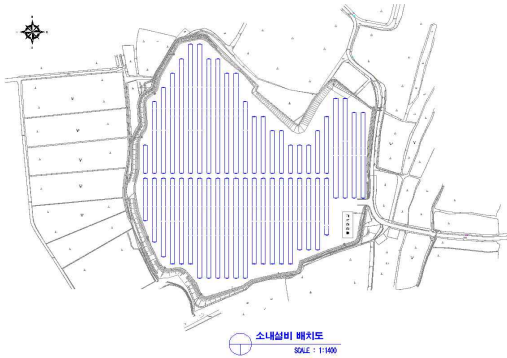


그림 8. (B) 태양광 발전소 태양전지 어레이 배치도
Fig. 8. (B) photovoltaic power plant PV array arrangement plan

(B)발전소의 대지면적은 48,000[m²]이고, 16개의 모듈이 한 개의 어레이로 구성되며 모듈 1개당 출력은 220[W]이며, 총 8,180개의 모듈이 직·병렬로 구성되어 있다. 아래의 표 9는 (B)태양광 발전소의 개략적 제원을 나타내었다.

표 9. (B) 태양광발전소의 제원
Table 9. (B) Dimension of photovoltaic power plant

대지면적[m ²]		48,000[m ²] (약 14545.5[평])
모 듈	제작사	Yingli (China)
	공칭 최대출력[W]	220[W]
	Cell Type	다결정 실리콘
	크기	1,650 × 992 × 50[mm]
총 개수		8,180[개]
어 레이	크기	7,280 × 4,060 × 50[mm]
	접속된 모듈 수	16[개]
	1개당 출력[kW]	220×16=3,520[W]=3.52[kW]
총 용량[kW]		220 × 8,180 = 1,799.6[kW]

(B)발전소의 경우 설비용량에 비해 대지 면적이 현저히 부족하다. 앞의 표 5에 나타난 것과 같이 1축

추적형 방식의 태양광 발전소의 경우 대지의 면적은 100[kW]당 3,300[m²]가 필요하다. 그러나 (B)발전소의 면적은 48,000[m²]로 약 11,400[m²]이나 작다. (B)발전소의 경우 이론적으로 1,450[kW]급 발전소의 부지면적인 셈이다. 이 때문에 모듈 간의 음영에 의한 출력저하가 나타났고 태양의 고도가 낮아질수록 음영의 길이가 길어져 동절기에는 이른 시간부터 음영의 영향을 받게 되어 출력이 저하되는 현상이 나타난다.

(B)발전소의 태양전지 어레이 간격을 변경해 가며 출력을 시뮬레이션하였다. (B)발전소 뒤쪽에 배치된 1~3열의 태양전지 어레이를 발전소 측면의 자투리 공간으로 재배치하여 태양전지 어레이 열의 수를 줄여줌으로써 태양전지 어레이의 간격을 조금씩 넓혀 보았다. 태양전지 어레이를 재배치하여 얻을 수 있는 이득은 아래의 표 10과 같다.

표 10. 태양전지 어레이 재배치 시 이득
Table 10. Gains when relocate PV array

	재배치된 어레이 수	총 이득간격	총 이득면적
1열 재배치시	12개	9[m]	786.24[m ²]
2열 재배치시	24개	18[m]	1,572.48[m ²]
3열 재배치시	38개	27[m]	2,489.76[m ²]

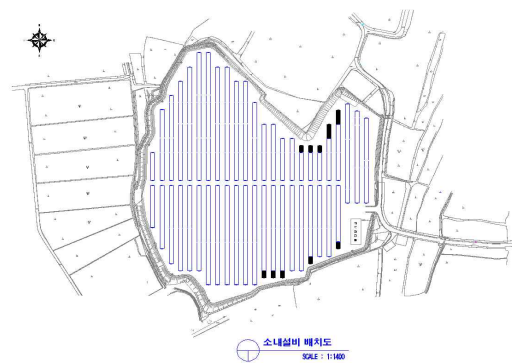


그림 9. 태양전지 어레이 1열이 재배치된 발전소 배치도
Fig. 9. Power plant arrangement plan that PV array 1 line is relocated

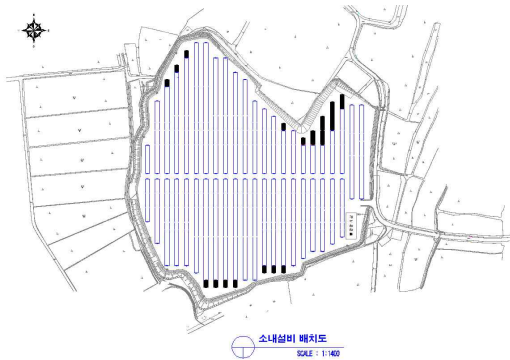


그림 10. 태양전지 어레이 2열이 재배치된 발전소 배치도
Fig. 10. Power plant arrangement plan that PV array 2 lines is relocated

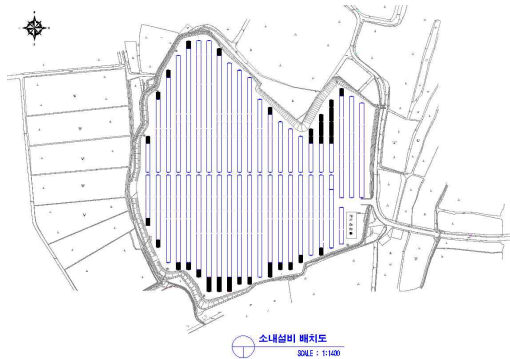


그림 11. 태양전지 어레이 3열이 재배치된 발전소 배치도
Fig. 11. Power plant arrangement plan that PV array 3 lines is relocated

표 11. (B) 태양광발전소의 제원
Table 11. (B) Dimension of photovoltaic power plant

	총 이득간격	PV어레이 당 이득간격	PV 어레이 중심 간격
1열 재배치시	9[m]	0.39[m]	9.39[m]
2열 재배치시	18[m]	0.82[m]	9.82[m]
3열 재배치시	27[m]	1.29[m]	10.29[m]

태양전지 어레이를 재배치 한 (B)발전소의 어레이 배치도는 그림 9, 그림 10, 그림 11과 같고 기존의 배

치도와와의 구분을 위하여 짙게 표시하였다.

각각의 경우 태양전지 어레이 간의 이득간격 및 이격거리는 아래와 같다.

각각의 경우를 적용하여 시뮬레이션 한 결과 나타난 (B)발전소의 월별 발전량, 9월과 10월의 시간대별 평균 발전량은 표 12, 표 13, 표 14와 같다.

표 12. 태양전지 어레이 재배치시 월별 발전량 비교표
Table 12. Monthly development amount comparative table at PV array reassignment

		기존 발전량	1월 재배치시 발전량	2월 재배치시 발전량	3월 재배치시 발전량
7월	발전량 [kWh]	273,374	276,655	281,028	287,043
	1일 발전시간	4.91	4.97	5.05	5.16
8월	발전량 [kWh]	306,408	310,085	314,987	321,728
	1일 발전시간	5.50	5.57	5.65	5.78
9월	발전량 [kWh]	237,364	240,212	244,010	249,232
	1일 발전시간	4.41	4.46	4.53	4.63
10월 (15일)	발전량 [kWh]	131,221	132,796	134,895	137,782
	1일 발전시간	4.57	4.62	4.70	4.80

표 13. 태양전지 어레이 재배치시 9월의 시간대별 발전량 비교표

Table 13. Development amount comparative table by time zone in September at PV array reassignment

	9월			
	기존값	1월	2월	3월
7시	1.32	1.56	1.93	2.51
8시	204.56	207.78	211.21	226.32
9시	653.37	670.91	685.36	712.66
10시	886.66	901.50	910.33	924.81
11시	922.90	930.31	940.73	954.07

출력을 고려한 태양전지 어레이 최적 배치에 관한 연구

	9월			
	기준값	1열	2열	3열
12시	961.73	971.50	983.66	998.16
13시	937.72	953.18	966.37	989.08
14시	879.45	890.51	900.04	914.21
15시	883.08	891.11	901.21	916.55
16시	795.82	802.67	807.45	825.09
17시	590.85	601.35	605.86	619.37
18시	214.73	216.77	219.08	244.13
19시	1.09	1.40	1.77	2.12

표 14. 태양전지 어레이 재배치시 10월의 시간대별 발전량 비교표
Table 14. Development amount comparative table by time zone in October at PV array reassignment

	10월			
	기준값	1열	2열	3열
7시	1.04	1.17	1.41	2.22
8시	120.75	132.31	141.74	152.44
9시	459.50	475.04	487.10	507.03
10시	777.86	793.65	808.32	824.34
11시	1,015.79	1,030.31	1,041.46	1,058.16
12시	1,175.24	1,190.26	1,203.76	1,219.89
13시	1,111.60	1,121.77	1,130.17	1,148.08
14시	1,046.97	1,063.83	1,080.78	1,095.84
15시	894.19	907.97	916.93	929.55
16시	652.53	666.89	681.16	699.78
17시	341.56	362.08	370.11	382.33
18시	52.54	62.31	69.16	76.87
19시	2.01	2.14	2.90	3.42

(B)발전소 기존 발전량을 바탕으로 태양전지 어레이 재배치만을 통하여 출력이 최대로 되는 어레이의 최적 배치를 찾아내고자 한 것이므로 현재 사용되고 있는 설비용량과 설비사양, 부지의 면적 및 형태, 기후조건 등에는 변화를 주지 않았고 태양전지 어레이의 간격을 변화시켜가며 현재 태양광발전 설계회사에서 사용하고 있는 Excel과 AUTO CAD를 기반으로 한 프로그램으로 시뮬레이션하였다. 이 경우 1~3열의 태양전지 어레이를 재배치할 수 있었다. 4열

이상의 태양전지 어레이를 재배치할 경우나 태양전지 어레이 간격을 표 11에 나타낸 값 이상으로 늘리게 될 경우에는 부지 면적을 초과하는 현상을 보여 재배치될 수 없었다.

표 15는 태양전지 어레이 재배치에 따른 변화를 요약하여 나타내었다.

표 15. 태양전지 어레이 재배치에 따른 변화
Table 15. Change by PV array reassignment

	전체 어레이 열수	어레이 간격 이득	출력 이득
기존 배치시	25	0[m]	0
1열 재배치시	24	+0.39[m]	+1.2[%]
2열 재배치시	23	+0.82[m]	+2.8[%]
3열 재배치시	22	+1.29[m]	+5.0[%]

시뮬레이션 결과 태양전지 어레이 1열 재배치 시에는 약 1.2[%], 태양전지 어레이 2열 재배치 시에는 약 2.8[%], 태양전지 어레이 3열 재배치 시에는 약 5.0[%]의 출력이 향상되었다. 또한 1열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 0.39[m], 2열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 0.82[m], 3열 재배치 시에는 태양전지 어레이 당 1.29[m]의 간격 이득을 얻었다. 태양전지 어레이 간격에 이득이 생기면서 음영의 영향을 받게 되는 시간이 점점 늦춰지게 되고 결국 출력의 향상이 나타나는 결과를 보였다. 태양전지 어레이 간격에 변화를 줌으로써 1일 평균 발전시간에서 이득을 얻게 되고 발전시간의 이득은 출력의 향상으로 나타났다. 시간대별 발전량 비교표에서도 비슷한 비율로 출력이 향상되었으며, 기타 시간대에 비해 태양의 입사각이 작아 음영의 길이가 길어지는 오전 10시 이전 및 오후 16시 이후의 시간대의 증가량이 큰 차이는 없으나 기타 시간대에 비하여 상대적으로 크게 나타났다. 결국 (B)발전소의 경우 설비용량, 설비사양, 부지의 면적 및 형태의 변화 없이 1,800[kW] 용량의 태양전지 어레이 설치 시에는 태양전지 어레이 22배열에 앞과 뒤의 태양전지 어레이의 간격이

10.29[m]가 될 때 최대 출력이 나타남을 알 수 있었다.

4. 결 론

본 논문에서는 태양광 발전소에서 나타나는 출력 저하 문제를 지리적으로 비슷한 태양광발전소 두 곳을 실측·분석하여 출력저하의 원인을 분석하였다. 태양의 입사각이 작아지면 자연히 이로 인한 음영의 길이도 길어진다. 본 논문에서 샘플링한 태양광발전소의 경우 설치용량의 확대를 위해 음영에 대한 고려 부족으로 인한 출력저하 현상을 보임을 알 수 있었다. 또한 이를 바탕으로 태양전지 어레이의 재배치를 통하여 태양전지 어레이 간의 간격을 조정해 가며 시뮬레이션하여 그 결과를 바탕으로 발전소의 출력을 향상시킬 수 있는 태양전지 어레이의 최적 배치 및 간격을 산정할 수 있었다.

에너지에서, 특히 발전사업자에게 출력은 가장 민감한 항목 중 하나이다. 본 논문에서는 특정 발전소의 경우를 실측·분석하여 출력저하를 줄이고 출력을 높이는 연구를 하였다.

앞으로도 특정 발전소가 아닌 모든 태양광 발전소에 공통적으로 적용할 수 있는 연구가 계속되어 불필요한 출력저하를 최소화하고, 좀 더 효율적 시스템으로 성장한다면 녹색성장이 사회적 이슈로 떠오르고 있는 요즘 태양광발전 시스템은 보다 높은 관심을 받으며 성장해 나갈 수 있을 것이라 생각한다.

본 연구는 2008학년도 홍익대학교 교내 연구비로 수행되었음.

References

- [1] 이순형, “태양광발전 시스템의 계획과 설계”, 기다리, 2008.
- [2] 이현화, “저탄소 녹색성장을 위한 태양광 발전”, 기다리, 2009.
- [3] 에너지관리공단 신재생에너지 센터, “신재생에너지가이드”, 한국에너지정보센터, 2009.
- [4] 이순형, “전기설비기술기준 및 판단기준”, 기다리, 2008.
- [5] 이현화, “태양전지 어레이의 영향과 역저지 다이오드 구성에 관한 연구”, 2008.
- [6] 윤중호, “신재생에너지 설계 시공방안 및 사례”, 에너지관리공단, 2005.
- [7] 에너지관리공단, “신재생에너지 가이드”, 2009.
- [8] 부경진, “태양광발전시스템의 경제성 분석”, 에너지경제연구원, 2007.
- [9] 유권중, “태양광발전시스템 성능평가분석”, 에너지기술연구원, 2007.
- [10] 이현화, “MW급 대규모 태양광발전소 설계기술”, 한빛 D&S, 2007.

◇ 저자소개 ◇

최홍규 (崔洪圭)

1950년 1월 7일생. 홍익대학교 전자·전기공학과 교수. 홍익대학교 전기설비연구센터 소장.

최대원 (崔大源)

1981년 7월 1일생. 홍익대학교 전기공학과 졸업. 홍익대학교 대학원 전기공학과 석사과정.

유해출 (柳海出)

1947년 9월 4일생. 고려대학교 공학대학원 전기공학과 졸업(석사). 홍익대학교 대학원 전기공학과 박사과정. (사)한국전기철도기술협력회 기술이사. 우송대학교 철도전기신호학과 초빙교수.

최신권 (崔伸權)

1982년 6월 15일생. 홍익대학교 전기공학과 졸업. 홍익대학교 대학원 전기공학과 석사과정.

김용규 (金容圭)

1952년 3월 28일생. 서울대학교 졸업(박사). 홍익대학교 재료공학부 금속공학전공 교수.