

## 출력을 고려한 모듈 간 최적화 간격

( Module liver optimization interval that consider generating power )

최대원\* · 최홍규 · 이근무 · 심용식 · 최영준 · 장민기 · 김태훈

( Dae-Won Choi\* · Hong-Kyoo Choi · Guen-Moo Lee · Yong-Sik Shim

· Young-Jun Choi · Min-Kee Chang · Tae-Hoon Kim )

### Abstract

Solar photovoltaic power generation system is judging that by the most suitable new refreshing energy in real condition of our country forward continuously interest for solar photovoltaic power generation system and diffusion are enlarged. Output decline problem is item to consider necessarily and should be verified in continuous interest for solar photovoltaic power generation system and diffusion. Present plan that minimize output decline calculating module liver optimum interval that consider recitation of a poem to reduce output decline by module liver shade by incidence angle consideration and this that occupy most parts among factor because do output of solar photovoltaic power generation system well.

### 1. 서론

태양에너지를 이용한 태양광발전 시스템은 바이오매스, 지열, 풍력, 파력, 조력, 해류 등 다른 신재생에너지에 비해 에너지원이 무궁무진한 에너지원이다. 또한 우리나라의 실정에 가장 적합한 신재생에너지로 정부주도 하에 2011년까지 태양광주택 10만호 보급사업 등 고유가시대 화석에너지의 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 비약적 발전을 이루었다. 정부의 보급 사업으로 재정적 지원이 가능해져 태양광발전 시스템을 구비한 가구가 상당가구 등장하였고, 더 나아가 태양광발전시스템을 이용하여 직접 발전사업자가 되는 경우도 나타났다. 수입에 의지해야 했던 어레이 등 태양광발전 관련 설비도 상당량 국산화가 가능 해 졌다. 국산화, 수요의 증가와 맞물려 태양광발전 시스템의 설치 단가 또한 지난 10년간 절반가량으로 떨어지며 앞으로도 계속적으로 태양광발전 시스템에 대한 관심과 보급이 증대 될 것으로 판단되어 지고 있다.

그러나 현재의 태양광발전 시스템의 대부분은 외국의 설치사례를 그대로 도입해 설계, 시공한 것이 대부분이다. 그렇기 때문에 외국과는 다른 환경적 요인(위도, 일조 시간), 시스템적 요인(모듈, 인버터, 배선 결함 등)으로 인한 출력량의 차이가 나타나고 있다. 같은 물량을

투입하여 상대적으로 적은 출력량을 얻는다면 그만큼 손실이 커지게 되는 것이며, 계속적으로 손실량이 커진다면 태양광발전 시스템에 대한 관심은 점점 감소하게 될 것이다. 그렇기 때문에 태양광발전 시스템에 대한 지속적인 관심과 보급에 있어서 출력 저하문제는 반드시 고려·검증되어야 할 항목이다.

본 논문에서는 태양광발전 시스템의 출력저하 요인 중 가장 많은 부분을 차지하는 입사각 고려에 따른 모듈 간 음영에 의한 출력저하와 이를 줄이기 위한 음영을 고려한 모듈 간 적정 간격을 산정하여 출력 저하를 최소화하는 방안을 제시한다.

### 2. 본론

#### 2.1. 입사각에 따른 음영에 의한 출력저하

일반적으로 모듈에서의 음영은 어떤 경우라도 없어야 하지만 순환적으로 가끔 발생하는 음영은 태양광 발전의 출력을 저하시킨다. 보통 PV 어레이의 설치 방향은 연간 태양궤적에 비추어 볼 때 지구 북반구에서의 남향으로, 남반구에서는 북향으로 설치하는 것이 바람직하다고 추론할 수 있다. 이 방향은 PV 어레이의 표면이 가능한 긴 일조 시간에 노출될 수 있는 조건을 제공한다. PV 어레이의 설치 경사 각도는 태양광선이 PV 어레이의 표면에 직각으로 입사할 때, 광선의 밀도가 가장 크므로 최대의 전력량을 얻을 수 있다. 그러나 태양

의 고도와 방위각은 계절별로 달라져 수평면에 조사되는 입사 각도도 변화하므로 태양 추적형으로 설치될 경우에는 항상 PV 어레이의 표면이 태양을 향하게 하여 태양광선의 입사 각도를 직각으로 유지시킬 수 있다. 또한 설치각도를 고정하여 설치할 경우에는 연간 가장 많은 에너지를 얻을 수 있는 경사각도로 설치하는 것이 바람직하므로 이를 위해서는 그 지역에서 측정된 다년간의 일사량 자료의 분석이 선행된 후 설치 각도 및 방향 설정이 이루어져야 한다.

## 2.2. 음영을 고려한 모듈 간격

### 2.2.1. 모듈 간격 산정식

태양광 발전 시스템의 출력 저하와 효율적 발전을 위해서는 적절한 모듈 간격의 산정이 필수 조건이라 할 수 있다. 현재 태양광발전 시스템 설계 시 가장 널리 사용되는 모듈 간격 산정 방법은 식(1), (2), (3)과 같다

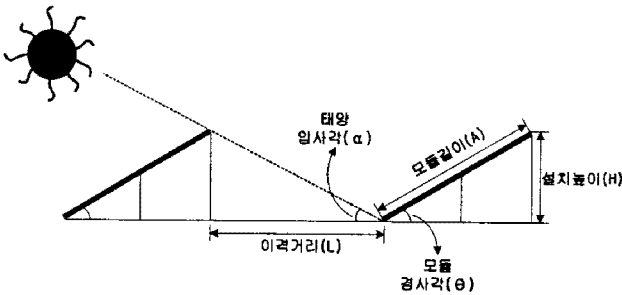


그림 1. 태양전지 어레이의 이격거리  
Fig. 1. Separation Of Solar cell array

$$L = \frac{H}{\tan \alpha} \quad \text{식 (1)}$$

여기서,  $L$ : 이격거리 [mm]  
 $H$ : 설치높이 [mm]  
 $\alpha$ : 태양의 입사각 [°]

$$L = \frac{A \times \sin \theta}{\tan \alpha} \quad \text{식 (2)}$$

여기서,  $L$ : 이격거리 [mm]  
 $A$ : 모듈길이 [mm]  
 $\alpha$ : 태양의 입사각 [°]  
 $\theta$ : 모듈 경사각 [°]

$$L = A \cos \theta + \sin \theta \times (\text{lat} + 23.5^\circ) \quad \text{식 (3)}$$

여기서,  $L$ : 이격거리 [mm]  
 $A$ : 모듈길이 [mm]  
 $\theta$ : 모듈 경사각 [°]  
 $\text{lat}$ : 설치지역의 위도 [°]

식 (1), (2), (3)은 태양광발전 시스템 설계에서 사용되고 있는 모듈간격 산정식이다. 식 (3)은 설치지역의 위도를 직접 대입해 태양의 고도를 적용한 식이고, 식 (1), (2)는 아래와 같은 방식으로 태양의 고도를 따로 계산하여 설계 시 감안한다.

$$A = \sin^{-1} a \quad \text{식 (4)}$$

$$a = (\sin \phi \times \sin \delta) + \cos \phi \times \cos \delta \times \cos (h)$$

여기서,  $A$ : 태양의 고도각 [°]

$\phi$ : 설치지역의 위도 [°]

$\delta$ : 적위 (하지: 23.5° / 춘·추분: 0° / 동지: -23.5°)

$h$ : 계산시각의 각 (12시: 90° / 15시, 9시: 45°)

### 2.2.2. 입사각과 음영에 따른 모듈의 출력비교

이 장에서는 태양의 입사각에 따른 음영에 의해 발생하는 모듈 간격에 따른 출력을 비교 분석한다. 다음에 사용될 출력 데이터는 전남 ○○태양광 발전소(A)와 □□태양광 발전소(B) 2곳이다. 2곳 발전소는 용량과 모듈방식에는 차이가 있으나 소재위치의 위도나 날씨가 거의 유사한 장소이기 때문에 비교의 대상으로 선정하였다.

비교의 모델로 선정한 태양광발전소 2곳의 제원은 다음과 같다.

표 1. 태양광발전소 제원

Table 1. Solar photovoltaics power plant dimension

발전소명	발전용량	모듈방식
○○발전소(A)	550kW	경사가변형
□□발전소(B)	1800kW	단축추적형

(A)발전소와 (B)발전소의 월별 발전량은 아래와 같다.

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

발전소명	7월		8월		9월		10월(15일)	
	발전량 [kW]	1일 발전시간	발전량 [kW]	1일 발전시간	발전량 [kW]	1일 발전시간	발전량 [kW]	1일 발전시간
(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

위의 표(2)를 보면 7월, 8월, 9월은 (B)발전소가 (A) 발전소에 비해 월 발전량이 평균 4.2배, 1일 평균 발전 시간은 1.24배 높은 것으로 나타났다. 그러나 10월의 발전량을 살펴보면 발전량이 3.59배, 1일 평균 발전시간이 1.07배 높은 것으로 나타나 전 3개월 대비 약12% 정도의 출력이 떨어진 것으로 나타난다.

본 논문 앞부분에 나타낸 것과 같이 출력저하의 요인 중 시스템 결합과 환경적 요인을 분석해 보았으나 특이 점은 발견되지 않았다. 기상청에서 수집한 데이터를 바탕으로 소재지의 강수량, 일조시간, 운량을 비교하면 다음과 같다.

표 3. 발전소 소재지별 강수량, 일조시간, 운량 DATA  
Table 3. Precipitation by power plant location, duration of sunshine, cloudiness DATA

구 분		7월	8월	9월	10월 (15일)
강수량	(A)	112.2	95.6	30.4	0.5
	(B)	139.2	157.5	58.9	1.7
일조 시간	(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

(A)발전소와 (B)발전소를 비교했을 때 운량은 거의 차이가 없었으며, 강수량과 일조시간이 약간의 차이를 보였으나 이정도 수치의 환경적 요소로 인해 10%에 이르는 출력저하의 요인은 되지 않는다고 판단, 태양광발전 시스템 출력저하의 가장 큰 요인인 입사각에 의한 음영문제로 원인을 국한시켜 분석하였다. 이를 비교 출력하기 위해 발전소(B)를 기준으로 발전소(A)의 출력량을 환산하여 조건을 일치 시켰다

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

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	1015.79	1014.42
12시	880.63	961.73	1175.24	1052.95
13시	856.04	937.72	1111.60	994.97
14시	826.46	879.45	1046.97	1020.62
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

그림(2), (3)은 (A)발전소를 (B)발전소의 용량으로 환산하여 비교한 시간대별 발전출력량 비교그래프이다. 그림(2)에서와 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.

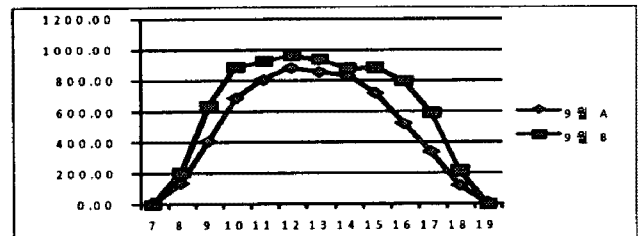


그림 2 동일용량으로 환산·비교한 9월 시간대별 출력 비교그래프

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

그림(3)은 같은 방식으로 10월의 데이터로 비교한 그림이다. 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

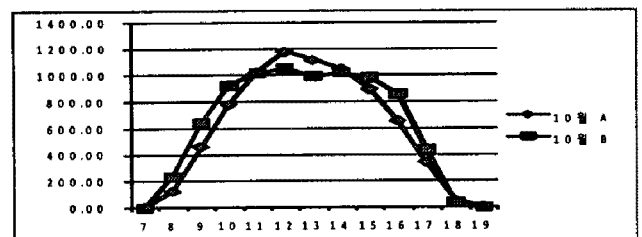


그림 3 동일용량으로 환산·비교한 10월 시간대별 출력 비교그래프

Fig. 3. Output comparison graph by October time zone that convert to same daily dose and compares

아래의 그림(4), (5)는 각 발전소별로 9월과 10월의 발전전력량을 비교한 그림이다. 10월의 경우 (A)발전소는 그림(4)에서와 같이 아침, 저녁으로는 약간 발전량이 줄었지만 11시~4시 사이의 낮 시간대에는 출력이 증가하였고 특히 12시~1시 시간대의 증가폭이 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.

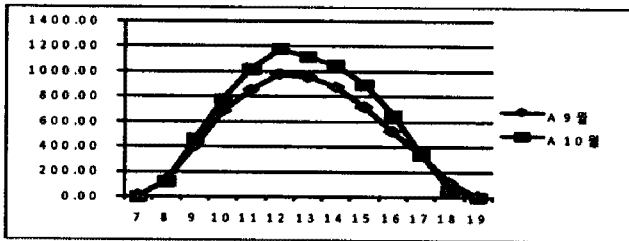


그림 4. (A)발전소의 9월과 10월의 발전전력량을 비교 그래프

Fig. 4. (A) Generated energy of power plant of September and October comparison graph

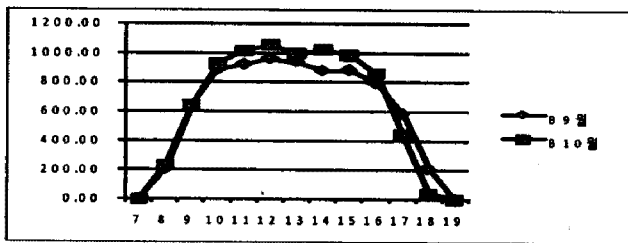


그림 5. (B)발전소의 9월과 10월의 발전전력량을 비교 그래프

Fig. 5. (B) Generated energy of power plant of September and October comparison graph

(B)발전소가 (A)발전소에 비하여 평균 발전시간에서 높은 출력이 나오는 것은 모듈의 설치형태에 따른 요인으로 볼 수 있다. (A)발전소 경우 경사가변형 방식으로 어레이 구조물을 수동으로 변화하여 계절의 변화에 따른 태양광 입사각을 조정할 수 있는 방식이며 아침, 저녁으로 변하는 태양광을 추적하지 못하는 방식이고, (B)발전소의 경우 단축추적형 방식으로 태양광을 추적하는 장치 중 아침, 저녁으로 변하는 태양광을 추적하는 장치이며 여름, 겨울과 같이 태양광의 입사각이 변하는 경우 이를 추적하지는 못하는 방식이다. 앞에서 나타난 평균 발전시간에서의 차이는 모듈설치 형식의 차에 의한 출력 효율의 차이이므로 10%정도의 출력차이는 이상이 아닌 정상적인 결과라 할 수 있다. 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 않았다.

### 2.2.3. 입사각과 음영에 따른 모듈의 출력 분석

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

(B)발전소는 단축추적형을 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 아래의 그림(6), 표(5)와 같이 소재지인 전남의 경우 하절기에는 태양과의 수평면 고도가 70도 이상을 유지하지만 9월, 10월로 접어들수록 급격한 변화가 일어나 태양광의 입사각이 많이 떨어진다. 8월에서 9월, 9월에서 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 경사가변형을 채택했기 때문에 입사각에 변화가 큰 10월 이후에도 출력이 크게 떨어지지 않는다.

표 5. 월에 따른 태양의 고도 (정오 기준)

Table 5. Ancient city of sun by month (at noon, standard)

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

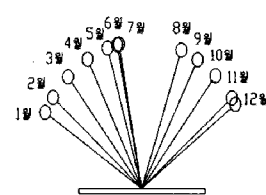


그림 6. 태양의 고도변화

Fig. 6. Ancient city change of the sun

아래의 표(6)은 월별 수평면 일사량의 변화를 나타내었다.

표 6. 월에 따른 수평면 일사량 변화

Table 6. Vertical quantity of solar radiation change by month

월	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
수평면 일사량	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	+	+	+	+	-	+	+	18.1	14.8	8.38	2.29

태양의 입사각이 변하면 일사량도 변화하며 표(6)과 같이 9월에는 18%, 10월에는 14%가 떨어진다. 반면

(A)발전소는 경사가변형을 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(3)과 표(4)에서 알 수 있듯이 10월 발전량이 9월 발전량에 비하여 높게 나오며, 특히 낮 시간대에 더욱 높은 출력이 나오는 것을 알 수 있다.

(B)발전소의 경우 그림(7)과 같이 아침에 해가 떠서 저녁에 해가지는 방향으로 추종하는 단축추적형방식이다. 아침시간대에는 모듈이 동쪽방향으로 60°~70°각도로 세워지고 있으며 모듈 간 중심거리는 9m 정도 이격되어 있고 모듈끝 부분에서 다음 모듈까지의 거리는 약 5m 정도 이격되어 있다.

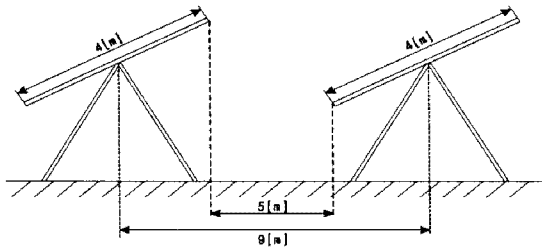


그림 7. (B)발전소 어레이 설치도  
Fig. 7. (B) Power plant array setting diagram

위의 모듈의 길이, 모듈의 경사각, 태양의 입사각을 식(2)에 의하여 음영이 미치지 않는 모듈간의 이격거리 L을 계산할 수 있다.

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

A : 4[m] / α : 하루 중 최저 입사각 20° / θ : 75°를 각각 대입하면 필요한 모듈 간 이격거리

$$L = \frac{A \times \sin\theta}{\tan\alpha} = \frac{4 \times \sin 75^\circ}{\tan 20^\circ} = 10.61[m] \text{ 가 된}$$

다.

위와 같은 방식으로 계산된 모듈의 경사각에 대한 이격거리는 표(7)과 같다.

표 7. 모듈의 경사각에 따른 필요 이격거리  
Table 7. 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(8)은 모듈의 경사각에 따른 음영의 영향범위를 나타내었다.

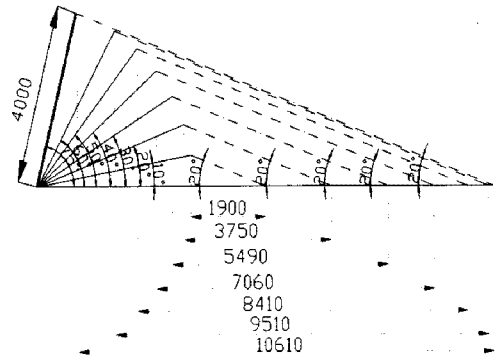


그림 8. 모듈의 경사각에 따른 음영의 영향범위  
Fig. 8. Effect extent of shade by tilt angle of module

그림(8), 식(2)에 의한 표(7)과 같이 모듈의 경사각이 55° 이상이 될 때 음영의 길이가 9.00[m]가 되므로 단축추적형 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(9)와 같이 (B)발전소는 (A)발전소 대비 7월~9월 사이 발전전력량은 4배 이상, 1일 평균발전시간은 125% 이상을 유지하다 10월 들어서 그 격차가 현저히 줄어들고 있다. (A)발전소의 발전량은 큰 차이 없이 유지되나 (B)발전소의 발전전력량이 상대적으로 줄고 있는 것이다.

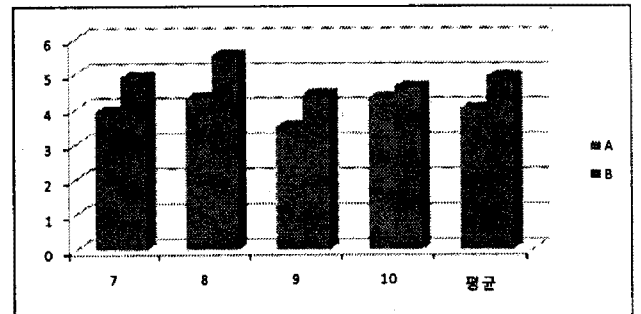


그림 9. 1일 평균 발전시간 변화추이  
Fig. 9. Average development time per 1 day, change

또한 (B)발전소와 (A)발전소의 발전전력량 배수의 변화추이는 그림(10)과 같이 점점 떨어지고 있다. 그 정도는 11월 12월에는 더욱 심해질 것이며 수평면 일사량이 9월과 비슷한 시기인 3월 이전까지는 발전량의 저하는 피하기 힘들다.

- [1] 이순형, "태양광발전 시스템의 계획과 설계", 기다리, 2008
- [2] 이현화, "저탄소 녹색성장을 위한 태양광 발전", 기다리, 2009
- [3] 에너지관리공단 신재생에너지 센터, "신재생에너지가이드", 한국에너지정보센터, 2009

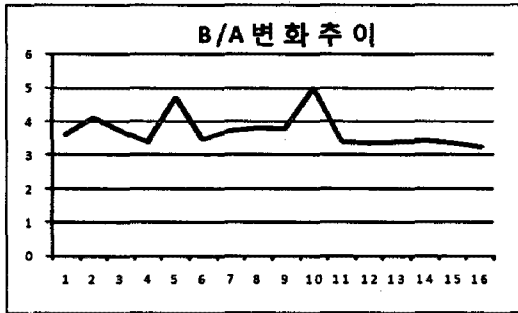


그림 10. (A),(B) 발전소 발전전력량 배수 변화추이  
 Fig. 10.(A) (B) power plant generated energy multiple change change

분석결과 (B)발전소의 낮 12시(정오) 기준 태양광 입사각은 7월~8월 70° 이상을 유지하다가 9월에 61°, 10월에 50°로 급격히 변화하고 있으며 이에 따른 일사량도 급격히 떨어지고 있음을 유추할 수 있었다. 반면, (A)발전소의 경우 9월 중순경 모듈의 경사각을 35°에서 47°로 조정하여 10월에 오히려 발전전력량의 변화가 증가되는 것으로 나타났다. 이는 특히 낮 시간대에 더욱 크게 나타났다. (B)발전소의 경우는 단축추적형을 적용함으로써 여름철에는 태양의 고도가 수직에 가까워 발전전력량이 상대적으로 많이 나오지만 10월 이후에는 태양광의 입사각이 변하여 발전전력이 상대적으로 떨어지는 것으로 판단되었다. 더욱이 단축추적형의 경우 경사가 변형의 경우보다 모듈 간 이격거리가 상대적으로 많이 필요한데 반해 계산 값에도 미치지 못하는 이격거리를 두므로써 이로 인한 모듈 상호간 음영을 초래하여 출력이 저하되는 결과를 초래했다고 볼 수 있다.

### 3. 결 론

본 논문에서는 태양광 발전소의 설치 사례를 검토 분석하여 태양의 입사각과 음영에 대한 고려의 불충분으로 발생된 출력저하에 대하여 연구하였다.

앞서 분석한 태양광 발전소의 경우 모듈간의 약간의 간격만 좀 더 이격 시켰었다면 음영에 의한 출력저하만큼은 어느 정도 줄일 수 있었을 것이라 판단된다.

에너지에서, 특히 발전사업자에게 출력은 가장 중요한 항목 중 하나이다. 앞으로 보다 심도 있고 정밀한 분석을 계속하여 불필요한 출력저하를 최소화하고, 좀 더 효율적인 시스템으로 성장한다면 녹색성장이 사회적 이슈로 떠오르고 있는 요즘 청정에너지인 태양광 발전 시스템은 보다 높은 관심을 받을 수 있을 것이라 생각한다.