



[2016-12-PV-013]

# LFR 태양열발전과 PV 발전시스템의 경제성 비교분석 연구

김하늘<sup>1,2)</sup> · 박진규<sup>1)</sup> · 이상남<sup>1)</sup> · 김종규<sup>3)</sup>\*

## Performance Evaluation and Economic Estimation of LFR Solar Thermal Power and Photovoltaic

Haneol Kim<sup>1,2)</sup> · Jinyu Park<sup>1)</sup> · Sangnam Lee<sup>1)</sup> · Jongkyu Kim<sup>3)</sup>\*

Received 10 August 2016 Revised 30 November 2016 Accepted 1 December 2016

**ABSTRACT** In this study, power generation and an economic evaluation of photovoltaic (PV) systems and LFR thermal power plant in Riyadh, Kingdom of Saudi Arabia were performed using the SAM program provided by NREL (National Renewable Energy Laboratory) and the calculation results were compared. The designed power capacity of the two systems was 1 MWe at 12 PM on June. Three different PV commercial models were selected and the design conditions of the LFR power plant were referred to the eCare Solar Thermal Project of CNIM (Construction Industrielles Mediterranee). In conclusion, the annual power generation of PV is higher than the LFR due to the higher solar irradiation source of POA. On the other hand, the LFR showed more power generation at June and September because of the high optical efficiency and high DNI at a circulation ratio of 10. The levelized cost of energy (LCOE) and capital cost of LFR were 45% and 54% higher than those of the PV, respectively. In the case of a 50% construction cost reduction of the LFR due to growth of the market in the future, the LCOE of LFR becomes 5% higher than the PV but the capital cost of the LFR is 8% lower than the PV.

**Key words** Linear fresnel reflector(선형 프레넬 반사판), Photovoltaic power(태양광발전), Economic evaluation(경제성 평가), Solar Thermal Power(태양열 발전)

### Nomenclature

$Q_{Optical}$  : absorption thermal power, W

$Q_{steam}$  : Thermal Power to make Steam, W

$A_{LFR}$  : LFR Area, m<sup>2</sup>

$A_{PV}$  : PV Area, m<sup>2</sup>

$AP_{PV}$  : Annual Power of PV, Wh

$I_{normal}$  : Normal Irradiation, W/m<sup>2</sup>

$I_{POA}$  : Plane of Area Irradiation, W/m<sup>2</sup>

$AI_{POA}$  : Annual Energy of POA Irradiation, Wh/m<sup>2</sup>

$\eta_{optical}$  : Optical Efficiency

$\eta_{absorber}$  : Absorber Efficiency

$\eta_{reflector}$  : Reflector Efficiency

$\eta_{module}$  : module Efficiency

$\eta_T$  : PV temperature loss Efficiency

$\eta_{soil}$  : PV Soiling loss

1) Solar Thermal Laboratory, Korea Institute of Energy Research

2) Department of Mechanical Engineering, Inha University

3) Solar Thermal Laboratory, Korea Institute of Energy Research

E-mail: rnokim@kier.re.kr

Tel: +82-42-860-3477

Fax: +82-42-860-3538

abstract

LFR : Linear Fresnel Reflector

LCOE : levelized cost of energy

1. 서론

온실가스 발생과 이로 인한 기후변화로 신재생에너지가 전 세계적으로 많이 연구되고 있다. 그중 태양광 산업은 중국에 의해 가격 저감과 시장 확대가 이루어졌으며<sup>[1]</sup> 태양열 발전 산업은 미국, 스페인, 독일 등에서 개발되어 왔다. 중동지역도 태양광, 태양열 산업에 관심을 갖기 시작하였다.<sup>[2]</sup> 특히 최근 사우디아라비아에는 연간 8%씩 증가하는 전기 수요로 인해 국내 석유 수요가 증가해왔으며 이에 따른 석유 수출능력이 고갈될 것을 대비하기 위한 대안으로 태양광, 태양열을 이용한 발전기술 개발에 투자를 하고 있는 추세이다. 이런 추세에 따라 국내 발전사, 태양광 설비 기업들은 중동 진출을 꾀하고 있으며 앞으로 태양에너지기술이 더욱 주목받을 것이라고 판단된다.

이에 따라 본 연구에서는 중동에서의 태양에너지기술 잠재력에 주목하여 태양광, 태양열 발전의 경제성 분석을 진행하고자 한다. 태양광 발전은 국내 및 해외의 업체 중 대표적인 세 가지 모델을 선정하였다. 태양열 발전은 집광방식에 따라 구유형, 접시형, 중앙 흡수기형, 선형 프레넬형으로 구분된다. 이중에 선형 프레넬 방식인 LFR(Linear Fresnel Reflector)이 중고온의 열을 획득하기에 적합하고 생산단가와 운영비가 저렴하기 때문에 본 연구에서는 태양열 발전 중 LFR을 선정하였다.<sup>[3]</sup>

이전의 PV(Photovoltaics), LFR 경제성 평가는 각각 독립적으로 이루어지거나 PV의 경우 LFR 이외의 발전 시스템과 비교되어왔다.<sup>[4,5,6]</sup> 이에 본 연구에서는 PV, LFR 발전 경제성평가를 진행하고자 한다. 설치지역은 연간 일사량이 높은 사우디아라비아의 수도 리야드로 가정하였다. 발전용량은 1MWe 출력으로 연간 성능을 계산하였으며 두 시스템의 비교를 위해 1년 중 대표적인 달인 3월, 6월, 9월, 12월을 선정하였다. 경제성은 시간별 직달일사량이 높고 분포가 고른 6월을 기준으로 계산하였다. 이를 위해 NREL에서 제공하는 SAM 프로그램을 사용하였다.

1.1 PV 태양광 발전시스템

PV는 가장 촉망받는 신재생에너지로서 태양으로부터 방사되는 복사에너지를 전기에너지로 변환하는 장치이다. 한정된 면적에서는 건물의 지붕 및 벽면에 설치되어 소규모의 전력을 공급하는 방식으로 많이 사용되며 도심의 외곽과 같은 넓은 면적에서는 대량의 PV 설치를 통해 대규모 발전을 시행한다. PV의 효율은 대략 15% 정도 되며 PV를 구성하는 재료는 온도에 민감하기 때문에 고온의 환경에서는 효율 저하를 보인다.<sup>[7]</sup>

1.2 LFR 태양열 발전시스템

LFR은 Fig. 1과 같이 초점이 맞춰진 폭이 좁고 긴 거울들을 통해 고정된 흡수기에 태양열을 집광하여 열을 공급하는 시스템이다. LFR의 집광비는 최대 30 정도이며, 흡수기에 물을 공급하여 가열할 경우 약 60~400℃ 정도의 온도를 얻을 수 있다. 고온에서 생산된 증기는 발전에 사용될 수 있다.

2. 발전량 분석

2.1 PV 조건선정 및 분석방법

2.1.1 PV 조건선정

PV 발전에 고려되는 인자들은 출력량, PV 모델, 인버터 크게 세 가지이다. 출력량은 1MWe 출력을 위해 효율을 고려하여 1.4MWe로 설계하였다. 인버터의 경우 사우디아라비아의 사용 전압 220 V에 맞추어 선정하였으며 선정된 제품 특성에 따라 전력 변환효율의 감소가 발생된다. PV 모델은 Table 1과 같이 H사, C사, S사 세 가지로 선정했으며

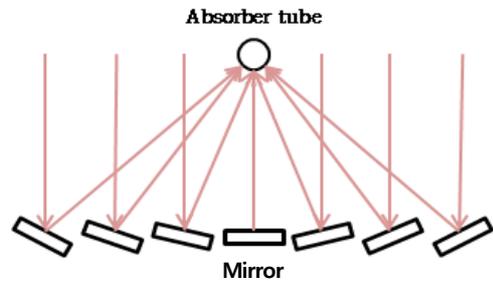


Fig. 1. Schematic of linear fresnel reflector

Table 1. Feature of PV model and Inverter

PV Module			
Model	Nominal Efficiency (%)	Temperature Coefficient (%/C)	Module Area (m <sup>2</sup> )
S사	18.41	-0.39	1.63
H사	15.34	-0.41	1.96
C사	15.94	-0.43	1.94
Inverter			
Model	CEC Weighted Efficiency (%)		
E사	96.40		

선정된 PV 제품에 따라 최대 출력, 최대 전압, 셀 온도에 따른 효율 감소가 결정된다. 온도에 따른 효율감소는 모듈을 개방적인 장소에 설치한다는 가정으로 외기와의 직접적인 열 교환 방식으로 계산하였다.

### 2.2.2 PV 분석방법

SAM을 이용한 PV의 발전량 계산 시 Fig. 2와 같이 순차적으로 태양 위치(Sun Position), 표면 모델(Surface Model), 그림자 영향(Self Shading), 모듈(Module Model), 인버터 모델(Inverter Model)이 고려된다.

Sun Position에서 고려되는 인자는 시간에 따른 수평면 전일사량, 직달 일사량, 태양의 고도, 방위각 등이다. 위의 인자들이 종합적으로 고려되어 PV에 입사되는 일사량이 계산된다.

본 연구에서 사우디아라비아 리야드의 기후데이터는 Energyplus.net에서 제공하는 IWECC(International Weather for Energy Calculation)를 이용하였으며 이를 SAM에 적용하기 위해 포맷을 INTL 방식으로 변환하였다. 이 기후데이터는 연간 시간별 리야드 지역의 직달일사량, 산란일

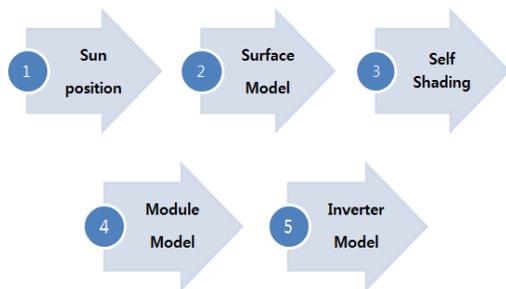


Fig. 2. Photovoltaic model simplified diagram

사량, 습구온도, 건구온도, 풍향, 풍속 등이 포함되어 있다.

Surface Model에서는 PV 모듈을 구성하는 패널의 배치가 고려된다. 본 연구에서는 기본적인 모듈 형태로 세로 2행, 가로 9열을 사용하였다. 또한 PV 모듈의 경사각은 사우디 지역에서 최적의 출력을 내는 25도 경사각을 적용하였다.

Self Shading은 PV 모듈 주변 시설물 또는 모듈 간의 간섭으로 발생하는 그림자 영향으로 본 연구에서는 LFR 발전과 비교하기 위하여 그림자에 의한 효율감소는 배제하였다.

Module Model에서는 먼지 부착 현상, 온도에 따른 효율 감소 장비 노화 등이 손실로 고려된다. 먼지 부착 현상에 의한 효율 감소는 10%로 정하였으며,<sup>[8]</sup> 온도에 따른 효율 감소는 Table 1의 제품 특성에 따라 결정되었다.

Inverter Model은 PV에서 생산된 직류전류를 교류로 변환하는 단계이다. 본 연구에서는 AC/DC를 1.1로 하였다.

## 2.3 LFR 조건선정 및 분석방법

### 2.3.1 LFR 조건선정

LFR 발전은 운영방식을 선정한 후 설치면적, LFR의 입·출구 온도 등 설계하고자 하는 시스템의 중요 인자들을 결정하였다. LFR의 운영방식은 크게 관류형 방식과 순환형 방식 두 가지로 나누어지며 두 형태의 개략도는 Fig. 3과 같다.<sup>[9]</sup>

순환형(Recirculated) 방식은 순환수 중 일부가 증기로 되며 드럼에서 포화수와 포화증기로 분리한 후 포화수가

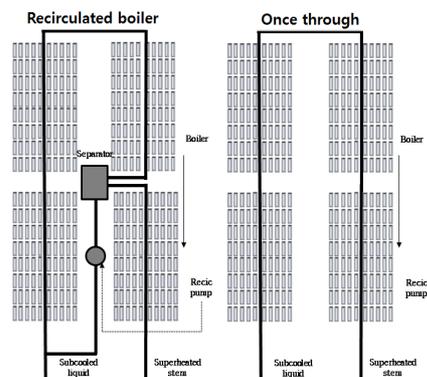


Fig. 3. LFR arrangement; (a) recirculated (left), (b) once through (right)

Table 2. Feature of LFR project

eCare Solar Thermal				
터빈용량	LFR 입구온도	LFR 출구온도	압력	LFR 면적
1 MW	160°C	90°C	70 bar	10,000 m <sup>2</sup>

순환하는 반면, 관류형(Once-Through)의 경우 드럼 없이 순환수가 모두 증기로 변환된다. 본 연구에서는 일반적으로 많이 사용되는 순환형 방식을 채택하였다.

계산에 고려된 LFR 형상은 선행 연구를 통한 최적화 과정으로 국내에서 개발되고 있으며<sup>[10]</sup> 이 형태를 기반으로 LFR의 집광 효율을 NREL의 SolTrace로 별도로 계산하여 SAM에서 사용토록 하였다. 터빈의 입·출구 온도 및 압력 조건은 Table 2와 같이 LFR 발전설비로 규모가 유사한 eCare Solar Thermal Project에서 사용된 값을 이용하였다.<sup>[11]</sup>

### 2.3.2 LFR 분석방법

SAM을 이용하여 LFR의 발전량을 계산 시 Fig. 4와 같이 순차적으로 태양 위치, LFR Model, 그림자 영향, 흡수기(Absorber), 증기량(Flow Rate)가 고려된다.

Sun Position에서 고려되는 인자는 시간에 따른 직달일사량(Normal irradiation)과, 태양의 위치에 따른 집광효율(Optical efficiency), 거울의 반사율(Reflector)이다. 직달일사량의 경우 리야드의 일사량데이터를 사용하였다. 집광효율은 SolTrace 프로그램을 이용하여 계산하였다. 거울의 반사율은 한국에너지기술연구원에서 설치한 LFR의 반사율을 측정된 값 0.9328을 사용했다. 집광열량은 식 (1)을 이용하여 계산하였다.

$$Q_{optical} = I_{normal} \times A_{LFR} \times \eta_{optical} \times \eta_{reflector} \quad [W] \quad (1)$$

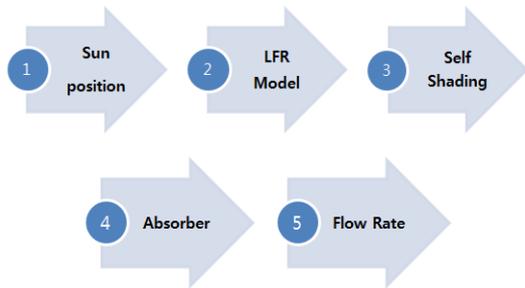


Fig. 4. Linear fresnel reflector model simplified diagram

LFR Model은 사용자가 LFR의 한 모듈의 사이즈를 결정하면 6월 12시 기준 1MWe 출력을 생산하기 위해 필요한 모듈의 수와 면적이 계산된다. 본 연구에서는 한 모듈의 면적을 204m<sup>2</sup> 으로 선정했으며 모듈의 수는 25개로서 전체 5,100m<sup>2</sup> 이다.

Self Shading은 거울간의 간섭 또는 건물에 의해 발생하는 그림자의 영향을 고려하는 것으로 본 연구에서는 최적의 배치를 고려하여 그림자의 영향을 배제하였다.

Absorber는 집광된 열량을 흡수하는 과정으로 식 (2)를 통해 흡수열량을 계산하였다. 흡수기 효율( $\eta_{absorber}$ )은 외기로의 열손실에 따라 계산되므로 외기 온도, 흡수기 내부 유속, 풍속 등을 고려한다.

$$Q_{absorb} = Q_{optical} \times \eta_{absorber} \quad [W] \quad (2)$$

Flow Rate는 최종적으로 생산한 증기량으로 흡수된 열량과 설정된 순환비에 따라 계산된다. 본 연구에서는 순환비를 10, 20, 40 총 세 가지로 분류하여 순환 비에 따라 발생량을 계산하였고 순환비는 증기 생산량대비 총 순환유량으로 나타낸다.

## 3. 분석결과 비교

### 3.1 PV 분석결과

PV 발전은 직달일사량, 산란일사량, 입사되는 반사량 세 가지가 종합적으로 고려되어 출력이 계산된다. 위의 일사량들의 합을 POA(Plane Of Array) Irradiance라 하고<sup>[12]</sup> Fig. 5에 분기별 사우디의 POA의 값을 나타내었다.

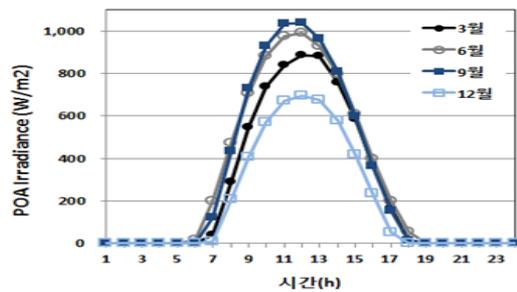


Fig. 5. Monthly average of POA irradiance

6월과 9월에 약 1000W/m<sup>2</sup>의 높은 POA 값을 가지는 것을 Fig. 5에서 확인할 수 있으며, 12월에는 보다 낮은 약 600W/m<sup>2</sup>의 일사량을 나타내었다.

계산된 POA 값은 인버터의 효율( $\eta_{inverter}$ ), 모듈효율( $\eta_{module}$ ), 먼지부착효율( $\eta_{soil}$ ), 온도에 의한 효율감소( $\eta_T$ )와 함께 식 (3)을 통해 출력계산에 사용되어지며 여기서 먼지부착효율( $\eta_{soil}$ )은 90%이며 온도에 따른 영향은 외기 온도와 설치위치에 따라 모듈내부 온도를 계산하여 결정된다.

$$P = I_{POA} \times A_{PV} \times \eta_{module} \times \eta_{inverter} \times \eta_T \times \eta_{soil} [W] \quad (3)$$

사우디의 외기온도는 Fig. 6과 같이 6월과 9월에는 약 40도까지 상승하는 것을 확인할 수 있다. 이 때문에 6월과 9월의 효율이 제품별로 각각 다르게 감소되는 것을 Table

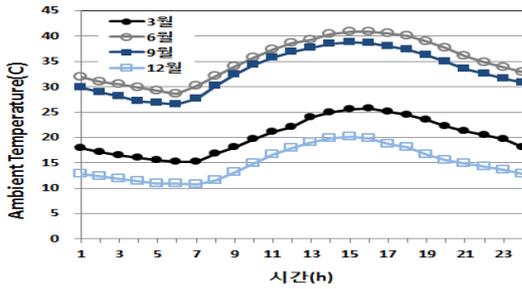


Fig. 6. Monthly average of ambient temperature

Table 3. Module efficiency and power generation

Power Generation (kW)			
월/시간	S사	H사	C사
3월/12시	880	902	893
6월/12시	902	830	800
9월/12시	938	883	855
12월/12시	723	743	737
Module Efficiency (%)			
월/시간	S사	H사	C사
3월/12시	15.86	13.56	13.55
6월/12시	15.02	12.22	11.90
9월/12시	14.46	12.18	11.90
12월/12시	16.50	14.15	14.17

Table 4. PV module area

S사	H사	C사
7,602 m <sup>2</sup>	9,122 m <sup>2</sup>	9,036 m <sup>2</sup>

3에서 확인할 수 있다.

S사제품은 6월과 12월의 효율 차가 약 1.48%이나 H사와 C사는 약 2%의 차이를 보이고 있다. 이에 Table 4와 같이 PV의 효율에 따라 제품별로 다른 설치면적을 가진다.

### 3.2 LFR 분석결과

LFR 발전은 PV발전과 다르게 직달일사량만을 이용하기 때문에 사용할 수 있는 일사량은 PV보다 작게 나타난다. Fig. 7은 분기별 사우디지역의 직달일사량을 나타내는 그래프이다.

직달일사량은 6월과 9월 12시에 약 900W/m<sup>2</sup>로 POA 값보다 약 100W/m<sup>2</sup> 작게 나타나는 것을 Fig. 7에서 알 수 있다.

시간에 따른 월평균 집광효율과 흡수기 효율을 Fig. 8과 Fig. 9에 나타냈으며 흡수기 효율은 유량에 따라 효율 값이

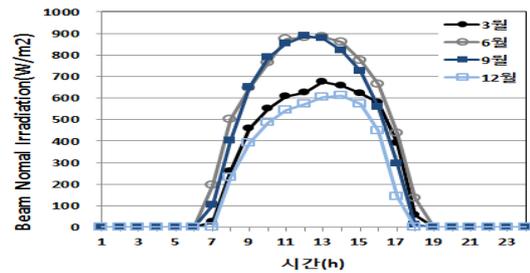


Fig. 7. Monthly average of beam normal irradiation

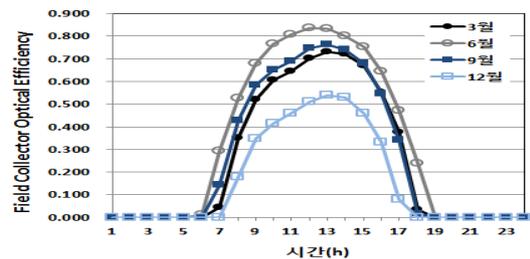


Fig. 8. Monthly average of optical efficiency

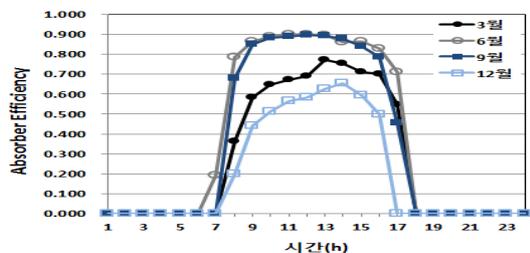


Fig. 9. Monthly average of absorber efficiency

Table 5. Absorber efficiency at steam ratio of 10, 20, 40

Absorber Efficiency (%)			
순환비	10	20	40
3월/12시	69.1	69.4	69.7
6월/12시	90.0	90.2	91.1
9월/12시	89.6	90.0	90.5
12월/12시	58.5	58.7	58.8

변함으로 Table 5에 순환비에 따른 변화를 나타냈다.

순환비가 커질수록 흡수기 효율 값이 증가하는 것을 Table 5에서 확인할 수 있는데 이는 순환유량이 증가하면 흡수기 내부 작동유체의 온도상승 폭이 감소하기 때문에 외부와의 열전달로 인한 손실이 감소하게 된다.

6월에 광학효율과 흡수기 효율이 각각 12시 기준 82%, 90%로 가장 높은 것을 Fig. 8과 Fig. 9에서 확인할 수 있다.

식 (2)에서 얻은 흡수열량은 순환수로부터 포화증기를 생산하기 위한 열량으로 사용된다. 이때 증기생산량은 순환비에 의해 결정된다.

높은 직달일사량과 광학효율을 가지는 6월에 약 6,000 kg/h의 증기를 생산하는 것을 Fig. 10에서 확인할 수 있다.

순환비가 20, 40인 경우에는 유량의 증가에 따라 증기생산량이 감소하게 된다. 이는 Table 6을 통해 순환비 증가에 따른 증기량의 변화를 확인할 수 있다.

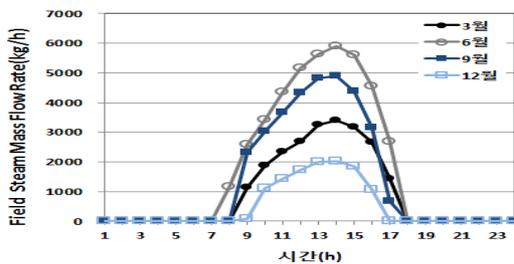


Fig. 10. Monthly average of steam mass flow rate

Table 6. Steam mass flow rate at circulation ratio of 10, 20, 40

Steam Mass Flow Rate (kg/h)			
순환비	10	20	40
3월/12시	2,777.8	2,492.4	2,155.6
6월/12시	5,168.2	4,354.7	3,657.7
9월/12시	4,328.2	3,809.0	3,280.5
12월/12시	1,817.1	1,707.5	1,541.9

Table 7. Power generation at circulation ratio of 10, 20, 40

Power Generation (kW)			
순환비	10	20	40
3월/12시	567.3	506.9	436.9
6월/12시	981.7	936.1	777.7
9월/12시	937.1	820.5	693.0
12월/12시	347.2	318.5	295.5

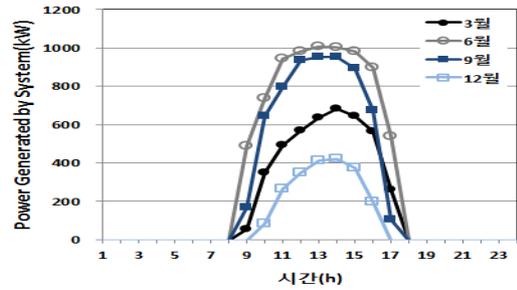


Fig. 11. Monthly average of power generation

생산된 증기유량이 감소함에 따라 발전량도 감소하게 된다. 이로 인해 순환비가 10인 경우를 제외한 20, 40인 경우엔 6월 12시 기준 1MWe에 미치지 못한다. Fig. 11은 순환비 10일 때의 출력량을 나타내었으며, 순환비에 따른 전력생산량을 Table 7에 나타내었다.

## 4. 경제성 평가

### 4.1 PV 경제성 평가

6월을 기준으로 약 1MWe 출력을 낼 수 있는 PV발전시스템의 경제성평가는 크게 간접비와 직접비 운영비 세 가지로 나누어 발전단가(LCOE)와 건설비용을 계산하였다. 비용은 SAM에서 제공하는 값을 사용하였다. 간접비용의 인허가 및 환경평가(Permitting and Environmental Studied)는 0.06\$/Wdc 비용으로 계산했으며 판매세(Sales Tax)는 직접비용의 4%로 정의 했다.

직접비와 간접비는 Table 8과 Fig. 12에 나타내었고 이에 따른 제품별 성능 및 발전단가 등은 Table 9에 비교하여 나타내었다. 모델별 비용 구성이 유사하여 대표적으로 H사의 비용을 Fig. 12에 나타냈다. 전체 비용 중 직접비(모듈비, 인버터비, 노동비, 기타 설비비 등)가 90%이상을 차지

하며 이 중 모듈의 비용과 기타 설비비가 약 46%로 가장 높게 차지하는 것을 알 수 있다.

제품에 따라 출력량이 차이가 있기 때문에 서로 다른 발

Table 8. PV system cost

직접비용(\$)	
PV설치비(PV Module)	993,829
인버터 설치비(Inverter)	293,949
기타 설비비 (Balance of system Equipment)	797,863
설비 인건비(Installation labor)	209,963
설비 이윤 (Installer margin and overhead)	1,049,819
비상비(Contingency)	234,179
총 직접비(Total Direct Cost)	3,579,605
간접비용(\$)	
인허가 및 환경평가 (Permitting and Environmental Studied)	83,985
판매세(Sales Tax)	143,184
총 간접비(Total Indirect Cost)	227,170
운영비(O&M Cost(\$/Yr))	28,000
Total Installed Cost(\$)	3,806,775

Table 9. Comparing PV economic evaluation

종류	연간 총 출력량 (kWh)	발전단가 (¢/kWh)	건설비용 (\$/Wdc)	설치면적 (m <sup>2</sup> )	전력변환 효율(%)
S사	2,217,589	3.96	2.72	7,602	12.51
C사	2,246,152	3.91	2.72	9,036	10.55
H사	2,282,490	3.85	2.72	9,122	10.72

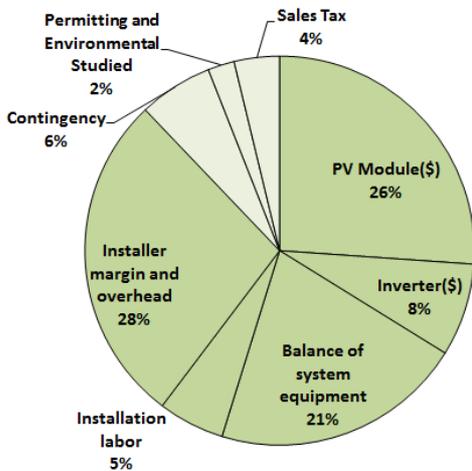


Fig. 12. Comparing PV cost

전단가(LCOE)를 보인다. 이 때 발전단가는 운영기간을 25년으로 가정하고 발전에 필요한 모든 금액은 대출로 충당했을 때 명목이자율 8.14%로 계산된 값이다.

타 제품들과 비교했을 때 Table 9에서 H사 제품이 연간 출력량이 가장 높고 발전단가는 3.51¢/kWh로서 가장 경제적인 것으로 나타난다. 반면 건설비용은 처음 계획했던 1MWe 용량 대비 비용이기 때문에 세 제품 모두 같은 값을 보이고 있다.

전력변환 효율은 식 (4)를 통해 계산되었다.

$$\eta_{PV} = \frac{AP_{PV}}{AI_{POA} \times A_{PV}} \quad (4)$$

#### 4.2 LFR 경제성 평가

PV시스템과 마찬가지로 LFR 태양열 발전시스템의 경제성평가는 크게 간접비와 직접비 운영비 세 가지로 나누어 발전단가(LCOE)와 건설비용이 계산됐다. 단, LFR의 경우 시장 규모가 확대되었을 때의 비용을 추가해서 두 가지 경우로 분석을 진행하였다. 이는 중국이 태양광 발전 산업에 본격적으로 참여하면서 태양광의 가격 경쟁력이 확보된 것처럼 태양열 산업 또한 중국에서의 개발이 예상되기 때문이다. 중국의 태양열산업 로드맵에는 2006년 태양열 설치비용을 2025년까지 50% 절감하는 내용이 포함되어있다.<sup>[11]</sup>

이를 통해 PV와 동등하게 시장규모가 확대되었을 때의 태양열 설치비용을 현재(2015)의 50%인 경우 또한 경제성 분석을 진행하였다.

직접비와 간접비는 Table 10과 Fig. 13에서 나타내었다. 직접비(토목비, LFR 설치비, 배관설치비 등)는 LFR 발전의 약 90% 가까이 차지하며 이 중 LFR 설치비(Solar Field)가 약 51%로 가장 높은 비율을 보이는 것을 확인할 수 있다. 이때 간접비의 Sales Tax는 PV와 동등한 직접비의 4%로 정의했고 EPC and Owner Cost는 직접비용의 11%로 정의했다.

LFR 경제성분석 또한 운영기간을 25년으로 가정하고 LFR 태양열 발전에 필요한 모든 금액을 대출로 충당했을 때의 발전단가를 계산하였다. 이 때 사용된 명목이자율은 PV와 동일한 8.14%로 하였고 그 밖의 경제성 평가요인은 모

Table 10. LFR solar power plant cost

직접비용(\$)		
구분	2015년	2025년
토목비(Site Improvement)	663,000	663,000
LFR 설치비(Solar Field)	2,040,000	1,020,000
배관 설치비(HTF System)	510,000	255,000
비상비(Contingency)	224,910	112,455
총 직접비(Total Direct Cost)	3,437,910	2,073,660
간접비용(\$)		
구분	2015년	2025년
시공비(EPC and Owner Cost)	378,170	189,085
판매세(Sales Tax)	137,516	68,758
총 간접비(Total Indirect Cost)	515,687	257,844
운영비(O&M Cost(\$/Yr))	50,000	50,000
Total Installed Cost(\$)	3,953,597	2,331,504

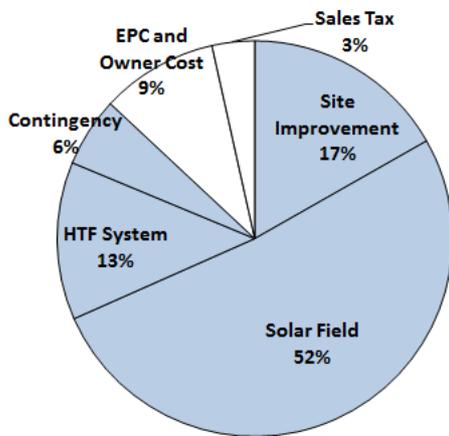


Fig. 13. Comparing LFR solar power plant cost

Table 11. Comparing LFR economic evaluation

연간 총 출력량(kWh)	발전단가 (¢/kWh)	건설비용 (\$/Wdc)	면적 (m <sup>2</sup> )	전력변환 효율(%)
1,764,449	5.59	4.21	8160	15.26
	4.04	2.54		

두 동일하게 적용하였다.

출력이 가장 좋은 순환비 10에서의 발전단가 및 건설비용, 설치면적은 Table 11에 나타내었다. 전력변환 효율은 PV와 마찬가지로 식 (4)를 이용해 계산한 값이다.

### 4.3 PV발전과 LFR 발전의 경제성 비교

지금까지 PV 발전 시스템과 LFR 발전시스템을 동일한

조건하에 발전단가 및 건설비용을 산출하였다.

두 시스템의 운전결과를 비교하면 연간 총 생산되는 출력량(kwh/a)은 LFR의 발전시스템이 PV 출력대비 23%정도 낮게 나타났으며 발전단가와 건설비용은 각각 약 45%, 54% 높게 나타났다. 하지만 LFR의 시장규모가 확대될 경우와 비교했을 때는 LFR 발전이 PV보다 5% 높은 발전단가를 나타냈으며 건설비용은 PV의 가격보다 8% 저렴한 것으로 예측된다.

시장성이 확보되지 않은 LFR과 PV 경제성 비교에서는 PV가 우세한 것으로 판단된다. 하지만 PV 발전시스템과 동등하게 LFR의 시장규모가 확보되었을 때의 경제성은 건설비용에서 우위를 점할 것이라고 예상된다.

## 5. 결론

본 논문에서는 태양광(PV) 발전과 태양열(LFR) 발전의 경제성 비교분석을 진행했다. 두 시스템의 설치지역은 사우디 리야드로 선정했으며 SAM 프로그램을 통해 각 시스템의 일사량, 출력, 효율 값을 비교했다.

PV 시스템은 S사, C사, H사 3가지 제품을 선정해 각 제품별 경제성평가를 진행하였고 LFR 발전시스템은 순환비에 따른 효율성을 분석 후 최적 순환비를 사용해 경제성평가를 진행하였다.

평가결과 LFR 발전시스템이 PV 발전시스템의 발전단가와 건설비에서 각각 45%, 54% 높은 것으로 판단되었으나 LFR의 시장규모가 확보되었을 경우 발전단가는 LFR 발전이 PV보다 5% 높은 발전단가와 8% 저렴한 건설비용의 결론을 얻을 수 있었다.

## Acknowledgements

본 연구는 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행한 연구과제(20148510011190)입니다.

## References

[1] Ping Huang, Simona O. Negro, 2016, "How China

- became a leader in solar PV: An innovation system analysis”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 777-789.
- [2] Xinhai Xu, K. Vignarooban, 2016, “Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1106-1131.
- [3] Najla El Gharbi, Halima Derbal, 2011, “A Comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies”, *Energy Procedia*, 6, 565-572.
- [4] Sandy Rodrigues, Roham Trabikalaki, 2016, “Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries”, *Solar Energy*, 131, 81-95.
- [5] Ilaria Bendato, Luca Casstari, 2016, “Stochastic techno-economic assessment based on Monte Carlo simulation and the Response Surface Methodology: The case of an innovative linear Fresnel CSP (concentrated solar power) system”, *Energy*, 309-324.
- [6] 최봉하, 박수역, 이택기, 김석기, 송진수, 2006, “Sunbelt 지역의 태양광발전 경제성 분석”, *한국신재생에너지학회*, 2(4), 86-92.
- [7] Swapnil Dubey, Jatin Narotam Sarvaiya, 2013, “Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV production in the World – A Review”, *Energy Procedia*, 33, 311-321.
- [8] Tokyo Electron, 2014, “PV Soiling Loss in the Middle East Region”, <http://saudi-sia.com/wp-content/uploads/2014/10/11.-Fred-Chen-DDSOLAR-Tokyo-Electron.pdf>
- [9] Michael J Wagner, 2012, “A Direct-Steam Linear Fresnel Performance Model For NREL’S System Advisor Model”, National Renewable Energy Laboratory.
- [10] 이현진, 김종규, 이상남, 2015, “선형 프레넬 반사판 시스템의 집광 특성에 대한 수치해석 연구”, *Trans. Korean Soc. Mech. Eng. B*, Vol. 39, No. 12, pp. 927~934.
- [11] [http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project\\_detail.cfm?projectID=268](http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm?projectID=268)
- [12] P.Gilman, 2015, “SAM Photovoltaic model Technical Reference”, National Renewable Energy Laboratory.
- [13] Zhifeng Wang, 2010, “Prospectives for China’s solar thermal power technology development”, *Energy*, 35 4417-4420.