



[2019-6-PV-005]

사업용(100kW) 태양광 발전설비 원가구조 분석 : 한국, 독일, 중국 사례를 중심으로

이철용¹⁾ · 이민규²⁾*

Commercial (100kW) Photovoltaic System Cost Structure : The Cases of Korea, Germany, and China

Chul-Yong Lee¹⁾ · Min-Kyu Lee²⁾*

Received 16 January 2019 Revised 9 April 2019 Accepted 18 April 2019

ABSTRACT The trading prices of solar-generated electricity have reached a new record worldwide. However, the average selling price in Korea was relatively high, at 182 won/kWh. This study aims to identify the reasons for the discrepancy between Korean and global prices for photovoltaic power using levelized costs of energy (LCOE) and considering the factors determining photovoltaic costs, such as differences in module prices, balance of plants (BOP), finances, capacity factors, and taxes. Germany and China were selected as major countries of comparison for the purposes of this study. Both countries are similar to Korea in terms of their solar irradiance quantity, but they have lower photovoltaic power prices compared with Korea, allowing for meaningful analysis. The results of the cost analysis identified three areas that can be effectively controlled through government policies—licensing fees, standard facility charges (grid connection costs), and safety management costs. If the costs are lowered to the target values, Korea's LCOE could be decreased to 134.9 won/kWh, which is 12.2 won/kWh lower than the current LCOE. We expect to increase the cost efficiency of photovoltaic power generation in Korea and allow the government to supply more photovoltaic power at reduced costs.

Key words Solar photovoltaic(태양광), Levelized cost of energy(균등화 비용), Renewable energy(신재생에너지)

subscript

LCOE : Llized cost of energy
CAPEX : Cpital expenditures
O&M : Oeration and management
FC : Fnancial cost

1. 서론

세계적으로 태양광 거래가격이 신기록을 경신 중에 있다. 2014년 11월에 두바이에서 태양광 거래가격이 6.13센트(67.4원)/kWh¹⁾에 낙찰되어 세계를 놀라게 했다. 이듬해 2015년 7월에는 미국 텍사스 오스틴에서 4센트(44원)/kWh에 태양광 발전 가격이 체결되어 기존 기록을 갈아 치웠다. 같은 해에 세계적 투자가인 워렌 버핏이 투자한 태양광 발전소의 거래가격도 낮은 수준을 기록했다고 알려져 있으며, 사우디아라비아에서도 전력수급계약(Power Purchasing Agreements, PPA) 방식으로 5센트(55원)/kWh에 태양

1) Assistant Professor, School of Business, Pusan National University

2) Assistant Professor, Graduate School of Management of Technology, Pukyong National University

*Corresponding author: minkyu@pknu.ac.kr

Tel: +82-51-629-5649 Fax: +82-51-629-5659

1) 환율 1,100원/달러 적용

광 발전 가격이 체결되었다. 당시에 많은 사람이 4~5센트(44~55원)/kWh 수준을 태양광 거래 가격의 한계라고 생각했지만, 2016년에는 두바이에서 2.99센트(32.9원)/kWh, 아부다비에서는 2.42센트(26.6원)/kWh의 기록을 세웠다. 지금까지 태양광 발전 가격의 최고 기록은 2017년 11월에 멕시코 경매시장에서 낙찰된 1.77센트(19.5원)/kWh이다. 이렇게 낮은 태양광 발전가격을 나타내는 국가는 태양광 발전에 적합한 기후조건을 가지고 있는 것이 사실이지만, 그럼에도 불구하고 태양광 발전가격이 우리나라 원자력 발전단가(약 50원 내외/kWh)^[1]보다 낮다는 것은 시사하는 바가 크다.

한편 우리나라와 일사량 여건이 유사한 독일은 2017년부터 신재생에너지 정책을 발전차액지원제도(Feed in Tariff, FIT)에서 경매(Auction) 방식으로 전환하였다. 2017년 10월에 낙찰된 태양광 거래 평균 가격은 50유로/MWh(65원/kWh)^[2] 수준이었다. 우리나라도 2017년 소규모 태양광에 한해 경매제도의 일종인 '고정가격계약 입찰 제도'를 도입하였는데 평균 낙찰 가격은 182원/kWh 수준이었다^[2]. 즉 두 나라의 기후조건이 비슷함에도 불구하고 2배 이상의 태양광 발전 가격 차이가 발생하고 있는 것이다.

이와 같은 배경 하에서 본 연구는 독일 및 중국 태양광과 국내 태양광 거래에서 가격 차이가 나는 이유를 규명하고자 한다. 태양광발전 비용을 구성하는 모듈 가격, 주변기기(BOP), 금융, 이윤률, 세금 등을 세밀하게 분석하여 어느 부분에서 차이가 발생하는지 분석할 필요가 있다. 즉 본 연구의 목적은 주요국들의 태양광 원가구조 및 제반사항을 비교 분석하여 균등화 비용(LCOE, levelized cost of energy)이 다른 원인을 분석하는 데 있다^[3]. 비교 대상 국가는 독일과 중국을 선정하였다. 두 국가는 일사량 조건이 유사하고, 우리나라보다 태양광 발전가격이 낮아 유의미한 시사점을 도출할 수 있기 때문이다^[1]. 그리고 현재 한국에서 시스템의 개수로 90% 이상을 차지하고 있는 100kW 사업용 태양광^[4]을 분석대상으로 한다.

분석 결과는 우리나라 태양광 산업의 건전한 발전 및 신재생에너지 확대에 기여할 것으로 기대된다. 왜냐하면 태양

광발전 비용 효율화를 통해 더 적은 비용을 가지고 태양광을 더 많이 보급할 수 있기 때문이다. 태양광의 높은 비용으로 전기요금이 상승한다면 태양광에 대한 수용성이 그만큼 떨어질 것이다. 본 연구는 태양광 발전 사업의 건전한 성장을 유도하여 시장 확대에 중요한 시사점을 제공하고자 한다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 태양광 원가 분석과 관련된 국내외 선행 연구를 고찰한다. 3장에서는 본 연구에서 사용된 방법론을 소개한다. 4장에서는 한국, 독일, 중국의 태양광 발전설비 원가를 비교 분석하고 LCOE를 도출한다. 5장에서는 결론을 도출하고 정책적 시사점을 제시한다.

2. 기존 연구

해외에서는 국가별 신재생에너지 발전설비 원가구조 분석을 통해 정책적 제언을 도출하는 연구가 활발히 진행되고 있는데, 특히 신재생에너지 선도국인 독일과 비교하는 연구가 많다. 2014년 일본의 태양광발전 시스템 가격(중간값)은 독일 대비 2배 이상 높았다. 일본과 독일의 태양광발전 원가구조에 대한 비교 분석 연구에 따르면, 일본의 태양광발전 시스템 가격이 높은 이유는 독일 대비 높은 설치비와 모듈가격 때문인 것으로 나타났다^[5]. 먼저 일본의 설치비가 높은 이유는 일본의 태양광 설치기간이 독일 대비 최소 2배에서 최대 7배까지 길기 때문이다. 연구에서는 독일의 기초공사기법과 숙련된 기술이 설치기간을 단축시키고 자연스럽게 설치비용 감축을 가져온다고 주장하며, 일본은 독일의 노하우와 설치기법을 터득해 설치비를 낮춰야 된다고 조언하였다. 두 번째로 일본의 모듈가격에 대해 분석하였는데 일본의 모듈가격이 높은 이유를 2가지로 나눠 설명하였다. 첫째, 일본에서는 해외산 모듈이 다른 나라보다 비싼 가격에 거래되고 있다. 선행 연구의 결과를 인용하여 동일한 중국 A사의 모듈이 중국, 칠레, 인도에서는 \$0.56~0.58(616~638원)/W에, 유럽에서는 \$0.65(715원)/W, 일본에서는 \$0.67(737원)/W에, 미국에서는 \$0.72(792원)/W에 거래되고 있는 것을 밝혔다^[6]. 미국에서는 중국산 모듈에 대한 반덤핑 관세와 상계관세를 징수하고 있어 비싸게 거래될 수밖에 없으나 일본은 해외 제품에 대해 관세를 부과하

2) 환율 1,300원/유로 적용

3) 본 연구와 유사한 연구로 태양광 산업의 발전에 따라 태양광 사용 후 모듈 적정처리를 위한 전주기 단위비용을 추정하는 연구가 진행된 바 있다^[3].

지 않는데도 여전히 높은 가격에 거래되고 있다고 지적하였다. 일본의 높은 모듈 가격에 대한 두 번째 이유로 일본의 자국 제품 선호를 들고 있다. 연구에서는 일본에서는 해외산도 비싸지만, 이보다 가격이 높은 자국 모듈에 대한 높은 선호도가 일본 내 모듈가격을 지속적으로 상승시키는 요인으로 작용하고 있다고 언급하였다. 연구에 따르면 일본 내 모듈 비용(500kW 이하급 중간값)의 경우 중국과 독일산 제품은 ¥80(800원)/W⁴⁾, 한국, 남미산은 ¥110~120(110~120원)/W 수준에 거래되고 있으나 일본산은 ¥145/W 수준으로 가장 높게 거래되고 있다. 일본산 모듈 가격이 독일산에 비해 45% 높게 판매됨에도 불구하고, 일본 내 자국 모듈에 대한 수요 비중이 71%를 차지하며 일본산 모듈 가격을 지속적으로 상승시키고 있다고 설명하였다. 반면, 독일에서는 해외산 모듈 수요가 57%로 절반 이상을 차지함으로써 국내 모듈과 해외 모듈 간의 가격 경쟁이 용이한 구조를 가지고 있다.

일본의 높은 모듈비용에 대한 지적은 다른 연구에서도 나타난다⁷⁾. 일본과 미국의 주택용 PV와 소규모 상업용 PV(10kW 이하급)의 가격 비교 연구를 통해 일본의 높은 모듈비용의 원인 중 하나로 일본의 모듈 유통과정을 지적하였다. 연구에서 일본은 제조업체와 설치업체 가치사슬 사이에 대형 유통업체, 무역회사, 건설사 등이 위치하여 불필요한 비용, 마진 등이 발생하고 있다고 설명하였다. 한편, 일본의 교차판매(Cross selling) 전략은 고객유치비용을 크게 하락시켜 원가절감에 긍정적인 효과를 가지고 온다고 주장하였다. 교차판매란 제품을 구입한 고객에게 다른 제품을 추가로 구입하도록 유도하는 마케팅 전략으로 일본은 건축, 리모델링, 차량 등 여러 방면의 구매 고객을 대상으로 소규모 태양광발전 교차판매를 실시하고 있다.

또한, 미국과 독일의 태양광발전 비용을 비교 분석한 연구도 있다. 2012년 미국의 주택용 태양광발전 시스템 가격은 연성비용(soft cost)으로 인해 독일 대비 2배 이상 차이가 났다(미국 \$5.29(5,819원)/W, 독일 \$2.59(2,849원)/W). 연성비용이란 태양광발전시스템 설치 시 필요한 인건비, 고객유치비용, PII 비용⁵⁾, 수수료, 세금 등의 하드웨어와 설

비비를 제외한 간접비용을 말한다. 연성비용은 시장여건, 학습효과 등으로 인해 큰 차이가 발생할 수 있으며 태양광발전 원가절감에도 크게 기여한다. 미국의 태양광발전 비용절감을 위해 미국과 독일의 주거용 태양광발전 시스템의 연성비용에 대한 비교 분석을 실시한 바 있다⁸⁾. 연구 결과에 따르면 미국과 독일은 연성비용 중에서도 고객 유치 비용과 인건비에서 많은 차이를 보여주고 있었다. 먼저 고객유치비용의 경우 독일은 발전설비당 \$0.07(847원)/W의 비용이 드는 반면, 미국은 \$0.69(759원)/W로 10배 이상의 차이가 난다. 고객유치비용은 광고, 캠페인 등의 마케팅 비용과 고객방문 시 필요한 부대비용 등을 포괄한 비용으로 독일은 잠재고객에 대한 관리가 잘되어 있어 고객유치비용이 크지 않다. 실제로 독일 고객들은 설치 업체에 쉽게 접근할 수 있으며, 설치 업체와 제조업체 간의 파트너십이 잘 형성되어 있어 잠재고객이 실제고객이 되는 성공률이 매우 높다. 인건비의 경우 독일은 주택용 시스템을 한 개 구축하는데 평균 39인시(man·hour)가 걸리는 반면 미국은 인당 평균 75인시(man·hour)가 걸린다. 연구에서는 설치기간이 길다보니 인건비가 자연스럽게 많이 늘어나게 되어 독일은 인건비로 \$0.23(253원)/W가 드는 반면 미국은 \$0.59(649원)/W가 소요된다고 설명하였다. 미국의 태양광발전 인건비에 대한 지적은 타 연구에서도 찾아볼 수 있는데, 미국과 독일의 태양광발전 인건비 비교연구를 통해 인건비 절감은 미국이 태양광발전 단가를 절감할 수 있는 최상의 방안이라고 주장하였다⁹⁾. 연구에 따르면 미국은 현재 인건비에서 최대 64%까지 절감할 수 있으며 이는 태양광발전 설치비용을 10% 줄일 수 있을 정도이다.

또한 미국의 복잡한 인허가 제도도 지적하였다⁸⁾. 미국은 PII 시간으로 5시간을 소비하는 반면 독일은 태양광발전 설치조건과 허가 체계를 간소화하여 연성비용 지출을 대폭 인하하였다. 또한 독일의 경우 주택용 PV에 대해 소비세/부가가치세가 면제되는 반면 미국은 평균 \$0.21(231원)/W의 소비세가 부과되고 있다. 연구에서는 인허가 비용은 태양광발전 시스템 단가를 높일 뿐만 아니라 태양광발전 활성화를 저해한다고 역설하였다. Table 1은 선행연구에서도 출된 주요 결과를 나타낸다.

선행연구 분석에서 해외에서는 국가별 태양광 원가구조 분석을 통해 정책적 제언을 하는 연구가 활발히 진행되고 있

4) 환율 1,000원/100엔 적용

5) PII 비용이란 Permitting(설치허가), Interconnection(연계), Inspection(검사) 시 필요한 부대비용을 말한다.

Table 1. Previous literatures

Studies	Countries	Main results
[5]	Germany, Japan	Installation cost, module price
[7]	Japan, USA	Distribution channel, sales method
[8]	Germany, USA	Soft cost
[9]	Germany, USA	Labor cost

음을 알 수 있다. 태양광발전 시스템 원가 하락은 LCOE 하락으로 이어지기 때문에 태양광발전 시스템 원가에 대한 분석은 태양광발전이 화석연료 대비 가격 경쟁력을 갖추기 위해 반드시 살펴봐야 하는 부분이다. 따라서 본 연구는 주요국과 국내 태양광 발전설비의 비용 차이를 규명하고 LCOE 방법론을 이용하여 주요국 태양광 LCOE를 추정함으로써 국내 태양광 산업의 발전을 위한 시사점을 제시한다는 점에서 기존 연구와 차별성을 가지며 국내에서는 처음으로 시도되는 연구라는 점에서 의미가 있다.

3. 연구 방법론 및 자료

3.1 연구 방법론

LCOE는 특정 발전소에서 생산된 전력 단위(kWh)당 평균 실질발전비용(원)으로, 발전시설 총비용의 현재가치를 총발전량의 현재가치로 나누어 계산한다. LCOE는 경제적 수명기간 동안 발전량과 초기 건설자본, 운영 및 유지에 이르는 전 과정에서 소요되는 비용을 평가한 것이다^[10].

에너지 발전에 소요되는 총비용은 초기투자비(CAPEX, capital expenditures)와 매년 발전소 운영상 소요되는 유지관리비용(O&M 비용, operation and management)으로 구분된다. 구체적으로 초기투자비용은 직접비와 간접비로 구분할 수 있다. 직접비는 기자재비, 토목비, 기전설비비 및 발전소 부속건물비 등으로 구성된다. 간접비는 설계비, 인허가 및 공사감리비 등으로 구성된다. O&M 비용은 연간 발전소 운영을 위해 투입되는 운영유지비용과 보험료와 같은 금융비용으로 구성된다.

LCOE는 건설비용, 운전유지비용, 수명기간, 발전기술, 에너지효율, 성능저하율, 인플레이션율, 이자율, 법인세 등

에 영향을 받으며 산출방식은 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$LCOE_i = \frac{CAPEX_i + \sum_{n=1}^T \frac{OM_n + FC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{(1-d)^n \times CF \times 365(days) \times 24(hours) \times Capacity}{(1+r)^n}} \quad (1)$$

위 식에서 CAPEX는 기자재비, 구조물공사비, 계통연계비, 인허가/설계/감리/검사비, 간접비 등을 포함한 초기 투자(설비)비용, OM_n 과 FC_n 는 각각 n 기의 O&M 비용과 금융 비용, r 은 할인율(가중평균자본비용으로 대체), CF 는 이용률, $Capacity$ 는 발전소 설비용량, d 는 성능저하율, T 는 발전기 운영기간이다. LCOE는 발전설비의 수명기간 동안에 투입된 비용을 할인율 r 로 매년 동일한 일정금액으로 회수하는 것으로 해석될 수 있다.

3.2 분석 자료

태양광 LCOE는 규모별로 상이하기 때문에 공정한 비교 분석을 위해 표준설비 설정이 필요하다. 본 연구에서는 한국에서 90% 이상을 차지하고 있는 100kW 규모의 사업용 태양광을 표준설비로 설정하고 CAPEX를 산출하였다. 자료 조사를 위해 원가 조사 전문 기관인 건설정보연구원에 의뢰하였으며 조사는 2017년 5월부터 9월까지 이루어 졌다. 한국, 중국의 자료 조사는 각국의 태양광 발전사업자들과 인터뷰를 통해 이루어 졌으며, 독일의 자료 조사는 BNEF(Bloomberg New Energy Finance)의 내용을 인용하였다^[11]. 조사시기와 BNEF 자료 모두 2017년에 조사된 내용이어서 시기에 따른 오차는 크지 않을 것으로 판단된다. 하지만 태양광 설비 가격은 매우 빠르게 하락하고 있으므로 조사시점의 변동 또는 설비 규모가 변경될 경우 수치도 변경될 수 있음을 미리 밝혀둔다.

국가별(한국, 독일, 중국) LCOE 산정을 위한 전제조건으로 CAPEX 비용, O&M 비용, 이용률, 할인율, 법인세, 부채율, 대출이자율, 인플레이션율, 내용연수, 성능저하율 등의 정보가 필요하다. 각 항목별 조사 내용은 Table 2와 같다.

조사된 국가별 CAPEX와 O&M 비용은 한국이 가장 높고, 독일, 중국 순으로 나타나는 것을 확인할 수 있다. 다음 장에서는 이러한 차이가 발생하는지 이유를 규명한다. 국

Table 2. LCOE conditions

Items	Korea	China	Germany
CAPEX (KRW)	161,083,270	93,153,531 (556,240 CNY)	108,292,400 (84,839 EUR)
O&M cost (KRW)	3,736,510	1,133,875 (6,771 CNY)	1,643,205 (1,287 EUR)
Capacity factor (%)	14.93	16.00	11.00
Discount rate (%)	5.50	8.00	3.00
Corporate tax rate (%)	22.00	25.00	29.79
Debt rate (%)	70	70	70
Interest rate (%)	3.46	4.35	2.50
Inflation rate (%)	0.97	2.00	0.38
Economic life	20	20	20
Degradation rate (%)	0.70	0.70	0.70

Note : Numbers in parentheses are based on local currency.
1 CNY = 167.47 KRW and 1 EUR = 1,276.44 KRW in 2017

가별 태양광 이용률은 한국의 경우 한국에너지공단(2016)에서 조사된 태양광 설비 이용률(14.93%)을 적용하였고^[4], 중국과 독일의 경우 NEA(2015)를 기준으로 중국 16%, 독일 11%를 적용하였다^[1]. 할인율의 경우 장기간 사업의 경제성에 대한 타당성 분석을 할 때 중요한 요인이다. 태양광 내용연수가 20년인 것을 고려하면 국가별 할인율의 차이는 중요한 요인으로 작용할 것이다. 각 국가별 할인율은 선행연구된 자료를 기준으로 적용하였으며^[12,13], 한국의 할인율은 5.5%, 중국은 8%, 독일은 3%로 한국 대비 중국은 2.5%p 높고, 독일은 2.5%p 낮은 것으로 조사되었다.

법인세율(corporate tax rate)은 삼정 KPMG의 2017년 고시 기준을 적용하였으며 독일 29.79%, 중국 25%, 한국 22% 순으로 한국 대비 중국, 독일이 3%p, 7.79%p 높은 것으로 조사되었다^[14]. 부채율은 태양광 발전사업의 보편적인 규모인 70%를 가정하였다. 대출이자율은 Trading Economics의 2017년 1월~6월까지의 평균 이자율(조사 시점 고시기준)⁶⁾을 산출하여 적용하였으며, 독일 2.5%, 중국 4.35%,

6) 조사 시점 당일의 이자율을 적용할 수도 있겠지만 일간 변동성(daily volatility)이 존재할 수 있어 평균 이자율을 적용하였다.

한국 3.46% 순으로 한국 대비 중국은 0.89%p 높고, 독일은 0.96%p 낮은 것으로 조사되었다^[15]. 인플레이션율은 IMF에서 고시한 2016년 자료를 적용하였으며 중국 2%, 한국 0.97%, 독일 0.38% 순으로 한국 대비 중국은 1.03%p 높고, 독일은 0.59%p 낮은 것으로 조사되었다^[16]. 국가별 내용연수는 선행연구 자료의 내용연수^[17,18]를 준용하여 20년으로 적용하였다. 성능저하율(system degradation)은 일반적인 모듈의 품질(성능) 보증 기준에 따라 연간 0.7% 성능저하율을 적용하였다.

4. 분석 결과

4.1 LCOE 분석

국가별 태양광 LCOE 전제조건을 기반으로 계산한 결과는 Fig. 1, Fig. 2와 같다. Fig. 1에서 나타난 바와 같이 태양광 설비에 대해서 독일의 LCOE는 122원/kWh인 반면 한국은 147.1원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 약 25.1원의 차이를 보이고 있는 것이다. 우선 이용률에서는 한국

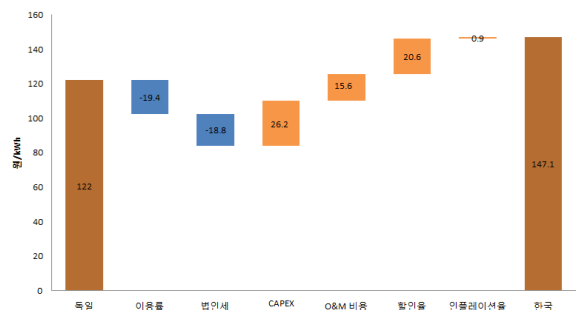


Fig. 1. Comparison of LCOE of photovoltaic system in Korea and Germany

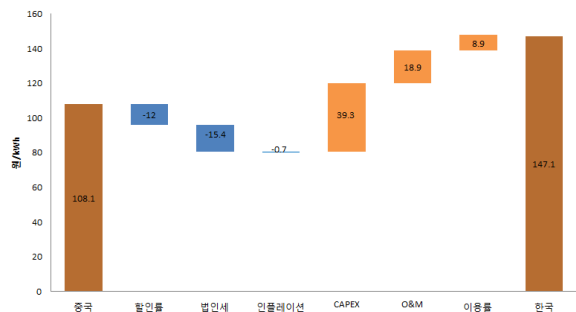


Fig. 2. Comparison of LCOE of photovoltaic system in Korea and China

이 독일보다 kWh당 19.4원의 유리한 여건을 가지고 있다. 이 결과는 이용률이 높아 발전량이 많아지면 LCOE가 낮아지는 효과와 법인세 발생으로 LCOE가 높아지는 효과가 결합되어 나타난 것이다.

한국의 법인세는 독일보다 약 8% 낮아 kWh당 18.8원이 유리하다. 하지만 한국의 태양광 CAPEX가 독일보다 높아 LCOE가 kWh당 26.2원이 높은 것으로 나타났다. O&M 비용과 인플레이션율에서도 불리하여 kWh당 각각 15.6원, 0.9원이 높다. 할인율에서는 한국의 LCOE가 20.6원/kWh 상승하는 효과가 있는 것으로 나타났다. 결론적으로 한국과 독일의 LCOE는 CAPEX와 할인율에서 유의미한 차이를 보인다.

한편 한국과 중국의 태양광 LCOE를 분석한 결과는 Fig. 2에 나타나 있다. 중국의 LCOE는 108.1원/kWh인 반면 한국은 147.1원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 약 39원의 차이를 보이고 있다. 할인율에서는 한국의 여건이 중국보다 좋아 kWh당 12원이 유리하다. 법인세도 유리하여 한국이 중국보다 kWh당 15.4원이 낮다. 인플레이션율에 대해서는 한국이 중국보다 낮아 kWh당 0.7원 유리하다. 하지만 한국의 CAPEX 비용이 중국보다 높아 LCOE가 kWh당 39.3원이 높고 O&M 비용에 대해서는 18.9원이 높다. 이용률에서도 불리하여 kWh당 8.9원이 높다. 한국과 중국의 LCOE는 CAPEX와 O&M 비용, 이용률에서 유의미한 차이를 보인다. 독일 사례와 마찬가지로 CAPEX를 구성하는 요소를 면밀하게 분석하여 한국과 중국의 LCOE 차이를 규명해 볼 필요가 있다. 또한 O&M 비용도 마찬가지로 세분화하여 유의미한 차이를 보이는 요소를 식별할 필요가 있다. 다만 이용률은 각 국가마다 가지고 있는 자연조건에 따라 달라지므로 우리가 개선할 수 없는 부분이다.

4.2 원가 분석

본 장에서는 국내외 태양광 설비의 세부적인 원가를 조사하여 비교 분석하고자 한다. CAPEX는 직접비(모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 구조물, 설치공사비), 간접비(인허가비용, 표준시설부담금, 보험료, 감리비, 기타경비, 설계비, 일반관리비, 이윤, 부가세)로 분류하여 조사를 실시하였고, O&M 세부 비용도 추가적으로 분석하였다. 세부항목별 조사가 안 될 경우 조사 가능한 범위로 조정하여 단가

를 적용하였다.

직접비의 경우 중국 및 독일은 한국 대비 평균 69.5% 수준이며, 이는 주요물품(모듈, 인버터, 구조물 등)의 국내 대비 생산규모의 차이가 주요 요인인 것으로 분석된다. 간접비의 경우 인허가비용, 표준시설부담금(계통연계비용), 감리비, 설계비 등의 추가 비용의 차이로 인하여 중국과 독일이 국내 대비 약 27% 수준으로 분석되었다. 부가세는 중국(중치세)의 경우 하드웨어(모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 구조물)에만 17%로 적용되어 국내 대비 66.1% 비용이 적용되며, 독일의 경우 설치원가의 19%로 적용되어 국내 대비 146% 수준이다. 국내 부가세는 설치원가의 10%가 적용된다.

국가별 직접비 차이의 주된 원인은 모듈 가격과 설치공사비로 분석되었다. 직접비는 Table 4에 나타난 바와 같이 한국을 기준으로, 중국은 66.4%, 독일은 72.5% 수준이며, 이는 한국의 하드웨어 부문 제조단가가 높음을 나타낸다. 중국 모듈의 경우 인건비가 낮고 생산설비의 대량생산 체제 구축을 통한 규모의 경제를 실현하여 제조원가가 낮아 한국 대비 65.6%의 단가로 조달이 가능하며, 낮은 인건비로 인한 설치공사비의 경제성을 확보하고 있다. 독일 모듈의 경우 국내 대비 88.9% 수준으로 형성되어 있으며, 가격하락이 예상된다. 현재 독일은 중국 모듈에 따른 가격 압박을 지속적으로 받고 있으며, 최대 규모의 태양광 업체인 솔라

Table 3. CAPEX of photovoltaic system

Items	CAPEX (thousand KRW)			Ratio to Korea (%)		
	Korea	China	Germany	Korea	China	Germany
Direct cost	109,130	72,506 (433k CNY)	79,172 (62k EUR)	100.0	66.4	72.5
Indirect cost	39,163	10,025 (60k CNY)	11,830 (9k EUR)		25.6	30.2
Surtax	12,790	10,622 (63k CNY)	17,290 (14k EUR)		83.0	135.2
Total	161,083	93,154 (556k CNY)	108,292 (85k EUR)		57.8	67.2

Note : Numbers in parentheses are based on local currency. 1 CNY = 167.47 KRW and 1 EUR = 1,276.44 KRW in 2017

월드는 2017년 5월 파산하였다. 중국의 BOS(접속반, 전기 배선, 구조물 등) 비용은 한국 대비 147.9%를 나타내고 있는데 이는 설치공사비 일부가 BOS에 포함되어 높은 것으로 확인되었다. 직접비의 모듈, 인버터를 제외한 BOS 및 설치공사비의 합계액은 한국은 약 3,260만 원, 중국은 약 2,290만 원으로 한국의 70% 수준이다. 설치공사비 부문에서 중국은 한국 대비 41.9%, 독일은 29.2% 수준이다. 이중 독일의 경우 100kW 설비 설치 시 소요되는 기간은 1주^[5], 한국의 경우 4주로, 독일에 비해 약 4배 소요되는 것으로 조사되었다. 이러한 차이는 기초공사와 태양광 설치를 반대하는 지역 민원 등에서 발생하는 것으로 보인다. 설치기간은 곧 설치공사비와 직접적인 연관성(인건비 상승의 주요 원인)이 있으므로 국내의 설치기간의 최적화가 요구되는 바이다.

분석된 바와 같이 직접비의 대부분은 태양광 모듈이다. 하지만 전 세계적인 태양광 보급 확대에 따른 정책적 의지로 인하여 태양광 모듈 가격은 지속적으로 하락할 가능성을 내재하고 있다^[19]. 중국 및 독일의 태양광 CAPEX 직접비 비용을 감안하면 한국은 태양광 직접비의 주된 비용인 모

듈 및 설치공사비에서 가격경쟁력을 확보해야 하나 중국 및 독일 대비 주요자재 수급의 차이 및 중국 대비 높은 인건비 수준으로 인한 제약이 있다.

간접비 차이의 주요 원인은 인허가 비용 및 표준시설부담금, 일반관리비로 분석되었다. 인허가 비용의 경우 국내 대비 중국은 1.9%, 독일은 10.1% 수준에 불과하다. 이는 국내 대비 상당히 낮은 수준으로, 이러한 차이는 국내 여건(설치지역이 산지 및 농지 위주)에 따른 비용 차이에 기인한 것으로 조사되었다(중국의 경우 최근 경지점용세 인하 정책 추진). 한국의 인허가 비용에는 발전사업허가 등록면허세, 개발행위에 따른 개발부담금, 농지전용 또는 산지전용부담금, 현황측량 비용으로 구성되어 있으며 이중 개발부담금, 농지전용부담금(또는 산지전용부담금), 현황측량 비용이 전체 비용의 각각 33%로 대부분을 차지하고 있다. 또한 표준시설부담금(계통연계비용)은 현재 한국전력에서 태양광 발전시설 설치 시 한전계통 연결에 소요되는 비용

Table 4. Direct cost of photovoltaic system

Items	Direct cost (thousand KRW)			Ratio to Korea (%)				
	Korea	China	Germany	Korea	China	Germany		
Module	62,124	40,759 (243k CNY)	55,208 (43k EUR)	100.0	65.6	88.9		
Inverter	14,375	8,856 (53k CNY)	10,010 (8k EUR)		61.6	69.6		
Connector band	2,200	12,866 (77k CNY)	6,977 (5k EUR)		147.9	80.2		
Electric wiring	602							
Structure	5,896							
Installation	23,933	10,025 (60k CNY)	6,977 (5k EUR)				41.9	29.2
Total	109,130	72,506 (433k CNY)	79,172 (62k EUR)				66.4	72.5

Note : Numbers in parentheses are based on local currency. 1 CNY = 167.47 KRW and 1 EUR = 1,276.44 KRW in 2017

Table 5. Indirect cost of photovoltaic system

Items	Indirect cost (thousand KRW)			Ratio to Korea (%)		
	Korea	China	Germany	Korea	China	Germany
Licensing	9,000	167 (1k CNY)	910 (0.7k EUR)	100.0	1.9	10.1
Infrastructure	8,390	1,671 (10k CNY)	1,213 (1.0k EUR)		19.9	7.5
Insurance	1,142	1,003 (6k CNY)			12.9	
Supervision	1,500					
ETC	5,137					
Design	1,500	668 (4k CNY)	303 (0.2k EUR)		44.6	20.2
General	6,924	501 (3k CNY)	607 (0.5k EUR)		7.2	8.8
Profit	5,570	6,015 (36k CNY)	8,797 (7k EUR)	108	157.9	
Total	39,163	10,025 (60k CNY)	11,830 (9k EUR)	25.6	30.2	

Note : Numbers in parentheses are based on local currency. 1 CNY = 167.47 KRW and 1 EUR = 1,276.44 KRW in 2017

으로 중국(한국 대비 19.9%) 대비 높은 비용으로 부과되고 있어 인허가 비용을 제외한 발전원가 상승의 주요 원인으로 분석되었다. 일반관리비의 경우 소규모 발전사업자의 유지를 위한 관리활동부문에서 발생하는 제비용으로 한국 대비 중국과 독일은 8% 수준에서 운영되고 있으며 이는 국내 사업자의 시스템화를 통한 비용 절감이 요구되는 부분이다. 따라서 중국 및 독일의 태양광 CAPEX 간접비 비용과 비교하면 한국 태양광 간접비의 주된 비용인 인허가 비용 및 표준시설부담금에 대한 완화 및 세제 혜택 등이 요구되는 것으로 판단된다. 한국의 인허가 비용 비율이 높다는 것은 행정적인 처리비용 및 시간이 상당히 소요된다는 것을 의미하며, 이는 향후 태양광 보급 및 확대에 제약이 되는 요소로 판단된다.

100kW 연간 O&M 비용은 발전사업자가 부지를 임대하는 기준으로 산출하였으며, 토지 임차료, 부품교체비(인버터, 퓨즈 등), 안전관리비의 비용으로 구성된다. 연간 O&M 비용은 한국, 독일, 중국 순으로 높으며, 이는 한국의 높은 토지임차료 및 안전관리비(한국전기안전공사 대행수수료)로 인한 것으로 분석되었다. 중국과 독일의 토지임차료는 한국의 각각 7.8%, 14.6% 수준에 불과하다. 중국과 독일의 인버터 교체 비용은 한국의 61.6%~69.6% 수준이다. 안전관리비와 기타부품교체비는 중국의 경우 37.8%, 독일의 경우 60.9% 수준이다. 전체적으로 중국과 독일의 O&M

비용은 한국의 30.3%, 44.0% 수준이다. 참고로 모듈 청소 및 토지 관리(제초 등)비용은 100kW의 규모(660m²)를 고려하여 자체 처리하는 것으로 간주하고 반영하지 않았다.

부품교체비는 연간 예상되는 교체 비용으로, 조사된 인버터 단가에 교체횟수를 반영하여 내용연수 20년으로 나눈 비용을 적용하였다. 교체횟수는 내용연수 20년을 대상으로 최초 설치 후 10년이 되는 시점에 교체하는 것으로 1회 교체비용을 반영하였다. 교체주기는 전문업체 조사결과 10년이며, 보증기간은 5년으로 조사되었다. 연간 부품교체비는 1회 교체비용으로 인버터 단가에 따라 한국, 중국, 독일 순으로 나타났다.

4.3 정책 제언

지금까지 한국, 중국, 독일의 태양광 원가를 비교 분석하였다. 여기서는 태양광 시설의 원가에서 통제할 수 있는 부분과 통제할 수 없는 부분을 구분하여 LCOE 저감을 위한 정책적 방안에 대해서 고민해 보기로 한다. 원가분석 결과 정책적으로 통제할 수 있는 부분은 인허가 비용, 표준시설 부담금(계통연계비용), 안전관리비 3개로 파악된다. 우선 지자체 등에서 부과하는 인허가 비용이 타국 대비 매우 높은 것으로 조사되었다. 중국은 특수한 경제체제를 가지고 있으므로 한국이 독일 수준으로 인허가 비용을 낮춘다고 했을 때, 약 800만 원을 절감할 수 있었다. 한국전력이 부과하는 표준시설부담금도 독일 수준으로 낮춘다고 가정했을 때 약 720만 원을 절감할 수 있다. 안전관리비도 낮출

Table 6. O&M cost of photovoltaic system

Items	O&M cost (thousand KRW)			Ratio to Korea (%)		
	Korea	China	Germany	Korea	China	Germany
land rent	1,500	117 (1k CNY)	218 (0.2k EUR)		7.8	14.6
Part	Inverter	719 (3k CNY)	501 (0.4k EUR)	100	61.6	69.6
	Fuse	240	924 (0.7k EUR)		37.8	60.9
Safety management	1,278	574 (3k CNY)	924 (0.7k EUR)			
Total	3,737	1,134 (7k CNY)	1,643 (1.3k EUR)		30.3	44.0

Note : Numbers in parentheses are based on local currency. 1 CNY = 167.47 KRW and 1 EUR = 1,276.44 KRW in 2017

Table 7. Controllable cost items of photovoltaic system (Unit: thousand KRW)

Items	Korea	China	Germany	Lowerable costs
Licensing	9,000	167 (1k CNY)	910 (0.7k EUR)	8,090
Infrastructure	8,390	1,671 (10k CNY)	below 1,213 (1k EUR)	7,177
Safety management	1,278	below 574 (3k CNY)	below 924 (0.7k EUR)	353
Total	-	-	-	15,620

Note : Numbers in parentheses are based on local currency. 1 CNY = 167.47 KRW and 1 EUR = 1,276.44 KRW in 2017

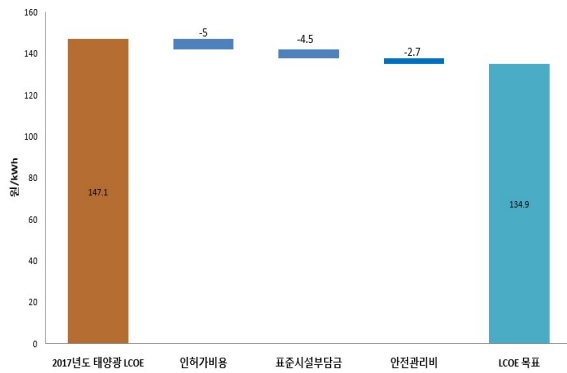


Fig. 3. Reduction target of LCOE of photovoltaic system

수 있는 여지가 있으나 절감 가능 금액이 연간 35만원 수준으로 크지는 않았다.

인허가 비용, 표준시설부담금, 안전관리비를 원하는 목표치만큼 하락시켰을 때 LCOE가 어떻게 변하는지 확인해 볼 필요가 있다. 우선 인허가비용 조정을 통해 kWh당 5원을 하락시킬 수 있다. 또한 표준시설부담금으로 kWh당 4.5원을 하락시킬 수 있다. 안전관리비 조정을 통해서도 kWh당 2.7원을 하락시킬 수 있는 것으로 나타났다. 즉 정책적 노력을 통해 kWh당 12.2원을 하락시켜 LCOE를 134.9원으로 낮출 수 있다. 2030년 태양광 목표 발전량이 약 42,000GWh임을 고려해 볼 때, 이와 같이 태양광 LCOE를 하락시킬 경우 국민 부담을 연간 약 5,000억 원 줄일 수 있을 것으로 기대된다.

또한 국내 태양광 보급 확대에 학습이 증가하여 LCOE가 하락할 수도 있다. 한국의 태양광 직접비나 간접비가 높은 이유가 각국이 처한 경제 환경 때문일 수도 있지만 경험 부족 때문일 가능성이 높다. 즉 독일과 중국은 태양광을 꾸준히 보급하여 비용을 하락시켜 나가고 있는 것이다. 그렇다면 보급 확대를 통한 학습으로 태양광 LCOE를 어느 정도 수준까지 낮출 수 있을까? 본 질문을 해결하기 위해 한국이 독일 수준으로 학습이 확보되었다고 가정한다. 즉 모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 구조물, 설치공사비 등 직접비가 독일 수준으로 하락한다는 상황을 가정한다. 또한 감리비, 설계비, 일반관리비 등 간접비도 독일 수준으로 하락하는 상황을 가정한다. O&M 비용은 토지임차료를 제외하고 부품교체비, 안전관리비 등을 독일 수준으로 맞추었다.

Fig. 4는 태양광 설치비용을 독일 수준으로 낮출 경우

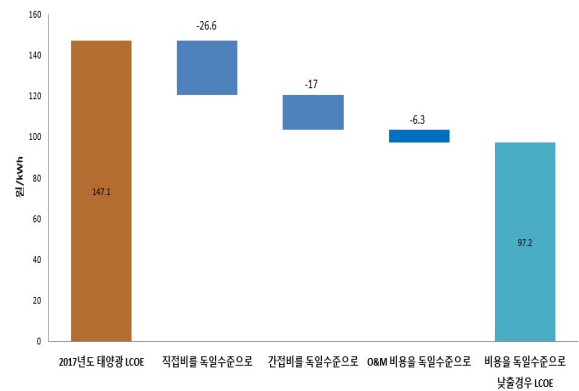


Fig. 4. LCOE of domestic photovoltaic system in the case of Germany cost levels

실현 가능한 국내 태양광 LCOE를 나타낸다. 일단 직접비를 독일 수준으로 낮출 경우 26.6원을 낮출 수 있다. 직접비는 대개 하드 비용으로 구성되며 물리적인 장치와 관련된 비용이다. 간접비를 독일 수준으로 낮출 경우 17원을 낮출 수 있다. 간접비는 대개 연성 비용으로 구성되며 인허가 등과 같이 비장치적인 부분과 관련된 비용이다. O&M 비용을 독일 수준으로 낮출 경우 6.3원의 LCOE가 낮아진다. 따라서 설치비용을 독일 수준으로 낮춘다면 태양광 LCOE를 97.2원/kWh까지 낮출 수 있다. 이 금액은 현재 독일 태양광 LCOE인 122원/kWh보다 낮은 수준이다. 이는 한국이 이용률과 법인세에서 독일보다 유리한 상황에 있기 때문이다. 하지만 이러한 설치비용을 낮추는 것은 단기간에 할 수 있는 것이 아니다. 독일은 오랫동안 태양광을 설치하면서 생긴 학습을 통해 비용을 낮춘 것이므로 우리나라도 지속적인 태양광 보급 확대를 통해 태양광 LCOE를 100원 이하로 낮출 수 있을 것이다.

5. 결론 및 정책적 시사점

본 연구의 결과를 통해 한국의 태양광 LCOE는 독일 및 중국보다 높은 수준이며, CAPEX 및 할인율에서 유의미한 차이를 보이는 것을 확인할 수 있었다. 먼저 국산 모듈 및 인버터의 비용이 타국보다 높아 원가 절감을 위한 제조업의 노력이 요구된다. 한편 국내 설치공사비가 높은 이유는 인건비가 높고 공기가 길기 때문으로 판단된다. 인건비는 조

정이 어려우므로 공기를 단축하는 노력이 필요할 것이다. 또한 민원 발생으로 공기가 길어지는 경우가 많으므로 주민 수용성을 높이기 위한 정책이 필요하다.

다음은 인허가 비용 문제이다. 주로 지자체에 납부하는 한국의 인허가 비용이 독일보다 10배, 중국보다 50배 높은 것으로 나타났다. 태양광 발전사업의 가장 큰 어려움으로 지자체에서 시행하는 ‘개발행위에 대한 인허가’가 지적되므로 인허가 비용을 낮추고 절차를 간소화하는 정책이 시급히 필요하다. 또한 국내 계통연계비용이 중국보다 4배 이상 높으므로 이러한 비용을 낮추는 노력도 필요하다. 국내 일반관리비도 타국대비 10배 이상 높으므로 국내 사업의 시스템화를 통한 비용 절감이 요구된다.

태양광 설비설치에 대한 부가가치세 인하를 권고한다. 최근 중국 국가에너지국이 발표한 중국의 태양광 조세부담 경감 정책은 태양광 관련 물품의 부가가치세 50% 환급 및 경지점용세 인하 등의 내용을 담고 있다. 본 정책은 태양광 활성화를 위해 2020년까지 도입하여 운영할 예정이다. 또 다른 세금인 법인세 조정도 고려해볼 만하다. 즉 법인세는 태양광 발전 수익에 대한 세금을 의미한다. 미국은 신재생 에너지 ITC(투자세액공제)와 PTC(생산세액공제)를 통해 신재생에너지 보급을 확대하고 있으므로 이 내용을 참고할 필요가 있다.

한국의 경우 사업용 태양광 설치 시 민원비용으로 MW당 2천~3천만 원(100kW 당 200~300만원) 정도의 비용이 발생하는 것으로 확인되고 있다. 해당비용은 전체 공사비에 배분되어 설치단가의 상승요인으로 작용한다. 따라서 주민 수용성 확보를 위한 정책이 필요하다. 다만 민원비용은 변동단가이므로 본 연구에서 나타난 한국 태양광 조사단가에는 반영되지 않았음을 밝혀둔다. 이외에도 태양광 보급 확대를 학습을 축적시켜 직접비 및 간접비를 낮출 수 있을 것이다. 태양광 발전사업자들이 태양광을 지속적으로 설치하다 보면 경험 축적을 통해 불필요한 비용을 절감할 수 있을 것이다. 이러한 효과를 기대하기 위해서는 지속적인 태양광 확대가 요구된다.

본 연구의 목적은 태양광 설비 설치 시, 불필요한 비용을 제거하여 태양광발전 비용을 더욱 하락시키고, 태양광 보급을 더욱 확대시키기 위함이다. 온실가스 및 미세먼지 감축, 원자력에 대한 잠재적 위험 회피로 신재생에너지 보급

확대는 불가피하다. 하지만 신재생에너지 보급 확대가 전력요금의 지나친 상승으로 소비자에게 부담이 된다면 신재생 확대에 제동이 걸릴 것이다. 따라서 본 연구결과를 적용하여 태양광발전 비용을 하락시키면 태양광 발전단가 또한 하락할 것이다. 그러면 발전 정산금이 줄어들며, 궁극적으로 전력요금에 대한 소비자 부담이 줄어들게 될 것이다.

감사의 글

본 연구는 에너지경제연구원 기본연구사업^[20] 연구비와 부산대학교 신임교수연구 정착금 지원으로 이루어졌음.

References

- [1] Nuclear Energy Agency, 2015, “Projected costs of generating electricity”, NEA.
- [2] Korea New and Renewable Energy Center, 2018, https://www.knrec.or.kr/business/rps_bidding.aspx (15 September 2018).
- [3] Kim, B., Kang, J., Park, S., Jang, J., Hong, J.H., 2019, “Study of unit cost estimation for the appropriate treatment of end-of-life photovoltaic (PV) modules”, *New. Renew. Energy*, **15**(1), 36-46.
- [4] KEMCO, 2016, “2015 New & Renewable Energy Statistics”, KEMCO.
- [5] Kimura, K., Zissler, R., 2016, “Comparing prices and costs of solar PV in Japan and Germany—The reasons why solar PV is more expensive in Japan”, *Renewable Energy Institute*.
- [6] GTM, 2015, “Global PV pricing outlook”, *GTM Research Report*.
- [7] Friedman, B., James, T., Margolis, R., Steel, J., 2016, “Comparing photovoltaic (PV) costs and deployment drivers in the Japanese and U.S. residential and commercial markets”, *National Renewable Energy Laboratory*.
- [8] Seel, J., Barbose, G.L., Wiser, R.H., 2014, “An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany”, *Energy Policy*, **69**, 216-226.
- [9] Moris, J., Calhoun, K., Goodman, J., Sief, D., 2013,

- “Reducing solar PV soft costs”, Rocky Mountain Institution.
- [10] Kim, Y., Chang, B., 2012, “Estimation of LCOE for Korean PV projects: For the ones that financial investors participated in”, *New. Renew. Energy*, **8**(3), 23-29.
- [11] BNEF, 2017, “Key PV(no tracking) cost inputs in LCOE scenarios”, Bloomberg.
- [12] Choi, J.E., Park, T.K., 2015, “Estimation of the social discount rate for the public investment projects”, *Journal of Social Sciences*, **41**(3), 145-167.
- [13] Jang, J.H., 2016, “Optimal social discount rate in the era of low growth”, *Industry Economic Analysis*.
- [14] Samjeong KPMG, 2017, “Corporate tax rates table”, <http://home.kpmg.com/xx/en/home/services/tax/tax-to-ols-and-resources/tax-rates-online/corporate-tax-rates-table.html> (20 September 2017).
- [15] Trading Economics, 2017, “Statistics of interest rates”, <http://tradingeconomics.com> (20 September 2017).
- [16] IMF, 2017, “World economic outlook databases”, <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/01/weodata/index.aspx> (20 October 2017).
- [17] Park, H.J., 2016, “The background and implication of North America photovoltaic industry growth”, Energy Governance Center Working Paper.
- [18] Yeo, K.H., 2014, “Market trends of photovoltaic module recycling industry”, Konetic Report.
- [19] Kang, J.H., 2017, “Trends of photovoltaic industry in the third quarter of 2017”, The Export-Import Bank of Korea.
- [20] Lee, C., 2017, “Cross country study on levelized cost of solar PVs”, Korea Energy Economics Institute.