

# 비용 · 수익 리스크 기반 태양광사업 발전차액지원 기준가격 산정 프로세스 모델

Cost · Benefit Risk Based Purchase Pricing Process Model  
for Feed in Tariffs of Photovoltaic Power Projects

김 세 종\*  
Kim, Se-Jong

구 교 진\*\*  
Koo, Kyo-Jin

## 요 약

정부의 신·재생에너지 분야 투자확대정책과는 달리 08년 발전차액지원 기준가격이 인하된 이후 태양광사업의 추진 건수가 대폭 감소되는 양상을 보이고 있다. 이는 전세계적 금융위기에 따른 재원조달의 어려움이 근본적 원인이기도 하지만, 현행 발전차액지원 기준가격체계가 적정하지 못한데도 그 원인을 찾을 수 있다. 본 연구에서는 입지와 형식별로 여러 대안을 설정하고, 비용 및 수익의 변동 리스크를 반영하는 기준가격 산정모델(Cost & Benefit Risk Based Purchase Price Process Model : CBRP3 Model)을 제안한다. 발전설비 대안별로 투자비와 발전량의 변동데이터를 산출하여 재무뎀플릿에 입력한 후 시뮬레이션을 실행하여 대안별 발전원가의 확률분포를 도출하고, 이를 기반으로 기준가격체계를 도출한다. 도출된 기준가격체계와 현행 발전차액지원 기준가격체계를 비교하고, 향후 연구과제를 제시한다.

**키워드 :** 태양광사업, 발전차액지원, 기준가격, 비용 · 수익 리스크, 확률분포

## 1. 서론

화석연료 고갈로 인한 에너지 공급의 다변화 요구와 기후변화 협약 등 글로벌 환경규제로 인하여, 태양광을 비롯한 청정에너지의 중요성이 부각되고 있다. 관련 법령의 개정과 변경으로 정부는 태양광등 신·재생에너지 발전사업에 대해 정책적으로 기술개발을 적극 유도하고 민간투자가 활성화되도록 적절한 이윤을 보장하는 기준가격을 고시하고, 동 기준가격과 시장에서 거래되는 전력거래가격과의 차액을 지원해 주는 발전차액지원제도를 시행하고 있다. 이러한 정부의 신·재생에너지 분야 투자확대 정책과는 달리 민간의 태양광사업 추진이 활발하지 못한 것이 현실적인 상황이다. 이는 전 세계적 금융위기에 따른 재원조달의 어려움이 근본적인 원인이기도 하지만, 현행 발전차액지원제도에 따른 기준가격 수준이 적정하지 못한데도 그 원인을 찾을 수 있다.

정부는 08년 5월 「신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침」의 개정을 통해 태양광 발전차액 지원한계용량을 100MWp에서 500MWp로 확대하는 대신, 지나친 재정부담을 최소화하기 위하여 기준가격을 인하여 기준가격체계를 변경·고시하였다. 현재 우리나라 태양광 발전사업의 일반적 형태인 지상형 태양광 발전사업의 경우 발전용량에 따라서 인하된 기준가격으로는 투자비용을 회수하고 적정 이윤을 확보하기가 어려운 경우가 있다. 반면, 토지비가 필요없고 가격이 저렴한 박막형 태양광모듈을 사용하는 건물일체식 지붕형(Building Integrated Photovoltaic : BIPV) 태양광 발전사업의 경우 투자비용 회수 및 추가이윤 확보가 가능한 것으로 알려지고 있다. 그러나, 지붕형 발전사업의 경우 관련 법령개정에 의해 설치가 가능하게 된지 얼마 되지 않았고, 박막형 태양광모듈의 공급 또한 원활하지 못하여 크게 활성화되지 못하고 있다. 이처럼 유형별 사업성을 적절하게 반영하지 못

\* 일반회원, 서울시립대학교 대학원 건축공학과 박사과정, zalophus@daum.net

\*\* 중신회원, 서울시립대학교 건축공학과 부교수, 공학박사(교신저자), kook@uos.ac.kr

1) 07년 12월 「산업집적활성화 및 공장설립에 관한 법 시행령」이 개정되어 공장 건물 옥상에 사업용 태양에너지 발전시설 설치가 가능하게 되었다.

하는 기준가격체계가 시행된 08년 10월 이후 태양광설비의 설치 확률 건수가 95%이상 감소<sup>2)</sup>되는 등 신·재생에너지 투자 확대정책이 원래의 취지대로 실현되고 있지 못하다.

본 연구에서는 태양광사업에 적용되는 현행 발전차액지원제도의 기준가격 산정에 있어, 비용변동 리스크와 수익변동 리스크를 반영하여 설비대안별로 적정 기준가격을 산정하는 프로세스 모델을 제안하고자 한다.

## 2. 기존 기준가격 체계

정부는 08년 9월 30일 이전까지는 표2(개정전)과 같이 30kWp 미만과 30kWp 이상의 두 가지 용량별 기준가격체계를 시행하였다. 기준가격체계 도출을 위해 한국전기연구원(2006)은 독일, 스페인, 프랑스, 네델란드의 발전차액지원 기준가격체계를 아래의 표1과 같이 비교 분석하였다. 독일은 발전원가<sup>3)</sup>를, 프랑스와 네델란드는 전기요금<sup>4)</sup>을 근거로 기준가격을 산정하고 있으며, 스페인은 발전원가와 전기요금<sup>5)</sup>을 근거로 기준가격을 산정하고 있다. 독일의 기준가격체계는 지붕, 지상, 파사드별 입지와 용량별로 가격을 달리 하고 있으며, 스페인은 용량별, 프랑스는 입지별로, 네델란드는 단일 기준가격을 책정하고 있다. 김유진과 김수덕(2005)은 독일의 발전차액지원제도(Feed in Tariff; FIT)가 가장 성공적으로 운영되어 스페인, 덴마크 등 유럽에서 보편적으로 독일방식을 기본원형으로 사용하고 있다고 분석했다.

표 1. 국가별 발전차액지원 기준가격 체계 (2005년 기준)

국가	산정근거	요금구분	가격체계			
			구분	기준가격	기간	
독일	발전원가	입지(3) 용량(3)	지붕형	30kWp이하	57.4¢/kWh	20년
				100kWp이하	54.6¢/kWh	
				100kWp초과	54.0¢/kWh	
			지상형	45.7¢/kWh		
			파사드형	50.0¢/kWh		
스페인	발전원가 전기요금	용량(2)	고정가	100kWp이하	42.1¢/kWh	25년이하
					33.7¢/kWh	25년초과
				100kWp초과	22.0¢/kWh	25년이하
			변동가	100kWp초과	17.6¢/kWh	25년초과
					18.3¢/kWh	25년이하
					14.7¢/kWh	25년초과
프랑스	전기요금	입지(2)	지상형	14.5¢/kWh	20년	
			지붕형	29.1¢/kWh		
네델란드	전기요금	단일(1)	-	9.7¢/kWh	10년	

주 : 한국전기연구원의 연구(2006)을 재구성

- 2) 태양광사업 설치확률 신장건수는 8, 9월의 406건에 비해, 10, 11월에는 19건에 그쳤다(전자신문, 2008년 12월 3일).
- 3) 전력생산(발전)에 소요된 총 비용을 생산된 발전량으로 계산한 단위 킬로와트(kWh)당 발전 비용을 말한다.

해외사례분석을 통해 한국전기연구원(2006)은 스페인의 용량별 기준가격체계가 유사하게 단일 시스템인 지상형 고정식을 기준으로, 30kWp 미만, 30kWp 이상의 두 가지 용량별로 국내 기준가격체계를 구축하였다. 솔라모듈·인버터의 국제 평균가격 및 공사비, 간접비, 토지비용의 국내 평균가격을 반영한 kWp당 8,800천원의 투자비를 근거로 발전원가를 산정하였다. 여기서 설비용량<sup>4)</sup>은 국내 태양광발전설비의 평균값인 15%를, 운전유지비용은 유럽의 평균치인 1%를, 할인율은 자본가중평균치인 7%를 각각 적용하였다.

이후 변경된 시장가격을 반영하여 한국전기연구원(2008)은 단일 입지 시스템으로 설정된 경사고정형의 투자비 kWp당 7백만 원, 설비용량 15.5%를 기준으로 한 발전원가 산정방식을 제안하였다. 설비규모의 대형화에 따른 규모의 경제성 반영을 위해, 스페인과 유사하게 규모별 경제성이 확연한 차이를 보이는 4개의 용량별로 기준가격을 구분하였다. 정부는 동 연구결과를 바탕으로 08년 10월부터 아래의 표2(개정후)와 같이 기준가격체계를 변경 시행하였다.

표 2. 태양광 발전차액지원 기준가격 개정내역

개정전 ('08.9. 이전)	기간	30kWp미만	30kWp 이상			
		711,25원	677,38원			
개정후 ('08.10 ~ '09.12)	기간	30kWp이하	200kWp이하	1MWp이하	3MWp이하	3MWp초과
	15년	646,96원	620,41원	590,87원	561,33원	472,70원
	20년	589,64원	562,84원	536,04원	509,24원	428,83원

주 : 지식경제부 고시 제2008-45호(2008.5.14)에서 인용

이처럼 현행 국내 기준가격 산정 방법은 입지별 구분없이 용량별로만 구분하고, 설비비 및 설비용량 평균을 적용하여 발전원가를 산정하고 있다. 따라서, 입지, 솔라모듈, 지지물형식 등에 따른 투자비 및 그에 따른 발전량의 변화, 즉, 비용과 수익의 변동리스크를 고려한 투자경제성이 적정하게 확보되지 못하는 한계가 있다. 투자경제성 보장이라는 발전차액지원제도의 근본 취지를 살리고 실효성을 확보하기 위해서는 독일의 사례<sup>5)</sup>와 같이 여러 설비대안을 설정하고, 투자비와 발전량의 변동을 확률분포로 산출한 후 이에 따른 기준가격을 설정하는 메커니즘이 요구된다.

4) 설비용량은 통상 발전소의 발전용량(kWp)에 8,760시간(1년)을 곱해서 얻은 이론상의 발전량과 실제 발전량의 비를 말한다.

5) Bernhard Hillebrand(2006)에 의하면, 독일은 2004년 8월 1일 신재생 에너지법의 개정을 통해 기존의 단일 기준가격체계를 변경하여 용량과 설치 위치에 따른 설비대안별로 기준가격체계를 달리 하고 있다.

### 3. 기준가격산정 프로세스 모델

기술개발을 유도하고 민간투자를 촉진하기 위해서는 입지별, 형식별로 다양하게 추진되는 태양광사업의 투자경제성이 적정하게 확보되어야 하며, 이를 위해 본 연구에서는 비용과 수익의 두 가지 변동 요소를 모두 고려하여 투자경제성이 확보되는 발전원가를 산정하고자 한다.

프로세스의 첫 번째 액티비티는 발전용량별, 입지 및 지지물형식별로 발전설비 대안을 설정하는 단계이다. 두 번째 액티비티는 투자비 산출단계로 대안별 주설비, 기타비용 등 내역을 분석하고 모듈단가, 환율 등 비용리스크를 확률분포로 반영한 투자비를 산출한다. 세 번째 액티비티는 발전량 산출단계로 45개 지점의 NASA 기후데이터 보간을 통해 우리나라 1,523개 지점의 기후자료를 산출하고, 산출된 기후자료를 활용하여 발전설비 대안별로 수익리스크인 1,523개의 발전량 데이터를 도출한다. 네 번째 액티비티는 시뮬레이션을 실행하여 기준가격을 산정하는 단계로 대안별로 투자비, 발전량 데이터 및 모듈단가분포, 환율분포를 재무분석 템플릿에 입력하고 시뮬레이션을 실행하여 발전원가 분포를 산출하여, 용량별, 형식별로 새로운 기준가격체계를 제안한다.

IDEFO 방법론<sup>6)</sup>을 통해 단계별 액티비티를 발전차액지원 기준가격산정 프로세스(Cost & Benefit Risk Based Purchase Price Process : CBRP3) 모델로 구축하면 다음 그림1과 같다.

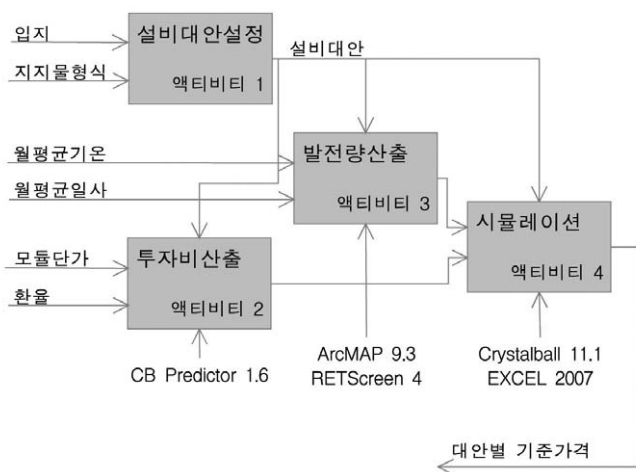


그림 1. 기준가격산정 프로세스 (CBRP3) 모델

### 4. 설비대안 설정 : 액티비티 1

액티비티1은 발전설비 대안 설정단계로 현행 발전차액지원 기준가격체계와의 비교분석을 위해 현행 기준가격체계에서 가격

이 다르게 적용되는 4개의 발전용량을 기준으로 아래의 표3과 같이 총 20개의 발전설비 대안을 설정하였다.

표 3. 발전설비 대안

(용량단위 : kWp)

구분	30kWp		200kWp		1MWp		3MWp		
	배열 기수	기당용량 유효면적	배열 기수	기당용량 유효면적	배열 기수	기당용량 유효면적	배열 기수	기당용량 유효면적	
지상형	고정식	2×6	2,4/기	2×6	2,4/기	2×6	2,4/기	2×6	2,4/기
		12기	230㎡	83기	1,594㎡	416기	7,987㎡	1,250기	24,000㎡
	단축식	4×8	6,4/기	4×8	6,4/기	4×8	6,4/기	4×8	2,4/기
		5기	256㎡	31기	1,587㎡	156기	7,987㎡	468기	23,962㎡
	양축식	4×4	3,2/기	5×6	6,0/기	5×6	6,0/기	5×6	6,0/기
		9기	230㎡	33기	1,584㎡	166기	7,968㎡	500기	24,000㎡
지붕형	부착식	1	0,136/기	1	0,136/기	1	0,136/기	1	0,136/기
		220기	475㎡	1,470기	3,173㎡	7,352기	15,871㎡	22,058기	47,617㎡
	경사식	1	0,136/기	1	0,136/기	1	0,136/기	1	0,136/기
		220기	475㎡	1,470기	3,173㎡	7,352기	15,871㎡	22,058기	47,617㎡

주 : 지상형 기판형 200Wp(1.60㎡), 지붕형 박막형 136Wp(2.16㎡) 모듈 적용

국내 태양광 설비는 입지에 따라 지상형, 지붕형 2가지로 대별된다. 지상형은 다시 태양추적방식에 따라 고정식, 일출시부터 일몰시까지의 태양을 추적하는 단축식, 태양 고도까지 추적하는 양축식으로 분류된다. 지붕형은 지붕에 평행부착하는 부착식과 발전량을 최대화시키기 위한 경사로 고정시키는 경사식으로 분류된다. 대안별로 지지물 1기당 솔라모듈의 배열을 결정하여 1기당 용량을 산정하고 설비용량에 맞는 지지물의 총기수를 도출하였으며, 솔라모듈 배열 및 총개수에 따른 유효발전면적을 산정하였다.

### 5. 투자비 산출 : 액티비티 2

액티비티2는 대안별로 솔라모듈, 인버터, 지지물의 주설비 비용과 시공비 외 기타 투자비용, 그리고 경제비용을 산출하는 단계이다.

#### 5.1 주설비

주설비 중 가장 큰 비중을 차지하고 있는 솔라모듈은 태양에너지를 전기에너지로 변환하는 설비이다. 현재 국내에 주로 사용되는 제품군은 Si계로서, 이 중 결정질 Si 기판형 모듈과 비정질 Si 박막형 모듈이 사용되고 있다. 아래 그림2는 미국에너지정보국(DOE EIA, 1997~2007)이 조사한 연평균 모듈판매단가를 바탕

6) 81년 미 공군에서 ICAM(Integrated Computer Aided Manufacturing) 프로젝트의 생산 시스템 분석 및 설계 목적으로 개발되었다.

으로 Oracle CB Predictor 1.6 프로그램의 시계열분석을 통해 08년과 09년의 kWp당 모듈단가를 예측한 결과이다. 결정질 Si 기관형 모듈의 09년 단가는 \$3.68(표준편차 \$0.46)인 정규분포로, 비정질 Si 박막형 모듈의 09년 단가는 \$2.62(표준편차 \$0.21)인 정규분포로 추정되었다.

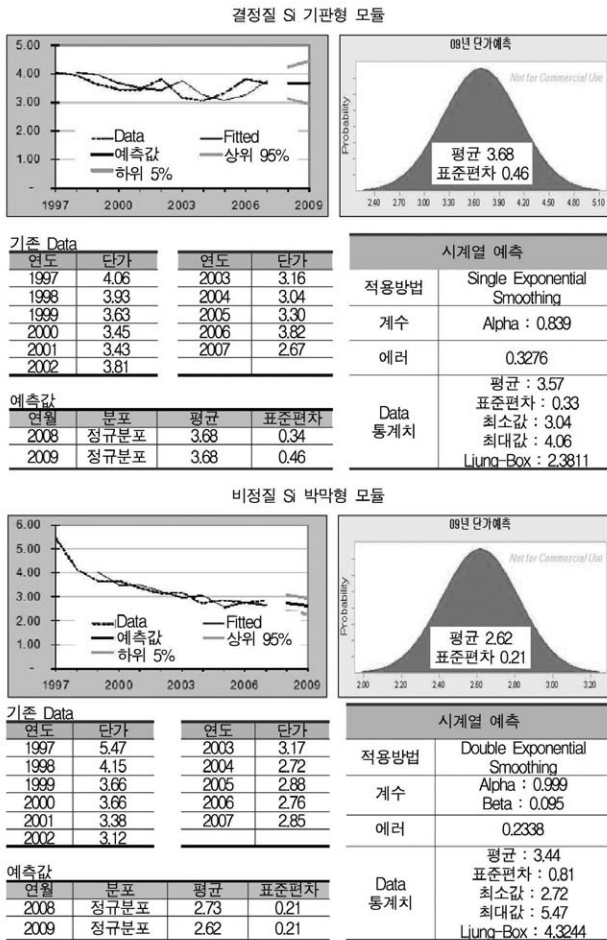


그림 2. 모듈단가 시계열 분석 (단위 : \$/kWp)

Solarbuzz사(1997~2007)가 제시한 미국과 유럽의 인버터 가격동향을 조사한 결과, 각각 \$0.720/kWp, €0.562/kWp로 안정되었으나, 국내가격과 격차가 큰 것으로 분석되었다. 따라서, 정부가 현행 기준가격 산정방법에서 실적치로 사용한 45만원/kVA를 인버터의 단가로 적용하였다. 지시물 비용은 대안별로 수량과 형식에 따라 산정하였으며, 지상형에는 결정질 Si 기관형 모듈(200Wp)을, 지붕형에는 상대적으로 중량이 가벼운 비정질 Si 박막형 모듈(136Wp)을 적용하였다.

## 5.2 시공비 외 기타 투자비용

기타 투자비용은 아래 표4와 같이 시공, 인허가 비용 및 설계감

리, 토지, 개통연계, 운영 비용을 적용하였다. 독립형이 아닌 계통연계형 설비를 대상으로 하였기 때문에, 전력저장용 축전지 비용은 고려하지 않았다.

표 4. 시공비 외 기타 투자비용

구분	적용내역	비고
시공비	구조물공사, 배관/배선공사, 토목공사, 기초공사	
인허가·설계감리	발전사업허가, 개발행위허가, 사전환경성검토, 사용전 검사비용, 설계/감리비용, 금융비용(건설기간)	
토지비용	신·재생에너지센터 지침기준 <sup>7)</sup>	지상형만 해당
계통연계비용 <sup>8)</sup>	대안별로 동일비용 적용, 전력제어장치 포함	
운영비용	15년간 전체 사업비의 1%	정부기준 준용

## 5.3 경제비용

비용의 60% 이상을 차지하는 주설비는 해외도입 비율이 높아, 적정 환율의 적용이 중요한 요소이다. 09년 초 미달러화에 대한 원화가치는 급속도로 악화되어 지난 1998년 1,700원대를 기록한 이후 최대치인 1,500원대를 기록하였다.

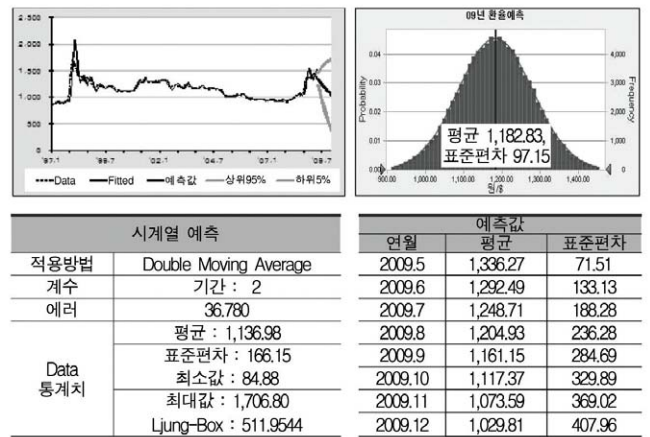


그림 3. 월평균환율 시계열분석 (단위 : 원/\$)

위 그림3은 Oracle CB Predictor 1.6 프로그램으로 97년 1월부터 09년 4월까지의 월평균 환율데이터(기업은행 홈페이지(2009))로 09년 5월부터 12월까지의 환율을 예측한 결과로, 1,336.27원/\$에서 1,029.81원/\$까지 하향추세로 예측되었다. Crystalball 11.1으로 09년 5월부터 12월까지의 평균을 산정하는 시뮬레이션을 시행하여 09년 하반기 환율을 평균 1,182.83원/\$, 표준편차 97.15원/\$인 정규분포로 추정하였다.

세후·불변기준 사업수익률은 정부 산정기준과 동일하게 자본

7) 신·재생에너지센터가 공고한 '2009년도 신·재생에너지 용자지원사업을 위한 자금지원 지침'을 준용하였다.

8) 투입비회수를 위해서 한전 계통망에 연결해서 생산된 전기를 배전할 수 있어야 하는데, 이때 계통망에 연결하는 일련의 작업을 계통연계라고 한다.



가중평균치인 7%를 적용하였고, 타인자본 조달금리는 시중 조달 금리 상승에 따라 정부의 적용금리인 5%보다 높은 8%를 적용하였다.

### 5.4 대안별 투자비 산출

발전설비의 내역을 모듈, 인버터, 지지물의 주설비와 시공비, 인허가·설계감리비, 토지비, 개통연계비 등으로 분리하여 총투자비를 산출하고, 이를 발전용량으로 나누어 준 용량당(kWp당) 투자비를 아래의 표5와 같이 분석하였다. 용량별로 양축식 투자비가 가장 높고, 부착식 투자비가 가장 낮았으며, 용량당 투자비의 경우 용량이 높을수록 작고, 지상형이 지붕형보다 높게 나타났다.

표 5. 대안별 투자비

(단위 : 백만원)

구분	30kWp		200kWp		1MWp		3MWp		
	총투자비	용량당 투자비	총투자비	용량당 투자비	총투자비	용량당 투자비	총투자비	용량당 투자비	
지상형	고정식	261.2	9.1	1,526.90	7.5	7,050.10	7.0	20,994.90	7.0
	단축식	290	9.8	1,667.00	8.3	7,775.70	7.7	23,169.70	7.7
	양축식	294	10.2	1,745.00	8.7	8,166.70	8.1	24,419.80	8.1
	평균	281.7	9.7	1,646.30	8.2	7,664.20	7.6	22,861.50	7.6
지붕형	부착식	197.8	6.6	1,098.80	5.4	4,889.30	4.8	14,464.60	4.8
	경사식	205.9	6.9	1,152.70	5.6	5,160.10	5.1	15,284.90	5.1
	평균	201.8	6.7	1,125.80	5.5	5,024.70	5.0	14,874.80	4.9
전체평균	249.8	8.5	1,438.10	7.1	6,608.40	6.6	19,666.80	6.5	

20개 대안별 용량당 투자비를 상호비교한 아래의 표6을 보면, 30kWp 양축식이 3MWp 부착식 보다 최대 2.12배의 비용이 더 드는 것을 알 수 있다.

## 6. 발전량 산출 : 액티비티 3

액티비티3은 NASA의 45개 기후 데이터를 사용하여 대안별로 생산되는 발전량 데이터를 산출하는 단계이다.

### 6.1 NASA 기후 데이터의 추출

RetScreen 4 프로그램에서 제공하는 국내 45개 지점의 NASA 기후데이터 중 월평균 일사량과 기온을 보간법을 통해 국내 전역에 걸친 등치도로 환산하였다. 등치도 상의 월평균 일사량과 기온 추출지점 선정을 위하여 AutoCad 2009 프로그램을 활용해서 우리나라 전역을 가로, 세로 10km로 구분, 1,591개 지점의 격점 좌표를 산출하였다. 45개 지점의 사각형 등치도 외부에 위치한 68개를 제외한 총 1,523개 격점 좌표상의 월평균 일사량 및 기온 데이터를 추출하였다. J. Mubiru (2007)가 제시하는 Kriging법으로

일사량 및 기온 데이터를 보간하였으며, 등치도 환산 및 데이터 추출을 위해서 ESRI사의 ArcMap 9.3 프로그램을 사용하였다.

### 6.2 발전량 데이터 산출

RETScreen 4와 비주얼베이직 6.5를 사용하여 대안별 1,523개 지점의 월평균 일사량 및 기온 데이터로부터 연간 발전량을 산출하였다. RETScreen 4에서는 아래 그림4와 같이, 지지물형식, 경사도, 방위각을 미리 설정하고 각 지점의 월평균 일사량과 기온을 입력하면 월별 발전량이 산출된다. 지표면에 대한 모듈 경사도는 고정식, 경사식은 최대 발전량이 도출되는 34°를, 단축식은 구조적 안정을 위한 값 10°를, 부착식은 지붕 평균 경사를 10°로 가정하여 적용하였다.

Month	Daily solar radiation horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Daily solar radiation tilted kWh/m <sup>2</sup> /d	Electricity export rate KWh/MWh	Electricity exported to grid MWh
January	2.58	4.50	590.9	131.3
February	3.42	5.23	590.9	135.3
March	4.29	6.05	590.9	168.4
April	5.33	6.87	590.9	178.7
May	5.61	7.02	590.9	184.6
June	5.31	6.30	590.9	158.1
July	4.07	4.54	590.9	117.6
August	4.24	5.11	590.9	131.7
September	4.12	5.36	590.9	136.4
October	3.58	5.01	590.9	135.6
November	2.53	3.99	590.9	108.9
December	2.30	4.06	590.9	117.3
Annual	3.95	5.33	590.87	1,703.9

그림 4. RetScreen 4 발전량 산출 시트

대안별 1,523개의 발전량 데이터의 평균값과 표준편차는 아래의 표7과 같으며, 이들 데이터는 액티비티4에서 수익변동 변수로 입력되어 발전원가 산정 시뮬레이션에 활용된다.

표 7. 대안별 연간 발전량

(단위 : MWh)

구분	방식	경사도	구분	30kWp	200kWp	1MWp	3MWp
지상형	고정식	34°	평균	43.2	288.1	1,440.40	4,321.20
			표준편차	1.7	11.6	57.9	173.7
	단축식	10°	평균	51.2	341.4	1,707.00	5,121.00
			표준편차	2.1	14.1	70.5	211.4
양축식	-	평균	54.8	365.4	1,827.20	5,481.50	
		표준편차	2.7	17.7	88.5	265.6	
지붕형	부착식	10°	평균	41.6	277.3	1,386.30	4,159.00
			표준편차	1.3	8.6	43	129.1
	경사식	34°	평균	44.2	294.3	1,471.70	4,415.20
			표준편차	1.7	11.6	58.2	174.7

주 : 온도계수는 지상형(결정질Si) 0.4%, 지붕형(비정질Si) 0.11% 적용

대안별 연간 발전량 평균값으로 표5의 대안별 총투자비를 나누어 주면 다음의 표8과 같이 연간 발전량당 투자비가 산출된다. 용

표 6. 용량(kWp)당 투자비 비교

(단위 : 백만원/kWp)

구분		투자비	30kWp					200kWp					1MWp					3MWp					
			지상형		지붕형			지상형		지붕형			지상형		지붕형			지상형		지붕형			
			고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	
30kWp	지상형	고정식	9.1	1.00	1.08	1.12	0.73	0.76	0.83	0.91	0.96	0.59	0.62	0.77	0.85	0.90	0.53	0.56	0.77	0.85	0.90	0.53	0.56
		단축식	9.8	0.93	1.00	1.04	0.68	0.70	0.77	0.84	0.89	0.55	0.58	0.72	0.79	0.83	0.49	0.52	0.71	0.79	0.83	0.49	0.52
		양축식	10.2	0.89	0.96	1.00	0.65	0.68	0.74	0.81	0.85	0.53	0.55	0.69	0.76	0.80	0.48	0.5	0.69	0.76	0.80	0.47	0.50
	지붕형	부착식	6.6	1.37	1.48	1.54	1.00	1.04	1.14	1.25	1.31	0.81	0.85	1.06	1.17	1.23	0.73	0.77	1.06	1.17	1.23	0.73	0.77
		경사식	6.9	1.32	1.42	1.48	0.96	1.00	1.10	1.20	1.26	0.78	0.82	1.02	1.13	1.18	0.70	0.74	1.02	1.12	1.18	0.70	0.74
200kWp	지상형	고정식	7.5	1.20	1.30	1.35	0.88	0.91	1.00	1.10	1.15	0.71	0.75	0.93	1.03	1.08	0.64	0.68	0.93	1.02	1.08	0.64	0.67
		단축식	8.3	1.10	1.18	1.23	0.80	0.83	0.91	1.00	1.05	0.65	0.68	0.85	0.94	0.99	0.59	0.62	0.84	0.93	0.98	0.58	0.61
		양축식	8.7	1.05	1.13	1.17	0.76	0.79	0.87	0.95	1.00	0.62	0.65	0.81	0.89	0.94	0.56	0.59	0.81	0.89	0.94	0.55	0.59
	지붕형	부착식	5.4	1.69	1.83	1.90	1.23	1.28	1.41	1.54	1.62	1.00	1.05	1.31	1.44	1.52	0.9	0.95	1.30	1.44	1.52	0.90	0.95
		경사식	5.6	1.61	1.74	1.81	1.17	1.22	1.34	1.47	1.54	0.95	1.00	1.25	1.37	1.45	0.86	0.91	1.24	1.37	1.44	0.85	0.90
1MWp	지상형	고정식	7.0	1.29	1.39	1.45	0.94	0.98	1.08	1.18	1.24	0.76	0.8	1.00	1.10	1.16	0.69	0.73	1.00	1.10	1.16	0.68	0.72
		단축식	7.7	1.17	1.26	1.32	0.85	0.89	0.97	1.07	1.12	0.69	0.73	0.91	1.00	1.05	0.63	0.66	0.90	1.00	1.05	0.62	0.66
		양축식	8.1	1.11	1.20	1.25	0.81	0.84	0.93	1.01	1.06	0.66	0.69	0.86	0.95	1.00	0.59	0.63	0.86	0.95	1.00	0.59	0.62
	지붕형	부착식	4.8	1.87	2.02	2.10	1.36	1.42	1.56	1.71	1.79	1.11	1.16	1.45	1.60	1.68	1.00	1.06	1.44	1.59	1.68	0.99	1.05
		경사식	5.1	1.77	1.91	1.99	1.29	1.35	1.48	1.62	1.70	1.05	1.10	1.37	1.51	1.59	0.95	1.00	1.37	1.51	1.59	0.94	0.99
3MWp	지상형	고정식	7.0	1.30	1.40	1.46	0.95	0.98	1.08	1.18	1.24	0.77	0.81	1.00	1.11	1.17	0.69	0.73	1.00	1.11	1.16	0.69	0.73
		단축식	7.7	1.17	1.27	1.32	0.86	0.89	0.98	1.07	1.12	0.69	0.73	0.91	1.00	1.06	0.63	0.66	0.90	1.00	1.05	0.62	0.66
		양축식	8.0	1.12	1.20	1.25	0.81	0.85	0.93	1.02	1.07	0.66	0.69	0.86	0.95	1.00	0.6	0.63	0.86	0.95	1.00	0.59	0.62
	지붕형	부착식	4.8	1.89	2.04	2.12	1.38	1.43	1.57	1.72	1.81	1.12	1.17	1.46	1.61	1.70	1.01	1.06	1.45	1.61	1.69	1.00	1.06
		경사식	5.1	1.79	1.93	2.01	1.30	1.35	1.49	1.63	1.71	1.06	1.11	1.38	1.53	1.61	0.95	1.01	1.38	1.52	1.60	0.95	1.00

량이 클수록 연간 발전량당 투자비가 작게 나타났고, 지상형이 지붕형보다 큰 것으로 분석되었다.

표 8. 연간 발전량당 투자비

구분	30kWp			200kWp			1MWp			3MWp			
	발전량	투자비	단가	발전량	투자비	단가	발전량	투자비	단가	발전량	투자비	단가	
지상형	고정식	43.2	261.2	6.0	288.1	1,526.90	5.3	1,440.40	7,050.10	4.9	4,321.20	20,994.90	4.9
	단축식	51.2	290	5.7	341.4	1,667.00	4.9	1,707.00	7,775.70	4.6	5,121.00	23,169.70	4.5
	양축식	54.8	294	5.4	365.4	1,745.00	4.8	1,827.20	8,166.70	4.5	5,481.50	24,419.80	4.5
	(평균)	49.7	281.7	5.7	331.6	1,646.30	5.0	1,658.20	7,664.20	4.6	4,974.60	22,861.50	4.6
지붕형	부착식	41.6	197.8	4.8	277.3	1,098.80	4.0	1,386.30	4,889.30	3.5	4,159.00	14,464.60	3.5
	경사식	44.2	205.9	4.7	294.3	1,152.70	3.9	1,471.70	5,160.10	3.5	4,415.20	15,284.90	3.5
	(평균)	42.9	201.8	4.7	285.8	1,125.80	3.9	1,429.00	5,024.70	3.5	4,287.10	14,874.80	3.5
전체평균	47.0	249.8	5.3	313.3	1,438.10	4.6	1,566.50	6,608.40	4.2	4,699.60	19,666.80	4.2	

연간 발전량당 투자비를 비교한 아래 표9를 보면, 30kWp 고정식이 3MWp 경사식보다 1.75배 높은 비용이 드는 것으로 분석되었다.

## 7. 시뮬레이션 : 액티비티 4

액티비티4는 대안별로 재무분석 템플릿에 투자비, 발전량 데이터 및 모듈단가분포, 환율분포를 입력하고 시뮬레이션을 실행하여 발전원가 확률분포를 도출하는 단계이다.

## 7.1 재무분석 템플릿 구축

Excel 2007을 활용하여 발전원가 산정을 위한 재무분석 템플릿을 그림5와 같이 구축하였다.

그림 5. 재무분석 템플릿

비주얼베이직 6.5와 Crystalball 11.1을 사용하여 몬테칼로 시뮬레이션 실행 시 1,523개 발전량 데이터별로 모듈단가분포 및 환율분포에 따른 난수가 발생되어, 정해진 수익률을 만족시키는 1,523개의 발전원가 데이터가 산출되도록 프로그래밍하였다.

표 9. 연간 발전량당 투자비 비교

(단위 : 백만원/MWh)

구 분			30kWp					200kWp					1MWp					3MWp					
			지상형			지붕형		지상형			지붕형		지상형			지붕형		지상형			지붕형		
			고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	고정식	단축식	양축식	부착식	경사식	
투자비			6.00	5.70	5.40	4.80	4.70	5.30	4.90	4.80	4.00	3.90	4.90	4.60	4.50	3.50	3.50	4.90	4.50	4.50	3.50	3.50	
30kWp	지상형	고정식	6.0	1.00	0.94	0.89	0.79	0.77	0.88	0.81	0.79	0.66	0.65	0.81	0.75	0.74	0.58	0.58	0.80	0.75	0.74	0.58	0.57
		단축식	5.7	1.07	1.00	0.95	0.84	0.82	0.94	0.86	0.84	0.70	0.69	0.86	0.80	0.79	0.62	0.62	0.86	0.8	0.79	0.61	0.61
		양축식	5.4	1.13	1.06	1.00	0.89	0.87	0.99	0.91	0.89	0.74	0.73	0.91	0.85	0.83	0.66	0.65	0.91	0.84	0.83	0.65	0.65
	지붕형	부착식	4.8	1.27	1.19	1.13	1.00	0.98	1.11	1.03	1.00	0.83	0.82	1.03	0.96	0.94	0.74	0.74	1.02	0.95	0.94	0.73	0.73
		경사식	4.7	1.30	1.21	1.15	1.02	1.00	1.14	1.05	1.02	0.85	0.84	1.05	0.98	0.96	0.76	0.75	1.04	0.97	0.96	0.75	0.74
200kWp	지상형	고정식	5.3	1.14	1.07	1.01	0.9	0.88	1.00	0.92	0.9	0.75	0.74	0.92	0.86	0.84	0.67	0.66	0.92	0.85	0.84	0.66	0.65
		단축식	4.9	1.24	1.16	1.10	0.97	0.95	1.09	1.00	0.98	0.81	0.80	1.00	0.93	0.92	0.72	0.72	1.00	0.93	0.91	0.71	0.71
		양축식	4.8	1.27	1.19	1.12	1.00	0.98	1.11	1.02	1.00	0.83	0.82	1.03	0.95	0.94	0.74	0.73	1.02	0.95	0.93	0.73	0.73
	지붕형	부착식	4.0	1.53	1.43	1.35	1.20	1.18	1.34	1.23	1.20	1.00	0.99	1.24	1.15	1.13	0.89	0.88	1.23	1.14	1.12	0.88	0.87
		경사식	3.9	1.54	1.45	1.37	1.21	1.19	1.35	1.25	1.22	1.01	1.00	1.25	1.16	1.14	0.90	0.90	1.24	1.16	1.14	0.89	0.88
1MWp	지상형	고정식	4.9	1.24	1.16	1.10	0.97	0.95	1.08	1.00	0.98	0.81	0.80	1.00	0.93	0.91	0.72	0.72	0.99	0.92	0.91	0.71	0.71
		단축식	4.6	1.33	1.24	1.18	1.04	1.02	1.16	1.07	1.05	0.87	0.86	1.07	1.00	0.98	0.77	0.77	1.07	0.99	0.98	0.76	0.76
		양축식	4.5	1.35	1.27	1.20	1.06	1.04	1.19	1.09	1.07	0.89	0.88	1.10	1.02	1.00	0.79	0.78	1.09	1.01	1.00	0.78	0.77
	지붕형	부착식	3.5	1.71	1.61	1.52	1.35	1.32	1.50	1.38	1.35	1.12	1.11	1.39	1.29	1.27	1.00	0.99	1.38	1.28	1.26	0.99	0.98
		경사식	3.5	1.72	1.61	1.53	1.36	1.33	1.51	1.39	1.36	1.13	1.12	1.40	1.30	1.27	1.01	1.00	1.39	1.29	1.27	0.99	0.99
3MWp	지상형	고정식	4.9	1.24	1.17	1.10	0.98	0.96	1.09	1.00	0.98	0.82	0.81	1.01	0.94	0.92	0.73	0.72	1.00	0.93	0.92	0.72	0.71
		단축식	4.5	1.34	1.25	1.19	1.05	1.03	1.17	1.08	1.06	0.88	0.87	1.08	1.01	0.99	0.78	0.77	1.07	1.00	0.98	0.77	0.77
		양축식	4.5	1.36	1.27	1.20	1.07	1.05	1.19	1.10	1.07	0.89	0.88	1.10	1.02	1.00	0.79	0.79	1.09	1.02	1.00	0.78	0.78
	지붕형	부착식	3.5	1.74	1.63	1.54	1.37	1.34	1.52	1.40	1.37	1.14	1.13	1.41	1.31	1.29	1.01	1.01	1.40	1.30	1.28	1.00	1.00
		경사식	3.5	1.75	1.64	1.55	1.37	1.35	1.53	1.41	1.38	1.14	1.13	1.41	1.32	1.29	1.02	1.01	1.40	1.31	1.29	1.00	1.00

## 7.2 시뮬레이션 실행 및 결과

재무분석 템플릿상에서 대안별로 1,523회의 발전원가 산정 시뮬레이션 시행을 통해 아래 그림 6 및 표 10과 같이 대안별 발전원가 및 지상형, 지붕형, 전체평균 발전원가의 확률분포를 도출하였다.

여기서, 발전원가는 적정 수익률(7%, 세후불변) 보장하기 위해 지급되어야 하는 전기구매 가격을 의미한다. 수익률은 비용 변동항목인 모듈단가와 환율, 그리고 수익 변동항목인 발전량에 따라 변하기 때문에, 고정 수익률 확보를 위해서는 발전원가 데이터가 변동하게 된다. 발전원가 데이터의 확률분포 도출을 위해 Crystalball 11.1로 발전원가 데이터의 분포적합도 검정 (Anderson-Darling법)을 실시한 결과, p값이 모두 0.05보다 큰 것으로 분석되어 5% 유의수준에서 모두 로그정규분포에 적합한 것으로 나타났다.

산출된 용량별, 형식별 평균 데이터들의 차이가 통계적으로 유의한지를 판단하기 위해서 Minitab 14 패키지를 활용하여 비모수적방법인 Mann-Whitney 검정을 실시한 결과, 아래 표 11과 같이 1MWp와 3MWp 상호간 차이는 통계적으로 유의하지 않아<sup>9)</sup> 1MWp 이상 용량에서 발전단가의 차이는 없는 것으로 나타났다.

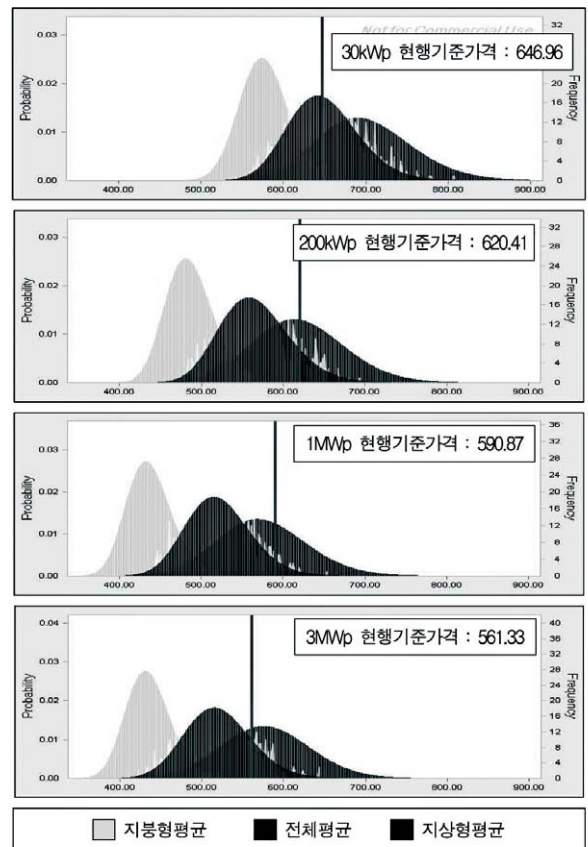


그림 6. 지붕형 · 전체 · 지상형 평균 발전원가 분포

표 10. 발전원가 시뮬레이션 결과

(단위 : 원/kWh)

구분		30kWp	200kWp	1MWp	3MWp	
지상형	고정식	평균(표준편차)	742.63 (-62.35)	655.06 (-63.02)	608.34 (-62.89)	610.34 (-64.08)
		A-D(p값)	0.2485	0.3319	0.3504	0.349
	단축식	평균(표준편차)	695.48 (-55.95)	603.3 (-54.13)	566 (-54.13)	568.19 (-55.0)
		A-D(p값)	0.143	0.2593	0.3089	0.3159
	양면형	평균(표준편차)	659.06 (-54.1)	590.32 (-53.54)	555.66 (-53.23)	559.76 (-54.28)
		A-D(p값)	0.2528	0.199	0.1927	0.1966
면대면	평균(표준편차)	699.06 (-57.29)	616.23 (-56.76)	576.67 (-56.61)	579.43 (-57.67)	
	A-D(p값)	0.1605	0.2317	0.2941	0.3047	
지붕형	부착식	평균(표준편차)	583.06 (-37.23)	488.64 (-36.13)	437.27 (-35.73)	435.82 (-36.32)
		A-D(p값)	0.5295	0.4745	0.4943	0.4984
	경사식	평균(표준편차)	570.71 (-37)	482.66 (-36.42)	434.44 (-35.05)	432.9 (-34.73)
		A-D(p값)	0.2847	0.3131	0.3118	0.1978
	평균	평균(표준편차)	576.88 (-29.82)	485.65 (-28.87)	435.85 (-27.34)	434.36 (-27.23)
		A-D(p값)	0.2655	0.3003	0.3532	0.3171
전체 평균	평균(표준편차)	650.19 (-42.02)	564 (-40.91)	520.34 (-40.29)	521.4 (-40.78)	
	A-D(p값)	0.2794	0.3501	0.3307	0.3454	

표 11. Mann-Whitney 검정결과

구분	N	중위수	점추정치	95% CI	W	p값
지상형	1MWp	1000	573.18	-2.72	(-6.80, 1.39)	228854.0
	3MWp	1000	575.6			
지붕형	1MWp	1000	435.19	1.68	(-0.30, 3.66)	2360752.0
	3MWp	1000	432.56			
전체 평균	1MWp	1000	517.34	-1.00	(-3.96, 1.93)	2304187.5
	3MWp	1000	518.33			

입지와 형식의 변화에 따른 적정 투자경제성을 확보하기 위해, 산출된 대안별 발전원가 분포의 평균값을 기준가격으로 하는 새로운 기준가격체계를 구축하여 아래의 표12에 나타내었다. 현행 기준가격보다 낮은 발전원가의 발생확률을 현행 기준가격 수용률로 정의하고, 수용률 50%가 확보되는 발전원가 평균값을 새로운 기준가격으로 제안하였다.

표 12. 수용률 및 기준가격

구분	30kWp (현행:646.96)		200kWp (현행:620.41)		1MWp (현행:590.87)		3MWp (현행:561.33원)	
	수용률	기준가격	수용률	기준가격	수용률	기준가격	수용률	기준가격
지상형	17.88%	699.06	53.24%	616.23	60.21%	578.05	38.48%	578.05
지붕형	98.73%	576.88	100.00%	485.65	100.00%	435.11	100.00%	435.11
전체 평균	50.99%	650.19	89.11%	564.00	95.72%	520.87	85.05%	520.87

1MWp와 3MWp의 경우 발전단가 차이가 통계적으로 유의하지 않기 때문에 두 발전단가의 평균치를 동일 기준가격으로 제시하였다. 지상형의 경우 수용률이 낮고, 반대로 지붕형의 경우 수

9) 모집단이 정규분포가 아닌 관계로 비모수적 방법을 적용하였으나, 모수적 방법인 2표본-t검정을 적용하여도 동일한 결과가 도출되었다.

용률이 매우 높아, 기존 기준가격체계로는 입지와 형식별로 투자경제성을 적절하게 확보하기 어려운 것으로 분석되었다. 새로운 기준가격체계에서 대안별 기준가격이 가장 높은 것은 30kWp 지상형이며, 가장 낮은 것은 1MWp(3MWp) 지붕형으로 나타났다.

## 8. 결론 및 향후과제

투자경제성 보장이라는 발전차액지원제도의 근본 취지를 살리고 실효성을 확보하기 위해서 본 연구에서는 독일의 사례와 같이 여러 설비대안을 설정하고, 투자비와 발전량의 변동 리스크를 반영하여 기준가격을 산출하는 프로세스 모델(CBRP3)을 제안하였다. 동 모델에서는 20개의 태양광 발전설비 대안을 설정하고, 각 대안별로 투자비 및 연간 발전량의 변동 데이터를 도출했다. 도출된 투자비 및 연간 발전량 변동 데이터를 재무템플릿에 입력한 후 시뮬레이션을 실행하여, 적정 수익률을 보장하는 발전원가의 확률분포를 산출하였다. 현행 기준가격보다 낮은 수준의 발전원가 발생확률을 현행 기준가격의 수용률로 정의하고, 용량별로 수용률 50%가 확보되는 전체평균 및 지상형, 지붕형 평균가를 발전차액지원 기준가격으로 제안하였다. 지상형은 수용률이 낮아, 현행 기준가격을 상향조정하고, 지붕형은 수용률이 높아 하향조정하여야 하는 등 대안별로 수용률이 크게 다른 것으로 나타나, 현행 기준가격체계는 입지와 형식별 적정 투자경제성을 확보하지 못하는 것으로 분석되었다.

향후 본 연구에서 활용한 NASA 자료와 차이를 보이는 우리나라 기상청 기후자료와 비교하여 분석할 필요가 있다. 또한, 본 연구에서 산출된 투자비, 발전량 분포와 프로세스 모델을 활용하여, 특정사업자가 특정지역에서 추진하고자 하는 태양광 발전사업의 시스템 디자인 최적화나 사업투자 타당성 분석 모델의 개발도 필요할 것으로 판단된다.

## 감사의 글

이 논문은 2008년도 서울시립대학교 교내학술연구비에 의하여 연구되었음.

## 참고문헌

기업은행. “월평균환율조회서비스”, <<http://www.ibk.co.kr/home.html>> (2009.2.23).  
 김유진, 김수덕. (2005). “외국의 신재생에너지 정책의 검토를 통한 신재생에너지 발전차액지원제도의 개선방향”. 제17회



- 워크샵, 한국신재생에너지학회, pp. 618~627.
- 산업자원부. (2004). “신재생에너지보급과 발전차액지원제도”. 전기설비, 제21권 제12호, 한국전기공사협회, pp. 20~23.
- 한국전기연구원. (2006). “신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안”, 산업자원부, <<http://www.knrec.or.kr/>> (2009.2.23).
- 한국전기연구원. (2008). “발전차액지원 제도 개선 공청회 자료”, 지식경제부, <<http://www.knrec.or.kr/>> (2009. 2.23).
- Decisioneering, Inc. (2004). CB Predictor™ 1.6 User Manual.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. (1997~2007). “Renewable Energy Annual”, <<http://www.eia.doe.gov/fuelrenewable.html>>(2009. 2.23).
- Hillebrand, B., Buttermann, H.G., Behringer, J.M. and Bleuel, M. (2006). “The Expansion of Renewable Energies and Employment Effects in Germany”. Energy Policy, 34, pp. 3484~3494.
- Mian, M. A. (2002). Project Economics and Decision Analysis. Volume. 002, Pennwell Corp, pp. 28~46.
- Mubiru, J., Karume, K., Majaliwa, M. Banda, E. J. K. B. and Otiti, T. (2007). “Interpolating Methods for Solar Radiation in Uganda”. Theoretical and Applied Climatology, 88, pp. 259~263.

논문제출일: 2009.07.02

논문심사일: 2009.07.03

심사완료일: 2009.10.05

---

## Abstract

Since the cut-down of the purchasing price of the feed in tariff(FIT) in 2008, the numbers of photovoltaic projects get decreased, contrary to investment expansion policy of government on renewable energy. The root cause of the decrease is the irrationality of the current purchasing price structure of FIT as well as the adversity of fund raising due to the global financial crisis. This study proposes the FIT calculating model (Cost & Benefit Risk Based Purchase Price Process : CBRP3) reflecting the fluctuation of cost and benefit risks. The first step is to establish the photovoltaic generation alternatives, and to calculate each distribution data of the investment and the power generation quantity. The FIT for each alternative is, then, assessed through simulations. Finally the proposed FIT scheme is compared to the present FIT scheme and future study subjects are derived.

**Keywords :** *photovoltaic project, feed in tariff, purchasing price, cost · benefit risk, probability distribution*

---