

CER 가격에 따른 도서지역용 MG 발전사업자의 연평균수익률 분석

Analysis for Annualized Returns of Island Microgrid IPP According to CER Price

김 미 영*
(Mi-Young Kim)

Abstract - Islands that is far away from onshore have used internal-combustion engine driving alternators to secure electric power. However, with Paris convention on climate change, there is a growing interest in eco-friendly energy independent island that replaces microgrid(MG) consisting of photovoltaic, wind power, and energy storage system with alternators for internal combustion engines. And also, national emission trading has been implemented, and the price of certified emission reduction(CER) has a influence on system marginal price(SMP). Because, the low cost generation source decides SMP when CER price is low, while the more expensive generation source decides SMP when CER price is high. Therefore, the increasing of CER price has a strong influence on the annualized return of MG independent power producer. Moreover, the fixed RPS price is implemented from 2017, which the increasing of CER price under the fixed RPS price or the variable RPS price affects annualized return differently. In this paper, the annualized return according to CER price is analyzed for large, middle, and small scaled islands, the effect of CER price on the annualized return was confirmed.

Key Words : Microgrid, CER, SMP, Islands, Fixed RPS price, Variable RPS price

1. 서 론

국내 농어촌 전기공급사업을 위해 계획된 2017년 사업비는 1,171억 원이며[1], 2016년 한전이 관리하고 있는 65개 도서지역의 원가회수율은 27%[2]에 불과한 실정이다. 한편, 파리기후 변화협약 및 신재생에너지 발전단가 감소로 인하여, 친환경에너지 자립섬에 대한 관심이 높아지고 있다. 친환경에너지 자립섬은 육상계통에서 전력을 공급받지 못하는 도서지역에 태양광(Photovoltaic, PV), 풍력(Wind Power, WP)과 같은 신재생에너지 및 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS) 등이 결합된 마이크로그리드(Microgrid, MG)를 구축하여 내연발전을 대체하는 것을 말한다. 이러한 도서지역용 MG 구축에 대한 검토가 다수의 연구에서 진행되어 왔는데, 전력회사가 직접 도서지역용 MG를 운영하는 경우와 발전회사가 운영하는 경우의 경제성평가 알고리즘이 제안되었고[3], 기존 디젤발전과 신재생전원의 경제성 비교 방안이 제안되었다[4].

또한, 국내 탄소배출권(Certified Emission Reduction, CER) 거래시장은 2015년부터 운영되고 있으며, 2016년 CER 평균 거래 가격은 17,000원이었는데, 2017년 2월 26,500원을 기록하고 있다. 그러나 현재까지 발전원가에 있어서, 전력시장은 연료비만 반영하고 CER 가격은 반영하고 있지 않다. 2017년 전기사업법 개정

으로 환경·안전급전 조항이 신설되었으며, 발전업계는 관련 비용의 시장 반영을 요구하고 있다. 전력업계는 CER 가격이 35,000원을 넘을 경우 석탄화력과 LNG 발전의 급전순위 전환이 시작되고 70,000원이 넘으면 이들 발전원 간의 급전순위가 완전히 전환될 것으로 예상하고 있다[5]. 즉, 발전기 배출비용은 발전원가에 반영될 수 있으므로, 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)은 CER 가격에 의해 좌우되고 이에 따라 MG 발전사업자의 연평균수익률도 변동될 수 있다. 이에 대한 검토 또한 다양한 연구에서 진행되었는데, 신재생에너지발전의 확실적인 특성과 CER 효과가 반영된 MG 최적운영방안이 제안되었고[6], 신·재생에너지 공급의무화(Renewable Portfolio Standard, RPS) 제도와 CER 감축량의 이행 가능 여부가 분석되었고[7], 탄소배출 규제가 전력 시장가격에 미치는 영향이 분석되었다[8]. 또한, 에너지경제연구원에서는 7차 전력수급기본계획하에서 배출권거래제가 전력시장에 미치는 영향을 분석하였는데, CER 가격 상승으로 인한 LNG 발전 증가로 SMP가 상승함을 검토하였다[9]. 특히 2016년부터 CO2 거래 가격이 전력시장 가격에 미치는 영향에 대한 연구가 다수 진행되었는데, 논문 [10]에서 저자는 다중회귀분석법을 사용하여 발트해 시장의 전기가격에 대한 CO2 비용 및 발전원의 급전순서에 따른 CO2 가격 효과와 그에 따른 수요 변화에 대한 CO2 배출의 한계 변화를 조사하였다. 또한 기업, 법률 회사 및 공공기관에 대한 컨설팅 서비스와 경제, 금융 및 규제에 관한 전문가 의견을 제공하고 있는 Brattle Group에서는 CO2 가격 상승의 단기 및 장기 영향에 따른 전력시장 가격 변동을 제공하고 있다[11].

* Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering,
Howon University, Korea.

E-mail : mykim2017@howon.ac.kr

Received : August 28, 2017; Accepted : March 4, 2018

최근, RPS 제도의 고정가격계약이 2017년에 처음 시행되었는데, 이는 각각 변동하던 REC와 SMP 단가를 합산한 고정금액을 제시하여 입찰하는 방안을 말한다. RPS 고정가격 제도는 신재생 보급 확대를 위하여 수입변동성 위험을 완화 가능한 방향으로 REC 가격을 설정하게 된다. 현재 RPS 고정가격의 상한가격 (SMP+1REC가격)은 191,330원/MWh으로, SMP 가격이 현재보다 하락하게 되면 발전사업자에게 유리하나, CER 가격 상승으로 인하여 SMP 가격이 상승하게 되면 불리할 수도 있다. 그러므로 본 논문에서는 도서지역용 MG에 RPS 고정가격과 RPS 변동가격이 적용된 경우, CER 가격 상승에 따른 MG 발전사업자의 연평균수익률을 분석하며, 적정 수익률을 확보하기 위한 전력량 요금 가중치를 산정한다.

2. 도서지역용 MG의 비용 및 편익 요소[3]

CER 가격에 따른 도서지역용 MG 발전사업자 연평균수익률 산정을 위해서는 MG 구축 비용요소와 편익요소를 고려하여야 한다. MG 구축 비용요소는 PV, WP, ESS 등의 설치비용 및 운영비용을 말하는데, 대상기간 동안의 비용요소는 용량별 설치단가에 의해서 결정되며, 내용연수가 서로 다른 설비에 대해서는 재구축 비용도 포함한다. 또한, 운영비용은 설치비용에 일정 비율을 적용하고 여기에 물가상승률을 고려하여 매년 발생하는 것으로 산정한다.

한편, MG 구축 편익요소는 용량요금, 전력량요금, REC 요금, CER 수익으로 구성되는데, 본 논문에서는 RPS 고정가격 및 RPS 변동가격을 고려한다. 즉, RPS 고정가격이 적용되는 경우는 용량요금, SMP+1REC 요금, CER 수익을 고려하고, RPS 변동가격이 적용되면 SMP 및 REC 요금을 분리해서 고려한다.

3. 도서지역용 MG 연평균수익률 산정 알고리즘

도서지역용 MG 발전사업자의 비용과 편익요소는 미래 시점에 실현되는 가치이므로, 할인율을 적용한 현재가치환산법(present worth method)을 이용해 비용과 편익을 산정한다.

3.1 투자비 균등분할 상환방식

도서지역용 MG 투자비용 산정을 위해서는 MG 설비가 먼저 구축되고, 이에 따른 MG 설치비용, 운영비용이 산정되어야 한다. MG 설비에 설치단가를 적용해 산정된 발전사업자의 투자비는 균등분할 상환방식으로 상환되는데, 이는 은행에서 빌린 원금과 이자의 합계를 매년 균등하게 나누어서 상환하는 방식을 말하며, 매년 상환해야 하는 금액은 식 (1)과 같이 산정된다.

$$\text{매년 상환금액} = \frac{PI(1+I)^n}{(1+I)^n - 1} \quad (1)$$

여기서, P는 대출받은 원금, I는 대출에 대한 이자율, n은 대출상

환기간

3.2 편익 산정 방안[3]

2장에서 설명한 것처럼, 도서지역용 MG 투자에 따른 편익은 크게 용량요금, 전력량 요금, REC 요금, CER 수익으로 구분되며, 이들 편익은 연간 발전량과 평균가격(원/kWh)을 적용해 계산된다. 본 논문에서는 CER 가격 상승에 따른 MG 수익률을 분석하는데, CER 가격 상승은 MG 편익요소 중 전력량요금에 큰 영향을 미치게 된다. 즉, CER 가격이 낮은 경우, 국내 전력을 공급하는 전원 구성에 큰 변화는 없고 단지 CER 가격이 발전단계에 반영되게 되는데, CER 가격이 상당히 상승하게 되면, SMP를 결정하는 발전원이 석탄발전에서 LNG 발전으로 바뀌게 되므로 SMP는 상당히 증가할 수 있다. 또한, MG 설비 구축 편익에 큰 영향을 미치는 REC 요금에 대해서는 2가지 요금방안을 비교하는데, 2017년부터 적용되는 RPS 고정가격 및 기존에 적용되었던 RPS 변동가격이 적용된다.

3.3 연평균수익률 산정 방안

도서지역에서 CER 상승에 따른 MG 연평균수익률은 그림 1과 같이 산정된다. 먼저, 수익률 산정을 위해서는 은행 이자율, 대출기간, 물가상승률, 할인율 등을 설정하고, 도서부하를 100% 공급할 수 있는 MG 설비를 구축한다. 그리고 전력량요금 가중치 및 수익률을 설정하는데, 일반적으로 신재생 발전설비가 대규모인 경우 연평균수익률은 2.5%이고 중소규모인 경우 3.5%가 적용된다. 물론 아주 소규모인 경우는 그 이상의 수익률도 기대할 수 있다. 다음 단계로, 설정된 기준과 구축된 MG 설비에 따른 비용 및 편익을 산정한다. 마지막으로, 편익이 비용보다 작은 경우에는 연평균수익률이 마이너스가 되므로 SMP 가중치(WF)를 증가시키

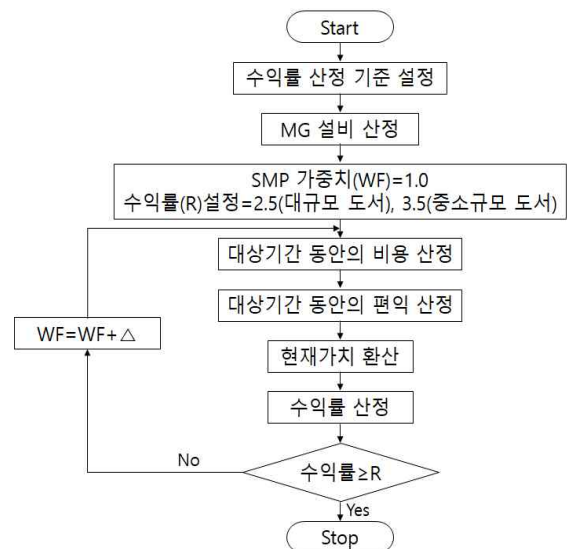


그림 1 MG 연평균수익률 산정 알고리즘

Fig. 1 Algorithm estimating the annualized return

고, 연평균수익률이 확보되면 해당하는 SMP 가중치와 연평균수익률을 출력한다. 민간 발전사가 운영하는 MG의 내용연수 20년 동안의 연평균수익률은 3.1과 3.2에서 산정된 비용과 편익을 이용해 식 (2)와 같이 산정한다.

$$\text{연평균수익률} = \frac{\sum_{n=1}^m B_n - \sum_{n=1}^m C_n}{\sum_{n=1}^m C_n} \quad (2)$$

여기서, B는 연간 편익, C는 연간 비용, n은 각 연도, m은 분석기간

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 시뮬레이션 조건

MG 발전사업자의 연평균수익률 산정을 위하여, 일반조건, 도서 부하 및 내연발전설비 조건, MG 발전설비 비용 조건, 전력 및 CER 판매 가격 조건 등이 상정된다.

4.1.1 일반 조건

도서지역용 MG 발전사업자 수익률 산정을 위한 일반 조건은 다음과 같다.

- 은행이자율 : 4.5%
- 대출기간 : 15년, ESS 교체로 인한 대출기간은 7년
- 물가상승률 : 3%
- 할인율 : 5%
- 연평균수익률 : 대규모 MG(2.5%), 중소규모 MG(3.5%)
- 설비 수명 : PV와 WP(20년), ESS(10년)
- 분석기간 : 20년

4.1.2 도서별 부하 및 내연발전설비 조건

부하 규모에 따른 특성을 반영하기 위하여, 3개 도서지역(덕적도, 장고도, 독거도)을 고려한다. 각 도서의 부하 및 내연발전설비의 규모는 표 1과 같은데, 덕적도는 상대적으로 부하가 큰 도서이고 장고도는 중간 규모, 독거도는 부하가 작은 도서이다.

표 1 도서별 부하 및 발전량

Table 1 Load and generation system of each island

구분		덕적도	장고도	독거도
부하	최대부하(kW)	1,875	267	38
	평균부하(kW)	1,200	115	15
	부하율	0.64	0.43	0.4
내연발전설비	설비용량(kW)	2,900	450	160
	연간발전량(MWh)	10,348	1,026	146
	발전원가(원/kWh)	325	1,019	6,521
	연료소비율(L/kWh)	0.2677	0.3125	0.3974

표 2 MG 설비별 설치단가 및 운용비용

Table 2 Installation and operation costs of MG

구분	설치단가 (천원/kW or 천원/kWh)	운용비용
PV(kW)	1,500	설치단가의 2.5%
WP(kW)	1,200	
ESS(kWh)	1,500	

4.1.3 MG 발전설비 구축 및 비용 조건

MG 설비는 다음의 전략에 기반하여 구축되며, 평가기간 이내에 내용연수가 다한 설비는 재구축된다. 또한, MG 구성설비에 대한 설치단가는 표 2와 같다.

- 신재생에너지 용량은 도서지역 부하를 100% 공급할 수 있어야 한다.
- 신재생에너지는 PV가 80%, WP가 20%를 담당한다.
- PV 및 WP 이용률은 각각 15%, 25%를 적용한다.
- ESS 용량은 신재생에너지 발전량을 충분히 저장할 수 있어야 한다.(배터리 잔존용량+신재생에너지 발전량-부하량)
- 내용연수 관련해서, PV 및 WP는 20년, ESS는 10년을 고려한다.

4.1.4 전력 및 CER 판매 가격 조건

도서지역용 MG 발전사업자의 편익요소인 용량요금, 전력량 요금, REC 요금, CER 요금은 다음과 같이 상정하는데, 본 논문에서는 CER 가격에 따라서, 다음의 4가지 경우로 구분하여 MG 발전사업자의 연평균수익률을 산정한다.

- Case 1 : RPS 고정가격+CER 고정
- Case 2 : RPS 고정가격+CER 상승
- Case 3 : RPS 변동가격+CER 고정
- Case 4 : RPS 변동가격+CER 상승

그림 2는 연도별 상정된 편익요소별 요금을 나타내는데, 정부가 발전사업자에게 지원하는 용량요금은 2015년에 진입하는 발전소에 적용되는 9.74원/kWh)을 반영한다.

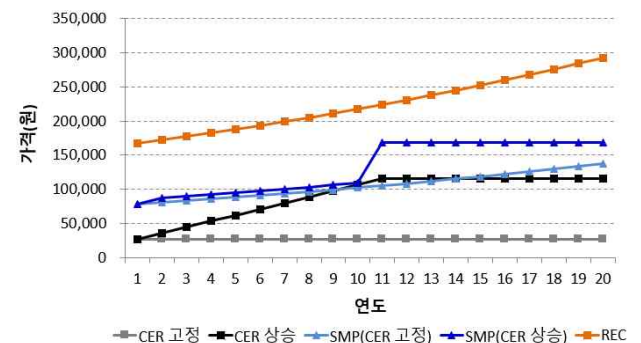


그림 2 MG 편익요소의 연도별 가격

Fig. 2 Prices of MG benefit elements by year

RPS 고정가격을 적용하는 경우, 전력량 요금 및 REC 요금은 2017년 상한가격(SMP+1REC가격)인 191,330원/MWh을 분석기간 내내 반영한다. CER 가격은 2017년 평균가격인 26,500(원/ton) (그림 2의 CER 고정)과 에너지경제연구원 연구 결과인 115,000 (원/ton)(그림 2의 CER 상승)을 적용해 비교하는데 [9], 여기서, CER 상승은 2027년 이후부터 115,000(원/ton)이 발생하는 것으로, 2017~2026년까지는 평균 상승률을 적용한다.

RPS 변동요금 적용시, CER 가격이 26,500(원/ton)으로 고정되는 경우의 연도별 SMP 가격은 2016년 육지 평균가격 76(원/kWh)에 물가상승률을 적용하여 산정한다. 한편, CER 가격 상승이 적용되는 2017~2026년까지의 연도별 SMP 가격은 SMP 가격 (CER 고정)에 CER 가격에 따른 석탄발전 단가 상승분을 고려하여 산정한다[12]. 다만, CER 가격 상승시 SMP 최고 가격은 에너지경제연구원 연구 결과인 168(원/kWh)을 2027년부터 적용한다[9]. 연도별 REC 가격은 안정적으로 유지된다는 가정 하에서, 2016년 육지 평균가격 135(원/kWh)에 물가상승률 및 도서지역 가중치 1.2를 고려하여 산정한다[13].

4.2 Case 1의 연평균수익률 분석

부하규모 특성이 다른 3개 도서에 대하여, RPS 고정가격이 내용연수 20년 동안 적용되고 그림 2의 CER 고정이 적용된 경우의 MG 발전사업자 연평균수익률은 다음과 같이 산정되며, MG 구축비용 및 각종 편익은 표 3과 같다.

표 4 Case 1에 대한 덕적도 MG의 현금흐름 (백만원)
Table 4 Cash flow of deokjeokdo MG for case 1 (million won)

년도	MG 비용		편익	MG 편익			현재가치				수익률(%)
	상환금액	운영비		내연발전 미운용	용량 요금	전력량요금 +1REC	CER	할인율 (%)	MG 비용	편익(내연발전 미운용)	
2017	0	0	3,363	101	10,060	190	5	0	3,363	10,351	
2018	6,980	1,258	3,464	101	10,060	190	5	7,846	3,299	9,858	25.64
2019	6,864	1,296	3,568	101	10,060	190	5	7,401	3,236	9,389	26.85
2020	6,742	1,335	3,675	101	10,060	190	5	6,978	3,175	8,941	28.15
2021	6,615	1,375	3,785	101	10,060	190	5	6,574	3,114	8,516	29.54
2022	6,483	1,416	3,899	101	10,060	190	5	6,189	3,055	8,110	31.04
2023	6,344	1,459	4,016	101	10,060	190	5	5,823	2,997	7,724	32.65
2024	6,200	1,503	4,136	101	10,060	190	5	5,474	2,940	7,356	34.39
2025	6,048	1,548	4,260	101	10,060	190	5	5,141	2,884	7,006	36.27
2026	5,890	1,594	4,388	101	10,060	190	5	4,824	2,829	6,672	38.30
2027	5,725	990	4,520	101	10,060	190	5	4,523	2,775	6,355	54.14
2028	10,186	1,020	4,655	101	10,060	190	5	6,552	2,722	6,052	-7.63
2029	9,875	1,051	4,795	101	10,060	190	5	6,084	2,670	5,764	-5.26
2030	9,551	1,082	4,939	101	10,060	190	5	5,639	2,619	5,489	-2.65
2031	9,212	1,115	5,087	101	10,060	190	5	5,216	2,569	5,228	0.23
2032	4,077	1,148	5,240	101	10,060	190	5	2,513	2,520	4,979	98.09
2033	3,922	1,182	5,397	101	10,060	190	5	2,339	2,472	4,742	102.77
2034	0	1,218	5,559	101	10,060	190	5	531	2,425	4,516	749.85
2035	0	1,255	5,726	101	10,060	190	5	521	2,379	4,301	725.09
2036	0	1,292	5,897	101	10,060	190	5	511	2,334	4,096	701.06
합계	110,715	24,138	90,369	2,016	201,208	3,794		90,279	56,377	135,445	2.50

4.2.1 덕적도

내연발전으로 운영되고 있는 덕적도의 2016년도 최대부하는 1,875(kW)이고 연간발전량은 10,348(MWh)인데, 덕적도 부하를 신재생에너지로 100% 공급하기 위한 MG 설비는 신재생에너지 용량 7MW(PV 5.6MW, WP 1.4MW), ESS 용량 25.861(MWh)로 산정되었다. 이러한 덕적도 MG 구축 비용, 고정가격이 적용된 MG 발전 편익(가중치 1.0), 가중치가 적용된 MG 발전 편익(가중치 5.09), 내연발전 미운용에 따른 편익은 그림 3과 같으며, 내용연수 동안의 MG 구축에 대한 현금흐름은 표 4와 같다. 덕적도는 부하가 대규모이므로 MG 설비도 상당한 규모로 구축되어야 하고, 타 도서에 비해 내연발전단가도 저렴한 편이므로, 그림 3과 같이 MG 구축 비용은 내연발전 미운용에 따른 편익을 상회한다. 표 4를 상세히 보면, MG 구축에 대한 연도별 상환금액(원금+이자) 및 운영비는 매년 감소하다가 ESS가 교체되는 2027년 이후

표 3 도서별 MG 구축 비용 및 편익(백만원)
Table 3 Cost and profit for MG constructed in each island (million won)

구분	덕적도	장고도	독거도
MG 비용	90,279	9,040	1,292
RPS 고정가격	29,664	2,984	436
RPS 고정가격×가중치	135,445	15,375	2,196
내연발전 미운용	56,377	17,533	15,970

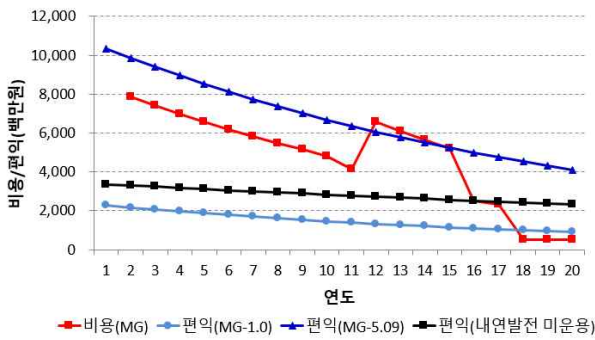


그림 3 덕적도 MG 비용 및 편익
Fig. 3 Cost and profit for deokjeokdo MG

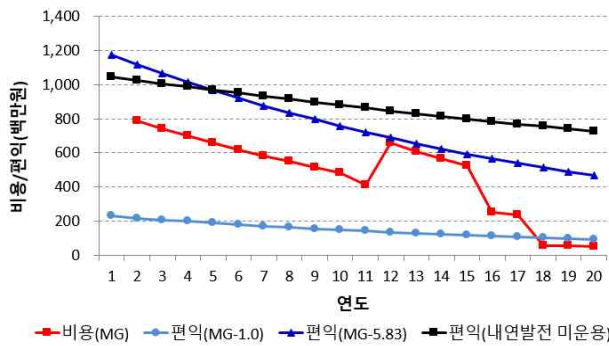


그림 4 장고도 MG 비용 및 편익
Fig. 4 Cost and profit for janggodo MG

에 증가하게 되며, 편익측면에서 RPS 고정가격+CER 고정 가격이 적용되므로 연도에 상관없이 동일한 수익을 얻게 된다.

덕적도 MG에 RPS 고정가격이 적용되면 내용연수 20년 동안 약 600억(연평균수익률 -3.36%)에 달하는 손해가 발생하므로, RPS 고정가격에 5.09의 가중치를 적용하여야 민간 MG 발전사업자는 연평균수익률 2.5%를 확보할 수 있다. 그러나 만약 한전이 신재생 발전사업자 지위를 확보한다면, 수익에 내연발전 미운용에 따른 편익이 포함되므로, RPS 고정가격에 2.91의 가중치만 적용하여도 연평균수익률 2.5%를 기대할 수 있다.

4.2.2 장고도

2016년도 최대부하는 267(kW)이고 연간발전량은 1,026(MWh)인 장고도 부하를 신재생에너지로 100% 공급하기 위한 MG 설비는 신재생에너지 용량 700kW(PV 560kW, WP 140kW), ESS 용량 2,590(kWh)로 산정되었다. 그림 4는 장고도 MG 구축 비용, 고정가격이 적용된 MG 발전 편익(가중치 1.0), 가중치가 적용된 MG 발전 편익(가중치 5.83), 내연발전 미운용에 따른 편익을 나타낸다.

장고도 MG에 RPS 고정가격이 적용되면 내용연수 20년 동안 약 61억에 달하는 손해가 발생하여 연평균수익률은 -3.35%이므로, RPS 고정가격에 5.83의 가중치를 적용하여야 민간 MG 발전

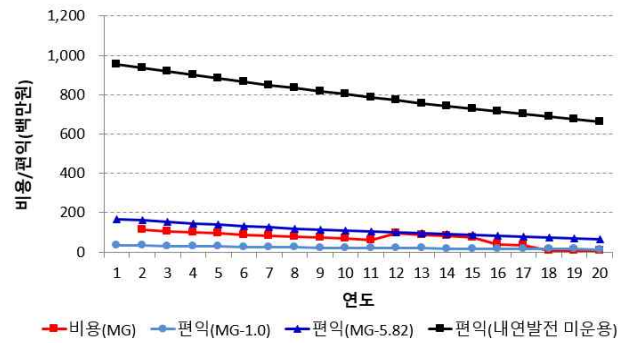


그림 5 독거도 MG 비용 및 편익
Fig. 5 Cost and profit for dokgeodo MG

사업자는 연평균수익률 3.5%를 확보할 수 있다. 한편, 장고도는 부하가 중규모이고 내연발전단가가 높은 편이어서 내연발전 미운용에 따른 편익이 상당한데, 신재생에너지 수익이 아니라 이 편익만 반영하여도 연평균수익률 4.7%를 기대할 수 있다. 신재생에너지 발전량에 RPS 고정가격이 적용된다면 연평균수익률은 6.35%로 증가하게 된다. 그러므로 장고도의 경우, 한전이 신재생 발전사업자로 참여하여 MG를 구축하는 것이 대단히 유리하다.

4.2.3 독거도

독거도의 2016년도 최대부하는 38(kW), 연간발전량은 146(MWh)인데, 부하를 100% 공급하기 위한 MG 설비는 신재생에너지 용량 100kW(PV 80kW, WP 20kW), ESS 용량 370(kWh)로 산정되었다. 그림 5는 독거도 MG 구축 비용, 고정가격이 적용된 MG 발전 편익(가중치 1.0), 가중치가 적용된 MG 발전 편익(가중치 5.82), 내연발전 미운용에 따른 편익을 나타낸다.

독거도는 부하가 상당히 소규모이고 내연발전비용이 대단히 높으므로, 내연발전 미운용에 따른 편익이 상당하여 한전이 MG를 구축하게 되면 신재생에너지 편익을 포함하지 않더라도 연평균수익률 57%를 기대할 수 있다. 그리고 독거도 MG에 RPS 고정가격이 적용되면 내용연수 20년 동안 약 9억에 달하는 손해가 발생하여 연평균수익률은 -3.31%이므로, RPS 고정가격에 5.82의 가중치를 적용하여야, 민간 MG 발전사업자는 연평균수익률 3.5%를 확보할 수 있다.

4.3 Case 2의 연평균수익률 분석

Case 1과 달리, Case 2는 RPS 고정가격, 가중치, 그림 2의 CER 상승을 고려한다. 도서별 Case 1과 Case 2를 비교한 결과는 표 5와 같고 이 중 덕적도에 대한 현금흐름은 표 6과 같다. Case 2는 CER 가격 상승에도 불구하고 RPS 고정가격이 평가기간 동안 적용되므로, MG 발전사업자 연평균수익률의 상당한 상승은 기대하기 어렵다.

도서별로 상세하게 보면, 부하가 대규모인 덕적도의 편익은 52.6억원 증가하여 연평균수익률은 0.29% 증가하였고, 중규모 부하를 갖는 장고도 편익은 6.1억원(연평균수익률은 0.34% 상승),

표 5 CER 가격에 따른 수익률

Table 5 The annualized return according to CER price

도서명	수익률(%)			편익 증가 금액(억원)
	Case 1	Case 2	증가분	
덕적도	2.50	2.79	0.29	52.6
장고도	3.50	3.84	0.34	6.1
독거도	3.50	3.92	0.42	1.1

부하가 소규모인 독거도 편익은 1.1억원(연평균수익률은 0.42% 상승) 증가하였다. 표 6의 덕적도 현금흐름을 상세히 보면, MG 구축에 대한 연도별 상환금액(원금+이자) 및 운영비는 Case 1과 동일하게 2027년 이후에 증가하게 되며, 편익측면에서 RPS 고정 가격+CER 고정이 적용되므로 연도에 상관없이 동일한 수익을 얻게 되나, Case 1과 달리 Case 2는 CER 상승이 적용되므로 매년 증가하다가 2027년부터는 동일한 가격이 적용된다.

4.4 Case 3의 연평균수익률 분석

부하규모 특성이 다른 3개 도서에 대하여, RPS 변동가격이 내용연수 20년 동안 적용되고 그림 2의 CER 고정이 적용된 경우의 MG 발전사업자 연평균수익률은 다음과 같이 산정되며, MG 구축비용 및 각종 편익은 표 7과 같다.

표 6 Case 2에 대한 덕적도 MG의 현금흐름 (백만원)

Table 6 Cash flow of deokjeokdo MG for case 2 (million won)

년도	MG 비용		편익 내연발전 미운용	MG 편익			현재가치				수익률(%) MG 비용 -MG 편익
	상환금액	운영비		용량 요금	전력량요금 +1REC	CER	할인율 (%)	MG 비용	편익(내연발전 미운용)	MG 편익	
2017	0	0	3,363	101	10,060	190	5	0	3,363	10,351	
2018	6,980	1,258	3,464	101	10,060	253	5	7,846	3,299	9,918	26.41
2019	6,864	1,296	3,568	101	10,060	316	5	7,401	3,236	9,503	28.40
2020	6,742	1,335	3,675	101	10,060	380	5	6,978	3,175	9,106	30.50
2021	6,615	1,375	3,785	101	10,060	443	5	6,574	3,114	8,724	32.71
2022	6,483	1,416	3,899	101	10,060	506	5	6,189	3,055	8,358	35.05
2023	6,344	1,459	4,016	101	10,060	570	5	5,823	2,997	8,008	37.52
2024	6,200	1,503	4,136	101	10,060	633	5	5,474	2,940	7,671	40.15
2025	6,048	1,548	4,260	101	10,060	697	5	5,141	2,884	7,349	42.94
2026	5,890	1,594	4,388	101	10,060	760	5	4,824	2,829	7,040	45.92
2027	5,725	990	4,520	101	10,060	823	5	4,123	2,775	6,743	63.57
2028	10,186	1,020	4,655	101	10,060	823	5	6,552	2,722	6,422	-1.97
2029	9,875	1,051	4,795	101	10,060	823	5	6,084	2,670	6,117	0.54
2030	9,551	1,082	4,939	101	10,060	823	5	5,639	2,619	5,825	3.30
2031	9,212	1,115	5,087	101	10,060	823	5	5,216	2,569	5,548	6.37
2032	4,077	1,148	5,240	101	10,060	823	5	2,513	2,520	5,284	110.21
2033	3,922	1,182	5,397	101	10,060	823	5	2,339	2,472	5,032	115.18
2034	0	1,218	5,559	101	10,060	823	5	531	2,425	4,792	801.86
2035	0	1,255	5,726	101	10,060	823	5	521	2,379	4,564	775.59
2036	0	1,292	5,897	101	10,060	823	5	511	2,334	4,347	750.09
합계	110,715	24,138	90,369	2,016	201,208	12,980		90,279	56,377	140,703	2.79

표 7 도서별 MG 구축 비용 및 편익(백만원)

Table 7 Cost and profit for MG constructed in each island (million won)

구분	덕적도	장고도	독거도
	MG 비용	90,279	9,040
RPS 변동가격	46,325	4,636	556
RPS 변동가격×가중치	135,403	15,371	2,197
내연발전 미운용	56,377	17,533	15,970

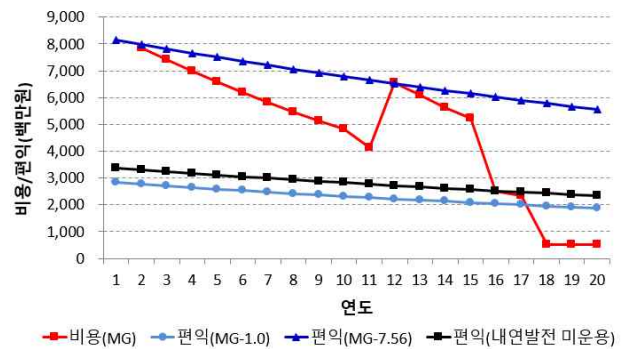


그림 6 덕적도 MG 비용 및 편익

Fig. 6 Cost and profit for deokjeokdo MG

표 8 Case 3에 대한 덕적도 MG의 현금흐름 (백만원)

Table 8 Cash flow of deokjeokdo MG for case 3 (million won)

년도	MG 비용		편익 내연발전 미운용	MG 편익				현재가치				수익률(%) MG 비용 -MG 편익
	상환금액	운용비		용량 요금	전력량 요금	REC	CER	할인율 (%)	MG 비용	편익(내연발전 미운용)	MG 편익	
2017	0	0	3,363	101	6,124	1,727	190	5	0	3,363	8,141	
2018	6,980	1,258	3,464	101	6,308	1,778	190	5	7,846	3,299	7,978	2
2019	6,864	1,296	3,568	101	6,497	1,832	190	5	7,401	3,236	7,818	6
2020	6,742	1,335	3,675	101	6,692	1,887	190	5	6,978	3,175	7,662	10
2021	6,615	1,375	3,785	101	6,893	1,943	190	5	6,574	3,114	7,508	14
2022	6,483	1,416	3,899	101	7,099	2,002	190	5	6,189	3,055	7,359	19
2023	6,344	1,459	4,016	101	7,312	2,062	190	5	5,823	2,997	7,212	24
2024	6,200	1,503	4,136	101	7,532	2,124	190	5	5,474	2,940	7,068	29
2025	6,048	1,548	4,260	101	7,758	2,187	190	5	5,141	2,884	6,928	35
2026	5,890	1,594	4,388	101	7,990	2,253	190	5	4,824	2,829	6,790	41
2027	5,725	990	4,520	101	8,230	2,321	190	5	4,123	2,775	6,656	61
2028	10,186	1,020	4,655	101	8,477	2,390	190	5	6,552	2,722	6,524	-0
2029	9,875	1,051	4,795	101	8,731	2,462	190	5	6,084	2,670	6,395	5
2030	9,551	1,082	4,939	101	8,993	2,536	190	5	5,639	2,619	6,268	11
2031	9,212	1,115	5,087	101	9,263	2,612	190	5	5,216	2,569	6,144	18
2032	4,077	1,148	5,240	101	9,541	2,690	190	5	2,513	2,520	6,023	140
2033	3,922	1,182	5,397	101	9,827	2,771	190	5	2,339	2,472	5,904	152
2034	0	1,218	5,559	101	10,122	2,854	190	5	531	2,425	5,788	989
2035	0	1,255	5,726	101	10,426	2,940	190	5	521	2,379	5,674	989
2036	0	1,292	5,897	101	10,738	3,028	190	5	511	2,334	5,563	988
합계	110,715	24,138	90,369	2,016	164,554	46,397	3,794		90,279	56,377	135,403	2.50

4.4.1 덕적도

덕적도 MG 구축 비용, RPS 변동가격이 적용된 MG 발전 편익(가중치 1.0), 가중치가 적용된 MG 발전 편익(가중치 7.56), 내연발전 미운용에 따른 편익은 그림 6과 같으며, 내용연수 동안의 MG 구축에 대한 현금흐름은 표 8과 같다.

Case 3에 대한 덕적도 현금흐름을 상세히 보면, Case 1과 달리 RPS 변동가격이 적용되므로 전력량 요금 및 REC 요금은 별도로 산정되며, 물가상승률 및 도서지역 가중치가 적용되어 연도별 안정되게 증가하게 된다.

덕적도 MG에 RPS 변동가격이 적용되면 내용연수 20년 동안 약 440억에 달하는 손해가 발생하여 연평균수익률은 -2.43%이므로, 덕적도의 경우 RPS 변동가격에 7.56의 가중치를 적용하여야 민간 MG 발전사업자는 연평균수익률 2.5%를 확보할 수 있다. 한편, 만약 한전이 신재생 발전사업자 지위를 확보한다면, MG 편익에 내연발전 미운용에 따른 편익이 포함되므로, RPS 변동가격에 3.41의 가중치만 적용하여도 연평균수익률 2.5%를 기대할 수 있다.

4.4.2 장고도

장고도 MG 구축 비용, RPS 변동가격이 적용된 MG 발전 편익(가중치 1.0), 가중치가 적용된 MG 발전 편익(가중치 8.97), 내

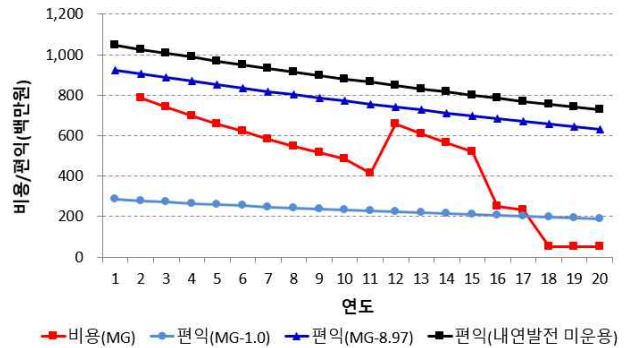


그림 7 장고도 MG 비용 및 편익

Fig. 7 Cost and profit for janggodo MG

연발전 미운용에 따른 편익은 그림 7과 같다. 장고도 MG에 RPS 변동가격이 적용되면 내용연수 20년 동안 약 440억에 달하는 손해가 발생하여 연평균수익률은 -2.44%이므로, 장고도의 경우 RPS 변동가격에 8.97의 가중치를 적용하여야 민간 MG 발전사업자는 연평균수익률 3.5%를 확보할 수 있다. 한편, 만약 한전이 신재생 발전사업자 지위를 확보한다면, MG 편익에 내연발전 미운용에 따른 편익이 상당히 포함되므로, RPS 변동가격만 적용하여도 연평균수익률 7.26%를 기대할 수 있다.

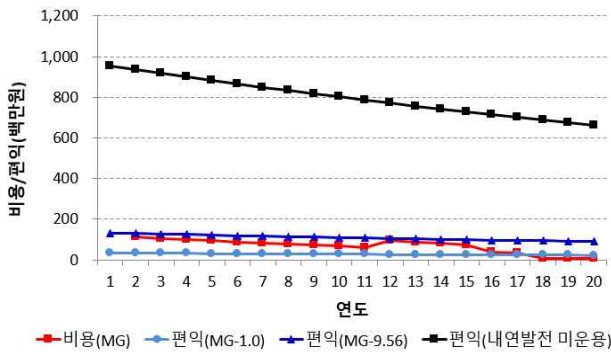


그림 8 독거도 MG 비용 및 편익
 Fig. 8 Cost and profit for dokgeodo MG

표 9 CER 가격 상승에 따른 수익률
 Table 9 Returns according to CER increasing

도서명	수익률(%)			편익 증가 금액(억원)
	Case 3	Case 4	증가분	
덕적도	2.50	4.05	1.55	280.7
장고도	3.50	5.32	1.82	32.9
독거도	3.50	5.50	2.00	5.2

표 10 Case 4에 대한 덕적도 MG의 현금흐름 (백만원)
 Table 10 Cash flow of deokjeokdo MG for case 4 (million won)

년도	MG 비용		편익 내연발전 미운용	MG 편익				현재가치			수익률(%) MG 비용 -MG 편익	
	상환금액	운용비		용량 요금	전력량 요금	REC	CER	할인율 (%)	MG 비용	편익(내연발전 미운용)		MG 편익
2017	0	0	3,363	101	6,124	1,727	190	5	0	3,363	8,141	
2018	6,980	1,258	3,464	101	6,842	1,778	253	5	7,846	3,299	8,547	9
2019	6,864	1,296	3,568	101	7,031	1,832	316	5	7,401	3,236	8,418	14
2020	6,742	1,335	3,675	101	7,226	1,887	380	5	6,978	3,175	8,287	19
2021	6,615	1,375	3,785	101	7,427	1,943	443	5	6,574	3,114	8,157	24
2022	6,483	1,416	3,899	101	7,634	2,002	506	5	6,189	3,055	8,026	30
2023	6,344	1,459	4,016	101	7,847	2,062	570	5	5,823	2,997	7,894	36
2024	6,200	1,503	4,136	101	8,066	2,124	633	5	5,474	2,940	7,763	42
2025	6,048	1,548	4,260	101	8,292	2,187	697	5	5,141	2,884	7,633	48
2026	5,890	1,594	4,388	101	8,525	2,253	760	5	4,824	2,829	7,502	56
2027	5,725	990	4,520	101	13,143	2,321	823	5	4,123	2,775	10,061	144
2028	10,186	1,020	4,655	101	13,143	2,390	823	5	6,552	2,722	9,622	47
2029	9,875	1,051	4,795	101	13,143	2,462	823	5	6,084	2,670	9,204	51
2030	9,551	1,082	4,939	101	13,143	2,536	823	5	5,639	2,619	8,805	56
2031	9,212	1,115	5,087	101	13,143	2,612	823	5	5,216	2,569	8,424	62
2032	4,077	1,148	5,240	101	13,143	2,690	823	5	2,513	2,520	8,060	221
2033	3,922	1,182	5,397	101	13,143	2,771	823	5	2,339	2,472	7,714	230
2034	0	1,218	5,559	101	13,143	2,854	823	5	531	2,425	7,383	1,289
2035	0	1,255	5,726	101	13,143	2,940	823	5	521	2,379	7,067	1,256
2036	0	1,292	5,897	101	13,143	3,028	823	5	511	2,334	6,765	1,223
합계	110,715	24,138	90,369	2,016	206,445	46,397	12,980		90,279	56,377	163,472	4.05

4.4.3 독거도

독거도 MG 구축 비용, RPS 변동가격이 적용된 MG 발전 편익(가중치 1.0), MG 발전 편익(가중치 9.56), 내연발전 미운용에 따른 편익은 그림 8과 같다. 독거도 MG에 RPS 변동가격이 적용 되면 내용연수 20년 동안 약 7억에 달하는 손해가 발생하여 연평균수익률은 -2.85%이므로, 독거도의 경우 RPS 변동가격에 9.56의 가중치를 적용하여야 민간 MG 발전사업자는 연평균수익률 3.5%를 확보할 수 있다. 한편, 만약 한전이 신재생 발전사업자 지위를 확보한다면, MG 편익에 내연발전 미운용에 따른 편익이 상당히 포함되므로, RPS 변동가격만 적용하여도 연평균수익률 58.94%를 기대할 수 있다.

4.5 Case 4의 연평균수익률 분석

Case 3과 달리 Case 4는 RPS 변동요금에 그림 2의 CER 상승을 적용하였는데, 도서별 Case 3과 Case 4를 비교한 결과는 표 9와 같고 이 중 덕적도 MG 구축에 대한 현금흐름은 표 10과 같다. SMP 가격(CER 고정)에 CER 가격에 따른 석탄발전 단가 상승분이 반영되므로 CER 가격이 일정해 지는 2027년부터 전력량 요금도 일정해 짐을 알 수 있다.

Case 4는 SMP 가격에 CER 가격 상승을 반영하였으므로 연평

균수익률의 상당한 상승함을 확인할 수 있다. 도서별로 상세하게 보면, 부하가 대규모인 덕적도의 편익은 280.7억 원 증가하여 연평균수익률은 4.05%로 증가하였는데, 만약 연평균수익률 2.5를 기대한다면 SMP 가중치 5.87만 적용해도 된다. 또한, 중규모 부하를 갖는 장고도 편익은 32.9억원 증가하여 연평균수익률은 5.32%로 증가하였는데, 만약 연평균수익률 3.5를 기대한다면 SMP 가중치 6.97만 적용하면 된다. 마지막으로, 부하가 소규모인 독거도 편익은 5.2억원 증가하여 연평균수익률은 5.50%로 증가하였는데, 만약 연평균수익률 3.5를 기대한다면 SMP 가중치 7.35만 적용하면 된다.

5. 결 론

최근 전력시장에서는 균등화발전비용에 대한 논의가 활발히 진행되고 있는데, 전력업계에서는 환경·안전 비용이 발전원가에 포함되게 되면 급전순위가 완전히 전환될 것으로 예상하고 있다. 즉, CER 가격이 상승하게 되면 급전순위가 전환되어, CER 가격에 따른 석탄발전 단가 상승분만큼 SMP 가격은 상승할 것으로 보인다. 그래서 본 논문에서는 도서지역용 MG에 RPS 고정가격과 RPS 변동가격이 적용된 경우, CER 가격 상승에 따른 MG 발전사업자의 연평균수익률을 분석하였으며, 적정 수익률을 확보하기 위한 전력량 요금 가중치를 산정하였다. RPS 가격과 CER 가격에 따라서, Case 1(RPS 고정가격 + CER 고정), Case 2(RPS 고정가격 + CER 상승), Case 3(RPS 변동가격 + CER 고정), Case 4(RPS 변동가격 + CER 상승)로 구분하여 MG 발전사업자의 연평균수익률을 비교하였다. 주요 연구결과는 다음과 같이 요약될 수 있으며, 경제성 평가 결과, 전력회사와 발전사업자간의 계약시 적정 CER 가격 상승을 반영하지 못하면 발전사업자의 과도한 수익률이 발생하여 공정한 계약이 확보될 수 없음을 확인하였다.

(1) RPS 고정가격계약을 적용하는 MG 발전사업자의 경우, CER 가격 상승시 CER 가격 만큼만 편익이 발생하므로 연평균수익률은 소폭 상승한다.

(2) CER 가격 상승이 발전원가에 반영되게 되면, CER 가격 상승에 따라 급전순위 전환이 시작되고 CER 가격이 상당히 상승하게 되면 급전순위가 완전히 바뀌게 되므로 SMP는 증가할 수밖에 없다.

(3) MG 발전사업자가 RPS 변동요금을 적용하는 경우, CER 가격 상승으로 인한 SMP 가격 상승이 적용되므로 민간 MG 발전사업자의 연평균수익률은 상당히 증가하게 된다.

(4) 부하가 대규모인 도서에서는 MG 구축에 상당한 비용이 소요되므로, CER 가격 상승에 따른 연평균수익률 상승이 소규모 도서보다는 작음을 확인하였다.

(5) 한전이 신재생 발전사업자 지위를 확보한다면, MG 편익에 내연발전 미운용에 따른 편익이 포함되므로, 도서 규모가 작은 경우 RPS 고정가격 혹은 RPS 변동가격만 적용하여도 상당한 연평균수익률을 기대할 수 있다.

감사의 글

본 연구는 “2017년 호원대학교 학술연구비”의 지원을 받은 연구로서, 호원대학교에 감사드립니다.

References

- [1] Electric Power Public Tasks Evaluation & Planning Center, 2017 action plan, http://www.etep.or.kr/home/busi_info/budget/pBudgetView.jsp.
- [2] 2016 the full cost account for power plant of KEPCO managed islands, http://home.kepco.co.kr/kepco/IF/ntcob/list.do?pageIndex=1&boardSeq=0&boardCd=BRD_000290&menuCd=FN250201&parnScrpSeq=0&gbn=&categoryCdGroup=&sparFiled1ContentGroup=21015752&searchCondition=title&searchKeyword=.
- [3] Yang-Hyum Nam, Hoo-Dong Lee, Yu-Rim Kim, Ferrira Marito, Mi-Young Kim, Dae-Seok Rho, “Economic Evaluation Algorithm of Island Micro-grid for Utility and Independent Power Producer”, The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, vol. 66, No. 7, pp. 1032-1038, 2017.
- [4] Bong-Suck Kim, Jee-Hong Jung, Hae-In Kim, Yoon-Yong Beum, Je-Myun Ryu, “Economic Evaluation between Diesel vs Renewable Energy for Remote Islands”, KIEE summer conference, pp. 584-585, 2011.
- [5] ETNEWS, “Demand for realizing environmental cost of electricity generation...”, <http://www.etnews.com/20170918000285>, 2017.
- [6] Ji-Hoon Kim, Byung Ha Lee, “A Study on Optimal Operation of Microgrid Considering the Probabilistic Characteristics of Renewable Energy Generation and Emissions Trading Scheme”, The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, vol. 63, No. 1, pp. 18-26, 2014.
- [7] Changhwa Lee, Hyoungtae Kim, Seongwoo Lee, Teahyun Kim, Hansol Shin, Kyeongtae Woo, Wook Kim, “Analysing renewable portfolio standard(RPS) in e-policy by comparing renewable energy certificate (REC) with certified emission reductions(CER)”, KIEE summer conference, pp. 428-429, 2016.
- [8] Ki-Youl Ok, Yong-Wan Kim, Sang-Ho Noh, Won-Ho Kim, “The impact of GHG emission regulation on Korean electricity market price”, KIEE summer conference, pp. 559-560, 2009.
- [9] Korea Energy Economics Institute, “The effect of carbon dioxide emissions trading on SMP under the seventh

basic plan for long-term electricity supply and demand in South Korea”, 2015.

- [10] Uldis Bariss, Elvijs Avenitis, Gatis Junghans, Dagnija Blumberga, “CO₂ emission trading effect on Baltic electricity market”, ELSEVIER Energy Procedia 95, pp. 58-65, 2016
- [11] <http://environment.law.harvard.edu/wp-content/uploads/2016/11/2016-10-31-HLS-Carbon-Charges-in-Electricity.pdf>
- [12] <http://www.electimes.com/article.php?aid=1461206095133303003>.
- [13] Korea Electrotechnology Research Institute, “A Study on Renewable Energy Certificate Multiplier for Remote Island in Korea”, 2016.

저 자 소 개



김 미 영 (Miyoung Kim)

2005년 2월 한국기술교육대학교 전기공학과 졸업(석사), 2008년 12월 일본 북해도대학 시스템공학과 졸업(박사), 현재 호원대학교 전기소방학부 전기공학전공 교수