

발전사업자 측면에 있어서 도서지역용 마이크로그리드의 경제성 평가 모델에 관한 연구

원종흥*, 마리토*, 진진택*, 권순환*, 노대석*

*한국기술교육대학교

e-mail:wonjher@daum.net

Economic Evaluation Model of Island Micro-grid for Independent Power Producer

Jong-Heung Won*, Marito Ferreira*, Jin-Taek Jeon*, Soon-Hwan Kwon*,
Dae-Seok Rho*

*Korea University of Technology and Education

요약

최근, 에너지 자립과 CO₂ 저감을 위하여 태양광전원, 풍력발전, 전력저장장치 등으로 구성된 도서지역용 마이크로그리드의 시범사업을 적극적으로 추진하고 있다. 하지만, 고가의 마이크로그리드를 원활하게 구축하기 위해서는 발전사업자 측면에서의 경제성평가가 필수적이다. 따라서, 본 논문에서는 발전사업자 측면에서 비용과 편익 요소를 다양하게 고려하여 도서지역용 마이크로그리드의 경제성을 평가하는 모델을 제안한다. 즉, 발전사업자가 마이크로그리드를 도입하는 경우에 대하여 비용과 편익의 손익분기점이 발생하는 SMP의 가중치와 수익률을 산정한다. 마이크로그리드가 구축된 실 계통 모델을 대상으로 시뮬레이션을 수행한 결과, 발전사업자가 마이크로그리드를 도입하는 경우, 기존의 SMP에 일정한 가중치를 제공하면 경제성이 확보됨을 알 수 있어, 본 논문에서 제안한 경제성 평가 모델의 유용성을 확인하였다.

1. 서론

전기산업기반기금 중 농어촌 전기공급사업은 도서자가발전시설의 운영비를 지원하기 위해 사용되고 있으며, 2016년을 기준으로 한국전력공사가 주관하는 지원규모는 약 1,506 억원에 달한다. 또한, 최근 과리에서 개최된 신 기후변화협약에 따라 탄소배출의 규제가 강화되고 있으며, 우리나라에서도 2030년까지 온실가스 배출을 37% 감축하기로 결정하였다. 이러한 배경 하에, 에너지 자립과 CO₂ 저감을 위하여 태양광전원, 풍력발전, 전력저장장치 등으로 구성된 도서지역용 마이크로그리드의 시범사업을 적극적으로 추진하고 있다. 하지만, 고가의 마이크로그리드를 원활하게 구축하기 위해서는 발전사업자 측면에서의 경제성평가가 필수적이다. 따라서, 본 논문에서는 발전사업자 측면에서 비용과 편익 요소를 다양하게 고려하여 도서지역용 마이크로그리드의 경제성을 평가하는 모델을 제안한다. 즉, 발전사업자가 마이크로그리드를 도입하는 경우에 대하여 비용과 편익의 손익분기점이 발생하는 SMP의 가중치와 수익률을 산정한다. 마이크로그리드가 구축된 실 계통 모델을 대상으로 시뮬레이션을 수행한 결과, 발전사업자가 마이크로그리드를 도입하는 경우, 기존의 SMP에 일정한 가중치를 제공하면 경제성이 확보됨을 알 수 있어, 본 논문에서 제안한 경제성 평가 모델의 유용성을 확인

하였다.

2. 도서지역용 마이크로그리드의 경제성 평가 모델링

풍력발전, 태양광발전, ESS로 구성되는 마이크로그리드의 경제성을 평가하기 위하여, 다음과 같이 비용요소와 편익요소를 제시한다. 비용요소는 건설비용 및 운영비용을 고려하고, 편익요소는 신재생에너지의 용량요금, 전력량요금, REC(renewable energy certificate) 요금, 탄소배출권 요금을 고려한다.

2.1 비용요소 모델링

비용요소인 건설비와 운영비는 건설단가에 따라 결정되며, 기대수명이 서로 다른 설비에 대해서는 대상기간 동안의 교체와 기술진보에 따른 가격 하락을 고려한다.

(1) 건설비용

건설비용은 마이크로그리드를 건설하는데 소요되는 총 비용을 말하며, 식 (1)과 같이 건설단가(원/kW)와 신재생에너지 용량(kW)을 곱하여 산정하며, 특히 ESS는 다른 신재생에너지

에 비하여 기대수명이 짧으므로, 교체에 대한 비용을 추가로 고려한다.

$$C_{con} = \sum_{i=1}^m UC_{con,i} \cdot Q_i \quad (1)$$

여기서, C_{con} : 건설비용(원), i : 신재생에너지의 종류, m : 신재생에너지의 수, $UC_{con,i}$: i 전원의 건설단가(원/kW), Q_i : i 전원의 용량(kW)

(2) 운영비용

일반적으로 발전소 운영비용은 연료비, 감가상각비, 지급수수료, 수선유지비, 기타비용 등으로 구성되며, 매년 소모되는 운영비는 식 (2)와 같이 초기 건설비용에 해당연도의 에너지원별 운영비의 평균값을 곱하여 산정한다.

$$C_{oper}(y) = C_{con} \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^m DG_{oper,i}(y)}{m} \right) \quad (2)$$

여기서, $C_{oper}(y)$: 해당연도의 운영비(원), $DG_{oper,i}(y)$: 해당연도의 i 전원의 운영비

2.2 편익요소 모델링

편익요소는 산업통상자원부에서 공시한 “도서지역 신재생에너지 전력거래에 관한 지침(2015)”에서 제시한 용량요금 및 전력량요금을 고려한다. 또한 “신재생에너지 공급의무화 제도”에 따른 REC 요금, “온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률 및 시행령(2014)”에 따른 탄소배출권 요금을 적용하고, “한전관리 도서발전소 종합판매원가”에 따른 디젤발전원의 대체효과를 고려한다.

(1) 신재생에너지의 용량요금

신재생에너지의 용량요금은 발전설비의 건설비 보상을 위해 전기판매사업자(전력회사)가 발전사업자에게 지급하는 인센티브 요금을 말하며, 식 (3)과 같이 용량단가에 신재생에너지의 입찰 가능용량을 곱하여 산정한다.

$$B_{DGcap}(y) = UC_{cap}(y) \cdot CA_{oc} \quad (3)$$

여기서, $B_{DGcap}(y)$: 해당연도의 신재생에너지의 용량요금(원), $UC_{cap}(y)$: 해당연도의 용량단가(원/kWh), CA_{oc} : 입찰가능용량(kWh)

(2) 전력량요금

전력량요금은 발전사업자가 전기판매사업자에게 받는 전력판매 요금으로서, 식 (4)와 같이 시간대 별 전력거래단가와 시간대 별 전력판매량을 곱하여 산정한다.

$$B_{kwh}(y) = \sum_{t=1}^{8760} UC_{SMP}(t) \cdot Q_{kwh}(t) \quad (4)$$

여기서, $B_{kwh}(y)$: 해당연도의 총 전력량요금(원), $UC_{SMP}(t)$: 시간대 별 전력거래단가(원/kWh), $Q_{kwh}(t)$: 시간대 별 전력판매량(kWh)

(3) 신재생에너지의 REC 요금

이 요금은 RPS(renewable portfolio standard) 제도에 따라 신재생에너지의 발전량에 비례하여 발전사업자가 받는 인센티브 요금으로서, 해당연도의 REC 단가와 신재생에너지의 발전량에 가중치를 곱하여 식 (5)와 같이 산정된다. 여기서, REC 가중치는 신재생에너지의 종류 및 용량, 설치장소 등에 따라 결정된다.

$$B_{REC}(y) = \sum_{i=1}^m UC_{REC,i}(y) \cdot P_i \cdot WF_{REC,i} \quad (5)$$

여기서, $B_{REC}(y)$: 해당연도의 REC 요금(원), $UC_{REC,i}(y)$: 해당연도의 i 전원의 REC 단가(원/MWh), P_i : i 전원의 발전량(MWh), $WF_{REC,i}$: i 전원의 REC 가중치

(4) 탄소배출권 요금

탄소배출권 요금은 정해진 온실가스 허용량에 대하여 절감시킨 온실가스양에 따라 정부가 기업에게 제공하는 인센티브 요금이며, 탄소배출량(tCO_2)과 온실가스 감축분(CER, certified emission reductions)의 단가를 곱하여 식 (6), 식 (7)과 같이 산정된다.

$$B_{co2}(y) = \sum_{t=1}^{8760} tCO_2(t) \cdot UC_{CER}(y) \quad (6)$$

$$tCO_2(t) = P_{DG} \cdot R_{fu} \cdot F_{cp} \cdot F_{oil} \cdot \left(\frac{M_{co2}}{A_c} \right) \quad (7)$$

여기서, $B_{co2}(y)$: 해당연도의 탄소배출권 요금(원), $tCO_2(t)$: 시간대 별 탄소배출량(ton), $UC_{CER}(t)$: 시간대 별 온실가스 감축분(CER) 단가(원/ton), P_{DG} : 신재생에너지의 발전량(kWh), R_{fu} : 연료소비율(L/kWh), F_{cp} : 탄소배출계수(경유:0.837), F_{oil} : 석유환산계수(경유:0.842), M_{co2} : 이산화탄소분자량(44), A_c : 탄소원자량(12)

3. 마이크로그리드의 경제성 분석 결과

3.1 경제성 분석 조건

도서지역용 마이크로그리드 경제성평가를 위해, 본 논문에서는 가파도를 모델로 시뮬레이션을 수행하였다. 여기에서, 가파도의 최대전력은 250(kW), 부하율은 52(%), 연간부하량은 1,139(MWh)으로 적용하였고, 마이크로그리드 시스템은 태양광발전(PV), 풍력발전(WT) 그리고 ESS로 구성되어 있으며, 이에 대한 상세 내역은 표 1과 같다[2]. 또한, 마이크로그리드의 경제성평가를 수행하기 위하여, 은행에서 차입하는 이자율은 4.5(%), 대출기간은 15년, 물가상승률은 3(%), 할인율은 5(%)로 적용하였다. 또한, 경제성 평가기간은 20년이며, 대상기간 동안의 설비 교체와 기술진보에 따른 가격 하락 요소를 고려하였다.

[표 1] 마이크로그리드의 구성

	용량 (kW)	건설비 (천원/kW)	이용률 (%)	수명 (year)
PV(kW)	144	1,500	13	20
WT(kW)	500	1,200	23	20
ESS(kWh)	1000	1,500	-	10

3.2 발전사업자 측면의 경제성 평가

마이크로그리드 건설을 위한 초기 건설비는 15년간 원금과 이자를 포함한 일정액을 매년 상환해 나가는 원리균등 상환방식을 이용하였다. 한편, ESS의 수명은 리튬이온전지를 대상으로 10년(약 5000사이클)을 상정하고, 10년 후에 발생하는 ESS의 설치단가는 기준연도의 절반 가격을 적용하고, 차입금은 7년간 균등하게 상환하는 방식을 이용하였다. 또한, 마이크로그리드의 운영비는 총 건설비에 운전유지비용을 곱하고, 물가상승률을 고려하여 산정하였다. 상기의 조건에 따라 경제성 평가기간 동안의 비용(원금, 이자, 운영비)의 합계를 현재가치로 환산하면 표 2와 같이 구할 수 있다.

[표 2] 발전사업자 측면의 비용 산정 내역

평가기간	비용(천원)			현재가치 (천원)
	원금	이자	운영비	
20	4,044,179	978,179	1,209,023	4,193,271

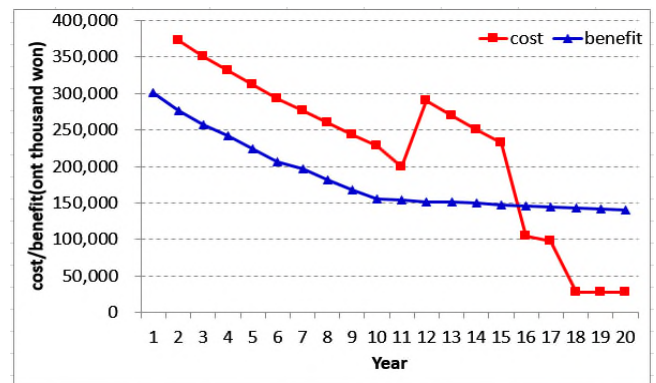
한편, 마이크로그리드의 편익 요소는 용량요금 및 전력량요금, REC 요금, 탄소배출권 요금이 있다. 먼저, 용량요금 단가는 2015년 민간발전협회가 정부에 요구한 금액인 9.45(원/kWh)를 적용하였고, 전력량 요금은 초기연도부터 10년 동안은 SMP의 전망치를 적용하였고, 나머지 기간 동안에는 물가

상승률을 고려한 SMP를 적용하였다. 또한, 태양광의 REC 요금은 2015년 평균 REC 판매단가를 10년간 적용하였고, 나머지 10년 동안의 평가기간에는 물가상승률을 고려하였으며, REC 가중치는 1.2를 적용하였다. 한편, 풍력의 REC 요금은 초기 10년 동안에는 육상풍력 발전단가 하락률에 따른 REC 판매단가를 고려하였고, 그 후에는 물가상승률을 적용하였으며, REC 가중치는 1.5로 상정하였다[3]. 마지막으로 탄소배출권 요금은 신재생에너지의 발전량에 대하여 tCO₂값으로 환산하고, CER가격을 곱하여 산정하였다. 상기의 조건에 따라 경제성 평가기간 동안의 편익(용량요금, 전력량 요금, REC 요금, 탄소배출권 요금)의 합계를 현재가치로 환산하면 표 3과 같이 나타낼 수 있다.

[표 3] 발전사업자 측면의 편익 산정 내역

평가기간	편익(천원)				현재가치 (천원)
	용량요금	kWh 요금	REC 요금	탄소배출권요금	
20	215,271	2,648,505	2,830,584	165,766	3,676,298

표 2와 표 3과 같이, 총 비용은 4,193,271천원이고 총 편익은 3,676,298천원이 산정되므로, 전체기간중의 수익률은 13% 정도가 되어 마이크로그리드의 경제성이 확보되지 않음을 알 수 있다. 또한, 표 2와 표 3의 내역을 연도별 현재가치로 나타내면 그림 1과 같은데, 이 그림에서 11년도 쯤에 비용이 급격히 상승하는 것은 ESS 교체주기에 의한 것이며, 17년도 이후에는 비용이 급격히 하락하는데, 이것은 차입금 상환이 완료되고 운영비만 발생하기 때문이다.



[그림 1] 연도별 현재가치 산정내역(가중치=1)

상기의 경우와 같이, 도서지역 마이크로그리드의 운용에 기존의 SMP를 바탕으로 한 전력량요금을 적용하면, 발전사업자 측면에서는 경제성이 거의 확보되지 않는다. 따라서, 본 논문에서는 마이크로그리드의 경제성을 확보하기 위하여, SMP의 가중치를 변동시켜 편익의 요소를 산정하면 표 4와 같

다. 이 표에서와 같이 SMP 가중치를 일정하게 증가시키면 편익이 상승하여 수익률이 오르게 되고, SMP 가중치가 1.3이면 비용과 편익이 일치하는 손익분기점에 도달하게 된다. 따라서 발전사업자가 마이크로그리드를 도입하는 경우에는 기존의 SMP에 최소한 1.3 이상의 가중치를 제공해야만 경제성이 있음을 확인할 수 있었다.

[표 4] 전력량 요금(SMP) 가중치에 따른 수익률 산정

SMP 가중치	편익(천원)	수익률(%)
1	3,676,298	-12
1.30	4,194,870	0
1.67	4,819,202	15
2	5,382,126	28
3	7,087,953	69

4. 결 론

본 논문에서는 도서지역용 마이크로그리드를 운용하는데 있어서 전력회사측면과 발전사업자 측면에서의 경제성 평가 알고리즘을 제안하였다. 또한, 도서지역 마이크로그리드의 운용에 기존의 SMP를 바탕으로 한 전력량요금을 적용하면, 발전사업자 측면에서는 경제성이 거의 확보되지 않음을 알 수 있었다. 그러나, SMP가중치를 일정하게 증가시키면 편익이 상승하여 수익률이 오르게 되고, SMP 가중치가 일정한 값이 되면 비용과 편익이 일치하는 손익분기점에 도달하게 됨을 확인하였다. 따라서, 발전사업자가 마이크로그리드를 도입하는 경우에는 기존의 SMP에 일정한 가중치를 제공해야만 경제성이 확보됨을 알 수 있었다.

감사의 글

본 연구는 2020년도 중소벤처기업부의 기술개발 사업 지원에 의한 연구임. [S2854105]

참고문헌

- [1] Electric Power Public Tasks Evaluation & Planning Center, https://www.etep.or.kr/home/busi_info/info_sub1_menu01_13.jsp
- [2] J. Y Soo, Study on Economic efficiency of PV and Wind Power Generation considering system stability, pp. 119- 121, Korea Energy Economics Institute, 2014
- [3] KPX, October 2015 REC Transaction Trend Report, pp. 2-5, KPX, 2015