

태양광전원용 전력증폭장치의 개선율에 따른 경제성 평가 모델링에 관한 연구

진진택*, 김경화*, 박동명*, 황승욱*, 노대석*

*한국기술교육대학교

e-mail:jinfind@koreatech.ac.kr

A Study on Economic Evaluation Modeling with Improvement Rate of Power Amplification Device for PV System

Jin-Taek Jeon*, Kyung-Hwa Kim*, Dong-Myoung Park*, Seung-Wook Hwang*,
Dae-Seok Rho*

*Korean University of Technology and Education

요약

최근, 태양광전원은 신재생에너지전원 중 설치비가 가장 낮고 설치기간이 짧기 때문에 많은 관심이 집중되고 있다. 하지만, 태양광전원은 주변 기후조건에 따라 출력이 크게 변동되고, 일부 모듈에만 음영이 발생하여도 전체적인 운용 효율이 저하되는 문제점이 발생하고 있다. 즉, 태양광전원에서는 모듈을 직렬로 연결한 스트링들이 인버터에 연계되어 있으므로, 일부 모듈에 부분 음영이 발생하면 해당 스트링의 전압이 인버터의 동작전압 범위를 벗어나게 되어, 해당 스트링이 인버터에서 탈락되는 현상이 발생할 수 있다. 이러한 문제점에 대한 대응책으로 음영이 발생하지 않은 모듈로 스트링을 재구성하는 회로변경장치부와 리튬이온배터리를 이용하여 음영이 발생한 태양광모듈의 전압을 보상하는 전압 보상장치부로 구성된 전력증폭장치가 개발되고 있는데, 이 장치에 의한 타당성 평가가 요구되고 있다. 따라서, 본 논문에서는 태양광전원용 전력증폭장치를 도입하는 경우, 발전량 개선율에 따라 경제성을 판단하기 위한 경제성평가 모델링을 제시하고, 이를 바탕으로 전력증폭장치의 설치 비용에 따른 ROI를 산출하여, 태양광전원용 전력증폭장치에 타당성 평가를 제안한다.

1. 서론

최근, 정부는 ‘재생에너지 3020 이행계획’을 발표하였으며, 이에 따라 2030년까지 재생에너지의 발전 비중을 20%까지 달성하기 위하여, 설비용량(누적)을 63.8GW까지 보급할 계획을 추진하고 있다. 특히, 태양광전원은 신재생에너지전원 중 설치비가 가장 낮고 설치기간이 짧기 때문에, 재생에너지의 57% 비중을 차지하는 36.5GW까지 보급될 전망이다. 하지만, 태양광전원은 주변 기후조건에 따라 출력이 크게 변동되고, 일부 모듈에만 음영이 발생하여도 태양광전원의 전체적인 운용 효율이 저하되는 문제점이 발생하고 있다. 즉, 태양광전원에서는 모듈을 직렬로 연결한 스트링들이 인버터에 연계되어 있으므로, 일부 모듈에 부분 음영이 발생하면 해당 스트링의 전압이 인버터의 동작전압 범위를 벗어나게 되어, 해당 스트링이 인버터에서 탈락되는 문제점이 발생할 수 있다. 이 문제점을 해결하기 위해, 태양광전원의 음영에 의한 전압 저하가 발생한 해당 스트링의 전압으로부터, 리튬이온전지로 적절하게 전압을 보상하는 장치가 제안되었지만, 출력 향상에 따른 경제성 평가가 요구된다. 따라서, 본 논문에서는 태

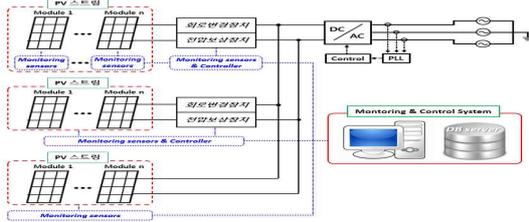
양광전원에 태양광전원용 전력증폭장치를 적용하는 경우, 출력량 개선율에 따라 경제적인 시기를 판단하기 위해 경제성평가 모델링을 제시한다. 또한, 본 논문에서는 PV시스템에 태양광전원용 전력증폭장치를 적용하는 경우, 발전량 개선율에 따라 경제적인 시기를 판단하기 위한 경제성평가 모델링을 제시하고, 이를 바탕으로 태양광발전 출력에 따른 ROI(return on investment) 비율이 높아지는 시점과 최적의 전력증폭장치의 도입 비용을 산출하여, 태양광전원용 전력증폭장치를 PV시스템에 적용하여 운용하면 더 경제적인임을 알 수 있다.

2. 태양광전원용 전력증폭장치의 구성

2.1 전력증폭장치의 구성

태양광전원용 전력증폭장치는 그림 1와 같이 회로변경장치부, 전압보상장치부, 감시제어장치부, 등으로 구성된다. 여기서, 회로변경장치부는 스위칭소자로 구성되며, 전압보상장치부는 리튬이온전지와 충전기등으로 구성된다. 또한, 감시제어장치부는 태양광모듈과 환경데이터 등을 실시간으로 수집 및

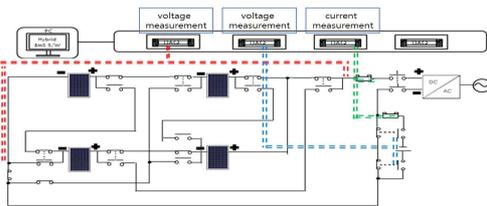
분석하고 스위칭소자와 리튬이온전지를 감시, 제어하여, 태양광전원부의 출력전압이 인버터 운용범위보다 낮을 경우, 회로변경 또는 전압보상을 수행하여 태양광전원의 운용효율을 향상 시킨다.



[그림 1] 태양광전원용 전력증폭장치의 구성

2.2 회로변경장치부

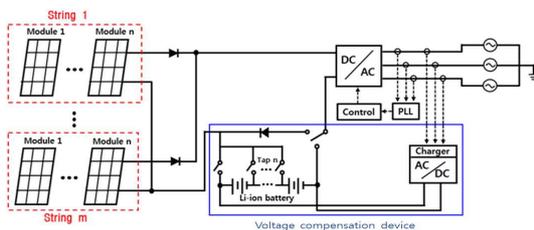
회로변경장치부는 태양광전원의 회로변경을 위한 와이어 및 절체스위치의 구성도를 나타내면 그림 2와 같다. 이 그림에서와 같이, 음영이 발생한 스트링 중에서 두 개의 스트링 사이에 와이어를 연결하여 음영이 발생되지 않은 부분은 정상적으로 작동하도록 회로를 구성한다. 또한, 정상상태의 모듈과 음영이 발생한 모듈을 분리시키기 위하여, 각 태양광스트링의 중간지점에 절체스위치를 설치한다.



[그림 2] 태양광전원용 회로변경장치부

2.3 전압보상장치부

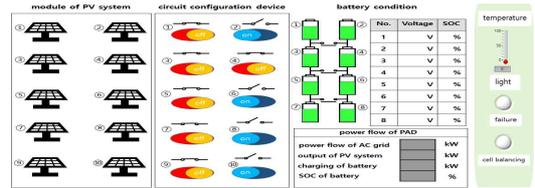
태양광전원용 전압보상장치부는 그림 3과 같이 리튬이온전지, 충전기 및 스위칭 소자들로 구성되는데, 태양광전원용 회로변경장치를 이용하여 음영이 발생하지 않은 태양광모듈로 회로를 재구성하여도 스트링의 출력전압이 인버터의 동작전압보다 작을 경우, 각 스트링과 직렬로 연결된 태양광전원용 전압보상장치부는 인버터가 동작전압 범위에서 운용되도록 전압을 보상한다.



[그림 3] 태양광전원용 전압보상장치부

2.4 감시제어장치부

감시제어부는 Labview S/W를 이용하여 상기에서 구현한 태양광전원부, 회로변경장치부, 전압보상장치부의 상태정보와 전반적인 전압증폭장치의 운용모드를 사용자가 쉽게 확인할 수 있도록, 그림 4과 같이 HMI 메인화면 메뉴로 구성한다.



[그림 4] 태양광전원용 감시제어장치부

3. 태양광전원용 전력증폭장치의 경제성 평가 모델링

3.1 비용요소 모델링

3.1.1 전력증폭장치 비용

전력증폭장치 비용은 회로변경장치부와 전력보상장치부, 감시제어장치부로 구성되며 식 (1)와 같이 나타낼 수 있다. 먼저, 회로변경장치부의 비용은 식 (1)의 1항과 같이, 절체스위치비용과 설치되는 개수를 고려하여 산정한다. 또한, 전력보상장치부의 비용은 식 (1)의 2항~ 4항과 같이, 배터리비용, AC/DC 충전기 비용, BMS 비용으로 구성된다. 여기서, 식 (1)의 2항은 배터리에 대한 비용으로 kWh 단가로 나타내며, 초기 배터리 비용과 n년도에 발생하는 교체비용에 대하여 할인율을 고려하여 산정한다. 식 (1)의 3항은 AC/DC 충전기의 비용으로 충전기 용량에 대하여 kW 단가로 산정하며, 4항은 배터리의 BMS 비용으로 배터리 비용의 일정 비율을 고려하여 산정한다. 한편 감시제어장치부의 비용은 식 (1)의 5항과 같이 센서류를 포함한 운용소프트웨어비용으로 구성된다.

$$C_{regul} = C_{cir} + C_{bat} \cdot Q_{bat} \cdot [1 + (1-d)^y] + C_{chg} \cdot Q_{chg} + C_{bms} + C_{remot} \quad (1)$$

여기서, C_{regul} : 전력증폭장치비, C_{cir} : 회로변경장치부 비용 (원), C_{bat} : 배터리 모듈단가(원/kWh), Q_{bat} : 배터리 모듈 용량 (kWh), d : 할인율(%), y : 교체연도(년), C_{chg} : AC/DC 충전기 비용(원), Q_{chg} : AC/DC 충전기 용량(원/kW), C_{bms} : BMS 비용(원), C_{remot} : 감시제어장치비용

3.1.2 운용비용

운용비용은 태양광전원용 전력증폭장치를 운용할 때 발생하는 비용으로서, 식 (2)과 같이 초기 설치비용의 일정비율로 산정한다.

$$C_{oper} = \sum_{i=1}^n C_{regul}(i) \cdot R_{oper} \quad (2)$$

여기서, C_{oper} : 총 운용비용(원), R_{oper} : 적용률(%), n : 경제성 평가년도

3.2 편익요소 모델링

3.2.1 전력량요금

전력량 요금은 발전사업자가 태양광전원의 발전량에 대해 전기판매사업자에게 받는 전력판매 요금으로서, 식 (3)와 같이 태양광전원의 월평균 발전량에 전력거래단가(SMP)를 곱하여 산정한다. 여기서, 태양광전원의 월평균 발전량은 식 (4)와 같이 태양광전원의 설비용량에 이용률과 월간 운용시간을 곱하여 산정한다.

$$B_{SMP} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (ER_{SMP}(i,j) \cdot P_{PV,m}) \quad (3)$$

$$P_{PV} = k \cdot Q_{PV} \cdot U_{PV} \quad (4)$$

여기서, B_{SMP} : 총 전력량요금(원), $ER_{SMP}(i,j)$: 전력거래단가(원/kWh), i : 대상년도, j : 개월, $P_{PV,m}$: 태양광전원의 월평균 발전량(kWh), k : 월간 운용시간(720 시간), Q_{PV} : 태양광전원의 설비용량(kW), U_{PV} : 태양광전원의 이용률(%)

3.2.2 태양광전원의 REC 요금

태양광전원의 REC(renewable energy certificate) 요금은 발전량에 비례하여 발전사업자가 받는 인센티브 요금으로서, 해당 월의 태양광전원 발전량과 REC 단가, 가중치를 고려하여, 식 (5)과 같이 나타낼 수 있다.

$$B_{REC} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (ER_{REC}(i,j) \cdot WF(i,j) \cdot P_{PV,m}) \quad (5)$$

여기서, B_{REC} : 총 태양광전원 REC 요금(원), $ER_{REC}(i,j)$: REC 단가(원/kWh), $WF(i,j)$: 태양광전원의 REC 가중치

3.2.3 전력증폭장치에 의한 발전량 증가분의 편익

전력증폭장치에 의한 발전량 증가분의 편익은 식 (6)과 같이 전력량요금과 REC 요금을 고려하여 산정한다.

$$B_{regul} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [ER_{SMP}(i,j) + ER_{REC}(i,j)] \cdot P_{\Delta}(i,j) \quad (6)$$

여기서, B_{regul} : 전력증폭장치에 의한 발전량 증가분의 편익, $P_{\Delta}(i,j)$: 전력증폭장치에 의한 발전량 증가율

3.3 현재가치 환산법

경제성평가를 위한 비용과 편익의 요소는 미래에 발생하는 가치로서, 현재의 가치로 환산하여 평가해야 한다. 따라서, 본 논문에서는 식 (7)와 같이, 미래의 가치에 대하여 할인율을 적용한 현재가치 환산법(present worth method)을 이용하여 비용과 편익요소를 산정한다.

$$C_{pw} = \sum_{i=1}^n \frac{C_{flow,i}}{(1+d)^i} \quad (7)$$

여기서, C_{pw} : 현재가치로 환산된 금액(원), $C_{flow,i}$: i 년도의 현금흐름(원), d : 할인율(%)

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

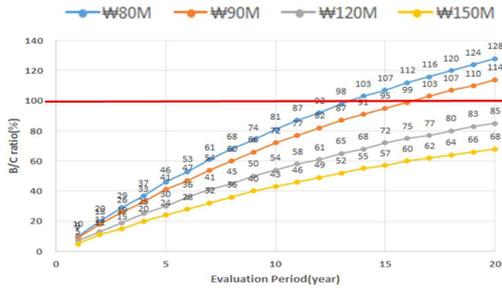
4.1 경제성평가 조건

제한한 모델링을 바탕으로 태양광전원용 전력증폭장치의 경제성을 평가하기 위한 조건은 전력증폭장치의 설치비용으로 15년 동안 원금을 균등 상환하는 것으로 가정하며, 은행에서 차입하는 이자율은 3.46[%], 연간 운용비는 초기 설치비의 2.13[%], 할인율은 5.5[%]로 상정한다. 또한, 태양광전원의 SMP는 2020년도 평균 단가인 68.52[원/kWh], REC요금은 2020년도 평균가격인 42.27[원/kWh]를 적용한다[1]. 한편, 전력증폭장치의 설치비용은 MW당 150,000천원으로 상정하고, 기술의 진보에 따른 가격하락을 반영하여 120,000(천원/MW), 90,000(천원/MW), 80,000(천원/MW)의 비용을 상정한다.

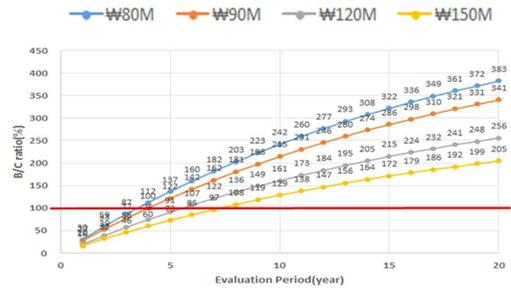
4.2 태양광전원용 전력증폭장치의 특성분석

4.2.1 태양광전원의 발전량을 1% 개선한 경우

그림 5은 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량을 1% 개선한 경우, 4개의 초기 설치비용에 대한 편익비율(B/C ratio, benefit-cost ratio)을 나타낸 것이다. 여기서, 전력증폭장치의 초기 설치비용이 120,000(천원/kW) 및 150,000(천원/kW)인 경우, 경제성 평가 최종년도의 편익비율이 각각 85%, 68%으로 산정되어, 전력증폭장치에 의한 편익이 설치비용보다 낮아 경제적이지 않지만, 초기 설치비용이 80,000(천원/kW), 90,000(천원/kW)인 경우에는 각각 128%, 114%로 산정되며, 설치 후 14년도, 17년도에서 B/C ratio가 100%를 초과하여 순이익이 발생하는 것을 알 수 있다. 따라서, 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량을 1% 개선하는 경우, 향후 전력증폭장치의 가격하락을 고려해도 사업 타당성 측면에서, 본 연구에서 제안한 전력증폭장치가 경제적이지 않음을 알 수 있다.



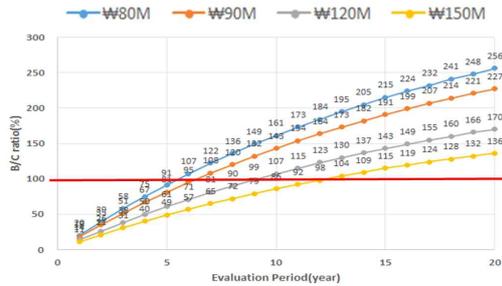
[그림 5] 태양광발전의 출력량 1% 개선한 경우



[그림 7] 태양광발전의 출력량 3% 개선한 경우

4.2.2 태양광발전의 출력량을 2% 개선한 경우

그림 6은 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량을 2% 개선한 경우, 4개의 초기 설치비용에 대한 B/C ratio 특성을 나타낸 것이다. 여기서, 전력증폭장치의 초기 설치비용이 80,000(천원/kW), 90,000(천원/kW), 120,000(천원/kW), 150,000(천원/kW)인 경우, 최종년도에서의 편익비율이 각각 256%, 227%, 170%, 136%로 산정되고, ROI 기간은 각각 6년, 7년, 10년, 13년이며, B/C ratio가 100%를 초과하여 순이익이 발생하는 것을 알 수 있다. 따라서, 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량을 2% 개선하는 경우, 향후 전력증폭장치의 가격하락을 고려하면 사업 타당성 측면에서, 전력증폭장치의 설치비용이 120,000(천원/kW) 이하일 경우를 경제적임을 알 수 있다.



[그림 6] 태양광발전의 출력량 2% 개선한 경우

4.2.3 태양광발전의 출력량을 3% 개선한 경우

전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량을 3% 개선한 경우, 4개의 초기 설치비용에 대한 B/C ratio 특성을 나타내면 그림 7과 같다. 여기서, 전력증폭장치의 초기 설치비용이 80,000(천원/kW), 90,000(천원/kW), 120,000(천원/kW), 150,000(천원/kW)인 경우, 최종년도에서의 B/C ratio는 각각 383%, 341%, 256%, 205%로 산정되고, ROI 기간은 각각 4년, 4년, 6년, 8년이며, B/C ratio가 100%를 초과하여 순이익이 발생하는 것을 알 수 있다. 따라서, 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량을 3% 개선하는 경우, 전력증폭장치의 설치비용이 150,000(천원/kW) 이하이면, 제한한 전력증폭장치의 도입이 경제적임을 알 수 있다.

4.2.4 종합분석

태양광발전의 출력량 개선율을 고려하여 전력증폭장치에 따른 비용에 대한 편익비율(B/C Ratio)를 종합하면 표 1과 같이 나타낼 수 있다. 이 표에서와 같이 태양광발전 출력에 따른 손익분기점(ROI=1)은 전력증폭장치의 설치 비용과 출력량 개선율에 따라 변동됨을 알 수 있다. 즉, 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량이 2% 정도 개선되는 경우, 120,000(천원/kW) 이하의 전력증폭장치를 도입하면, 타당성 측면(ROI, 8년)에서 적합하고, 3%의 발전량이 개선되는 경우에는 150,000(천원/kW) 이하의 전력증폭장치를 도입해도 타당성 측면에서 우수함을 알 수 있다.

[표 1] 태양광발전의 출력량 개선율에 따른 손익분기점

전력증폭장치 금액 [천원]	출력량 개선율에 따른 손익분기점 (ROI = 1)		
	1[%]	2[%]	3[%]
80,000	14년	6년	4년
90,000	17년	7년	4년
120,000	26년	9년	6년
150,000	36년	12년	7년

5. 결 론

본 논문에서는 전력증폭장치를 도입하여 태양광전원의 발전량이 2% 정도 개선되는 경우, 120,000(천원/kW) 이하의 전력증폭장치를 도입하면, 타당성 측면(ROI, 8년)에서 적합하고, 3%의 발전량이 개선되는 경우에는 150,000(천원/kW) 이하의 전력증폭장치를 도입해도 타당성 측면에서 우수함을 알 수 있다.

감사의 글

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

참고문헌

[1] A.R .Gxasheka, "Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors," Renewable Energy, vol. 30, pp. 611-620.