

# 신재생에너지의 출력제한 개선을 위한 VPL의 경제성평가에 관한 연구

이민행, 노성은, 정재범, 태동현, 노대석  
한국기술교육대학교  
e-mail:dlalsgod97@koreatech.ac.kr

## A Study on the Economic Evaluation of VPL to Improve Power Curtailment of Renewable Energy Sources

Min-Haeng Lee, Seong-Eun Rho, Jae-Beom Jung, Dong-Hyun Tae, Dae-Seok Rho  
Korea University of Technology and Education

### 요약

최근, 제주도의 신재생에너지 점유율이 제주도 전력공급 설비용량의 약 40%까지 증가하여, 신재생에너지의 출력을 제한시키는 사례가 다수 발생하고 있다. 이에 따라 신재생에너지를 수용하기 위한 전력설비 인프라를 투자해야 하지만, 높은 건설비용으로 인해 어려움을 겪고 있는 실정이다. 따라서, 본 논문에서는 신재생에너지의 출력제한을 개선시킬 수 있는 방안 중 하나인 VPL(virtual power line)의 타당성을 평가하기 위해, 신재생에너지를 수용하기 위한 기존 인프라 설비와 VPL 설비에 대한 경제성평가 방안을 제시한다. 여기서, 경제성평가 방안은 크게 비용요소와 편익요소로 구성되며, 비용요소는 건설비용과 운용비용, 편익요소는 신재생에너지의 발전수익에 따른 전력량 요금, REC 요금, 탄소배출권과 VPL에 따른 출력저감 효과와 설비투자지연으로 구성된다. 한편, VPL의 도입용량을 소규모, 중규모, 대규모의 3가지 시나리오로 상정하고, 이를 바탕으로 현재가치 환산법을 이용하여 VPL의 경제성을 평가한 결과, VPL의 도입비용이 기존 설비의 투자비용보다 일정 조건에서 더 경제적이 될 수 있음을 알 수 있다.

### 1. 서론

2030 국가 온실가스 감축 기본 로드맵 및 제 9차 전력수급 기본 계획에 따라 신재생에너지의 보급 속도가 급격히 증가되고 있다[1]. 여기서, 제주지역의 신재생에너지 점유율이 제주도 전력공급 설비용량의 약 40%까지 증가하여, 신재생에너지의 출력을 제한시키는 사례가 다수 발생하고 있다. 이러한 문제를 해결하기 위하여, 추가적으로 전력설비 인프라를 설치하는 방안이 제시되고 있지만, 경제적으로 높은 건설비용이 발생함으로 전력설비 인프라의 투자비용을 경감시킬수 있는 연구의 필요성이 증가하고 있다. 따라서, 본 논문에서는 상기의 문제를 해결할 수 있는 방안 중 하나인 VPL(virtual power line)의 운용특성을 제시하고, VPL의 타당성을 평가하기 위해 신재생에너지를 수용하기 위한 기존 인프라 설비와 VPL 설비에 대한 경제성 평가방안을 제시한다. 여기서, VPL 설비의 경제성평가를 위한 비용 및 편익요소 모델링을 제시하고, VPL의 도입용량을 소규모, 중규모, 대규모의 3가지 시나리오로 상정한다. 이를 바탕으로 VPL의 경제성을 평가한 결과, VPL의 도입비용이 기존 설비의 투자비용보다 경제적인임을 알 수 있어, 본 논문의 유효성을 확인하였다.

### 2. 제주지역 신재생에너지의 운용특성

2022년 11월까지 제주지역의 연도별 출력제어횟수와 출력저감량은 표 1과 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 출력제어 횟수는 15회에서 97회, 출력저감량은 1.3GW에서 34.6GW 까지 증가함을 알 수 있으며, 수용 용량을 초과하는 신재생에너지가 발생하면 안정적인 운영을 유지하기 위하여 출력을 제한시킨다[3]. 또한, 기존의 배전계통은 수용가에게 전력을 공급하기 위하여 가공 및 지중 선로를 이용하고 있지만, 급격히 증가하고 있는 신재생에너지에 의하여 배전선로의 허용용량(10MVA)을 초과하는 문제가 발생할 수 있다. 따라서, 본 논문에서는 제주 지역의 신재생에너지의 출력제한을 개선시키기 위한 방안 중 하나인 VPL(virtual power line)의 운용특성을 제시하고, VPL을 PCS와 배터리로 구성된 ESS와 안정성 확보를 위한 SMS로 구분하여 신재생에너지 연계에 따른 기존 설비 투자비용과 VPL의 도입비용에 대한 경제성평가를 수행한다.

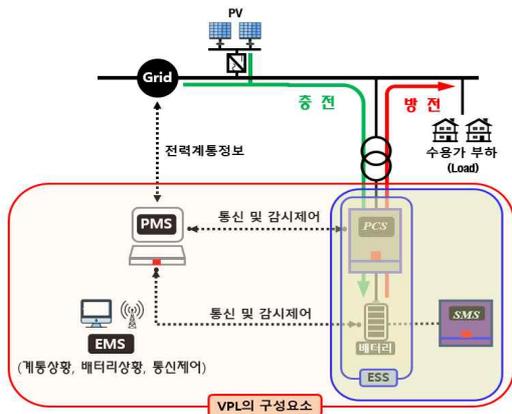
[표 1] 제주지역 신재생에너지 현황

2018 ~ 2022			
연도	총발전량 [GW]	출력제어횟수	출력저감량 [GW]
2018	533.618	15	1.36568
2019	546.846	46	9.22349
2020	574.905	77	19.44930
2021	524.929	64	12.01579
2022	497.165	97	24.63572

### 3. 신재생에너지의 출력제한 개선을 위한 VPL의 경제성평가 모델링

#### 3.1 VPL의 구성요소

일반적으로 송·배전망을 구축하는 주요설비들은 일정한 규격과 정격용량을 준수하지만, 신재생에너지의 연계로 인해 배전선로의 허용용량을 초과하는 문제가 발생할 수 있다. 이러한 경우, 신재생에너지를 수용하기 위해 추가적인 전력설비의 인프라를 설치하는 방안이 있지만, 이는 경제적으로 높은 건설비용이 발생하게 된다. 이러한 문제점을 해결할 수 있는 가상 전력선로 운영기술인 VPL은 그림 1과 같이 나타낼 수 있다. 여기서, VPL은 PMS(Power Management System), EMS(Energy Monitoring System), PCS(Power Conditioning System), SMS(safety management system), 배터리로 구성되며, 송·배전 시스템을 추가로 증설하는 대신 계통에 연계된 신재생에너지의 발전 측과 수요 측에 전력선을 추가로 증설한 효과를 얻을 수 있어, 기존 전력계통의 추가적인 전력설비의 인프라 구축을 지연시킬 수 있다. 또한, VPL은 SMS를 설치하여 안전성을 확보하고, PMS, EMS를 통해 VPL 계통의 실시간 정보를 수집하여, 계통 상황에 맞게 투입할 수 있다.



[그림 1] VPL의 구성요소

#### 3.2 비용 및 편익요소 모델링

VPL의 경제성을 평가하기 위한 비용 및 편익 요소는 표 2와 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 비용요소는 건설비용과 운용비용으로 고려되고, 편익요소는 신재생전원의 발전수익에 따른 전력량요금, REC요금, 탄소배출권과 VPL의 도입에 따른

출력저감효과와 설비투자지연으로 구성된다.

[표 2] 비용 및 편익요소

구분	종류
비용요소	건설비용
	운영비용
편익요소	전력량 요금
	REC 요금
	탄소배출권
	출력저감효과
	설비투자지연

#### 3.3 비용요소 모델링

##### 3.3.1 건설비용

비용요소인 건설비용은 건설단계에 따라 결정되며, 기대수명이 서로 다른 설비에 대해서는 대상기간 동안의 교체와 기술진보에 따른 가격 하락을 고려한다. 먼저, 건설비용은 VPL 설비를 건설하는데 소요되는 총 비용을 말하며, 식 (1)과 같이 PCS와 배터리 시스템의 도입비용에 대하여 MW 및 MWh 설치용량을 곱하여 산정한다. 또한, VPL의 공사비는 PCS 및 배터리 시스템의 비용에 일정비율을 적용하는 것으로 산정하며, ESS는 다른 신재생에너지에 비해 기대수명이 짧으므로 교체에 대한 비용을 추가로 고려한다.

$$C_{ess} = (C_{pcs} \cdot Q_{pcs} + C_{batt} \cdot Q_{batt}) \cdot (1 + r_{con}) \quad (1)$$

여기서,  $C_{ess}$  : ESS의 총 건설비용(원),  $C_{pcs}$  : PCS의 도입비용(원/MW),  $Q_{pcs}$  : PCS의 설치용량(MW),  $C_{batt}$  : 배터리 시스템의 도입비용(원/MWh),  $Q_{batt}$  : 배터리 시스템의 설치용량(MWh),  $r_{con}$  : ESS 공사비의 비율(%)

##### 3.3.2 운영비용

운영비용은 VPL을 운용할 때 발생하는 유지보수 비용으로서, 식 (2)와 같이 VPL의 건설비용과 총 비용에 일정값을 곱하며, 물가상승률은 평가연도별로 반영하여 산정한다.

$$C_{oper} = \sum_{i=1}^n [C_{ess} \cdot r_{oper} \cdot (1 + r_{i,n,f}(i))^{i-1}] \quad (2)$$

여기서,  $C_{oper}$  : 총 운영비용(원),  $r_{oper}$  : 운영비 적용비율(%),  $r_{i,n,f}(i)$  : 물가상승률(%),  $i$  : 경제성 평가년도,  $n$  : 최종 평가년도

#### 3.4 편익요소 모델링

##### 3.4.1 전력량요금

전력량요금은 VPL의 도입으로 인해 출력제한이 저감되어 발생하는 전력 사용의 대가로서, 식 (3)과 같이 전력거래량과 전력거래단가를 곱하여 산정된다.

$$C_{cm} = Q_{cm}h \quad (3)$$

여기서,  $C_{cm}$  : 출력제한을 저감하여 발생한 전력량요금(원),  $Q_{cm}$  : 전력거래량(kWh),  $h$  : 전력거래단가(원/kWh)

### 3.4.2 REC 요금

REC 요금은 신재생에너지 전력량에 REC 단가와 가중치를 곱하여 식 (4)와 같이 산정한다. 여기서, REC 가중치는 신재생에너지원별 발전원가 차이로 인하여, 신재생에너지 종류, 용량, 설치장소 등을 고려하여 적용한다.

$$C_{REC} = \sum_{i=1}^m P_i REC_i k_i \quad (4)$$

여기서,  $C_{REC}$  : REC 요금(원),  $P_i$  :  $i$ 전원의 발전량(MWh),  $REC_i$  :  $i$ 전원의 REC 단가(원/MWh),  $k_i$  :  $i$ 전원의 REC 가중치

### 3.4.3 탄소배출권

탄소배출권 요금은 정해진 온실가스 허용량에 대하여 절감시킨 온실가스양에 따라 정부가 기업에게 제공하는 인센티브 요금이며, 탄소배출량(tCO<sub>2</sub>)과 온실가스 감축분(CER, certified emission reductions)의 단가를 곱하여 식 (5)와 식 (6)과 같이 산정된다.

$$B_{co2}(y) = \sum_{t=1}^{8760} tCO_2(t) \cdot UC_{CER}(y) \quad (5)$$

$$tCO_2(t) = P_{DG} \cdot R_{fu} \cdot F_{cp} \cdot F_{oil} \cdot \left(\frac{M_{CO2}}{A_C}\right) \quad (6)$$

여기서,  $B_{co2}(y)$  : 해당연도 탄소배출권 요금(원),  $tCO_2(t)$  : 시간대 별 탄소배출량(ton),  $UC_{CER}(y)$  : 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)

### 3.4.4 출력저감효과

출력저감효과는 식 (7)과 같이 전력계통수용의 한계와 공급 및 수요 불균형으로 발생하는 출력제한을 완화시켜주는 대가로서, 신재생에너지의 발전용량, 실제이용률, SMP가격을 곱하여 산정된다.

$$C_{CM} = Q_i s PR \quad (7)$$

여기서,  $C_{CM}$  : 출력저감효과(원),  $i$  : 발전원 종류,  $Q_i$  :  $i$ 전원의 발전용량,  $s$  : SMP의 가격단가,  $PR$  :  $i$ 전원의 실제이용률

### 3.4.5 설비투자지연

설비투자지연은 VPL 도입시 신재생에너지를 수용하기 위한 기존 설비의 투자비용과 운용비용에 대한 대체비용으로서, 식 (8)과 같이 송전선로, 전주 경간, 탭크 단가를 합하여 산정된다.

$$C_{AC} = C_{T/L} \cdot l_{T/L} \cdot N_{T/L} + C_{pole} \cdot l_L \cdot N_{T/L} + C_{bank} \cdot Q_{bank} \quad (8)$$

여기서,  $C_{AC}$  : 설비투자지연(원),  $C_{T/L}$  : 송전선로 공사비용(원/km),  $l_{T/L}$  : 송전선로 공장(km),  $N_{T/L}$  : 송전선로의 회선 수,  $C_{pole}$  : 전주경간 40m 공사비용(원/km),  $l_L$  : 전주경간 공장(km),  $N_{T/L}$  : 전주경간의 회선 수,  $C_{bank}$  : 탭크의 건설단가(원/kwh),  $Q_{bank}$  : 탭크의 용량

## 3.4 현재가치 환산법

경제성평가를 위한 비용과 편익의 요소는 미래에 발생할 가치로, 시간의 흐름에 따른 기회비용인 시간가치가 포함되어 있어 현재의 가치는 동일하지 않다. 따라서, 본 논문에서는 VPL의 비용 및 편익요소를 식 (9)와 같이, 미래의 가치에 할인율을 적용한 현재가치 환산법을 통하여 동일한 시점의 가치로 환산한다.

$$PW = \sum_{1}^n \frac{CF}{(1+r)^n} \quad (9)$$

여기서,  $PW$  : 현재가치,  $n$  : 기간,  $CF$  : 현금흐름,  $r$  : 할인율

## 4. 시뮬레이션 결과 및 분석

### 4.1 시뮬레이션 조건

VPL의 경제성을 평가하기 위한 시뮬레이션 조건은 표 3과 같이 나타낸다. 여기서, 경제성평가 기간은 20년을 적용하고, 미래의 가치에 대한 할인율과 물가상승률은 각각 5.5%와 3%로 상정한다. 또한, 기존 설비와 VPL 설비의 운용비는 건설비용의 2.5%이며, VPL의 PCS와 배터리의 내용연수는 각각 20년과 10년으로 고려한다. 한편, VPL의 도입용량은 1MW/4MWh의 PCS와 배터리를 각각 시나리오별로 소규모(3MW/12MWh), 중규모(30MW/120MWh), 대규모(200MW/800MWh)로 상정하고, 배전선로 허용용량이 최대인 상황에서 각각 신재생에너지를 소규모(3MW), 중규모(30MW), 대규모(200MW)의 용량을 적용한다. 또한, 기존설

비와 VPL 설비의 각 구성요소별 건설비용은 표 4와 같이 나타낼 수 있다[4].

[표 3] 경제성평가 조건

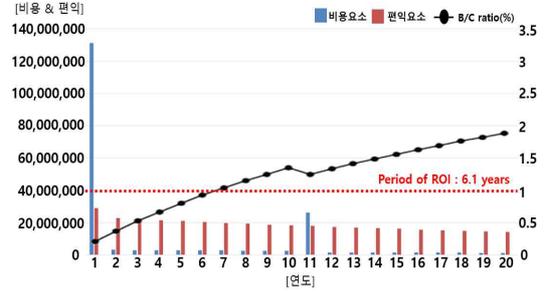
항 목	내 역		
경제성 평가기간	20년		
할인율	5.5%		
물가상승률	3%		
SMP	250.74(원/kWh)		
운영비	2.5%		
PCS 내용연수	20년		
배터리 내용연수	10년		
시나리오 구성		신재생에너지	VPL (PCS/배터리)
	소규모	3MW	3MW/12MWh
	중규모	30MW	30MW/120MWh
	대규모	200MW	200MW/800MWh

[표 4] 기존설비와 VPL 설비의 각 구성요소별 건설비용

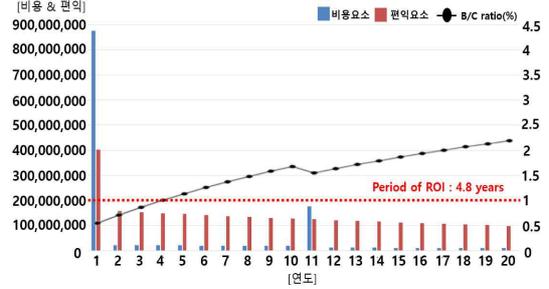
항 목	내 역		
기존설비	AC선로 1회선 (ACSR 160mm <sup>2</sup> )	98,000(천원/kWh)	
	전주 경간 40m	97,500(천원/kWh)	
	변전소 신설 (154/22.9kv)	240억원	
	뱅크 신설 (1bank-60MVA)	1,000,000(천원/kWh)	
VPL설비	ESS	PCS	90(천원/kw)
		배터리	500(천원/kwh)
	SMS	off-gas 센서	32(천원/kwh)
		종합 감시제어장치	27(천원/kw)
		온·습도센서	7(천원/kw)

4.2 시나리오별 VPL의 경제성평가

상기의 경제성평가 조건을 바탕으로, 시나리오별로 기존 설비의 투자비용과 VPL 설비의 도입비용에 대하여 B/C Ratio를 분석하여 ROI를 나타내면 그림 2와 같다. 여기서, 그림 3(a)와 같이 소규모의 경우, VPL 설비가 기존 설비보다 ROI 5.1년정도 경제적으로 유리함을 알 수 있다. 또한, 그림 3(b)와 같이 중규모의 경우, ROI 6.1년 정도에 도달하여 소규모의 경우에 비해 경제성 확보가 어려움을 알 수 있다. 한편, 그림 3(c)와 같이 대규모의 경우, ROI 4.8년 정도이므로, 소규모와 중규모의 경우에 비해 경제성 확보가 용이함을 알 수 있다.



(b) 중규모 VPL 도입시



(c) 대규모 VPL 도입시

[그림 2] 시나리오별 ROI 특성

5. 결 론

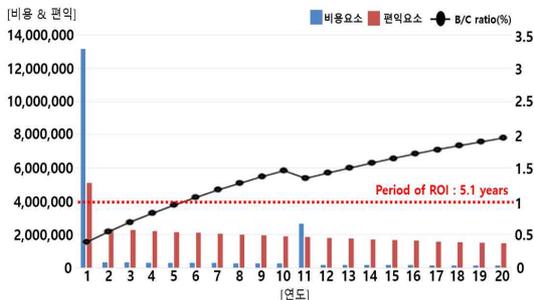
본 논문에서는 신재생에너지의 출력제한을 개선시킬 수 있는 방안 중 하나인 VPL의 타당성을 평가하기 위해, 신재생에너지를 수용하기 위한 기존 인프라 설비와 VPL 설비에 대한 경제성 평가방안을 제시한다. 여기서, 비용 및 편익요소 모델링을 제시하고, VPL의 도입용량을 소규모, 중규모, 대규모의 3가지 시나리오로 상정한다. 이를 바탕으로, 현재가치 환산법을 이용하여 시나리오별 VPL의 경제성을 평가한 결과, VPL의 도입비용이 기존 설비의 투자비용보다 경제적일 수 있음을 알 수 있었다.

감사의 글

본 연구는 과학기술정보통신부의 재원으로 국가과학기술연구회(NST)의 지원을 받아 수행한 연구(No.CPS22131-120)와 한국산업기술평원진흥원의 지원을 받아 수행된 연구(P0008458, 2023년 산업혁신훈인재성장지원사업)로서, 관계 부처에게 감사드립니다.

참고문헌

[1] [4] 이후동, 김기영, 김미성, 노대석, “태양광전원 수용을 위한 MVDC 배전망의 경제성평가 모델링에 관한 연구”, 한국산학기술학회 논문지, Vol. 22, No. 3 pp. 1-12, 2021.  
 [2] 명호산, 김세호. “재생에너지 출력제한에 따른 출력량 배분 방안 연구”, 전기학회논문지, vol.23, no.1, pp.173-180. 2019.  
 [3] 최성문, 한병길, 이후동, 김미영, 노대석, “EV용 이동형 전원공급장치의 구현 및 경제성 평가에 관한 연구”, 한국산학기술학회 논문지, Vol. 21, No. 12 pp. 77-86, 2020.



(a) 소규모 VPL 도입시