

VPP 구성에 따른 경제성 평가 모델링에 관한 연구

왕종용***, 김윤호*, 황소연*, 송두리*, 노대석*

*한국기술교육대학교, **한국전기산업연구원

e-mail : wangjy0115@koreatech.ac.kr

A Study on Economic Evaluation Modeling According to Configuration of Virtual Power Plant

Jong-Yong Wang***, Yun-Ho Kim*, So-Yeon Hwang*, Doo-Ri Song*, Dae-Seok Rho*

*Korea University of Technology and Education, **Electrical industry Research
Institute of KOREA

요 약

최근, 소규모로 분산하여 설치되어 있는 신재생에너지 전원을 효과적으로 운용하기 위하여, ICT(통신) 기술을 통해 다양한 분산자원을 하나의 발전소처럼 운영하는 VPP(virtual power plant)가 크게 주목을 받고 있다. 하지만, VPP는 막대한 도입비용으로 인해 상용화가 어려운 상황이므로, VPP를 효과적으로 도입하기 위한 타당성 평가가 요구되는 실정이다. 따라서, 본 논문에서는 VPP의 구성 및 운용 특성을 제시하고, 신재생에너지 전원, DR 자원, ESS, VPP 플랫폼 등으로 구성된 VPP의 경제성 평가 모델링을 수행한다. 여기서, 비용요소는 VPP 플랫폼 설치비용, 연간 운용비용, 연간 통신비용, 소규모 발전사업자 정산금, DR 자원 정산금 등을 고려하고, 편익요소는 신재생에너지의 발전실적에 의한 전력량 요금, REC 판매 비용, ESS 활용수익, DR 참여수익 등을 상정한다. 상기에서 제시한 구성별 VPP의 경제성 평가 모델링을 바탕으로 경제성을 평가한 결과, 에너지 정산금만을 고려한 VPP 구성의 경우, VPP 도입에 대한 타당성을 확보하기 어려우므로, 부가 정산금, 용량 정산금, 임밸런스 페널티 등의 추가적인 수익구조를 고려해야 함을 알 수 있다.

1. 서 론

최근, 소규모로 분산되어 있는 신재생에너지 전원을 효과적으로 운용하기 위하여, ICT 기술을 통해 다양한 분산자원을 하나의 발전소처럼 운영하는 VPP(virtual power plant)가 크게 주목 받고 있다. 하지만, VPP는 막대한 도입비용으로 인해 상용화가 어려운 실정이며, VPP를 효과적으로 도입하기 위한 타당성 평가가 요구되는 실정이다. 따라서, 본 논문에서는 VPP의 구성 및 운용특성을 제시하고, 구성 별 VPP에 따른 시나리오 조건을 구성한다. 그리고, 각 구성 별 VPP를 대상으로 VPP 플랫폼 사업자 측면에서의 경제성 평가 모델링을 제시한다. 여기서, 비용요소는 VPP 플랫폼 설치비용, 연간 운용비용, 연간 통신비용, 소규모 발전사업자 정산금, DR 자원 정산금 등을 시나리오 조건에 맞게 구분하고, 편익요소 또한 비용요소와 마찬가지로 신재생에너지의 발전실적에 의한 전력량 요금, REC 판매 비용, ESS 활용수익, DR 참여수익 등을 시나리오 조건에 맞게 상정한다. 상기에서 제시한 구성 별 VPP의 경제성 평가 모델링을 바탕으로 경제성을 평가한 결과, VPP는 에너지 정산금만을 고려한 VPP 구성의 경우, VPP 도입에 대한 타당

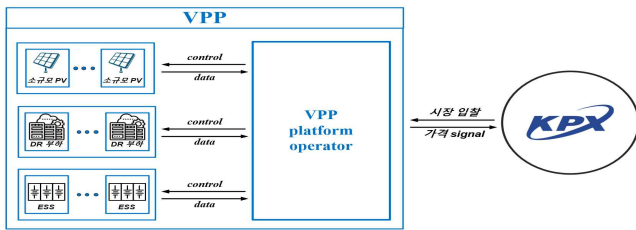
성을 확보하기 어려우므로, 부가 정산금, 용량 정산금, 임밸런스 페널티 등 VPP 경제성을 확보할 수 있는 추가적인 수익구조를 고려해야함을 알 수 있다.

2. VPP의 구성 및 운용 특성

VPP는 그림 1과 같이 다수의 소규모 자원을 관리하고 집합자원화 하여 운영된다. 여기서, VPP는 신재생에너지 전원, DR 자원, ESS, VPP 플랫폼 등으로 구성된다. 먼저, 신재생에너지 전원은 전력거래시장에 참여하기 위해 1,000[kW] 이상의 발전설비를 갖춰야 하지만, VPP 참여 시 개별 자원의 용량에 관계없이 집합자원으로 통합되어 시장 참여가 가능하다. DR 자원은 전력시장 운영규칙 제 12조에 따라, 표준 DR, 중소형 DR, 국민 DR 등으로 분류되는데, 표준 DR은 10[MW] 이상의 의무감축용량, 중소형 DR은 2[MW] 이상의 의무감축용량을 가져야한다. 이때, 소규모 용량의 DR 자원이 VPP에 참여할 경우 집합자원으로 통합되어 의무감축용량 요건을 쉽게 충족할 수 있어, 개별적으로 시장 진입이 어려운 DR 자원들도 시장에 참여할 수

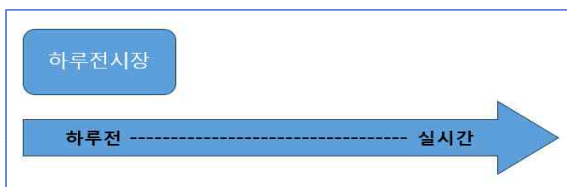
있다.

또한, ESS의 경우, VPP에서 발전자원으로 분류되지 않으나, 신재생 발전의 변동성 대응과 피크 시의 전력 공급, 계통 운영의 유연성을 높이는 역할을 수행한다. 한편, VPP 플랫폼은 신재생에너지 전원, DR 자원, ESS 등의 데이터를 바탕으로 소규모 자원들의 출력을 통합 제어하여, 전력거래소의 시장 운영 규칙에 따라 전력시장에 급전가능 재생에너지로 등록하여 전력시장 거래에 참여하여 집합자원의 경제적 가치를 창출할 수 있다[1].



[그림 1] VPP의 구성

한편, VPP의 국내 시장 동향을 살펴보면 그림 2와 표 1과 같이, 전력시장 제도개선을 위한 제주 시범사업이 이루어지고 있다. 기존 전력시장에서는 그림 2의 (a)와 같이 하루전 시장을 통해, 발전실적에 하루전 SMP 가격만을 고려하였으나, 시범사업에서는 그림 2의 (b)와 같이 하루전 시장과 실시간 시장의 이중시장 구조를 통해 하루전 시장 계약량은 하루전 가격으로 정산하고, 실시간 변동량은 실시간 가격으로 정산하여 사업자의 계약이행 유인을 강화하고 있다. 또한, 재생에너지 확대에 따른 변동성 완화를 위해 재생에너지 발전기의 중앙급전화를 유도하고 있으며, VPP 용량이 1[MW]를 초과할 경우, 급전가능 재생에너지로 등록하여, 중앙급전발전기와 동등한 수익구조를 가질 수 있도록 구성하고 있다[2].



(a) 현행 전력시장 구조



(b) 개선 전력시장 구조

[그림 2] 제주 시범사업에 따른 전력시장의 구조

[표 1] 제주 시범사업 도입 이후 전력시장 구조

구분	하루 전 시장	실시간 시장
입찰/낙찰	- 11:00 발전사업자 입찰 - 18:00 하루전 시장 가격 및 낙찰 결과 발표 *1시간 단위	- 전력거래 75분전 발전사업자 입찰 - 전력거래 15분전 실시간 시장 가격 및 낙찰결과 발표 *15분 단위
정산	하루 전 시장 가격 × 하루 전 시장 낙찰량	실시간 시장 가격 × 하루 전 시장 대비 변동량

3. VPP의 구성에 따른 경제성 평가 모델링

3.1 비용요소 모델링

VPP 플랫폼 사업자 측면에서 비용요소는 VPP 플랫폼 설치비용, 연간 운용비용, 연간 통신비용, 소규모 발전사업자 정산금, DR 자원 정산금 등으로 구분할 수 있다. VPP 플랫폼 설치비용은 식 (1)과 같이 식 (1)과 같이 신재생에너지 전원 및 ESS 설치단가에 일정 비율을 곱하여 산정한다. 운용비용과 통신비용은 VPP 운용 시, 발생하는 연간비용으로서, 식 (2)와 식 (3)과 같이 VPP 플랫폼 설치비용의 일정 비율과 물가상승률을 적용하여 산정한다. 한편, 소규모 발전사업자의 정산금은 식 (4)와 같이, 신재생에너지 전원에 의해 산정된 전력량 요금에 VPP 중개비용을 곱하여 산정한다. 또한, 소규모 DR 자원의 정산금은 DR 참여에 따른 수익에 VPP 중개비용을 곱하여 식 (5)와 같이 나타낼 수 있다.

$$C_{plat} = [(C_{res} \cdot Q_{res} \cdot r_{res} + C_{batt} \cdot Q_{batt} \cdot r_{batt})] \quad (1)$$

$$C_{oper} = C_{plat} \times r_{oper} \times r_{inf} \quad (2)$$

$$C_{comm} = C_{plat} \times r_{comm} \times r_{inf} \quad (3)$$

$$C_{smp} = B_{smp} \times r_{vpp} \quad (4)$$

$$C_{dr} = B_{dr} \times r_{vpp} \quad (5)$$

여기서, C_{plat} : VPP 플랫폼 설치비용[원], C_{res} : 신재생에너지 전원 설치단가(원/MW), Q_{res} : 신재생에너지 전원의 설치용량(MW), r_{res} : 신재생에너지전원 산정비율[%], C_{batt} : 배터리 시스템의 설치단가(원/MWh), Q_{batt} : 배터리 시스템의 설치용량(MWh), r_{batt} : 배터리 시스템 산정비율[%], C_{oper} : VPP 플랫폼 운용비용[원], C_{comm} : VPP 플랫폼 통신비용[원], C_{smp} : 소규모 발전사업자의 정산금[원], C_{dr} : DR 자원의 정산금[원], r_{plat} : 할인율[%], r_{oper} : 운용비용 산정비율[%], r_{inf} : 물가상승률[%], r_{comm} : 통신비용 산정 비율[%], B_{smp} : 신재생에너지 전원의 전력

량 요금[원], r_{vpp} : VPP 중개비율[%], B_{dr} : DR 참여에 따른 수익[원]

3.2 편익요소 모델링

VPP의 경제성 평가를 위한 편익요소는 신재생에너지의 발전실적에 의한 전력량 요금, REC 판매 비용, ESS 활용수익, DR 참여수익 등으로 구성된다. 여기서, 신재생에너지의 전력량 요금은 식 (6)과 같이, 하루전 계약량, 하루전 가격, 발전실적, 실시간 가격에 따라 산정된다. 여기서, 신재생에너지의 출력이 하루전 계약량에 미달할 경우, ESS 방전을 통해 부족한 용량을 보완하여 실시간 편차를 최소화 하는 것으로 상정한다. 또한, REC 판매비용은 신재생에너지의 발전량과 REC 가격, REC 가중치를 고려하여 식 (7)과 같이 산정한다. 한편, ESS 활용수익은 SMP 편차에 의한 차이로 식 (8)과 같이 산정한다.

$$B_{smp} = P_{da} \cdot SMP_{da} + (P_{rt} - P_{da} + P_{ess}) \cdot SMP_{rt} \quad (6)$$

$$B_{rec} = \sum_{i=1}^m P_{rt} \cdot REC_i \cdot k_i \quad (7)$$

$$B_{ess} = S_{ess} \cdot SMP_{dev} \quad (8)$$

여기서, B_{smp} : 신재생에너지 전력량요금[원], P_{da} : 신재생에너지의 하루전계약량[kWh], SMP_{da} : 하루전 SMP[원/kWh], P_{rt} : 신재생에너지의 발전실적[kWh], P_{ess} : ESS의 방전용량[kWh], SMP_{rt} : 실시간 SMP[원/kWh], B_{rec} : REC 요금[원], REC_i : 신재생에너지의 REC 단가[원/kWh], k_i : 신재생에너지의 REC 가중치, B_{ess} : ESS 활용수익[원], S_{ess} : ESS 방전 후 남은 ESS의 용량[kWh], SMP_{dev} : SMP 편차에 의한 차이[원/kWh]

한편, DR 참여수익은 식 (9)와 같이, 고정기본 정산금, 의무감축 실적금, 차등기본 정산금, 자발적 실적금으로 구성된다. 여기서, 고정기본 정산금은 식 (10)과 같이, 의무감축 용량과 연간기본 정산금 단가를 곱하여 산정하며, 의무감축 실적금은 식 (11)과 같이, 연간기본 정산금 단가와 감축시간에 SMP를 곱하여 산정한다. 또한, 차등기본 정산금은 식 (12)와 같이, 의무감축용량과 연간 기본정산금 단가와 곱하여 산정하며, 자발적 실적금은 식 (13)과 같이, 낙찰용량, 낙찰시간과 SMP를 곱하여 편익을 산정한다[3].

$$B_{dr} = B_{fix} + B_{ob} + B_{diff} + B_{vol} \quad (9)$$

$$B_{fix} = Q_{red} \times P_{ann} \quad (10)$$

$$B_{ob} = Q_{red} \times t_{red} \times SMP \quad (11)$$

$$B_{diff} = Q_{red} \times Q_{bid} \quad (12)$$

$$B_{vol} = Q_{bid} \times t_{bid} \times SMP \quad (13)$$

여기서, B_{dr} : DR 참여에 따른 수익[원], B_{fix} : 고정기본 정산금[원], B_{ob} : 의무감축 실적금[원], B_{diff} : 차등기본 정산금[원], B_{vol} : 자발적 실적금[원], Q_{red} : 의무감축용량[kW], P_{ann} : 연간 기본정산금 단가[원/kWh], t_{red} : 감축시간[h], SMP : 전력량 요금[원/kWh], Q_{bid} : 낙찰용량[kW], t_{bid} : 낙찰시간[h]

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 시뮬레이션 조건

먼저 구성 별 VPP의 경제성 평가를 위한 시나리오 조건은 표 2와 같다. 여기서, case 1의 VPP는 500kW 용량을 가진 신재생에너지 발전사업자 40개 참여하여 총 20[MW]의 신재생에너지 전원이 참여한 VPP로 산정하고, case 2의 VPP는 DR 20[MVA], 20[MW] 신재생에너지 전원이 참여한 VPP로 산정한다. 그리고 case 3의 VPP는 DR 20[MVA], 신재생에너지 전원 20[MW], ESS 5[MW]/20[MWh]로 산정한다.

[표 2] VPP 구성의 시나리오

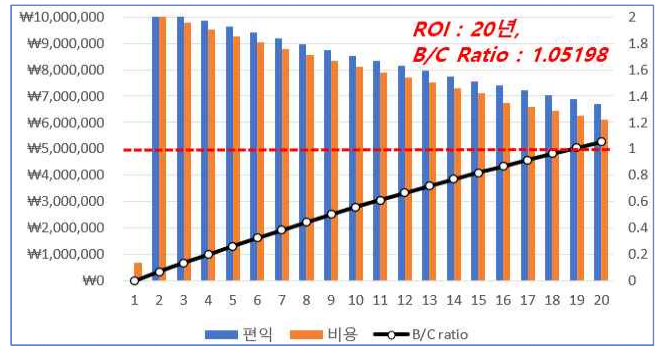
시나리오	항 목
case 1	20[MW] 신재생에너지전원이 참여한 VPP
case 2	20[MW] 신재생에너지전원 + 20[MW] DR이 참여한 VPP
case 3	20[MW] 신재생에너지전원 + 20[MW] DR + 5[MW]/20[MWh] ESS가 참여한 VPP

또한, VPP의 구성에 따른 경제성을 평가하기 위한 시뮬레이션 조건은 표 3과 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 경제성 평가 기간은 20년을 적용하고, 할인율과 물가상승률은 각각 5.5%와 3%로 상정한다. 그리고 평균 SMP[원/kWh]는 제주지역 평균인 250.1원, ESS의 방전과 충전 시의 수익을 고려하기 위한 SMP 편차[원/kWh]는 51.68원, REC[원/kWh]는 76.1원, REC 가중치는 1.1을 적용한다. 한편, VPP 플랫폼 구축비용은 신재생에너지 전원 설치비용의 22.5[%]와 ESS 설치비용의 20[%], VPP 플랫폼 운용비용은

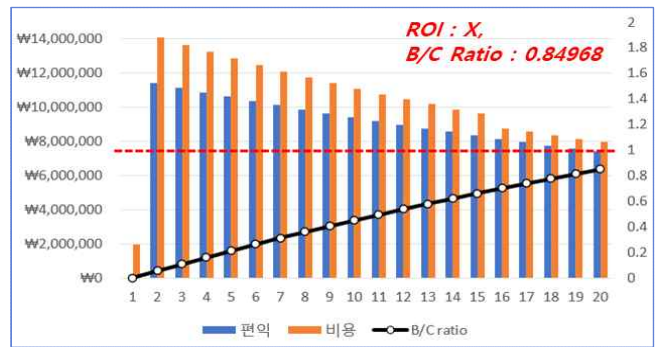
VPP 플랫폼 구축비용의 2.5[%], VPP 플랫폼 통신비용은 VPP 플랫폼 구축비용의 15[%]으로 고려한다. 그리고 VPP의 발전사업자 정산금과 DR 고객 정산금은 각각 SMP+REC 요금, DR 정산금의 80[%]로 산정한다.

[표 3] VPP의 경제성 평가 시뮬레이션 조건

구분	항목	내역
편익 요소	평균 SMP[원/kWh]	250.1
	SMP 편차[원/kWh]	51.68
	REC[원/kWh]	76.1
	REC 가중치	1.1
	의무감축용량[kW]	DR 부하 용량의 20[%]
	연간기본정산금[원/kW]	25.337
	연간감축시간[h]	10
	연간차등정산금[원/kW]	18.860
	나찰용량[kW]	40,000
	연간 나찰시간[h]	20
	할인율[%]	5.5
비용 요소	물가상승률[%]	3
	ESS 설치단가	PCS[천원/kW] 배터리[천원/kWh]
		90 500
	VPP 플랫폼 구축비용	PV 설치비용의 22.5[%] + ESS 설치비용의 20[%]
	VPP 플랫폼 운용비용	VPP 플랫폼 구축비용의 2.5[%]
	VPP 플랫폼 통신비용	VPP 플랫폼 구축비용의 15[%]
	발전사업자 정산금	SMP+REC 요금의 80[%]
	DR 고객 정산금	DR 정산금의 80[%]



(b) case 2

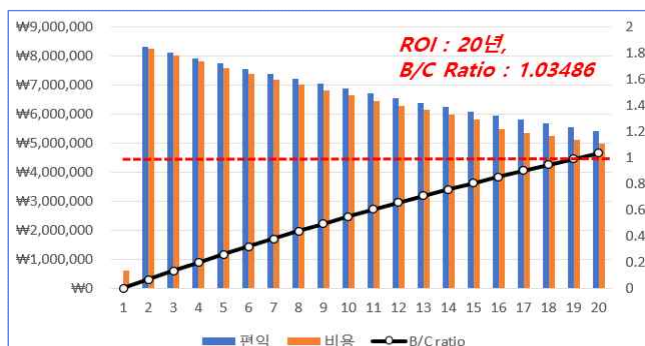


(c) case 3

[그림 3] VPP 구성에 따른 경제성 평가

4.2 VPP 구성에 따른 경제성 평가

상기의 시나리오 조건을 바탕으로 VPP 구성에 따라 경제성 평가를 수행한 결과는 그림 3과 같다. 여기서, case 1 VPP의 경우, 그림 3의 (a)와 같이 ROI와 B/C Ratio는 각각 20년, 1.0349로 나타남을 알 수 있다. 또한, case 2 VPP의 경우, 그림 3의 (b)와 같이 ROI와 B/C Ratio는 각각 20년, 1.052로 나타남을 알 수 있다. 한편, case 3 VPP의 경우, 그림 3의 (c)와 같이, ROI는 20년 이내로 평가 되지 않고 B/C Ratio는 0.8497로 상정됨을 알 수 있다. 이는 모든 VPP에서는 도입 타당성을 확보하기 어려우므로, 부가 정산금, 용량 정산금, 임밸런스 페널티 등의 추가적인 수익 구조를 고려해야함을 알 수 있다.



(a) case 1

5. 결 론

본 논문에서는 VPP의 구성 및 운용특성을 제시하고, 새로운 전력거래 방식인 VPP 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여 경제성 평가를 수행하였다. VPP의 구성에 따른 경제성 평가 모델링은 시나리오별 편익요소와 비용요소를 고려하여 수행하였다. 상기에서 제시한 VPP의 경제성 평가 모델링을 바탕으로 타당성을 평가한 결과, 모든 VPP 방식은 에너지 정산금만을 고려할 경우 VPP의 도입 타당성을 확보하기 어려우므로, 부가 정산금, 용량 정산금, 임밸런스 페널티 등의 추가적인 수익구조를 고려해야함을 알 수 있다.

참고문헌

- [1] 전력시장 운영규칙 및 세부 규정, 한국전력거래소
- [2] 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙(안), 한국전력거래소
- [3] 원종홍, 유현상, 최성문, 김지명, 노대식, “DR과 피크저감을 고려한 ESS의 운용 알고리즘에 관한 연구”, 산학기술학회 논문지, pp. 116–124, 제24권, 제8호, 8월, 2023년