

# 예비력 시장을 고려한 융합형 VPP의 편익분석에 관한 연구

왕종용<sup>\*,\*\*</sup>, 이명근<sup>\*,\*\*</sup>, 한병길<sup>\*</sup>, 곽충근<sup>\*</sup>, 현소영<sup>\*\*</sup>, 김명훈<sup>\*\*</sup>, 노대석<sup>\*</sup>  
<sup>\*</sup>한국기술교육대학교 전기공학과, <sup>\*\*</sup>한국전기산업연구원  
 e-mail: jywang@erik.re.kr

## A Study on the Benefit Analysis of Hybrid VPP considering Reserve Market

Jong-Yong Wang<sup>\*,\*\*</sup>, Myung-Geun Lee<sup>\*,\*\*</sup>, Byeong-Gill Han<sup>\*</sup>, Chung-Guen Kwak<sup>\*</sup>, So-Young Hyun<sup>\*\*</sup>,  
 Myeong-Hoon Kim<sup>\*\*</sup>, Dae-Seok Rho<sup>\*</sup>  
<sup>\*</sup>Dept. of Electrical Engineering, Korea University of Technology and Education,  
<sup>\*\*</sup>Electrical Industry Research Institute of Korea(ERIK)

### 요약

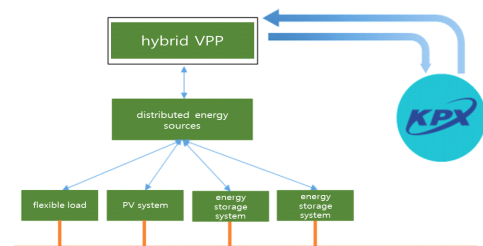
최근, 제주에서는 신재생에너지 전원의 증가로 인하여, 공급이 수요를 초과하여 신재생에너지의 출력을 제한하는 상황이 빈번히 발생하고 있는 실정이다. 따라서, 본 논문에서는 신재생에너지의 출력제한문제를 해결할 수 있는 융합형 가상발전소(virtual power plant, VPP)를 안정적으로 도입하기 위하여, 기존 전력거래 방식과 예비력 시장을 고려한 경제성 평가 방안을 제안한다. 여기서, 기존 전력거래 방식의 편익요소는 SMP와 REC만을 고려하여 산정하고, VPP 방식의 편익요소는 전력량 정산금, 공급가능용량에 대한 정산금 및 전기저장장치에 대한 정산금으로 구성된다. 이 모델링을 바탕으로 기존 전력거래 방식과 VPP 방식의 편익특성을 비교한 결과, 계획발전을 이용하여 예비력 시장에 참여하는 VPP 방식이 기존 전력거래 방식보다 편익이 증가함을 알 수 있다.

## 1. 서론

최근, 전세계적으로 RE100 및 탄소제로화를 위하여, 신재생에너지의 보급 확대 중요성이 대두되고 있는 가운데 신재생에너지의 간헐적인 발전 특성과 낮 시간대 발전량이 수요량보다 증가 되는 것이 원인이 되어 재생에너지의 발전 출력제한 횟수가 급증하고 있는 실정이다[1]. 이러한 문제를 해결하기 위하여, 신재생에너지원을 결합하여 운영하는 가상발전소(virtual power plant, VPP)의 도입을 통해 전력시스템의 공급과 수요를 안정적으로 유지하기 위한 노력을 기울이고 있다. 따라서, 본 논문에서는 VPP의 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여, 신재생에너지원에 대한 기존 전력거래 방식과 예비력 시장을 고려한 VPP 방식의 경제성평가 모델링을 수행한다. 여기서, 기존 전력거래 방식의 편익요소는 SMP와 REC만을 고려하여 산정하고, VPP 방식의 편익요소는 전력량 정산금, 공급 가능 용량 정산금 및 전기저장장치 정산금으로 구성된다. 이 모델링을 바탕으로 기존 전력거래 방식과 VPP 방식의 편익을 비교한 결과, 계획발전을 이용하여 예비력 시장에 참여하는 VPP 방식이 기존 전력거래 방식보다 더 많은 편익을 확보함을 알 수 있다.

## 2. 융합형 VPP의 운용특성

융합형 VPP의 구성은 그림 1과 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 융합형 VPP는 신재생에너지, 부하 자원, ESS 및 VPP 플랫폼으로 구성된다. 융합형 VPP는 ICT 및 자동제어 기술을 활용하여 다양한 분산자원을 연결하고 하나의 발전소처럼 운영하는 시스템으로, 다양한 신재생에너지 전원으로부터 발전된 전력을 VPP 플랫폼을 이용하여 VPP용 ESS에 저장하고, 계통 운용 시스템으로부터 받은 정보를 바탕으로 필요에 따라 ESS를 충·방전하는 방식으로 운용된다. 이러한 VPP는 물리적으로 존재하는 발전소는 아니지만 하나의 발전소처럼 전력을 운용할 수 있으며, 신재생에너지를 통합하여 운용함으로써 경제적인 가치를 창출할 수 있다[2].



[그림 1] 융합형 VPP의 구성

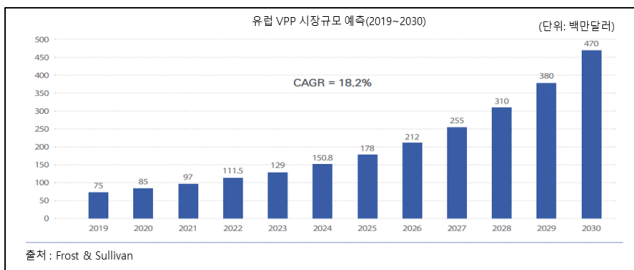
VPP의 국내외 시장 동향 및 전망을 살펴보면 먼저, 국내 시장은 현재 에너지 공기업 또는 공공기관을 중심으로 전력 계통을 효율적이면서 안정적으로 운영할 수 있는 VPP 구축 시범사업이 이루어지고 있음에 따라 시장을 추산하기에는 아직 한계이다. 다만, VPP 시장의 핵심원천기술인 DER(distributed energy resource)을 기준으로 시장을 살펴보면, DER 관리 시스템 기술의 발전에 따라 VPP 자원 관리 시스템 시장에 긍정적인 영향과 동시에 수요의 증가를 가져올 수 있을 것이라 기대하며, 표 1과 같이 국내 시장의 경우, 그린뉴딜 등의 신재생 에너지 중심의 정책을 펼치고 있음에 따라 2019년 30억 원에서 2026년 88억 원으로 급격히 증가할 전망이다. CAGR(compound annual growth rate, 연평균 성장률)은 약 23.9 %를 확보할 수 있을 것으로 추정되며, 이에 따라 국내 VPP의 시장 규모는 급격하게 증가 할 것으로 예상된다.

[표 1] 국내 DER 관리시스템 시장 규모 추이

구분	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	CAGR(%)
세계시장 (Solar PV Units)	103.2	91.2	105	124.4	153.2	189.7	244.8	321.2	25.1
국내시장 (Solar PV Units)	2.58	2.28	2.52	2.97	3.62	4.45	5.68	7.38	23.9

출처: MarketsandMarkets

신재생에너지가 가장 활성화된 유럽의 독일과 영국, 프랑스는 상업적으로 가시적인 VPP 시장 확보를 위하여 노력 중이다. 과리기후협약 등 제도적인 제약사항으로 신재생에너지 보급 정책이 확산되면서 에너지 수요 충족을 위한 VPP의 관심과 투자가 점차적으로 증가할 것으로 예상된다. 특히 관련 요소 기술인 엣지 컴퓨팅 및 전력량 예측 관련 어플리케이션 분야의 시장은 RES의 보급 증가와 인공지능(AI) 활용으로 그림 2와 같이 VPP의 시장 규모는 2019년 7,500만 달러에서 2030년 4억7,000만 달러로 성장할 것으로 예측된다. CAGR은 약 18.2%로 추정하며, 이에 따라 국의 VPP의 시장 규모는 폭발적으로 증가할 것으로 예상된다[3].



[그림 2] 유럽 VPP 시장 규모 예측(2019~2030)

### 3. 예비력 시장을 고려한 융합형 VPP의 편익요소 모델링

VPP가 향후 출력제한 문제를 해결하고 신재생에너지발전 사업자들의 편익을 증대시키기 위해서는 기존의 전력 거래 방식인 전력량 요금(SMP)과 REC 판매비용을 고려한 정산 방식에서 다른 전력 거래 방식이 필요하다. 따라서 이 장에서는 전력량에 대한 정산금과 공급 가능 용량에 대한 정산금으로 구성된 새로운 전력거래 방식에 대한 모델링을 제시한다. 표 2과 같이 전력량에 대한 정산금은 발전사업자가 생산한 전력량에 대한 보상이며, 공급 가능 용량에 대한 정산금은 발전사업자가 입찰한 공급 가능 용량에 대한 보상을 나타낸다. 한편, 전력량에 대한 정산금 중에 변동비보전정산금은 계획 발전량보다 초과하여 급전한 발전량에 대한 전력량 정산금으로서, 본 논문에서는 계획발전량보다 초과한 발전량에 대해서는 고려하지 않는다.

[표 2] 일반 발전기의 정산금 구분

정산금	영문명	내용
전력량에 대한 정산금	MEP (metered energy payment)	계량전력량 정산금
	MWP (make whole payment)	변동비보전 정산금
	MAP (margin assurance payment)	기대이익 정산금
공급가능용량에 대한 정산금	TPCP (trading period capacity payment)	거래시간별 용량정산금

#### 3.1 기존 전력거래 방식의 편익요소 모델링

기존 전력거래 방식의 편익요소는 신재생에너지의 전력량 요금(SMP)과 REC 판매비용으로 구성된다. 여기서, 신재생에너지의 전력량 요금은 식 (1)과 같이 전력 거래량과 전력거래단가에 선로손실률[%]을 고려하여 산정한다.

$$B_{SMP} = Q_{SMP} \cdot h \cdot P_{loss} \quad (1)$$

여기서,  $B_{SMP}$  : 신재생에너지 전력량요금(원),  $Q_{SMP}$  : 전력거래량(kWh),  $h$  : 전력거래단가(원/kWh),  $P_{loss}$  : 선로손실률(%)

한편, 신재생에너지의 REC요금은 신재생에너지의 발전량과 REC 가격, REC 가중치를 고려하여 식 (2)와 같이 산정한다. 여기서, REC 가중치는 신재생 에너지원별 발전원가 차이로 인하여, 신재생에너지의 종류, 용량, 설치장소 등을 고려하여 적용한다[4].

$$B_{REC} = \sum_{i=1}^m P_i \cdot REC_i \cdot k_i \quad (2)$$

여기서,  $B_{REC}$  : REC 요금(원),  $P_i$  : 신재생에너지의 발전량(MWh),  $REC_i$  : 신재생에너지의 REC 단가(원/MWh),  $k_i$  : 신재생에너지의 REC 가중치

## 3.2 예비력 시장을 고려한 VPP의 편익요소 모델링

### 3.2.1 전력량에 대한 정산금

계량 전력량에 대한 정산금은 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액이며, 식 (3), 식 (4)와 같이 나타낼 수 있다.

$$MEP_{i,t} = MP_{i,t} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \epsilon) \times 1000 \quad (3)$$

$$MP_{i,t} = \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t} \quad (4)$$

여기서, MEP : 계량전력량정산금[원], MP : 시장가격[원/kWh], MGO : 계량 전력량[MWh], RA : 변경 공급 가능 용량[MWh],  $\epsilon$  : 허용오차, SMP : 계통한계가격[원/kWh],  $EPC_x$  : 긴급 정산 상한 가격[원/kWh], GP : 발전가격[원/kWh], TLF : 송전 손실 계수

또한, 기대이익 정산금은 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산이다. 하루 전 발전 계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익으로 정산하고, 이를 나타내면 식 (5) ~ 식 (8)과 같다.

$$MAP_{i,t} = \text{Max}(MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMAG_{i,t}, 0) \quad (5)$$

$$SCMAG_{i,t} = QPC_{i,t} \times [\{\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 - \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2] + LPC_i \times \{\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times MAGF_{i,t} \quad (6)$$

$$MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})] \times 1000 \quad (7)$$

$$LOCMAC_{i,t} = LOCRHF \times \text{Max}\{\text{LOCRO}_{i,t} - RA_{i,t} + \text{Min}(RA_{i,t}, DAOS_{i,t}), 0\} \quad (8)$$

여기서, MAP : 기대이익정산금[원], MP : 시장가격[원/kWh], MPMAG : 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우의 정산금[원], MGO : 계량값 [MWh], SCMAG : 발전하지 못한 전력량에 대한 연료비[원], DAOS : 운영발전

계획에서 배분된 발전기별 에너지 발전량[MWh], LOCMAG : 발전하지 못한 전력량에 대해 정산 받게 되는 시간대별 예비력 용량 가치 정산금[원], RA : 변경 공급가능용량[MWh], QPC : 자원의 2차 증분 가격 계수[ 원/ $MW^2 h$  ], LPC : 자원의 1차 증분 가격 계수[원/MWh], NLPC : 자원의 가격 상수, MAGF : 발전기 정지 여부, LOCRHF : 예비력 용량가치 정산 단가[원/MWh], LOCRQ : 예비력 용량가치 공급량 [MWh]

### 3.2.2 공급가능용량에 대한 정산금

거래시간별 용량정산금은 발전사업자가 입찰 시 제시한 공급 가능 용량과 거래시간별 재개 시 공급 가능 용량 등을 반영하여 정산한다. 즉, 안정적인 전력 공급을 위해 발전소가 사용한 준비 비용을 보상해주는 정산금이며, 식 (9)와 같다.

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, -\text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1000 \quad (9)$$

여기서, TPCP : 거래시간별 용량정산금[원], A : 초기입찰량[MWh], RA : 변경 공급 가능 용량[MWh], MGO : 계량값 [MWh], FCA : Max(OFCA, MGO)[원/kWh], HCF : 일반 용량 가격[원/kWh],  $\beta$  : 용량가격 보정계수

### 3.2.3 전기저장장치에 대한 정산금

전기저장장치 정산은 양수발전의 전력량에 대한 정산규칙을 준용한다. 여기에서, 식 (10)과 같이 ESS의 방전량은 발전입찰량과 ESS의 계량값이 동일하다고 가정하며, EGW와 REGW도 동일 값으로 산정한다.

$$SEP_{i,t} = \frac{(\sum EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum EGW_{i,t}} \times \text{Min}(\sum EGW_{i,t}, \sum REGW_{i,t}, \sum MGO_{i,t}) \times 1000 \quad (10)$$

여기서, EGW : 거래시간대별 양수, 수력 발전계획량 [MWh], REGW : 거래시간대별 재선언 발전계획량[MWh], MP : 시장가격[원/kWh], MGO : 계량값[MWh]

## 4. 시뮬레이션 결과 및 분석

### 4.1 시뮬레이션 조건

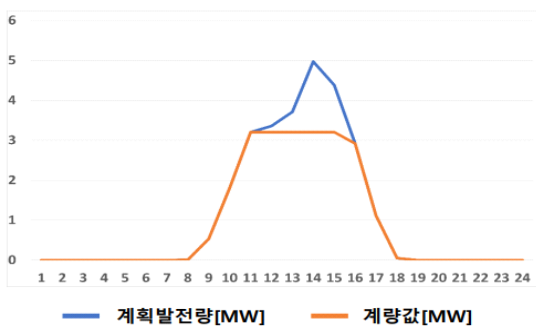
예비력 시장을 고려한 VPP의 전력거래 특성을 분석하기 위한 시뮬레이션 조건을 나타내면 표 3과 같다. 여기서, SMP 가격은 150[원/kWh]로 가정하며, MP의 가격은 SMP 가격의 120%로 상정한다. 최대 계획발전량은 5[MW], 2차 가격 증분

계수, 용량가격 보정계수 및 자원 가격 상수는 0으로 상정한 다. 한편, 1차 가격 증분 계수는 발전계획량에 해당하는 입찰 가격으로 SMP 가격과 동일한 값으로 적용한다. 또한, 예비력 용량가치 정산단가는 SMP 가격의 10%, 예비력 용량 가치 공급량은 계획발전량의 20%로 상정한다. 마지막으로 용량가격 보정계수( $\beta$ )의 경우는 0으로 상정하며, 신재생에너지발전사업자가 VPP 운영 사업자에게 지급해야 하는 수수료와 ESS 설치 비용 등은 고려하지 않는다.

[표 3] 시뮬레이션 조건

항 목	내 역
SMP	150[원/kWh]
MP	SMP×1.2
최대 계획발전량	5[MW]
1차 가격 증분계수	1
2차 가격 증분계수	0
자원의 가격상수	0
예비력 용량가치 정산단가	SMP×0.1
예비력 용량가치 공급량	계획발전량×0.2[MWh]
적용용량 가격계수	1
성과연동 용량가격계수	1
기준 용량가격	13.59[원/kWh]
시간대별 용량가격계수	0.3907 ~ 1.8223
용량가격 보정계수	0

한편, 태양광전원의 모의 운용 패턴을 나타내면 그림 3과 같다. 여기서, 발전량은 11시 ~ 14시에 감발지시를 받아 계획발전량보다 실제 발전량이 적게 발전한 상황을 모의하고, 이때 발생하는 발전용량을 바탕으로 전기저장장치 정산금을 산정한다. 또한, 초과 발전에 대한 조건은 고려하지 않으며, 최대 계획발전량은 5[MW]로 상정한다.



[그림 3] 태양광전원 모의 운용 패턴

#### 4.2 예비력 시장을 고려한 융합형 VPP의 편익분석

상기에서 제시한 시뮬레이션 조건을 바탕으로, 기존 전력 거래 방식과 예비력 시장을 고려한 전력거래 방식의 편익을 나타내면 표 4와 같다. 여기서, SMP와 REC를 고려한 기존 전력거래 방식의 경우, 약 340만원의 편익이 발생하는 것을 알 수 있다. 한편, 예비력 시장을 고려한 전력거래 방식의 경

우, 약 500만원의 편익이 발생하여, 기존 전력거래 방식보다 편익을 더 확보 할 수 있음을 알 수 있다. 또한, 제한한 전력거래 방식의 경우, VPP가 전력거래소의 감발 지시를 받으면 ESS에 전력을 충전하여 공급량이 줄어든 것처럼 운용하게 되고, 이로 인하여 VPP가 받는 정산금은 실제로 발전한 전력량에 대한 MEP정산금, 발전하지 못한 전력량만큼의 MAG정산금, 용량정산금, ESS에 충전된 전력을 판매하였을 때의 정산금이 발생할 수 있다. 즉, 계획 발전량보다 실제로 발전한 전력량이 적을 때, ESS에 저장하여 추후에 전력을 판매하기 때문에 기존 정산금 산정 방안보다 편익이 증가함을 알 수 있다.

[표 4] 기존 방식 및 제한한 방식에 대한 전력거래 편익 비교

구 분	정산 방식	정산금 금액[원]	총 편익[원]
예비력 시장 미적용	SMP + IREC 고정방식	3,369,750	3,398,227
	REC	28,447	
예비력 시장 적용	계량 전력량 정산금	4,043,700	4,990,966
	기대이익 정산금	57,720	
	용량 정산금	242,086	
	전기저장장치 정산금	647,460	

## 5. 결 론

본 논문에서는 VPP의 도입에 대한 타당성을 평가하기 위하여, 신재생에너지원에 대한 기존 전력거래 방식과 예비력 시장을 고려한 VPP 방식의 편익분석 모델링을 수행한다. 여기서, 기존 전력거래 방식의 편익요소는 SMP와 REC만을 고려하여 산정하고, VPP 방식의 편익요소는 전력량 정산금, 공급 가능 용량 정산금 및 전기저장장치 정산금으로 구성된다. 이 모델링을 바탕으로 기존 전력거래 방식과 VPP 방식의 편익을 비교한 결과, 계획발전을 이용하여 예비력 시장에 참여하는 VPP 방식이 기존 전력거래 방식보다 편익이 증가함을 알 수 있다.

#### 참고문헌

- [1] 김병기, 유경상, 김대진, 남양현, 윤승진, 김찬수, “제주 지역 신재생에너지 출력제한을 방지하기 위한 융합형 VPP 플랫폼 개발 방안”, 2023년도 한국태양에너지학회 춘계학술발표대회, 2023년 4월
- [2] 이지원, 조동일 외 8인, “배전계통 전압 변동을 고려한 VPP 자원 운영 알고리즘에 관한 연구”, 2023년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집, 2023년 7월
- [3] ASTI Market Insight VPP(가상발전소), 2022-028, 한국과학기술정보연구원
- [4] 이민행, 최성문, 노성은, 이진호, 노대석, “신재생에너지의 출력제한 개선을 위한 대규모 VPL의 경제성평가에 관한 연구”, 2023년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집, 2023년 7월