

# 융합형 가상발전소 기술개발을 위한 전력거래 모델에 관한 연구

이중선<sup>1\*</sup>, 고병찬<sup>1</sup>, 유경상<sup>1</sup>, 남양현<sup>1</sup>, 김찬수<sup>1</sup>, 윤승진<sup>1</sup>, 김대진<sup>1</sup>, 허상운<sup>2</sup>, 김병기<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>한국에너지기술연구원, <sup>2</sup>신화-TEC  
e-mail:bk\_kim@kier.re.kr

## A Study on the Power Transaction Model for Demonstration of Mixed Virtual Power Plant

Joong-Seon Lee<sup>1\*</sup>, Byoung-Chan Kho<sup>1</sup>, Kyung-Sang Ryu<sup>1</sup>, Yang-Hyun Nam<sup>1</sup>, Chan-Soo Kim<sup>1</sup>,  
Seung-Jin Yoon<sup>1</sup>, Dae-Jin Kim<sup>1</sup>, Sang-Wn Heo<sup>2</sup> and Byungki Kim<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Korea Institute of Energy Research, Electric Power System Research Laboratory and <sup>2</sup>Shinwha-TEC

### 요약

최근 제주에서는 신재생에너지원의 증가로 인하여, 출력제한 횟수가 지속적으로 발생하고 있는 실정이다. 이러한 문제를 해결하기 위하여, 신재생에너지원을 결합하여 운영하는 가상발전소(Virtual Power Plant, VPP)의 도입을 통해 전력계통의 공급과 수요를 안정적으로 유지하기 위한 노력을 기울이고 있다. 따라서 본 논문에서는 신재생에너지원과 유연자원 그리고 전기저장장치로 구성된 융합형 가상발전소 도입모델을 구성하고 각 에너지원 및 자원들의 특성을 분석하였다. 또한, 융합형 VPP의 경제성을 평가하기 위하여, 전력량에 대한 정산금과 공급가능 용량에 따른 정산금으로 구성된 전력거래 모델을 제시하였다. 상기에서 제시한 경제성 평가 모델링을 바탕으로 융합형 VPP의 경제성을 평가한 결과, 본 논문에서 제안한 정산금 산정방안에 따라 VPP를 운용할 경우 기존의 방식보다 경제적임을 알 수 있었다.

## 1. 서론

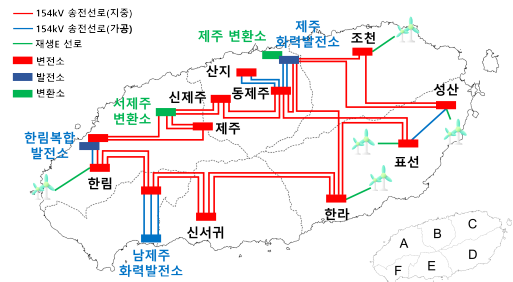
최근 전세계적으로 RE100 및 탄소제로화를 위하여, 신재생에너지원의 보급확대의 중요성이 대두되고 있는 상황에서, 제주의 경우 전체 발전량 중 신재생에너지 발전비중이 약 20%를 점유하고 있다. 현재 제주에서는 출력 제한 및 계통 혼잡 등이 발생하고 있어, 이에 따른 경제적 손실 및 신재생에너지 접속대기등의 문제를 해결해야하는 상황에 직면하고 있다. 따라서 본 논문에서는 출력제한 문제를 해결하고 신재생에너지원을 안정적으로 운영할 수 있는 융합형 가상발전소 기술개발을 위하여, 제주지역의 신재생에너지원의 발전특성과 부하특성 그리고 유연자원의 운영특성을 제시하였다. 또한, 융합형 VPP의 경제성을 평가하기 위하여, 전력량에 대한 정산금과 공급가능 용량에 따른 정산금으로 구성된 전력거래 모델을 제안하였다.

## 2. 융합형 VPP 도입을 위한 제주 계통 모델 분석

### 2.1 제주 계통모델 분석

융합형 VPP 도입을 위한 제주 계통 모델은 그림 1과 같이 제주 지역적 특성을 고려하여, 변전소 기준으로 총 6개의 권

역으로 구성하였으며, 이에 대한 권역별 신재생에너지자원 및 부하의 구성 분포특성은 표 1과 표 2에서 분석하였다.



[그림 1] 변전소를 고려한 권역별 구성

### 2.2 권역별 신재생에너지자원 특성 분석

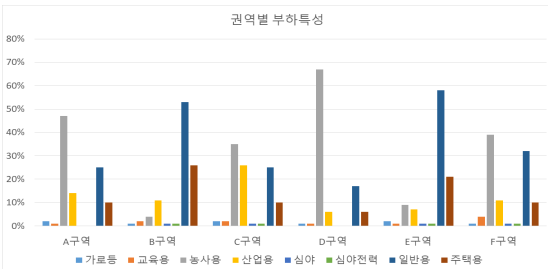
변전소를 고려한 각 VPP 권역별 신재생에너지 특성을 분석해보면 표 3과 같이 태양광 발전이 풍력발전에 비하여 점유율이 전체 권역에서 약 3배 이상 높은 특성을 보임을 확인할 수 있다. 또한 제주 지역의 태양광발전은 14시, 풍력 발전은 02~05시, 13~14시에 발전량이 가장 많은 시간대로서, 특히 풍력발전과 태양광발전 시간이 중첩되는 12~14시 사이에 부하량보다 발전량이 많은 특성으로 인하여 신재생에너지원의 출력제한이 발생하고 있다. 이에 따라 발전자원별 출력하는 시간대가 상이하기 때문에, VPP운영에 있어서 신재생에너지원별 분포특성 분석의 중요함을 알 수 있다.

[표 1] 제주계통 VPP 권역별 신재생에너지 특성

변전소	기준용량(MW)	VPP 자원	용량(MW)
A권역	A-1	태양광 풍력	128,000 21,700
	A-2	태양광 풍력	17,700 33,000
	B-1	태양광 풍력	19,900 -
B권역	B-2	태양광 풍력	820 -
	B-3	태양광 풍력	11,300 -
	B-4	태양광 풍력	2,700 -
	C-1	태양광 풍력	128,800 37,200
C-2	태양광 풍력	66,600 18,600	
D권역	D-1	태양광 풍력	116,200 15,000
E권역	E-1	태양광 풍력	59,200 43,300
	E-2	태양광 풍력	13,600 -
F권역	F-1	태양광 풍력	94,200 -

### 2.3 권역별 부하특성 특성 분석

권역별 부하특성을 분석해보면, 표 2와 그림 2와 같이 A권역, C권역, D권역, F권역에서는 농사용 부하와 일반용 부하 다수를 이루고 있으며, 각 권역별 점유율은 약 10%정도를 상회한 것으로 분석되었다. 이에 반해 B권역과 E권역은 일반용(상업용)부하와 주택용 부하가 다수를 이루고 있으며, 제주도 전체 부하의 점유율이 B권역에서는 40%, E권역에서는 20%로 분석되었다.



[그림 2] 제주 권역별 부하특성

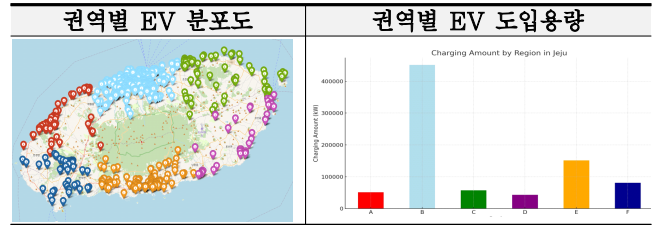
[표 2] 제주계통모델과 각 권역의 특징

구분	계약종별 부하	RES 자원	부하분담율
A권역	농사용/일반용	태양광/ 풍력	10%
B권역	일반용/주택용	EV/태양광	40%
C권역	농사용/일반용	태양광/풍력	10%
D권역	농사용/일반용	태양광/풍력	10%
E권역	일반용/주택용	태양광/풍력	20%
F권역	농사용/일반용	태양광/EV	10%

### 2.4 권역별 EV 특성 분석

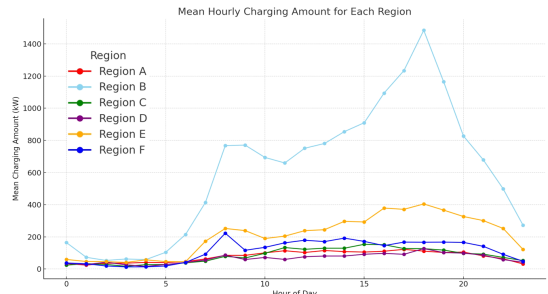
권역별 융합형 가상발전소의 필수 요소인 유연자원을 적용하기 위하여, 본 논문에서는 제주지역에 가장 많이 분포되어 있는 전기충전인프라를 제어가능한 부하로 선정하여 분포 및 용량에 대한 특성을 분석하였으며, 이에 대한 결과를 나타내면 그림 3과 같다. 구체적으로 EV 충전인프라는 완속 및 급

속을 대상으로 권역별로 분석을 진행하였으며, 전체 권역중 B권역과 E권역에서는 완속충전시설보다는 급속충전시설이 많이 분포됨을 알 수 있었다. 또한, 두 권역을 제외한 권역에서는 완속충전시설의 분포가 상대적으로 많음을 확인하였다.



[그림 3] 전기충전인프라 특성분석

한편, 권역별 EV충전패턴을 분석해보면, 그림 4와 같이 15~20시에 전체 권역에서 충전량이 가장 많았으며, 특히 도심지역인 B권역과 E권역의 EV충전량이 다른 권역에 비하여 충전량이 상대적으로 높음을 알 수 있다. 따라서, 향후 융합형 VPP를 운영하는 경우, 낮시간에 발생하는 출력제한문제를 해결하기 위해서는 EV 충전의 Peak 시간대를 저녁이 아닌 낮 시간대로 이동하기 위한 운영모델이 필요함을 확인하였다.



[그림 4] 권역별 EV 충전 패턴 분석

## 3. 제주 지역의 융합형 VPP의 전력거래 모델링

### 3.1 VPP 전력거래 모델

융합형 VPP가 향후 출력제한 문제를 해결하고 신재생에너지원을 안정적으로 운영할 수 있게 된다면 중앙급발전장치와 같이 전력생산에 따른 수익이 발생하게 된다. 구체적으로 발전수익은 전력량에 대한 정산금과 공급가능용량에 대한 정산금으로 구성된다. 여기서, 표 3과 같이 전력량에 대한 정산금은 발전사업자가 생산한 전력량에 대한 보상이며, 공급가능용량에 대한 정산금은 발전사업자가 입찰한 공급가능용량에 대한 보상을 나타낸다. 한편, 전력량에 대한 정산금 중에 변동비보전정산금은 계획발전량보다 초과하여 급전한 발전량에 대한 전력량 정산금으로서, 본 논문에서는 계획발전량보다 초과한 발전량에 대해서는 고려하지 않는다.

[표 3] 일반 발전기의 정산금 구분

정산금	약어	기호 및 변수명	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

### 3.2 전력량에 대한 정산금

계량 전력량에 대한 정산금은 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액이며, 식 (1), 식 (2)와 같이 나타낼 수 있다.

$$MEP_{i,t} = MP_{i,t} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \epsilon) \times 1000 \quad (1)$$

$$MP_{i,t} = \text{Min}(\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, ECP_x), GP_{i,t}), SMP_t) \times TLF \quad (2)$$

여기서,  $MEP_{i,t}$  : 계량전력량정산금[원],  $MP_{i,t}$  : 시장가격[원/kWh],  $MGO_{i,t}$  : 계량 전력량[MWh],  $RA_{i,t}$  : 변경 공급가능용량[MWh],  $\epsilon$  : 허용 오차,  $SMP$  : 계통한계가격[원/kWh],  $ECP_x$  : 긴급정산상한가격[원/kWh],  $GP_{i,t}$  : 발전가격[원/kWh],  $TLF_{i,t}$  : 송전손실계수

기대이익 정산금은 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산이다. 하루전발전 계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익으로 정산하고, 이를 나타내면 식 (3), 식 (4), 식 (5), 식 (6)과 같다.

$$MGO_{i,t} \geq \text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) \text{ 이면 } MAP_{i,t} = 0$$

otherwise,

$$MAP_{i,t} = \text{Max}(MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMA_{i,t}, 0) \quad (3)$$

$$SCMAG = QPC_i \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})^2 - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2] + LPC_i \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})] + NLPC_i \times MAGF_{i,t} \quad (4)$$

$$LOCMA_{i,t} = LOCRHF_{i,t} \times \text{Max}[LOCRQ_{i,t} - RA_{i,t} + \text{Min}(RA_{i,t}, DAOS_{i,t}), 0] \quad (5)$$

$$MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})] \times 1000 \quad (6)$$

여기서,  $MPMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우의 정산금[원],  $SCMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량에 대한 연료비[원],  $LOCMA_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량에 대해 정산받게 되는 시간대별 예비력용량가치 정산금[원],  $QPC_i$  : 자원의 2차증분가격계수[원/ $MW^2h$ ],  $LPC$  : 자원의 1차증분가격계수[원/MWh],  $NLPC$  : 자원의 가격상수[원/h],  $MAP_{i,t}$  : 기대이익정산금[원],  $DAOS_{i,t}$  : 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지

발전량[MWh],  $MAGF_{i,t}$  : 발전기정지여부,  $LOCRQ_{i,t}$  : 예비력 용량가치 공급량[MWh],  $LOCRHF_{i,t}$  : 예비력 용량가치 정산단가[원/MWh]

### 3.3 공급가능용량에 대한 정산금

거래시간별용량정산금은 발전사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재개시 공급가능용량 등을 반영하여 정산한다. 즉, 안정적인 전력 공급을 위해 발전소가 사용한 준비 비용을 보상해주는 정산금이며, 식 (7)과 같다.

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1000 \quad (7)$$

여기서,  $TPCP_{i,t}$  : 거래시간별 용량정산금[원],  $A_{i,t}$  : 공급가능용량[MWh],  $HCF_{i,t}$  : 일반용량가격[원/kWh],  $\beta$  : 용량가격보정계수  $FCA_{i,t} : \text{Max}(OFCA_{i,t}, MGO_{i,t}, OR_{i,t})$ [MWh]

### 3.4 전기저장장치에 대한 정산금

중압급전장치의 전력량에 대한 정산은 양수발전의 전력량에 대한 정산규칙을 준용한다. 여기에서, 식 (8)과 같이 ESS의 방전량은 발전입찰량과 ESS의 계량값이 동일하다고 가정하고, EGW와 REGW도 동일 값으로 산정한다.

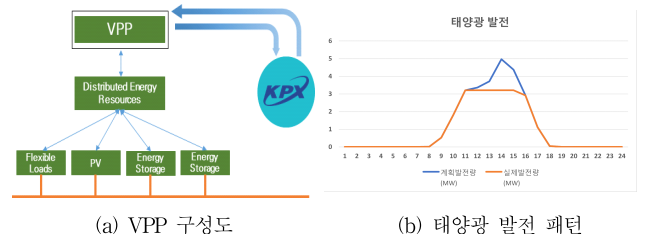
$$SEP_{i,t} = \frac{\Sigma(EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\Sigma EGW_{i,t}} \times \text{Min}(\Sigma EGW_{i,t}, \Sigma REGW_{i,t}, \Sigma MGO_{i,t}) \times 1000 \quad (8)$$

여기서,  $EGW_{i,t}$  : 거래시간대별 양수, 수력 발전계획량[MWh],  $REGW_{i,t}$  : 거래시간대별 재선언 발전계획량[MWh]

## 4. 시뮬레이션 결과 및 분석

### 4.1 시뮬레이션 조건

융합형 VPP의 경우, 태양광 5MW와 ESS 1MWh가 결합된 VPP모델로 가정하였다. 여기에서 발전량은 11시 ~ 14시에 감발지시를 받아 계획발전량보다 실제 발전량이 적게 발전한 상황을 모의하였고, 초과 발전에 대한 조건은 고려하지 않았으며, 상기의 조건에 대한 구성과 태양광 발전패턴을 표현하면 그림 5와 같다.



[그림 5] 시뮬레이션 조건

한편, 우선 MP가격을 산정하는 경우,  $ECP_x$ 은 평상시 0원이고, 신재생에너지의 발전가격도 0원이기 때문에 MP의 가격도 0원으로 산정된다. 이로 인해 MP의 가격은 SMP 가격의 120%로 산정하였다. 또한, SMP 가격과 계획발전량 150원/kWh로 가정하였으며, 계획발전량과 DAOS, RA, A 그리고 FCA 값은 동일한 값을 가지고 허용오차( $\epsilon$ )는 0으로 상정하였다. QPC, LPC, NLPC의 값은 “제주 시범사업안”에 근거하여 QPC = 0, LPC = 발전계획량에 해당하는 입찰가격(SMP 가격과 동일하게 가정), NLPC = 0으로 산정하였다. 따라서 상기에서 제시한 정산금산정을 위한 조건 데이터를 나타내면 표 4와 같다.

[표 4] 정산금 산정을 위한 변수 데이터

변수 데이터 특성	
MP = SMP×1.2	LPC = SMP
SMP = 150	LOCRHF = SMP×0.1
$\epsilon = 0$	LOCRQ = 계획발전량×0.2
계획발전량 = DAOS = RA = RA = FCA	RCF=PCF=1 RCP=13.59 TCF = 0.3907 ~ 1.8223
QPC = NLPC = 0	$\beta = 0$

여기에서, LOCRHF는 SMP가격의 10%, LOCRQ는 계획발전량의 20%로 산정하였으며, HCF를 구하기 위한 각각의 RCP, RCF, TCF, PCF는 전력거래소에서 적용하고 있는 값으로 가정하였다. 마지막으로 용량가격 보정계수( $\beta$ )의 경우는 0으로 가정하였으며, 신재생에너지발전사업자가 VPP운영사업자에게 지급해야 하는 수수료와 ESS 설치 비용 등은 고려하지 않았다.

#### 4.2 제주 지역의 융합형 VPP 정산금 평가

상기에서 제시한 전력거래 모델과 시물레이션 조건을 바탕으로 제주 지역의 융합형 VPP의 정산금을 평가하면 표 5와 같다. 여기서, 제안한 정산금 산정방안은 기존 신재생에너지 발전사업자가 얻는 수익과 비교할 경우, 수익이 증가함을 알 수 있으며, 출력제한으로 인한 전력생산량의 차이에 의해 발생하기 때문이다. 또한, 제안한 정산금의 경우 계획발전량보다 실제로 발전한 전력량이 적을 때, ESS에 저장하여 추후에 전력을 판매하기 때문에 기존 정산금 산정 방안보다 경제성이 높음을 알 수 있다.

[표 5] 제안한 정산금과 기존 정산금 비교

구분	정산금 방식	정산금 금액[원]	기대수익[원]
예비력 시장 미적용	SMP+1REC 고정방식	SMP	3,369,750
		REC	28,447
	SMP+1REC ×가중치 고정방식	SMP	3,202,574
		REC	0
예비력 시장 적용	MEP	4,043,700	4,990,966
	MAG	57,720	
	TCPC	242,086	
	ESS	647,460	

따라서, 융합형 VPP가 전력거래소의 감발지시를 받은 경우, ESS에 전력을 충전하여 공급량이 줄어드는 것처럼 운영을 하게 된다. 이로 인해 VPP가 받는 정산금은 실제로 발전한 전력량에 대한 MEP정산금, 발전하지 못한 전력량만큼의 MAG정산금, 용량정산금, ESS에 충전된 전력을 판매하였을 때의 정산금이 발생하게 됨을 확인하였다.

## 5. 결 론

본 논문에서는 융합형 VPP의 경제성을 평가하기 위하여, 전력량에 대한 정산금과 공급가능 용량에 따른 정산금으로 구성된 전력거래 모델을 제안하였다. 구체적으로 융합형 VPP에 참여하여 수익을 얻는 신재생에너지 발전사업자는 현재 얻는 수익보다 증가한 것을 확인 할 수 있었다. 즉 융합형 VPP를 운영하게 된다면, RE100 및 탄소제로화를 실현할 수 있고, 출력제한 문제도 해결할 수 있음을 알 수 있었다. 또한, 신재생에너지발전사업자의 입장에서 REC를 통해 수익을 얻는 것보다 높은 수익을 얻을 수 있음을 확인하였다. 따라서, 각 권역의 부하특성과 신재생에너지 자원 특성을 활용하여 제주 지역에 융합형 VPP를 운영한다면 출력제한의 문제를 해결 할 수 있으며, 신재생에너지 발전사업자도 수익이 증가함을 알 수 있어, 본 논문에서 제시한 전력거래 모델의 정산금 산정 방안이 유용성을 확인하였다.

### 감사의 글

본 연구는 한국에너지기술연구원(KIER)의 기본사업(C3-2416-01)과 2021년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다.(No.20213030160080)

### 참고문헌

- [1] 전력거래소, “별포 2”, 전력시장운영규칙 및 세부규정
- [2] 전력거래소, “전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙(안)