

A Price-Priority EV Charging Scheduling and Settlement Framework

Seunghyun Kim*, Yeong-Jun Choi**

*Researcher, Dept. of Electrical Engineering, Jeju National University, Jeju, Korea

**Professor, Dept. of Electrical Engineering, Jeju National University, Jeju, Korea

[Abstract]

This study presents a supply-side Virtual Power Plant (VPP) operation strategy integrating wind generation, electric-vehicle (EV) charging, and Power Purchase Agreements (PPA) based on measured data from Jeju Island. A session-based price-priority scheduling model was combined with a settlement and profit-allocation framework that includes the System Marginal Price (SMP), Renewable Energy Certificates (REC), Time-of-Use (TOU) tariffs, PPA prices, network charges, and transmission losses. By prioritizing charging during low or negative SMP periods, procurement costs were reduced. The Fixed charging energy scenario exhibited monthly profit stability, while the Seasonal charging energy scenario achieved higher absolute profits due to increased charging energy and REC revenues during peak months. The Integrated Operation Model improved overall profit stability, whereas the Individual Operation Model favored generators' direct gains from PPA and REC. Profit sensitivity analysis revealed stabilization near 130 KRW/kWh, confirming that contract structure is a key determinant of profitability and risk allocation among VPP participants.

▶ **Key words:** Virtual Power Plant (VPP), Electric Vehicle (EV), Charging Scheduling, Renewable Energy Integration, Power Purchase Agreement (PPA), Settlement Structure

[요 약]

본 연구는 제주도 실측 데이터를 활용하여 풍력 발전과 전기차(EV) 충전, 전력구매계약(PPA)을 통합한 공급형 가상발전소(VPP) 운영전략을 제시한다. 세션 단위의 가격 우선 충전 스케줄링과 정산·이익 분배 모형을 결합하였으며, 정산에는 계통한계가격(SMP), 재생에너지인증서(REC), 시간대별 요금제(TOU), PPA, 망 이용료 및 송전손실을 적용하였다. -SMP 및 저가 시간대에 충전 부하를 우선 배분한 결과 조달비 절감이 가능하였고, 고정 시나리오는 월별 이익 안정성이 높았으며 계절성 시나리오는 성수기 사용량 증가와 REC 증가로 절대이익이 향상되었다. 통합 운영형 모델은 전체 이익 안정성, 개별 운영형 모델은 발전자 직접 수익(PPA·REC)에 유리함을 보였다. 또한 PPA 단가가 약 130 원/kWh 부근에서 수익 감소세가 완화되어 계약 구조가 수익성과 리스크 배분의 주요 요인임을 제시하였다.

▶ **주제어:** 가상발전소, 전기차 충전 스케줄링, 재생에너지 통합, 전력구매계약, 정산 구조

- First Author: Seunghyun Kim, Corresponding Author: Yeong-Jun Choi
- Seunghyun Kim (sh.kim@jejunu.ac.kr), Dept. of Electrical Engineering, Jeju National University
- Yeong-Jun Choi (yeongjun.choi@jejunu.ac.kr), Dept. of Electrical Engineering, Jeju National University
- Received: 2025. 10. 01, Revised: 2025. 10. 14, Accepted: 2025. 10. 24.

I. Introduction

최근 국내 전력시장은 풍력·태양광 중심의 변동성 재생에너지 확대와 함께 계통 운영의 복잡도 및 가격 변동성이 증대되고 있으며[1][2], 전기차(EV, Electric Vehicle) 보급 가속은 충전 부하의 시간적 집중을 유발해 피크 부하 문제를 높이고 있다[3][4]. 특히 제주도는 재생에너지 발전 비중이 높고, 2024년부터 재생에너지 입찰·실시간 시장 시범이 도입되면서 특정 시간대 전력 과잉공급 및 송전 제약이 맞물리면 음(-)의 계통한계가격(SMP, System Marginal Price) 또는 정산상 음의 가격이 발생하고 있다. 이로 인하여 발전자 수익성과 계통 수용성 모두에 제약을 초래하고 있다[5]. 이러한 환경에서 분산자원을 통합·제어하는 가상발전소(VPP, Virtual Power Plant)가 요구되고 있다[6].

VPP는 재생에너지, 에너지저장장치(ESS, Energy Storage System), EV 충전기, 수요자원 등 분산자원을 디지털로 통합·제어하여 단일 전원처럼 운영하는 체계로, 계통 안정성과 경제성 동시 달성을 목표로 한다[7]. 그러나 선행연구는 주로 ESS 기반 유연성 제공, 재생에너지 출력예측 고도화 또는 SMP·신재생에너지공급인증서(REC, Renewable Energy Certificate) 시장에서의 단일 주체 수익성 분석에 초점을 두어 왔다[8]. 하지만 계통 안정성과 경제성을 확보하기 위해서는 -SMP, REC, 시간대별 요금제(TOU, Time of Use), 전력구매계약(PPA, Power Purchase Agreement) 등 정산 요소와 세션 제약(충전 시작-종료 시간, 최대전력)을 함께 고려하여 이해관계자 이익을 정량 비교하는 통합적 관점이 필요하다. 제주의 경우 재생에너지 입찰제도 시범 운영으로 -SMP 빈도가 증가할 것으로 예상되는 가운데, EV 인프라 확산은 배전망 혼잡을 가중할 수 있어 통합적 분석의 필요성이 더욱 증대되고 있다[9][10].

기존의 EV 충전 스케줄링은 다양한 최적화 접근법을 중심으로 활발히 연구되어 왔다. 초기 연구들은 혼합정수계획법(MILP, Mixed-Integer Linear Programming)이나 비선형계획법(NLP, Non-linear Programming)을 이용하여 충전 비용을 최소화하고 부하를 평준화하는 데 초점을 두었다[11-14]. 또한 다수의 충전기에서 EV의 충전과 방전을 병행하는 제어 알고리즘을 개발하여, 충전소 수준의 경제성과 에너지 효율을 향상시키고[15], 일부 연구에서는 사업자의 이익 극대화를 목표로, 전력시장 내에서 에너지 저장자원과 연계된 EV 충전 일정 최적화 문제를 다루었다[16].

최근에는 전력시장 가격 신호를 직접 반영하는 시장 연계형 충전 스케줄링 모델을 적용한 비용 최소화 방법과 강화학습을 활용한 충전 불확실성과 안전 제약을 동시에 고려하는

데이터 기반 제어모델에 관한 연구를 하고 있다[17][18].

그러나 기존 연구들은 주로 충전 효율성 또는 단일 비용 최소화에 초점을 두었으며, 발전자와 충전사업자 간의 이익 분배나 정산 메커니즘을 통합적으로 고려하지 못하였다. 또한 -SMP나 PPA 등 실시간 시장 요소를 반영한 국내 사례 연구는 거의 이루어지지 않았다.

따라서 본 연구는 풍력-EV-PPA를 통합한 공급형 VPP 운영전략을 제시하고, 정산-분배 통합 모델을 통해 발전자-전기차충전사업자(CPO, Charge Point Operator) 관점의 이익 귀속을 일관된 기준으로 정량 비교한다. 구체적으로 (i) SMP, REC, TOU, PPA, 망 이용료, 송전손실과 가격 우선(-SMP/저가 우선) 스케줄링을 포함하는 정산 모델을 구축하고, (ii) 통합 운영형 모델/개별 운영형 모델(재생에너지발전자/충전사업자 분리) 정산 구조에서 경제성과 이익 분배를 비교하며, (iii) PPA 가격 민감도를 분석한다. 분석에는 2024년 6~12월 제주 실측 데이터(SMP·부하·풍력·EV 세션)를 사용하였다. 또한 월 총량 시나리오(고정 18,155 kWh/월, 부하·달력 지표 기반 계절성)를 병행하여 결과의 일반성을 검증하였다. 이를 통해 EV 중심 VPP의 운영-정산-분배를 단일 파이프라인으로 통합하고, 정책 및 계약 설계에 활용 가능한 정량적 근거를 제시한다.

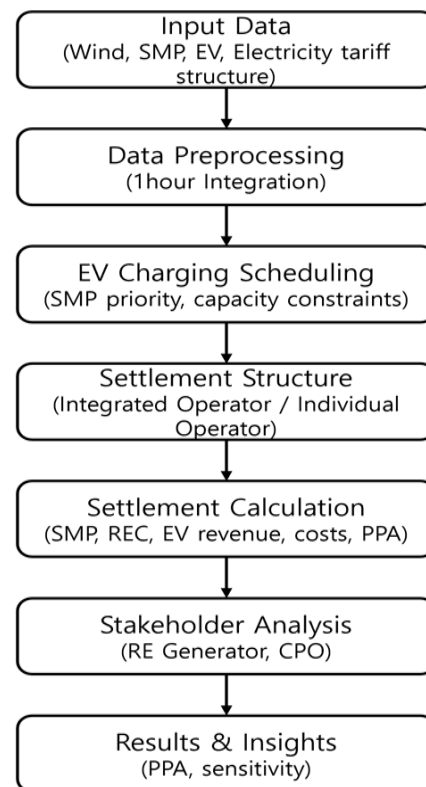


Fig. 1. Methodological flow

II. Methodology

제주 계통의 특성(풍력 변동성, 음의 SMP 발생)과 EV 충전 부하의 집중, 그리고 확보된 실측 데이터(SMP·부하·풍력·EV)를 기반으로, 본 장에서는 이에 대한 정량적 평가를 위한 방법론을 제시한다.

본 연구의 정량적 평가는 (i) 가격 우선 충전 스케줄링이 조달비 절감 및 월별 이익 구조에 미치는 경제적 효과, (ii) 통합 운영형과 개별 운영형 구조 간의 이해관계자별 수익 귀속 차이, (iii) PPA 가격 변화에 따른 총 이익 및 위험 분배의 민감도를 분석하는 것을 목표로 한다. 이를 위해 세션 단위 충전 스케줄링과 정산 모형을 단일 파이프라인으로 구성하고, 가격 신호와 운영 제약(세션/사이트 상한)을 반영하여 경제성과 이익 분배를 계량적으로 비교·검증하였다. 마지막으로 요금 체계와 PPA 변수 등을 포함한 민감도 분석을 수행하여 제안 절차의 타당성과 적용 가능성을 검증하였다.

본 연구에서 사용되는 주요 용어의 개념은 다음과 같다. SMP는 실시간 전력시장에서 마지막으로 투입된 발전기의 한계비용으로 결정되는 시간대별 전력도매가격을 의미하며, PPA는 발전자와 수요자(또는 판매사업자)가 일정 기간 동안 전력 거래 단가를 사전에 약정하는 계약 구조이다. ESS는 발전과 부하의 시간 불일치를 완화하기 위해 전력을 저장·방전하는 설비로, 본 연구에서는 비교 기준으로 언급된다. TOU는 하루를 최대·중간·경부하 시간대로 구분하여 시간대별 전력 단가를 달리 적용하는 요금 체계로 충전 조달비 산정에 반영된다.

1. Research Framework Overview

EV 충전 스케줄링과 정산·이익 분배 모듈은 세션 단위로 통합된 파이프라인으로 구성된다. 분석 기준 데이터는 SMP, 부하, 풍력발전량, EV 충전량으로 모든 시계열을 1시간 격자로 통일하였다. 분석 기간은 2024년 6월 1일 0시부터 같은 해 12월 31일 23시까지이며, EV 세션은 복제/트림/병합 단계를 거쳐 현실 제약(연결시간·전력상한·총량)을 유지하고 충전 요구량을 재구성하였다. EV 충전량(월 총합)은 (i) 월 총량을 일정하게 고정한 경우와 (ii) 부하, 달력(주말 비중 등)을 이용해 월별 목표를 달리한 경우를 비교하였다.

세션 배분은 가격 우선 원칙으로 각 충전 구간 내에서 SMP가 낮은 시간부터 에너지를 채우되, 충전 시간별 최대 전력과 충전소 총 상한값을 실시간으로 준수하였다. 이후 정산은 충전 매출, 전력 조달비, 망 이용료, 손실, REC를

반영해 월별 경제성을 계산하였다. 이익 분배는 통합 운영형 모델과 개별 운영형 모델 두 구조를 병행하고, REC 귀속 비율(기본: 발전자 100%)을 명시적으로 반영하였다. 마지막으로 PPA 가격(60~150 원/kWh)으로 민감도를 평가하였다.

1.1 Proposed Analytical Framework

제주도의 실측 데이터를 활용하여 재생에너지 발전과 EV 충전 간의 상호작용을 정량적으로 분석하기 위해, 가격 우선 스케줄링과 재무 정산·이익 분배를 결합한 통합 프레임워크를 구성하였다. 가격 우선 스케줄링은 SMP가 낮은 시간대부터 충전 부하를 우선 배분하는 규칙 기반 휴리스틱으로 대규모 세션 환경에서도 계산 효율성이 높고 실제 충전사업자의 의사결정 구조를 반영할 수 있다. 또한 단순한 전력 조달비 최소화가 아니라 전력 조달비가 경제성과 이익 분배에 미치는 영향을 검증하는 데 있으므로, SMP, TOU, PPA, REC 제도 변수의 효과를 직접 반영할 수 있는 방법을 적용하였다. 정산·이익 분배 모듈을 통해 충전 스케줄 결과에 매출, 전력 조달비, REC, 망 이용료를 적용하여 발전자와 충전사업자 간의 수익 귀속 구조를 정량적으로 비교할 수 있다. 이러한 이유로 복잡한 최적화 대신 실무 적용성이 높은 가격 우선 스케줄링-정산 통합 모델을 채택하였다.

2. Data sorting and analysis period setting

풍력발전량, SMP, EV 충전 세션, 변전소 부하, 한국전력 EV 충전요금을 통합하여 1시간 단위로 정렬하였다. 분석 기간은 2024년 8월 1일 0시부터 같은 해 12월 31일 23시까지로 설정하고, 모든 데이터는 동일한 시간축에 맞추어 결측·이상·단위 차이를 보정하였다.

풍력발전량은 제주 가시리 단지의 2022~2023년 실측 1시간 데이터를 사용하였다. 분석 기간에 맞추기 위해 날짜·시간 패턴은 보존하되 연도만 2024년으로 이동시켜 계절성과 시간대별 변동성을 유지하였다. 설비 용량을 기준으로 음수 값이나 과도한 이상치는 0 또는 정격 용량으로 보정하였다.

SMP 데이터는 시간별 값을 원/kWh 단위로 표준화하였다. 드물게 나타나는 큰 폭의 음수 가격 구간에서 수치 불안정이 발생하는 것을 방지하기 위해, 시뮬레이션 상의 하한값을 -300 원/kWh로 설정하였다.

전기차 충전 사이트는 100 kW급 충전기 6기(총 600 kW)로 데이터는 준공 직후 1개월의 실측 충전량, 충전시작 및 종료시간을 활용하였다. 세션의 시작·종료 시각, 세

선별 상한 및 사이트 총 상한 등 현실 제약을 유지하여 분석 기간 전반으로 확장하였다. 구체적으로 인접 세션 간격이 1시간 이하인 경우 하나의 세션으로 병합하고, 병합 시에도 세션·사이트 상한을 위반하지 않도록 제한을 두었다.

변전소 부하는 제주 지역의 1시간 계량치를 사용하였고, 결측은 직전 1주 동일 요일·시간대 평균으로 보간하여 주간 패턴과 시간대 특성을 유지하였다.

요금 체계는 한국전력의 전기자동차 충전전력요금(충전 서비스 사업자용)을 적용하였다[19]. 계절·시간대 구분 요금을 반영하며, 정산 모형에서 송전 손실률과 망 이용료(원/kWh)를 함께 고려하였다.

3. EV Session Synthesis and Monthly Target Calculation

실측 1개월의 세션 구조를 유지하면서 분석 기간 전체로 패턴을 복제하였다. 월별 총 충전량은 두 가지 방식으로 설정하였다. 첫째, 고정 시나리오는 모든 달의 총량을 실제 충전량과 동일한 값(18,155 kWh/월)으로 맞췄다. 둘째, 계절성 시나리오는 변전소 부하와 달력 지표를 이용해 월별 스케일 계수(S_m)를 계산하고, 기준월 총량 E_b 에 곱하여 각 달의 목표 E_m 를 산출하였다. S_m 은 부하 지수와 달력 지수의 가중 결합으로 정의하며, 부하 지수(SL_m)는 월 부하함(L_m)을 6~12월 중앙값으로 정규화한 값의 β (민감도), 달력 지수(SC_m)는 월 주말 비중(C_m)을 중앙값으로 정규화한 값의 δ (민감도)를 곱하여 산출하였다.

$$SL_m = \left(\frac{L_m}{L} \right)^\beta \quad (1)$$

$$SC_m = 1 + \delta(C_m - C) \quad (2)$$

4. Session-based price priority allocation

스케줄링 모형은 각 세션에서 요구하는 총 에너지(E_i)를 해당 세션에서 SMP가 낮은 시각부터 우선순위 배분하며, 모든 시간대에서 세션별 상한과 사이트 총 상한 제약을 충족하도록 설정하였다. 이 절차는 물리적 제약을 유지한 채 저가격 시간대에 충전 부하를 집중 배치하여 평균 전력 조달단가를 절감하도록 설계하였다. 스케줄링 결과는 시간별 충전량 벡터 $x_{i,h}$ 로 표현되며, 월 합계가 앞서 설정한 월 목표(고정/계절성)와 정확히 일치하도록 하였다.

4.1 Mathematical Formulation of Scheduling Problem

가격 우선 충전 스케줄링 문제는 각 세션(i)와 시간 구간(h)에서의 충전 전력($x_{i,h}$)을 의사결정변수로 정의한다. 스케줄러의 목적은 세션 총에너지 제약을 만족시키면서 저

가 시간대(SMP가 낮은 시간)에 가능한 한 많은 충전 부하를 배분하여 조달비를 최소화하는 것이다.

$$\min \sum_h p_b(h) x_{i,h} \quad (3)$$

$$\sum_{h \in H_i} x_{i,h} = E_i \quad (4)$$

$$0 \leq x_{i,h} \leq \min(P_i^{\max}, P_s^{\max} - \sum x_{i,h-1}) \times 1h \quad (5)$$

여기서 $x_{i,h}$ 는 세션(i)가 시간(h)에 할당받은 충전전력량, P_i^{\max} 는 충전기 정격출력, P_s^{\max} 는 사이트 총 상한용량이며, 전 시간대($h-1$)의 누적 전력 사용량을 고려해 실시간으로 상한이 조정된다. 이 제약은 물리적 한계(충전기·현장 설비 용량)를 엄수하면서, 저가 시간대에 부하를 우선 배분하도록 한다.

이와 같이, 본 연구의 가격 우선 충전 스케줄링은 시간 배분 문제로서, 의사결정변수($x_{i,h}$), 목적함수(전력 조달비 최소화), 제약식(세션·사이트 상한)을 포함한 실용적 휴리스틱 최적화 구조로 정의하였다.

5. Settlement model

스케줄 결과(시간별 충전량)에서 매출, 전력 조달비, REC 수익을 시간 단위로 산출하고 월별로 집계하였다. 매출은 식 (6)과 같이 충전 단가(Price)와 충전량(EV_{sched_t})의 곱으로 계산되며, 송전 손실률(loss)을 고려하여 필요 전력량(EV_t)을 역산하였다. 전력 조달비는 기본적으로 한전 TOU 요금을 적용하되, SMP가 음수인 시간에는 PPA 단가와 TOU 중 더 낮은 값을 선택하여 과도한 비용 발생을 방지하였다. 망 이용료와 송전손실을 반영한 시간 단위 조달비 계산은 식 (7)과 같이 정의되며, 월별 총이익은 식 (8)에 따라 매출(R_m)에서 전력 조달비(E_{cost_m})를 차감하고 REC 수익(REC_m)을 가산하여 산출하였다.

$$R_t = EV_{sched_t} \times Price, \quad EV_t = \frac{EV_{sched_t}}{1 - loss} \quad (6)$$

$$E_{cost_t} = EV_t \times (p_b(t) + f_{use}) \quad (7)$$

$$Profit_m = R_m - E_{cost_m} + REC_m \quad (8)$$

6. Profit distribution structure and REC

총 이익은 동일하게 유지하고, 정산 항목에 따라 분배 결과가 달라진다. 통합 운영형 모델은 통합 주체가 벌어들인 이익을 사전에 정한 지분으로 분배하고, REC는 별도 규칙에 따라 귀속된다. 개별 운영형 모델은 발전자-CPO 분리 주체로 가정하여, 발전자는 PPA 판매 대금 + REC, CPO는 충전 매출 - (조달비+PPA 판매 대금) + REC를 가

저가도록 설계하였다.

7. PPA Price Sensitivity Analysis

PPA 단가 변화가 총이익과 이해관계자별 이익 분배에 미치는 영향을 정량화한다. 충전 배분 스케줄은 SMP 기반 가격 우선 규칙으로 먼저 고정하고 그 위에서 정산 파라미터만 PPA 가격을 60~150 원/kWh 범위에서 변동하여 효과를 식별한다. 분석 구간은 2024년 6~12월이며, 두 가지 월 총량 시나리오(고정/계절성)를 각각 독립적으로 분석하였다.

III. Verification Results

본 장은 두 가지 시나리오(고정/계절성)로부터 가격 우선 스케줄링을 수행하고, 월별 경제성/이해관계자 분배 및 PPA 가격 민감도를 비교한 결과이다.

본 연구는 2024년 6~12월의 제주 계통 자료를 사용하였고, 입력은 SMP, 변전소 부하, 풍력발전량, EV 충전 데이터로 구성된다. EV 충전 데이터는 한 달치 실측을 월 복제-달력 정렬 후, (i) 고정: 월별 총량을 18,155 kWh로 동일하게 맞춘 버전과, (ii) 계절성: 부하합과 달력 지수로 산출한 월 목표에 비례 조정된 버전을 따로 생성하여 스케줄링에 사용하였다. 사이트 총 상한은 600 kW이며, 각 세션은 시작~종료 기간과 최대전력을 가진다. 스케줄러는 SMP가 낮은 시간부터 세션 에너지를 배분하되, 모든 시점에서 세션 최대전력과 사이트 총 상한을 동시에 만족하도록 한다. 정산은 충전(320 원/kWh) 매출에서 조달비(TOU/-SMP 하한+망 이용료+손실)를 차감하고 REC 수익을 가산하는 구조이다. 분배는 통합 운영형 모델(기본이익 동일, REC 귀속 규칙)과 개별 운영형 모델(발전자는 PPA 및 REC 수익, CPO는 충전판매 수익에서 전력 조달비 제외)를 비교하였다.

1. Evaluation indicators and verification

월별로 매출, 조달비, REC, 이익을 산출하고, 이해관계자 분배를 비교한다. 가격 재배치가 총량 제약을 만족하는지 확인하기 위해 보정 전(SimRaw)과 보정 후(SimCal) 월합 에너지를 비교하였다.

2. Scenario 1: FIXED

(1) 가격 우선 배분

Fig. 2는 6월 1~4일 구간에서 세션에 대해 가격 우선 스케줄링이 정상적으로 동작함을 보여준다. 각 시점의

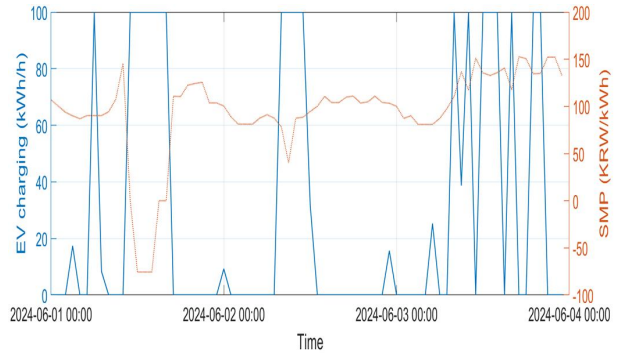


Fig. 2. Price-priority scheduling within sessions (June 01-04)

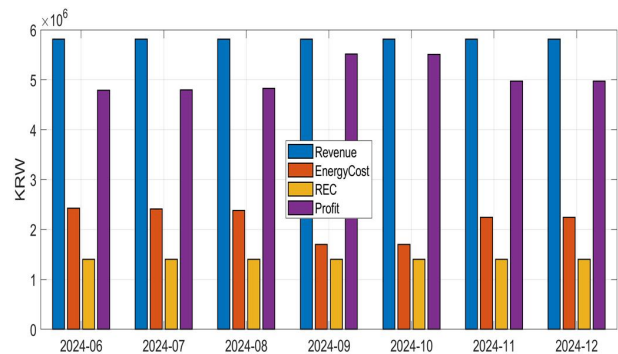


Fig. 3. Monthly cash-flow components (Integrated operation)

SMP가 낮은 시간대부터 충전량이 우선 배분되며, 동시에 세션별 최대전력과 사이트 총 상한 제약을 만족한다. 그 결과 세션 총 에너지는 유지되면서 -SMP/저가 시간대의 전력이 사용됨을 확인할 수 있다.

(2) 월별 정산

Fig. 3은 통합 운영형 모델 정산 구조에서 2024년 6~12월의 월별 매출, 전력 조달비, REC 수익, 이익을 비교한 결과이다. 고정 총량 시나리오의 특성상 매출은 큰 변동이 없으나, 가격 우선 스케줄링으로 -SMP/저가 시간대 흡수가 많은 달일수록 조달비가 낮아지고 그 결과 이익이 증가하는 패턴을 보인다. 반면 REC 수익은 월 총량이 일정하여 상대적으로 완만한 변동을 보인다. 종합하면, 고정 총량 하에서도 시간 재배치만으로 조달단가를 낮춰 월별 이익을 개선할 수 있음을 확인할 수 있다.

(3) 이익 분배(케이스 비교)

Fig. 4는 월별 총이익을 통합 운영형 모델(왼쪽), 개별 운영형 모델(오른쪽)별 이해관계자별로 누적 막대로 나타낸 것이다. 각 월의 막대 길이는 총 이익을 의미하고, 두 케이스의 총합은 동일하지만, 개별 운영형 모델에서는 PPA 판매 수익과 REC가 발전자에 직접 귀속되어 이익이 상대적으로 확대되고 CPO 이익은 축소되는 경향을 확인

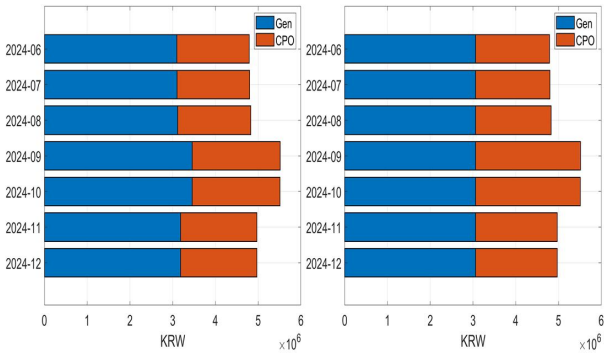


Fig. 4. Stakeholder distribution of monthly total profit : Integrated operation(left), Individual operation(right)

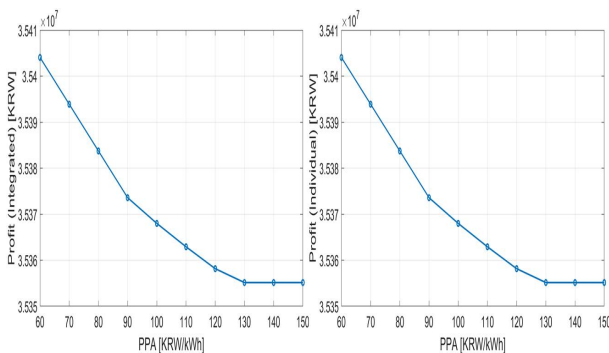


Fig. 5. PPA price sensitivity of total profit : Integrated operation(left), Individual operation(right)

할 수 있다. 월간 변동은 매출·조달비 패턴을 반영하며, 이는 계약 구조가 이해관계자의 이익을 크게 좌우함을 보여 준다.

(4) PPA 민감도 분석

Fig. 5는 충전 배분을 고정한 뒤 PPA 단가를 60~150 원/kWh에서 변화시켜 총이익의 반응을 분석하였다. 두 케이스 모두 PPA가 상승할수록 -SMP 시간대의 조달단가가 높아지면서 총 이익이 감소되며, 약 130 원/kWh 부근을 지나면 TOU가 우위가 되면서 감소 기울기가 완만해지는 것을 확인할 수 있다. 통합 운영형 모델과 개별 운영형 모델은 동일한 물리 스케줄·요금 체계를 가정하므로 총이익의 PPA 민감도 곡선은 사실상 동일하며, 차이는 이익의 분배 구조에서만 발생한다.

(5) 월합 에너지 검증

Fig. 6은 가격 우선 스케줄링 적용 후의 월합 충전에너지지를 비교한 것이다. SimRaw는 보정 이전 세션을 이용해 스케줄링한 값이고 SimCal은 월 고정 목표로 비례 보정 후 동일한 스케줄러를 적용한 값이다. 두 막대가 각 월마다 사실상 동일하게 나타나며, 이는 스케줄러가 월별 총량 제약을 정확히 유지함을 검증한다. 본 방법은 세션·사이트 제약을 유지한 채 시간 재배치만 수행하고 월 총에너지

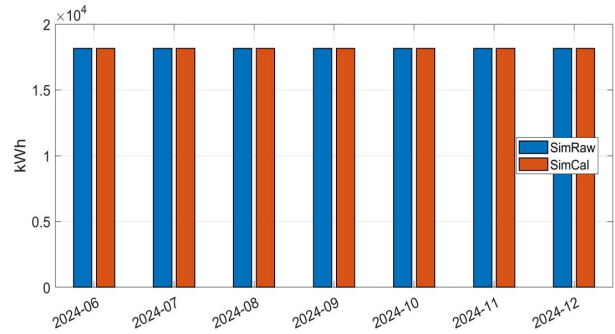


Fig. 6. Monthly kWh comparison (SimRaw/SimCal)

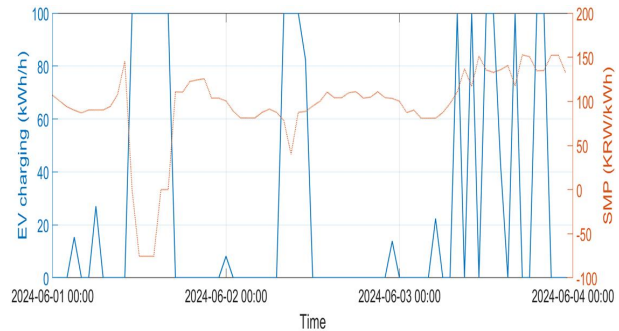


Fig. 7. Price-priority scheduling within sessions (June 01-04)

지는 변하지 않도록 설계되었음을 나타낸다.

결과적으로 시나리오 1에서는 총량이 고정된 환경에서도 가격 우선 스케줄만으로 조달비를 낮춰 이익을 개선할 수 있으며, 분배 규칙에 따라 이해관계자 이익이 달라지는 것을 알 수 있다.

3. Scenario 2 : SEASONAL

(1) 가격 우선 배분

Fig. 7은 6월 1~4일 구간에서 세션에 대해 가격 우선 스케줄링이 정상 작동함을 보여준다. 각 시점의 SMP가 낮은 시간대부터 충전량이 우선 배분되며, 동시에 세션별 최대전력과 사이트 총 상한 제약을 만족한다. 그 결과 세션 총에너지는 보존되면서 -SMP/저가 시간대의 전력이 사용되었다.

(2) 월별 정산

Fig. 8은 통합 운영형 모델 정산 구조에서 2024년 6~12월의 매출, 전력 조달비, REC 수익, 이익을 월별로 비교한 결과이다. 계절성 월 목표가 큰 7~9월에는 매출과 REC가 동반 확대되고, 가격 우선 스케줄링으로 -SMP 및 저가 시간대 활용이 많았던 9월에는 조달비가 상대적으로 낮아 이익이 최대로 나타난다. 반대로 11월은 월 총량 축소와 저가 시간대 기회 감소로 매출·REC가 작고, 조달비 비중이 커져 이익이 최저가 된다.

결과적으로 매출·REC는 월 총량에 의해, 이익은 총량과 저가 시간대 흡수 정도의 결합에 의해 결정되며, 가격 우선 스케줄은 단가를 낮춤으로써 월별 마진 개선에 기여한다.

(3) 이익 분배(케이스 비교)

Fig. 9는 월별 총이익을 통합 운영형 모델(왼쪽)과 개별 운영형 모델(오른쪽)별 이해관계자별로 누적 막대로 나타낸 것이다. 각 월의 막대 길이는 총 이익을 의미하고, 두 케이스의 총합은 동일하지만, 이해관계자별 이익 비율이 다를 수 있다. 통합 운영형 모델에서는 기본 이익을 사전 지분으로 분할하므로 발전자와 CPO의 몫이 비교적 균형적이며, 개별 운영형 모델에서는 PPA 판매 금액과 REC가 발전자에 직접 귀속되어 비중이 증가하고 CPO 비중은 감소한다. 특히 충전 총량이 큰 달(7~10월)에는 절대 금액 차이가 확대되어 계약 구조 선택이 이익 귀속을 실질적으로 좌우한다.

(4) PPA 민감도 분석

Fig. 10은 충전 배분을 고정한 뒤 PPA 단가를 60~150 원/kWh에서 변화시켜 총이익의 반응을 분석하였다. 두 케이스 모두 PPA가 상승할수록 -SMP 구간의 조달단가가 높아져 총이익이 감소하며, 약 130 원/kWh 부

근부터는 TOU가 우세해 감소 기울기가 완만해지는 구간이 나타난다. 통합 운영형 모델과 개별 운영형 모델은 동일한 물리 스케줄·요금 체계를 가정하므로 총 이익의 PPA 민감도 곡선은 사실상 동일하며, 차이는 이익의 분배 구조에서만 발생한다.

(5) 월합 에너지 검증

Fig. 11은 스케줄링 전(SimRaw)과 계절 보정 후(SimCal)의 월합 충전 에너지를 비교하였다. SimRaw는 기준월 세션 패턴을 6~12월로 복제한 값으로 월합이 거의 일정하다. 반면 SimCal은 부하·달력 지수로 산출한 월 목표(E_m)을 반영해 비례 스케일링한 결과로, 7~9월은 상향(성수기), 6·11월은 하향(비성수기)으로 조정되었다. 보정 이후 동일한 스케줄러를 적용했을 때 각 월 목표가 오차 없이 충족되며, 세션별 최대전력·사이트 총 상한 등 물리 제약도 유지된다. 즉, 월별 목표 에너지 구현과 제약 준수를 동시에 유지하면서 이후 정산·민감도 분석의 일관된 입력을 제공한다.

결과적으로 시나리오 2는 실제 부하·달력 신호를 반영한 월 목표를 적용하면 여름·주말 비중이 큰 달에 수익성이 확대되고, 가격 우선 스케줄은 총량 변동과 결합되어 단가·총량 두 축에서 경제성 개선이 된다.

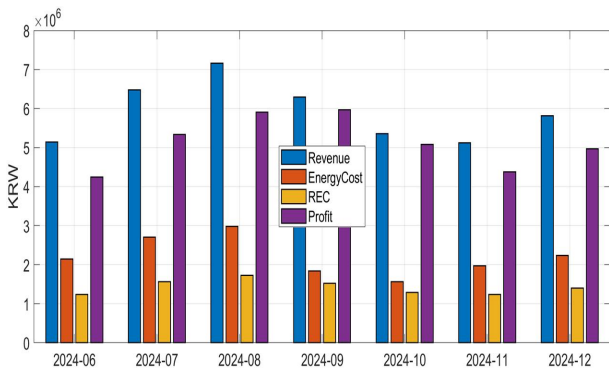


Fig. 8. Monthly cash-flow components (Integrated operation)

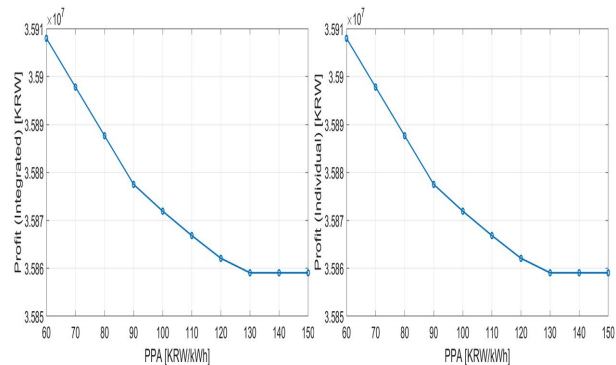


Fig. 10. PPA price sensitivity of total profit : Integrated operation(left), Individual operation(right)

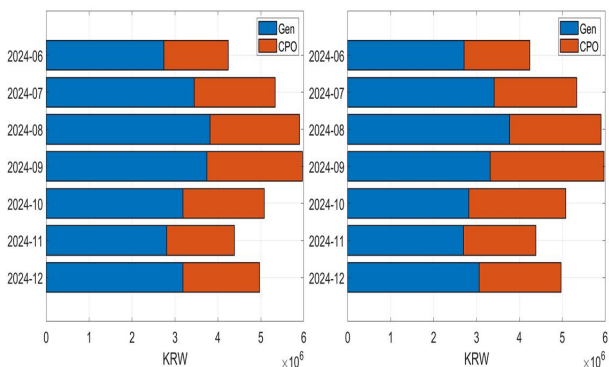


Fig. 9. Stakeholder distribution of monthly total profit : Integrated operation(left), Individual operation(right)

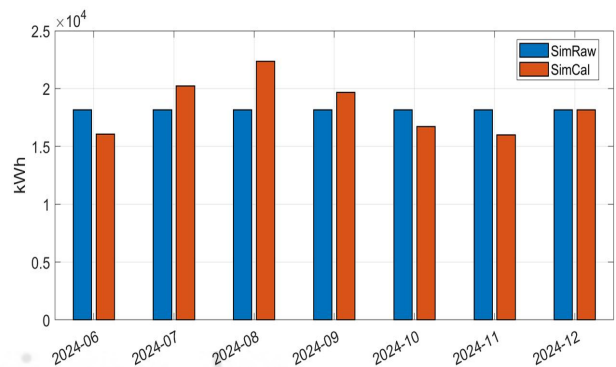


Fig. 11. Monthly kWh comparison (SimRaw/SimCal)

IV. Conclusions and Future Research

본 연구는 제주 실측 데이터와 EV 세션을 활용하여, 가격 우선 충전 스케줄링과 정산·분배 구조를 통합한 공급형 VPP 프레임워크를 제시하였다. 분석 결과, 가격 우선 스케줄링은 월간 목표 에너지를 유지하면서 조달단가를 낮출 수 있었으며, 고정 시나리오에서는 이익 안정성, 계절성 시나리오에서는 성수기 사용량 증가와 REC 확대에 높은 절대 이익이 확인되었다. 또한 동일한 요금 체계와 물리 스케줄에서도 정산 구조에 따라 이익 배분이 달라졌으며, 개별 운영형 모델에서는 발전자 이익이 PPA·REC 직접 귀속으로 증가하는 반면 CPO 이익은 축소되는 구조적 차이가 나타났다. PPA 단가 민감도는 약 130 원/kWh 부근에서 감소세가 완화되어, 계약 조건이 수익성과 리스크 배분을 결정짓는 주요 요인임을 확인하였다.

결과적으로, 별도의 에너지저장장치 없이도 가격 우선 스케줄링만으로 -SMP·저가 전력을 효율적으로 활용하여 비용 절감이 가능하며, 계약 구조 선택이 VPP 참여자의 수익성과 리스크 구조를 실질적으로 결정한다. 다만 본 모델은 휴리스틱 기반의 규칙적 스케줄링으로 전역 최적해를 보장하지 않으며, 입력 변수의 불확실성 및 배전망 제약을 반영하지 못한 한계가 있다. 향후 연구에서는 확률·강건 최적화와 V2G(Vehicle-to-Grid)·에너지저장장치를 포함한 복합 자원 기반 확장 모델을 통해 계통 친화성과 수익 안정성을 동시에 확보하는 방향으로 확장할 것이다.

ACKNOWLEDGEMENT

This work was supported by the Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning(KETEP) grant funded by the Korean government(MOTIE) through Virtual Power Plant Integrated Platform for System Flexible Resource Service, Development ISO-DSO Cooperative System Operating System under No. RS-2023-00237679.

REFERENCES

- [1] Seojin Lee and Jongmin Yu, "The Impact of Renewable Energy Generation on the Level and Volatility of Electricity Price: The Case of Korea", *Environmental and Resource Economics Review*, Vol. 31, No. 2, pp. 141~163, June 2022, DOI: <https://doi.org/10.15266/KEREA.2022.31.2.141>
- [2] Shcherbakova, Anastasia Kleit, Andrew Blumsack, Seth Cho, Joohyun Lee and Woonam Lee, "Effect of increased wind penetration on system prices in Korea's electricity markets", *Wind Energy*, Vol. 17, No. 10, pp. 1469~1482, Oct 2014. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.1645>
- [3] United States Department of Energy, "Vehicles-to-Grid Integration Assessment Report", Washington DC, Jan 2025. DOI: <https://www.energy.gov/eere/vehicles/articles/vehicle-grid-integration-assessment-report>
- [4] Gang Zhang, Hong Liu, Tuo Xie, Hua Li, Kaoshe Zhang and Ruogu Wang, "Research on the Dispatching of Electric Vehicles Participating in Vehicle-to-Grid Interaction: Considering Grid Stability and User Benefits", *Energies*, Vol 17, No. 4, pp. 812, Feb 2024, DOI: <https://doi.org/10.3390/en17040812>.
- [5] Jinah Noh, Jip Kim, Young-Jin Kim, Kwang Y. Lee, Seung-Mook Beak and Jung-Wook Park, "Compensation strategies for renewable energy curtailment in South Korea", *Energy Policy*, Jan 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114501>
- [6] Aakanksha Bedi, J. Ramprabhakar, R. Anand, V. P. Meena, Ibrahim A. Hameed, "Empowering net zero energy grids: a comprehensive review of virtual power plants, challenges, applications, and blockchain integration", *Discover Applied Sciences*, Vol. 7, No. 4, pp.1-22, Dec 2024, DOI: <https://doi.org/10.1007/s42452-025-06691-1>.
- [7] Seokwoo Hyun, Geonho Kim, Jungsung Park and Yunhyuk Choi, "Optimal Virtual Power Plant Control Algorithm Considering the Electrical Characteristics of Distributed Energy Resources", *Applied Sciences*, Vol. 15, No. 1, pp.127, Dec 2024, DOI: <https://doi.org/10.3390/app15010127>.
- [8] Tirunagaru V. Sarathkumar, Arup Kumar Goswami, Baseem Khan, Kamel A. Shoush, Sherif S. M. Ghoneim and Ramy N. R. Ghaly, "Forecasting of virtual power plant generating and energy arbitrage economics in the electricity market using machine learning approach", *Scientific Reports*, Vol. 15, Jan 2025, DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-87697-y>.
- [9] Hyeongon Park and Siyoung Lee, "South Korea's PPA System : Status and Opportunities for Renewable Energy Development", Mar 2024. DOI: <https://www.there100.org/our-work/publications/south-koreas-ppa-system-status-and-opportunities-renewable-energy-development>.
- [10] Korea Power Exchange(KPX), "Rule Amendment for the Jeju Pilot Project on Electricity Market Reform", 2023. DOI: https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a11203000000&bid=0209&tag=&act=view&list_no=70470.
- [11] Yifeng He, Bala Venkatesh, Ling Guan, "Optimal scheduling for charging and discharging of electric vehicles", *IEEE Trans.* Sept 2012, Vol 3, No. 3, pp.1095-1105. DOI: <https://doi.org/10.1109/>

TSG.2011.2173507.

- [12] Yijia Cao, Shengwei Tang, Canbing Li, Peng Zhang, Yi Tan, Zhikun Zhan, “An optimized EV charging model considering TOU price and SOC curve”, *IEEE Trans.* Mar 2012, Vol 3, No. 1, pp.388–393. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2159630>.
- [13] Ahmed Yousuf Saber, Ganesh Kumar Venayagamoorthy, “Resource scheduling under uncertainty in a smart grid with renewables and plug-in vehicles”, *IEEE Syst.* Mar 2012, Vol 6, No. 1, pp. 103–109. DOI: <https://doi.org/10.1109/JSYST.2011.2163012>.
- [14] Nikita Korolko, Zafer Sahinoglu, “Robust Optimization of EV charging schedules in unregulated electricity markets”, *IEEE Trans.* Jan 2017, Vol 8, No. 1, pp. 149–157. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2472597>.
- [15] Mónica Hernández Cedillo, Hongjian Sun, Jing Jiang, Yue Cao, “Dynamic pricing and control for EV charging stations with solar generation”, *Applied Energy*, Vol 326, No. 15 Nov 2022, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119920>.
- [16] Chenrui Jin, Jian Tang, Prasanta Ghosh, “Optimizing electric vehicle charging with energy storage in the electricity market”, *IEEE Trans.* Mar 2013, Vol 4, No. 1, pp. 311–320, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2218834>.
- [17] Jinil Han, Jongyoon Park and Kyungsik Lee, “Optimal Scheduling for Electric Vehicle Charging under Variable Maximum Charging Power”, *Energies* July 2017, Vol 10, No. 7, pp. 933, DOI: <https://doi.org/10.3390/en10070933>.
- [18] Hepeng Li, Zhiqiang Wan, Haibo He, “Constrained EV Charging Scheduling Based on Safe Deep Reinforcement Learning”, *IEEE*, May 2020, Vol 11. No. 3, pp. 2427–2439, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2955437>.
- [19] KEPCO, “Electric Vehicle Charging Tariff”, Apr 2025. DOI: https://cyber.kepcoco.kr/ckepco/mobile/cy_bill/bill_info_01.html

Authors



Seunghyun Kim received the B.S. and M.S. degrees in the Department of Electrical Engineering from Jeju National University, Korea in 2010 and 2014, respectively. His research interests include controlling

distributed and flexible resources within virtual power plants.



Yeong-Jun Choi received the B.S. and Ph.D. degrees in the Department of Electrical and Biomedical Engineering from Hanyang University, Korea, in 2013 and 2019, respectively.

He was a Senior Researcher with the KEPCO Research Institute, South Korea. Since 2020, he has been with Jeju National University, Jeju-do, South Korea, where he is currently an Associate Professor with the Department of Electrical Engineering. His research interests include modeling and control of power conversion circuits including resonant converters, power factor correction converters, wireless power transfer.