

计及需求响应潜力的电动汽车聚合商多主体日前投标策略

侯慧^{1,2}, 何梓姻^{1,2*}, 罗超³, 张志强³, 刘鹏³, 侯婷婷⁴, 郁海彬⁵

(1. 武汉理工大学自动化学院, 湖北省 武汉市 430070;

2. 武汉理工大学深圳研究院, 广东省 深圳市 518000;

3. 中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北省 武汉市 430071;

4. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院, 湖北省 武汉市 430077;

5. 国网上海市电力公司, 上海市 浦东新区 200437)

Multi-agent Day-ahead Bidding Strategy of Electric Vehicle Aggregators Upon Demand Response Potential

HOU Hui^{1,2}, HE Ziyin^{1,2*}, LUO Chao³, ZHANG Zhiqiang³, LIU Peng³, HOU Tingting⁴, YU Haibin⁵

(1. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, Hubei Province, China;

2. Shenzhen Research Institute, Wuhan University of Technology, Shenzhen 518000, Guangdong Province, China;

3. Central Southern China Electric Power Design Institute Co., Ltd., China Power Engineering Consulting Group, Wuhan 430071, Hubei Province, China;

4. Economics and Technology Research Institute, State Grid Hubei Electric Power Company, Wuhan 430077, Hubei Province, China;

5. State Grid Shanghai Electric Power Company, Pudong New District, Shanghai 200437, China)

Abstract: Aiming at the competition of the multi-agent market under the mass access of electric vehicles, which are a new energy storage resource, a multi-agent day-ahead bidding strategy for electric vehicle aggregators with demand response potential is proposed. The proposed strategy is to explore the future business model, to achieve the goal of peak reduction and valley filling, ensure the safe and stable operation of the power grid, and promote the sustainable development of the multi-agent market. First, cluster classification is carried out according to the travel characteristics of EV users, factors such as travel time, arrival time, and state of charge are used to simulate the charging and discharging choice of users in the cluster. Based on the historical data, demand response potential is evaluated by combining the power upper limit and power interval value. Second, considering multiple EVA bidding issues, a day-ahead market bidding model is established to calculate the market

benefits of operators. Third, with the maximum net profit of day-ahead bidding as the objective function, we consider the constraints of electricity, power ceiling, and battery capacity. To explore the multi-agent day-ahead market strategy, Gurobi is used to solve the optimization problem. Finally, the real-world case studies based on a district in Wuhan, Hubei Province, China verify the effectiveness and merits of the proposed method.

Keywords: electric vehicle; electricity market; day-ahead bidding strategy; demand response potential; business model

摘要: 针对电动汽车这一新型储能资源大规模接入后电力市场多主体竞争格局, 提出一种计及需求响应潜力的电动汽车聚合商多主体日前投标策略。以实现削峰填谷、保障电网安全稳定运行等为目标, 促使电网与聚合商等多方市场主体可持续发展, 探索其未来商业模式。首先, 根据电动汽车用户出行特性进行电动汽车集群分类, 考虑出行时间、到达时间及荷电状态等因素, 模拟集群内用户随机充放电选择。结合聚合商整体充电功率上限值与电能波动区间值等主要因素, 基于历史数据评估聚合商需求响应潜力。然后, 考虑多个聚合商投标问题, 建立日前市场投标模型, 以测算电动汽车聚合商日前市场效益。为探寻多元竞争格局下最优日前市场投标策略, 以日前投标净利润最大为目标函数, 考虑电量、功率上限及电池容量等约束条件, 利用Gurobi对优化问题进行求解。最后, 通过湖北省武汉市某区实际负荷算例验证了所提策略的先进性及可行性。

基金项目: 国家自然科学基金(52177110); 深圳市科技计划(JCYJ20210324131409026); 国网湖北省电力有限公司科技项目(521538220005)。

National Natural Science Foundation of China (52177110); Shenzhen Science and Technology Program (JCYJ20210324131409026); Science and Technology Foundation of State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd. (521538220005).

关键词: 电动汽车; 电力市场; 日前投标策略; 需求响应潜力; 商业模式

0 引言

2024年1月, 国家发展改革委、国家能源局等部门印发《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》^[1], 有力支撑高质量充电基础设施体系构建和新能源汽车产业高质量发展。新能源汽车作为移动式电化学储能资源, 亟需探索其未来商业模式建设体系。

截至2023年9月底, 全国新能源汽车保有量达1820万辆^[2], 呈高速发展态势。在电动汽车 (electric vehicle, EV) 大规模接入与售电侧电力体制改革的背景下, 其充放电调度涉及的市场决策主体更加多元化^[3], 且无序充放电带来的不确定性会影响电网安全稳定运行^[4], 因此需要EV聚合商 (electric vehicle aggregator, EVA) 通过制定相关策略整合控制EV集群充放电行为。

EVA作为决策主体, 需要对集群需求响应潜力进行精确量化。集群需求响应潜力评估需综合考虑负荷间耦合关系, 可为调度策略、市场交易及辅助服务等提供参考^[5]。文献[6]计及电动汽车起始充电时间和充电时长分布, 量化工作日和非工作日电动汽车在主要停车地的充电需求, 所提出的出行目的地计算模型虽能刻画用户出行画像, 却无法准确量化整体需求响应潜力。文献[7]提出一种虚拟电池模型, 从储能特性出发, 考虑电池自身功率限制与电能限制影响, 表征EV集群需求潜力, 但通过极端场景能量分析方法增大了响应区间, 易降低EV集群对电价的响应能力。文献[8]提出一种跟踪控制算法, 通过最优功率分布拟合需求响应潜力, 而仅考虑功率分布相对单一, 可同时结合功率与电能区间限制, 拟合需求响应潜力时间分布状态。

在EVA需求响应潜力量化基础上, EVA等新型主体可参与电力市场, 以实现削峰填谷、聚合交易等应用场景^[9-12], 因此需对其市场交易架构等商业模式展开分析。针对参与电力市场多方主体, 大部分研究从用户侧角度出发^[13-14], 以满足用户需求为首要目标。文献[15]综合考虑用户偏好, 提出一种基于用户画像信息优势的EVA定价模型。文献[16]为最大化用户满意度, 提出了一种交互式方法来解决最佳日前投标问题。文献[17]以用户满意度为导向, 建立日前市场投标模型, 更经济地为EV用户提供服务。以上

研究主要考虑EV用户需求, 以用户偏好、用户满意度等为主要目标制定投标策略。而EVA作为策略制定方, 可以与用户按照约定的方式签订合同, 分享收益。文献[18]提出优化模型以调度EV充电行为, 并制定EVA竞价策略, 其模型为确定性模型, 只能对有限不确定数据进行弹性处理。文献[19]提出了一种多阶段分层方法, 但仅考虑聚合过程不确定性, 未考虑EV集群中的个体随机选择行为。文献[20]提出了一个运营投标框架, 向市场提交优化投标, 但过程中未测算投标成本效益等因素。投标过程应测算分析投标过程各主体经济效益波动情况, 以保证模型有效性, 更应考虑电力市场多主体竞争格局, 探讨多元主体下新型储能商业运营模式。

对于以上需求响应潜力评估、EVA成本效益衡量及多元主体商业模式等问题, 本文考虑EV集群中个体随机选择行为, 提出一种计及需求响应潜力的EVA多主体日前投标策略, 以最大化各主体利润为目标, 探索有效的商业运营模式。首先根据用户出行特性进行集群分类, 集群中个体可基于便利性与经济性等考虑进行随机充放电选择。随后, 结合功率上限值与电能区间值等主要因素, 通过历史数据评估EVA需求响应潜力。然后建立日前市场投标模型以测算EVA日前市场效益, 以日前投标净利润最大为目标函数, 考虑电量、功率上限及电池容量等约束条件, 利用Gurobi求解优化问题。最后通过算例有效验证了本文所提策略的可行性。

1 计及需求响应的日前投标策略框架

研究框架如图1所示, EVA作为第三方调度机构参与日前市场投标, 同时调控EV促使多方市场主体参与和谐竞争并保证EVA利益最大化。

本文主要分为2个部分, 第一部分为需求响应潜力评估, 首先基于EV用户出行特性 (到达时刻、离开时刻、到达时刻荷电状态等) 进行集群分类, 集群内部EV基于便利性与经济性等考虑随机选择EVA并签订充放电协议。随后, EVA依据区域历史数据, 以电量区间值与功率上限值等评估需求响应潜力。第二部分为日前投标策略, EVA依据需求响应潜力制定日前投标决策, 并上报至调控中心进行市场出清, 最后将调控指令发送至各个充电桩。本部分以净利润最大为目标函数, 考虑电量、功率及充电效率等约束条件, 利用GUROBI求解器求解模型。

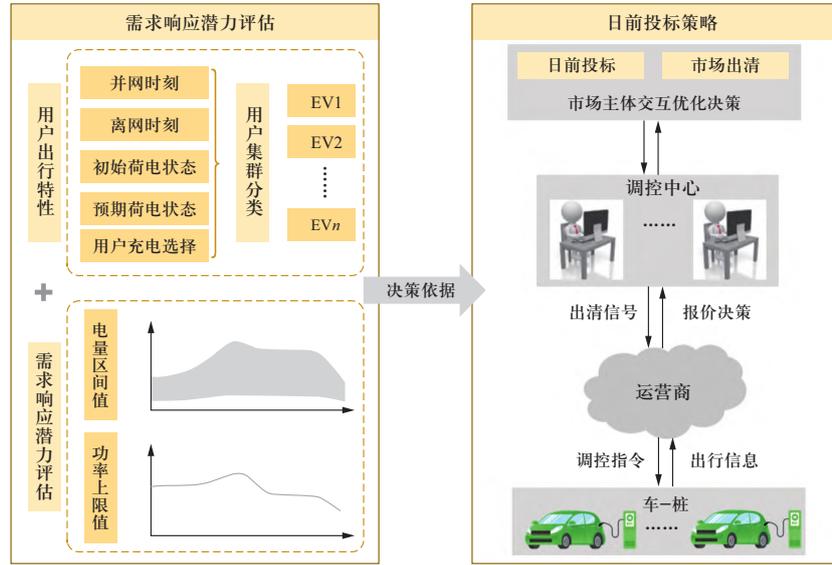


图1 研究框架图

Fig. 1 Research framework

2 需求响应潜力评估

2.1 用户集群分类

EV个体具有不确定性，且未达到直接参与电力市场的门槛，故通常以集群形式统一管理^[21-22]。管理集群内EV充放电，能够使EV作为柔性负荷参与电力市场。本文基于并网时刻、离网时刻及荷电状态等，采用蒙特卡洛对EV集群抽样。

定义 t 为一天序列小时数， $t \in T = [1, 24]$ ，第 i 类集群整体充放电功率如式（1）。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{ch}} = \sum_{n \in N_i^{\text{EV}}} p_{n,t}^{\text{ch}}, t \in [T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}] \\ P_{i,t}^{\text{dis}} = \sum_{n \in N_i^{\text{EV}}} p_{n,t}^{\text{dis}}, t \in [T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}] \end{cases} \quad (1)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为集群 i 在第 t 小时总充、放电功率，kW； $p_{n,t}^{\text{ch}}$ 、 $p_{n,t}^{\text{dis}}$ 分别为集群 i 中第 n 辆EV在第 t 小时充放电功率，kW； N_i^{EV} 为集群 i 中EV集合； $[T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}]$ 为调度时间集合， T_n^{a} 为第 n 辆EV到达时刻， T_n^{d} 为第 n 辆EV离开时刻。

EV电池电量状态如式（2）。

$$s_{i,t} = s_{i,t-1} + \eta^{\text{ch}} p_{n,t}^{\text{ch}} \Delta t - \frac{p_{n,t}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta^{\text{dis}}}, t \in [T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}] \quad (2)$$

式中： $s_{i,t}$ 、 $s_{i,t-1}$ 分别为第 n 辆EV在第 t 小时及第 $(t-1)$ 小时电池电量，kWh； η^{ch} 、 η^{dis} 分别为充放电效率； Δt 为调度时间间隔。

引入状态变量表征EV并网状态，如式（3）。

$$X_{n,t} = \begin{cases} 0, t \notin [T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}] \\ 1, t \in [T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}] \end{cases} \quad (3)$$

式中： $X_{n,t}$ 为第 n 辆EV在第 t 小时的状态，0表示处于离网状态，1表示处于并网状态。

第 n 辆EV电量随时间变化情况如式（4），引入状态变量展开如式（5）。

$$s_{n,t} = \begin{cases} s_n^{\text{a}}, & t = T_n^{\text{a}} \\ s_{n,t-1} + \eta^{\text{ch}} p_{n,t}^{\text{ch}} \Delta t - \frac{p_{n,t}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta^{\text{dis}}}, & t \in (T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}) \\ s_n^{\text{d}}, & t = T_n^{\text{d}} \end{cases} \quad (4)$$

$$s_{n,t} = s_{n,t-1} + s_n^{\text{a}} X_{n,t} (X_{n,t} - X_{n,t-1}) - s_{n,t} X_{n,t-1} (X_{n,t-1} - X_{n,t}) + \eta^{\text{ch}} p_{n,t}^{\text{ch}} \Delta t - \frac{p_{n,t}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta^{\text{dis}}}, t \in [T_n^{\text{a}}, T_n^{\text{d}}] \quad (5)$$

式中： $s_{n,t}$ 为第 n 辆EV在第 t 小时电量，kWh； s_n^{a} 为第 n 辆EV到达充电站时刻的电量，即初始电量，kWh； s_n^{d} 为第 n 辆EV离开充电站时刻的电量，即预期电量，kWh； $X_{n,t-1}$ 为第 n 辆EV在第 $(t-1)$ 小时并网状态。

2.2 用户充放电选择

针对集群调度时应充分考虑所需能量与用户充放电选择，EV用户在进行充放电选择时，到达时刻电池荷电状态（state of charge, SOC）、预计停车时间、充电需求与充放电电价会产生显著影响^[23]，用户停车时间越长代表其参与调度可能性更高^[24]。集群中EV个体的随机充放电选择同样存在不确定性，EV用户充放电选择流程如图2所示。

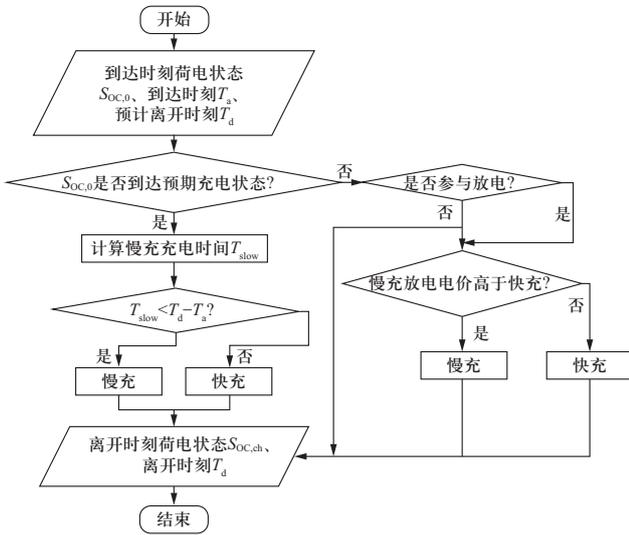


图 2 用户充放电选择流程图

Fig. 2 Flow chart of the user's charging and discharging options

3 日前投标策略

本文假设EVA与EV用户签订充放电协议, 并规定: EV用户将EV插入EVA控制的充电桩中, 放置一段时间; EVA在满足EV用户充电需求的前提下, 管理EV充放电, 参与电网互动^[25]。

EVA对规模化EV接入相应充电桩后充放电行为进行整合控制, 并对整体动态平衡能力进行评估^[26]。现有研究中将为满足EV行驶用能需求所产生的充电负荷与参与需求响应的电池容量定义为需求响应潜力^[27], 需求响应潜力评估结果通常可用于交易决策, 以降低决策风险^[28-29]。在日前阶段, EVA主要根据历史数据评估需求响应潜力, 本文设定的需求响应潜力评估指标主要包括充电功率上限值与电池容量区间。

3.1 目标函数

日前投标阶段, EVA提前投标为EV充放电提供服务, 第 j 个EVA日前投标成本为

$$C_{1,j}^{\text{DA}} = \sum_{t \in T} \lambda_{t,j}^{\text{DA}} E_{t,j}^{\text{DA}} \quad (6)$$

式中: $\lambda_{t,j}^{\text{DA}}$ 为第 j 个EVA在第 t 小时的日前电价, 元/kWh, 时段电价由调控中心出清决定, 具有不确定性; $E_{t,j}^{\text{DA}}$ 为第 j 个EVA在第 t 小时的日前投标电量, kWh。

实时市场中潜在结算场景应该整合到日前投标模型中^[30], 当实时市场中的不平衡度(即实时与日前偏差度)超过容忍值时, 就会产生惩罚成本, EVA潜在成本可以表示为

$$C_{2,j}^{\text{DA}} = \sum_{w \in W} \pi_w \sum_{t \in T} (\lambda_{w,t,j}^{\text{RT}} \cdot \Delta E_{w,t,j} + C_{w,t,j}^{\text{pen}}) \quad (7)$$

$$\Delta E_{w,t,j} = E_{w,t,j}^{\text{RT}} - E_{t,j}^{\text{DA}} \quad (8)$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta E_{w,t,j}}{E_{w,t,j}^{\text{RT}}} \quad (9)$$

$$C_{\omega,t,j}^{\text{pen}} = \begin{cases} [E_{t,j}^{\text{DA}} - (1 + \varepsilon_0) E_{\omega,t,j}^{\text{RT}}] (\lambda_{\omega,t,j}^{\text{RT}} - \lambda_{t,j}^{\text{DA}}), & E_{t,j}^{\text{DA}} > (1 + \varepsilon_0) E_{\omega,t,j}^{\text{RT}} \text{ 且 } \lambda_{\omega,t,j}^{\text{RT}} > \lambda_{t,j}^{\text{DA}} \\ [(1 - \varepsilon_0) E_{\omega,t,j}^{\text{RT}} - E_{t,j}^{\text{DA}}] (\lambda_{t,j}^{\text{DA}} - \lambda_{\omega,t,j}^{\text{RT}}), & E_{t,j}^{\text{DA}} < (1 - \varepsilon_0) E_{\omega,t,j}^{\text{RT}} \text{ 且 } \lambda_{\omega,t,j}^{\text{RT}} < \lambda_{t,j}^{\text{DA}} \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (10)$$

式中: w 为潜在实时清算场景指数; π_w 为情景 w 发生概率; $\lambda_{w,t,j}^{\text{RT}}$ 为情景 w 第 j 个EVA第 t 小时实时价格, 元/kWh; $\Delta E_{w,t,j}$ 为情景 w 第 j 个EVA在第 t 小时的消耗电量, kWh; $C_{w,t,j}^{\text{pen}}$ 为情景 w 第 j 个EVA在第 t 小时偏差所产生的惩罚成本, 元; $E_{w,t,j}^{\text{RT}}$ 为情景 w 第 j 个EVA在第 t 小时的实际消耗电量, kWh; ε 为不平衡度; ε_0 为实时市场投标不平衡度容忍值。

如上所述, 第 j 个EVA日前总成本为

$$C_j^{\text{DA}} = C_{1,j}^{\text{DA}} + C_{2,j}^{\text{DA}} \quad (11)$$

因设定负荷状态每15 min更新一次^[31], 为了获得EV最佳充电策略并保证结果精确性, 计算负荷状态更新下的总成本, 将每个时刻 t 平均分为4个时间窗口, 全天共96个时间段, 定义 k 为一天序列时间段数, $k \in K = [1, 96]$ 。EVA获得预期收入为

$$R_j^{\text{DA}} = \sum_{w \in W} \pi_w \sum_{k \in K} \left(\sum_{n \in N_j^{\text{agg}}} \lambda_{n,h,j}^{\text{agg}} E_{w,n,k} \right) \quad (12)$$

$$h = [(k-1)/4] + 1 \quad (13)$$

式中: $\lambda_{n,h,j}^{\text{agg}}$ 为第 j 个EVA在 h 小时卖给第 n 辆EV的协议价格, 元/kWh; $E_{w,n,k}$ 为场景 w 第 k 时段中第 n 辆EV充电量, kWh; N_j^{agg} 为第 j 个EVA中EV数量; $[\cdot]$ 为取整函数。

因此, EVA在日前投标过程中的预期净利润可以表示为

$$P_j^{\text{DA}} = R_j^{\text{DA}} - C_j^{\text{DA}} \quad (14)$$

日前投标模型目标函数为预期净利润最大:

$$F = \max P_j^{\text{DA}} \quad (15)$$

3.2 约束条件

日前投标模型约束条件为

$$S_j^{\text{DA}, \text{min}} \leq \sum_{t \in T} E_{t,j}^{\text{DA}} \leq S_j^{\text{DA}, \text{max}} \quad (16)$$

$$E_{w,n,k} \leq P_j^{DA,max} \Delta t, n \in N_j^{agg} \quad (17)$$

$$\sum_{t \in [T_n^a, T_n^d]} E_{\omega,n,t} \cdot \frac{\eta_n}{B_n} = S_{OC,n}^d - S_{OC,n}^a, n \in N_j^{agg} \quad (18)$$

式中： $S_j^{DA,max}$ 、 $S_j^{DA,min}$ 分别为第j个EVA日前等效电量上、下限值； $P_j^{DA,max}$ 为第j个EVA日前功率上限值； η_n 为第n辆EV电池充电效率； B_n 为第n辆EV电池容量； $S_{OC,n}^a$ 、 $S_{OC,n}^d$ 分别为第n辆EV到达时刻、离开时刻荷电状态。

本文仿真均在Intel(R) Core(TM) i5-7200U CPU @ 2.50 GHz 16 GB RAM 硬件环境下进行，通过MATLAB R2020b编程并调用YALMIP与GUROBI 10.0求解器进行模型求解。

4 算例分析

本文设定5000户用电用户、3000辆EV用户，一个慢充聚合商EVA1，一个快充聚合商EVA2。采用湖北武汉市某区实际负荷数据，各EVA控制充电桩分布如图3所示，配网基础负荷、EV无序充放电负荷曲线及发电商报价如图4所示，具体参数^[32-33]见表1。



图3 充电设施分布图

Fig. 3 Charging facilities distribution map

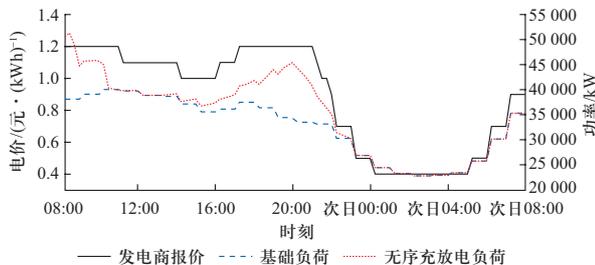


图4 负荷及发电商报价曲线图

Fig. 4 Load and generator quotation graph

表1 具体参数值

Table 1 Concrete parameter value

参数	数值
EV电池容量/kWh	32
慢充电桩功率/kW	6.6
快充充电桩功率/kW	22
充电容量上限	$0.9 B_n$
充电容量下限	$0.15 B_n$
电价上限/(元·(kWh) ⁻¹)	1.3
电价下限/(元·(kWh) ⁻¹)	0.1
充放电效率	0.95
不平衡容忍度	10%

4.1 EVA需求响应潜力分析

本文根据用户主要出行特征（到达时刻、离开时刻、到达时刻荷电状态等）设定5类EV集群以评估整体需求响应潜力^[31]，具体如图5所示。

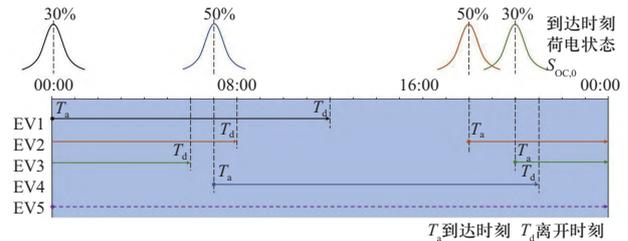


图5 EV集群出行特征分类

Fig. 5 EV cluster travel feature classification

其中，各集群用户占比与充放电选择均随机分布，第1类EV集群可调度时段为凌晨0:00至中午12:00，其占比相对较少；第2类EV集群可调度时段为18:00至次日8:00；第3类EV集群可调度时段为20:00至次日6:00；第4类EV集群可调度时段为7:00至21:00；设定第5类EV集群的充电时段涵盖全天，即可随时并网充放电。

各类EV集群中用户进行随机充放电选择后，以电量区间值与充电功率上限值为主要评估量，评估各EVA需求响应潜力。具体如图6所示。

算例设定大部分用户时间充裕，从经济性角度出发，大部分时间慢充聚合商EVA1电价更低，整体而言慢充聚合商EVA1较快充聚合商EVA2被更多用户选择。其中，夜间用户大多选择慢充，选择快充的用户则更多分布于白天。

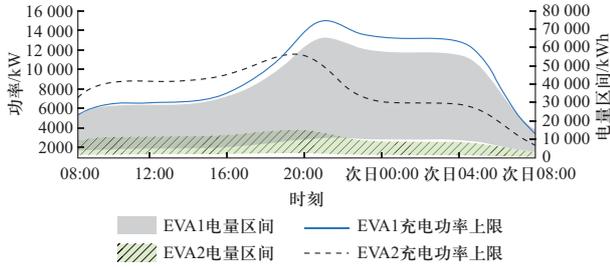


图6 EVA需求响应潜力

Fig. 6 Demand response potential of EVA

4.2 日前投标策略及负荷分析

在日前市场中，EVA基于需求响应潜力提供自身报价，调控中心根据报价以15 min时间窗口出清充放电计划，日前报价策略如图7所示。在市场出清后，存在一个15 min时间窗口以分辨电力平衡状态，如果电力消耗实时超过了提交给日前市场的原始报价偏离容忍度，调控中心可能会通过惩罚成本来惩罚责任市场方^[33]。

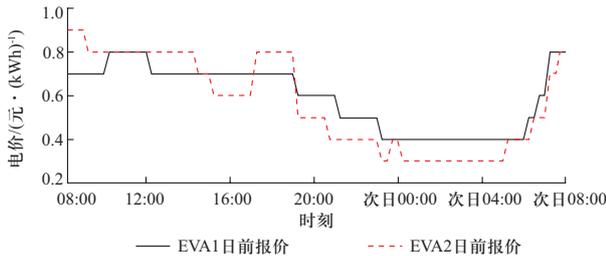


图7 EVA日前报价

Fig. 7 Day-ahead strategy of EVA

由图7可看出，EVA日前报价大致跟随发电商初始报价，且均低于发电商报价^[34-35]。从电网负荷和谐度层面出发，因EVA2为快充聚合商，其日前策略在传统峰值时段平均报价高于慢充聚合商EVA1，在传统谷值时段平均报价低于EVA1，该策略能从价格激励层面调节电网实时负荷量与负荷时间段，实现削峰填谷。

日前报价下投标成本、收入及净利润等经济性分析见表2。

表2 经济性分析

Table 2 Economic analysis

聚合商	市场成本/元	市场收入/元	净利润/元
EVA1	18 469.32	30 118.25	11 648.93
EVA2	6 486.72	13 832.33	7 345.61

为验证策略有效性，对比所提策略下有序充放电负荷与初始设定无序充放电负荷如图8。

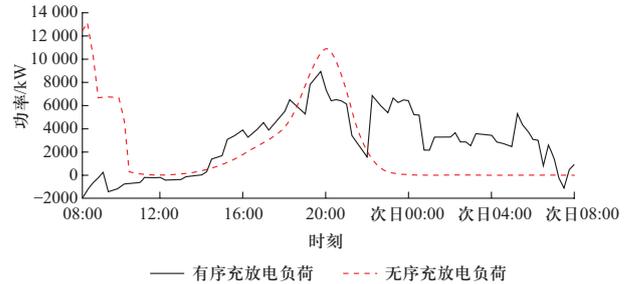


图8 负荷对比

Fig. 8 Comparison of loads

对比图4与图8可看出，相较于无序充放电，所提策略下整体有序充放电负荷实现了电网侧削峰填谷目标。

5 结论

为探索以EV为代表的新型储能商业模式，本文提出一种计及需求响应潜力的EVA多主体日前投标策略，以实现削峰填谷、保障电网安全稳定运行为目标，促使电网与EVA等多方市场主体可持续发展，并使EVA利益最大化、满足用户充电需求。具体结论如下。

1) 评估需求响应潜力制定日前投标策略能有效降低EVA总成本，且能够通过价格激励引导用户充放电行为以缓解电网压力。

2) 日前投标策略在很大程度上取决于出清价格与需求响应潜力，基于此制定策略可有效调度市场多方主体积极性。且EVA夜间购电量高于白天，可通过引导策略实现峰谷套利。

3) 目前推广EV储能仍面临市场门槛、技术经济性及用户意愿方面的障碍，聚合服务与平台化接入是商业模式推广的关键，应鼓励EVA通过商业模式创新汇聚EV参与储能服务。

本文所提出日前投标策略可为实时投标提供决策依据，未来可同时考虑实时市场投标，制定多时间尺度投标策略，对多主体博弈过程展开研究。进一步研究需要充分考虑各类集群对于聚合商的喜好程度，最大化模拟实际情况，以探索EVA等新型主体参与电力市场的有效商业模式。

参考文献

- [1] 国家发展改革委. 国家发展改革委等部门关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见[EB/OL]. (2023-12-13)[2024-01-04]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202401/t20240104_1363096.html.
- [2] 中国政府网. 我国新能源汽车保有量达1820万辆[EB/OL]. (2023-10-10)[2023-10-10]. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202310/content_6908192.htm.
- [3] WANG Z, HOU H, ZHAO B, et al. Risk-averse stochastic capacity planning and P2P trading collaborative optimization for multi-energy microgrids considering carbon emission limitations: An asymmetric Nash bargaining approach[J]. *Applied Energy*, 2024, 357: 122505.
- [4] AFFOLABI L, SHAHIDEHPOUR M, RAHIMI F, et al. DSO market for transactive scheduling of electric vehicle charging stations in constrained hierarchical power distribution and urban transportation networks[J/OL]. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, (2023-04-10)[2023-12-01]. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10097761>.
- [5] 王飞, 李美颐, 张旭东, 等. 需求响应资源潜力评估方法、应用及展望[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(21): 173-191. WANG Fei, LI Meiyi, ZHANG Xudong, et al. Assessment methods for demand response resource potential and their application and prospect[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(21): 173-191 (in Chinese).
- [6] 钱甜甜, 李亚平, 郭晓蕊, 等. 基于时空活动模型的电动汽车充电功率计算和需求响应潜力评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(23): 127-134. QIAN Tiantian, LI Yaping, GUO Xiaorui, et al. Calculation of electric vehicle charging power and evaluation of demand response potential based on spatial and temporal activity model[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(23): 127-134 (in Chinese).
- [7] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰. 需求侧资源灵活性刻画及其在目前优化调度中的应用[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(9): 1973-1984. WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Methods for characterizing flexibilities from demand-side resources and their applications in the day-ahead optimal scheduling[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(9): 1973-1984 (in Chinese).
- [8] HU J, CAO J, RUTKOWSKI L, et al. Hierarchical interactive demand response power profile tracking optimization and control of multiple EV aggregators[J]. *Electric Power Systems Research*, 2022, 208: 107894.
- [9] 刘敦楠, 王梅宝, 李根柱, 等. 电动汽车参与电力市场的商业运营模式研究[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(5): 516-524. LIU Dunnan, WANG Meibao, LI Genzhu, et al. Business model for optimal electric vehicle participation in electricity market[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(5): 516-524 (in Chinese).
- [10] BARINGO L, AMARO R S. A stochastic robust optimization approach for the bidding strategy of an electric vehicle aggregator[J]. *Electric Power Systems Research*, 2017, 146: 362-370.
- [11] VAGROPOULOS S I, BAKIRTZIS A G. Optimal bidding strategy for electric vehicle aggregators in electricity markets[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(4): 4031-4041.
- [12] GAO H, WANG R, HE S, et al. Bi-level Stackelberg game-based distribution system expansion planning model considering long-term renewable energy contracts[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2023, 8(4): 1031-1045.
- [13] DEFOREST N, MACDONALD J S, BLACK D R. Day ahead optimization of an electric vehicle fleet providing ancillary services in the Los Angeles Air Force Base vehicle-to-grid demonstration[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 987-1001.
- [14] UBAID U R, MUHAMMAD R, YAQOUB W M. A robust optimization method for optimizing day-ahead operation of the electric vehicles aggregator[J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2021, 132: 107179.
- [15] ARSALAN N, MICHAŁ J, ZBIGNIEW L. A hybrid distributed framework for optimal coordination of electric vehicle aggregators problem[J]. *Energy*, 2022, 249: 107179.
- [16] DE LA TORRE S, AGUADO J A, SAUMA E. Optimal scheduling of ancillary services provided by an electric vehicle aggregator[J]. *Energy*, 2023, 265: 126147.
- [17] HOU H, WANG Z, ZHAO B, et al. Peer-to-peer energy trading among multiple microgrids considering risks over uncertainty and distribution network reconfiguration: A fully distributed optimization method[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023, 153: 109316.
- [18] SHENG Y, ZENG H, GUO Q, et al. Impact of customer portrait information superiority on competitive pricing of EV fast-charging stations[J]. *Applied Energy*, 2023, 348: 121412.
- [19] KABIRI-RENANI Y, ARJOMANDI-NEZHAD A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Transactive-based day-ahead electric vehicles charging scheduling[J/OL]. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*. (2024-01-01)[2024-01-20]. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10378662>.
- [20] ŞENGÖR İ, ÇİÇEK A, ERENOĞLU A K, et al. User-comfort oriented optimal bidding strategy of an electric vehicle aggregator in day-ahead and reserve markets[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 122: 106194.
- [21] ZHANG M, XU Y, SHI X, et al. A fast polytope-based approach for aggregating large-scale electric vehicles in the joint market under uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 15(01),701-713.
- [22] 杨书强, 范文奕, 赵阳, 等. 基于充电功率场景模型的电动汽车负荷建模[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(6): 575-584. YANG Shuqiang, FAN Wenyi, ZHAO Yang, et al. Electric

- vehicle load modeling based on charging power scenarios[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(6): 575-584 (in Chinese).
- [23] LI X, WANG Z, ZHANG L, et al. Electric vehicle behavior modeling and applications in vehicle-grid integration: An overview[J]. *Energy*, 2023: 126647.
- [24] WANG Y, YAO E, PAN L. Electric vehicle drivers' charging behavior analysis considering heterogeneity and satisfaction[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 286: 124982.
- [25] LYU R, GUO H, ZHENG K, et al. Co-optimizing bidding and power allocation of an EV aggregator providing real-time frequency regulation service[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 14(6): 4594-4606.
- [26] 刘坚, 熊英, 金亨美, 等. 电动汽车参与电力需求响应的成本效益分析: 以上海市为例[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(1): 86-94.
LIU Jian, XIONG Ying, KIM Hyoung Mi, et al. Economic assessment of demand response delivered by electric vehicles in Shanghai[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(1): 86-94 (in Chinese).
- [27] 朱旭, 孙元章, 杨博闻, 等. 考虑不确定性与非完全理性用能行为的电动汽车集群可调度潜力计算方法[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(10): 245-254.
ZHU Xu, SUN Yuanzhang, YANG Bowen, et al. Calculation method of EV cluster's schedulable potential capacity considering uncertainties and bounded rational energy consumption behaviors[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(10): 245-254 (in Chinese).
- [28] LU X, GE X, LI K, et al. Optimal bidding strategy of demand response aggregator based on customers' responsiveness behaviors modeling under different incentives[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2021, 57(4): 3329-3340.
- [29] 张亚朋, 穆云飞, 贾宏杰, 等. 电动汽车虚拟电厂的多时间尺度响应能力评估模型[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(12): 94-103.
ZHANG Yapeng, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Response capability evaluation model with multiple time scales for electric vehicle virtual power plant[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(12): 94-103 (in Chinese).
- [30] ZHENG Y, YU H, SHAO Z, et al. Day-ahead bidding strategy for electric vehicle aggregator enabling multiple agent modes in uncertain electricity markets[J]. *Applied Energy*, 2020, 280: 115977.
- [31] DUAN X, HU Z, SONG Y, et al. Bidding and charging scheduling optimization for the urban electric bus operator[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 14(1): 489-501.
- [32] 姜雨晴. 多主体博弈视角下的电动汽车充放电调度策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2022.
- [33] 湖北省发展和改革委员会. 关于做好居民电动汽车充电设施分时电价工作的通知[EB/OL]. (2023-11-17)[2024-03-01]. https://fgw.hubei.gov.cn/fbjd/zc/gfwj/gf/202311/t20231123_4964164.shtml.
- [34] VISSER L R, KOOTTE M E, FERREIRA A C, et al. An operational bidding framework for aggregated electric vehicles on the electricity spot market[J]. *Applied Energy*, 2022, 308: 118280.
- [35] SARKER M R, DVORKIN Y, ORTEGA-VAZQUEZ M A. Optimal participation of an electric vehicle aggregator in day-ahead energy and reserve markets[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(5): 3506-3515.
- [36] HOU H, WANG Z, CHEN Y, et al. Multi-stage hybrid energy management strategy for reducing energy abandonment and load losses among multiple microgrids[J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2023, 148:108773.

收稿日期: 2024-01-14; 修回日期: 2024-02-29。

作者简介:



侯慧

侯慧(1981), 女, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电动汽车与电网互动、能源互联网等, E-mail: husthou@126.com。

何梓姻(2001), 女, 硕士研究生, 研究方向为电动汽车与电网互动。通信作者, E-mail: heziyin@whut.edu.cn。

(责任编辑 翁宇威)