基于V2G技术的电动汽车与虚拟电厂的定价 博弈研究

王 讷,李军祥*,刘 淇

上海理工大学管理学院,上海

收稿日期: 2024年10月14日; 录用日期: 2024年11月7日; 发布日期: 2024年11月13日

摘要

虚拟电厂(VPP)通过整合风能、光能、可控负荷、储能系统和电动汽车(EV)等分布式能源,参与电力供应 并优化电网负荷。本文提出了一种主从博弈定价策略,旨在最大化VPP运营商与EV用户的经济效益。上 层模型中,运营商运用博弈模型制定电价,促进电网稳定;下层模型则针对EV用户以最小充电费用为目 标。双层博弈通过线性化和Karush-Kuhn-Tucker (KKT)条件转化为单层混合整数线性规划进行求解。 最终得出优化的定价策略和出力计划,展示了VPP在V2G (车辆到电网)模式下的优势,能够有效平抑电 网负荷波动并提升用户经济收益。

关键词

虚拟电厂,电动汽车,主从博弈,V2G

A Pricing Game between Electric Vehicles Based on V2G Technology and Virtual Power Plants

Ne Wang, Junxiang Li*, Qi Liu

School of Management, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai

Received: Oct. 14th, 2024; accepted: Nov. 7th, 2024; published: Nov. 13th, 2024

Abstract

Virtual power plants (VPPs) integrate distributed energy sources such as wind power, solar power, controllable loads, energy storage systems, and electric vehicles (EVs) to participate in power supply

*通讯作者。

文章引用:王讷,李军祥,刘淇.基于 V2G 技术的电动汽车与虚拟电厂的定价博弈研究[J]. 建模与仿真, 2024, 13(6): 5911-5921. DOI: 10.12677/mos.2024.136539

and optimize grid load. This paper proposes a hierarchical game pricing strategy to maximize the economic benefits of VPP operators and EV users. In the upper layer model, the operator uses the game model to set the electricity price to promote grid stability. In the lower layer model, the EV users are optimized to minimize the charging cost. The dual-layer game is transformed into a single-layer mixed integer linear programming through linearization and Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions. The optimal pricing strategy and power dispatch plan are obtained, showing the advantages of VPP in the V2G (vehicle-to-grid) mode, which can effectively smooth out grid load fluctuations and improve user economic benefits.

Keywords

Virtual Power Plant, Electric Vehicle, Principal-Agent Game, V2G

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc. This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0). http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

CC O Open Access

1. 引言

近些年来,由于其低排放和高能效的特点,电动汽车(Electric Vehicle, EV)已经得到了广泛的推广和应用[1]。2030年,我国 EV 保有量将会达到 6000万辆。随着大量电动汽车接入电网,这不仅提升了电力市场的资源配置效率,还加速了能源向清洁、低碳方向的转型。作为一种新兴的电力系统运作实体,虚拟电厂(Virtual Power Plant, VPP)可以在集中管理特定区域电动汽车充电行为的同时,有效地整合分散且具有高随机性的分布式能源资源,共同参与电力市场交易。VPP 不仅有助于引导电动汽车用户进行有序充电,还能促进不同新能源之间实现优势互补[2]-[5]。

迄今为止,中国已经开展了有关电动汽车有序充电管理以及虚拟电厂运营商与电动汽车之间博弈策略的研究。詹祥澎基于多充电站代理商间的非合作博弈关系,建立电力零售市场下充电站的投标策略,实现 EV 与电网的有序互动,但未考虑 VPP 与 EV 间的利益均衡[6]。李牧青提出了一个基于博弈论的决策优化框架,以解决电动汽车大规模接入电网所带来的优化控制挑战,但现有的仿蛛网算法和时间分块法在处理博弈问题中的非线性部分时存在效率和准确性不足的问题[7]。C.Yue 以实现碳中和为目标,专注于分布式可再生能源的有效管理。鉴于风电(WP)、光伏(PV)和负载的不确定性,提出了一个两阶段鲁棒优化模型,探讨了利用碳交易机制来平衡系统的经济性和环境友好性[8]。胡思洋提出能降低应急储能和应急供电车等传统应急能源的配置成本等优点,但是对于分析 V2G 技术对于实时电价的影响缺少相关分析[9]。

本研究构建了一个以虚拟电厂作为电力销售商的主从博弈模型,该模型协调燃气轮机、风力、储能 以及常规电力负荷,以参与电动汽车的有序充电管理。在此模型中,VPP 通过整合其内部资源,并制定 合理的电价政策来引导电动汽车的有序充电,此举不仅解决了 VPP 运营商与 EV 用户之间的利益分配问 题,同时也实现了内部资源配置的优化。

2. 含电动汽车的虚拟电厂模型

2.1. 基本框架

本文 VPP 结构由风电、光伏、火力发电、储能、基础负荷和 EV 负荷构成,通过 VPP 聚合地理位置 相对分散分布式能源的虚拟实体,其依托于调控中心、电力交易平台等,通过一定的优化控制策略,辅 以数据交互通讯技术,在系统安全稳定运行前提下参加电网运行。

VPP 需要完成日前风光出力预测、基础日负荷预测和 EV 负荷预测, VPP 运营商通过汇聚各类分布 式电源出力、从外部电网购买缺少的电力,再销售给服务区域内用户获得收益,同时在可再生能源发电 高峰期将多余电能通过余量上网的形式获利。实时市场中,在日前预测的基础上,针对用户侧愿意参与 调度的 EV 制定合理的实时充电价格,通过多个分布式能源的协调优化运行,实现配电网主动管理,通 过各类可灵活调度资源对市场价格信号的自发响应,避免出现安全问题。

在所研究的市场结构中,电网公司不直接向用户销售电力,而仅负责组织与 VPP 进行能源交易。在这种模式下,电网公司可降低大量可再生能源接入电,网的不稳定性、大量随机负荷充电行为带给电网的调度困难和远距离传输电能导致的大量损耗,以提高系统稳定性。VPP 运营商通过价格影响 EV 充电功率以实现减小峰谷差和获利最大化,而 EV 用户通过参与调度降低充电费用。综上,本文建立的互动构架如图 1 所示。



图 1. VPP 结构

本文以1d作为一个调度周期,以t为步长将其均等划分为T个时段,即T为全天的优化时段数。

2.2. 上层优化模型

2.2.1. 目标函数

上层模型从虚拟电厂运营商角度出发,以每日运营收益最大为目标建立优化模型。

$$\max C_{VPP} = C_{sell} + C_{ev} - C_{buy} \tag{1}$$

式中*C_{buy}*是 VPP 运营商向电网购电的购电成本,如式(2),*C_{sell}*是 VPP 运营商向普通用户售电获得的收益,如式(3),*C_{ev}*是 VPP 运营商向电动汽车所需负荷售电获得的收益,如式(4)。

$$C_{buy} = \sum_{t=1}^{T} \left(p_{buy,t} price_{buy,t} - p_{sell,t} price_{sell,t} \right)$$
(2)

式中, $p_{buy,t}$, $p_{buy,t}$ 分别是 t 时刻 VPP 向电网购买和售电时的功率, *price*_{buy,t}, *price*_{sell,t} 是 t 时段虚拟电 厂与电网购电价格和售电价格[10]。

$$C_{sell} = \sum_{t=1}^{T} p_{load,t} price_{sell,t}$$
(3)

式中, $p_{load,t}$ 是 t 时刻用户侧的基础负荷用电功率, $price_{sell,t}$ 是 t 时段虚拟电厂售电价。

$$C_{ev} = \sum_{t=1}^{T} \left(p_{evch,t} \, price_{ch,t} - p_{evdh,t} \, price_{dh,t} \right) \tag{4}$$

式中, $p_{evch,t}$, $p_{evch,t}$ 分别是 t 时刻电动汽车的充电功率和放电功率, $price_{ch,t}$, $price_{dh,t}$ 是 t 时段电动汽车的充电价格和放电价格。

2.2.2. 约束条件

1) 功率平衡约束

为了维持电力系统的有序运作,防止过载和空载,系统输出与总负载之间要满足功率平衡约束[11]

$$p_{buy,t} + p_{fire,t} + p_{pv,t} + p_{wind,t} + p_{dn,t} + p_{evdh,t} = P_{sell,t} + P_{load,t} + P_{ch,t} + P_{evch,t}$$
(5)

式中, p_{firest} 是火力发电在 t 时刻的调度出力, p_{pvs} 是光伏发电在 t 时刻的调度出力, p_{winds} 是风力发电在 t 时刻的调度出力, p_{dns} 是储能在 t 时刻的放电功率; p_{chs} 是储能在 t 时刻的充电功率。

2) 电价约束

为了调动电动汽车的需求响应,电动汽车在 *t* 时刻的充电价格不小于虚拟电厂与电网购电价格,不 大于虚拟电厂对基础负荷的售电价格;电动汽车在 *t* 时刻的放电价格不小于虚拟电厂与电网购电价格, 不大于电动汽车的充电价格。

$$\begin{cases} price_{buy,t} \le price_{evch,t} \le price_{sell,t} \\ price_{buy,t} \le price_{evch,t} \le price_{evch,t} \end{cases}$$
(6)

3) 与主电网购售电约束

$$\begin{cases} 0 \le p_{buy,t} \le U_{buy,t} p_{buy,t}^{\max} \\ 0 \le p_{sell,t} \le U_{sell,t} p_{sell,t}^{\max} \\ 0 \le U_{buy,t} + U_{sell,t} \le 1 \end{cases}$$

$$(7)$$

式中, $p_{buy,t}^{\max}$, $p_{sell,t}^{\max}$ 是 VPP 运营商在 t 时刻向电网的最大购(售)电功率; $U_{buy,t}$, $U_{sell,t}$ 为 VPP 运营商在 t 时刻向电网的购(售)电状态,当 $U_{buy,t}$ =0时,表示该时刻 VPP 并未向电网购电,当 $U_{buy,t}$ =1时,表示在该 时刻 VPP 正在向电网购电, $U_{sell,t}$ 也是同理。

4) 虚拟电厂储能功率约束

$$\begin{cases} 0 \le P_{vpp,t}^{ch} \le U_{vpp,t}^{ch} P_{vpp,t}^{ch,max} \\ 0 \le P_{vpp,t}^{dis} \le U_{vpp,t}^{dis} P_{vpp,t}^{dis,max} \\ U_{vpp,t}^{ch} + U_{vpp,t}^{dis} \le 1 \end{cases}$$

$$(8)$$

式中, $P_{vpp,t}^{ch}$, $P_{vpp,t}^{dis}$ 分别表示虚拟电厂的储能在 t 时刻的充(放)电功率和效率, $U_{vpp,t}^{ch}$, $U_{vpp,t}^{dis}$ 分别表示储能 在 t 时刻的充(放)电状态, 当 $U_{vpp,t}^{ch} = 0$ 时, 表示在该时刻储能电池正在被使用,不再参与调度出力,当 $U_{vpp,t}^{ch} = 1$ 时,表示在该时刻电池可以参与出力, $U_{vpp,t}^{dis}$ 也是同理。

5) 与主电网购售电约束

$$S_{t} = S_{t-1} + U_{vpp,t}^{ch} P_{vpp,t}^{ch} \eta_{c} - U_{vpp,t}^{dh} P_{vpp,t}^{dh} / \eta_{d}$$
(9)

式中: S_t 表示 t 时刻虚拟电厂储能电池的荷电状态; η_c 和 η_d 为电池在 t 时刻的充(放)电效率。

2.3. 下层优化模型

2.3.1. 目标函数

下层优化问题是 EV 针对 VPP 运营商制定的电价,进行充电决策和放电决策。在满足各自需求的情

况下, 使 EV 用户总的充电费用最小化。其目标函数为式(4):

$$C_{ev} = \sum_{t=1}^{T} \left(p_{evch,t} \, price_{ch,t} - p_{evdh,t} \, price_{dh,t} \right)$$

2.3.2. 约束条件

1) 电动汽车功率约束

$$\begin{cases} 0 \le P_{evch,t} \le U_{ev,t}^{ch} P_{evch,t}^{max} \\ 0 \le P_{evdh,t} \le U_{ev,t}^{dis} P_{evdh,t}^{max} \\ U_{ev,t}^{ch} + U_{ev,t}^{evs} \le 1 \end{cases}$$
(10)

式中, $P_{\text{evch},t}$, $P_{\text{evch},t}$ 分别表示电动汽车储能在 t 时刻的充(放)电功率和效率, $U_{\text{ev},t}^{ch}$, $U_{\text{ev},t}^{dis}$ 分别表示储能在 t 时刻的充(放)电状态, 当 $U_{\text{ev},t}^{ch} = 0$ 时, 表示在该时刻电动汽车电池正在被使用,不再参与充放电调度, 当 $U_{\text{ev},t}^{ch} = 1$ 时,表示在该时刻电动汽车电池可以参与充放电调度, $U_{\text{ev},t}^{dis}$ 也是同理。

2) 电动汽车 SOC 约束

$$S_{ev,t} = S_{ev,t-1} + U_{ev,t}^{ch} P_{evch,t} \eta_c - U_{ev,t}^{dh} P_{evdh,t} / \eta_d$$
(11)

式中: S_{evt} 表示 t 时刻电动汽车电池的荷电状态; η_c 和 η_d 为电池在 t 时刻的充(放)电效率。为了确保每辆电动汽车的荷电状态能满足每位用户的出行需求,给出电池电量约束

$$S_{\min} \le S_{ev,t} \le S_{\max} \tag{12}$$

3) 电动汽车 SOC 需求约束

$$soc_{require,t} \le soc_{ev,t}$$
 (13)

4) 电动汽车离网后功率约束

$$\begin{cases} P_{evch,t} = 0\\ P_{evdh,t} = 0 \end{cases} \quad \forall t \ge td \tag{14}$$

3. 求解方法

3.1. 双层问题单层化

由于该模型有多个变量,如 P_{evdh,t}, P_{evch,t},所以 VPP 运营商与电动汽车构成的博弈问题既不是线性 也不是凸的,其构成的博弈问题无法直接求解。需要将下层问题以 KKT 条件代替[11],用对偶理论消去 非线性项,得到价格和功率的约束关系。将原双层模型重整为等效的单层混合整数线性规划问题。利用 MATLAB 的 YALMIP 工具箱,调用 CPLEX 求解器可得到最优解。KKT 条件的相关公式如下所示:

$$L = \sum_{t=1}^{T} \left(p_{evch,t} \operatorname{price}_{ch,t} - p_{evdh,t} \operatorname{price}_{dh,t} \right) + \alpha_1 \left[-P_{evch,t} \right] + \alpha_2 \left[P_{evdh,t} - P_{evch,t}^{\max} \right] + \alpha_3 \left[-P_{evdh,t} \right] + \alpha_4 \left[P_{evdh,t} - P_{evdh,t}^{\max} \right] + \alpha_5 \left[\operatorname{soc}_{require,t} - \operatorname{soc}_{ev,t}, \quad \forall t = td \right] + \mu_1 \left[P_{evch,t}, \quad \forall t \ge td \right] + \mu_2 \left[P_{evdh,t}, \quad \forall t \ge td \right] + \mu_3 \left[E_{ev} \left[\operatorname{soc}_{ev,t} - \operatorname{soc}_{ev,t-1} \right] - P_{evch,t} \eta_c + P_{evdh,t} / \eta_d \right]$$
(15)

$$\frac{dL}{dP_{evch,t}} = price_{ch,t} - \alpha_1 + \alpha_2 + [\mu_1, \forall t \ge t_d] - \mu_3 \eta_c = 0$$

$$\frac{dL}{dP_{evdh,t}} = price_{dh,t} - \alpha_3 + \alpha_4 + [\mu_2, \forall t \ge t_d] + \mu_3 / \eta_d = 0$$

$$\frac{dL}{dsoc_{ev}} = -[\alpha 5, t = td] + \mu_3 \cdot E_{ev} = 0$$

$$0 \le \alpha 1 \perp P_{evch,t} \ge 0$$

$$0 \le \alpha 2 \perp P_{evch,t}^{max} - P_{evdh,t} \ge 0$$

$$0 \le \alpha 4 \perp P_{evdh,t} - P_{evdh,t} \ge 0$$

$$0 \le \alpha 5 \perp soc_{require,t} - soc_{ev,t} \ge 0$$
(16)
(17)

式(17)为互补松弛条件, $0 \le \alpha \perp P \ge 0$, 表示 $0 \le \alpha$ 、 $P \ge 0$ 、 $\alpha P = 0$ 。

3.2. 单层问题线性化

通过 Big-M 法可将单层问题中的非线性互补约束转化为线性约束,模型具体转化为形式如下:

$$\begin{cases}
0 \le \alpha_{1} \le \varepsilon_{1} \cdot M \\
0 \le P_{evch,t} \le (1 - \varepsilon_{1}) \cdot M \\
0 \le \alpha_{2} \le \varepsilon_{2} \cdot M \\
0 \le P_{evch,t}^{max} - P_{evdh,t} \le (1 - \varepsilon_{2}) \cdot M \\
0 \le \alpha_{3} \le \varepsilon_{3} \cdot M \\
0 \le p_{evdh,t} \le (1 - \varepsilon_{3}) \cdot M \\
0 \le \alpha_{4} \le \varepsilon_{4} \cdot M \\
0 \le P_{evdh,t}^{max} - P_{evdh,t} \le (1 - \varepsilon_{4}) \cdot M \\
0 \le \alpha_{5} \le \varepsilon_{5} \cdot M \\
0 \le soc_{require,t} - soc_{ev,t} \le (1 - \varepsilon_{5}) \cdot M
\end{cases}$$
(18)

式中: $\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_3, \mathcal{E}_4, \mathcal{E}_5$ 为引入的辅助变量; M为一个足够大的常数。

至此,模型建立结束。

4. 算例分析

4.1. 仿真数据

Table 1	Basic parameter [11]
表 1. 基	基础参数[11]

配置内容	数值	配置内容	数值
风机容量/KW	2000	充电功率限制/KW·h	40
光伏容量	1000	放电功率限制	50
火力容量	500	VPP 最大 SOC	0.9
储能容量	300	EV 最大 SOC	1
充放电效率	0.95	最小 SOC	0.1

本文对所提模型进行算例仿真,选择 2×1 MW 风电机组、5×0.2 MW 光伏发电机组、1×0.5 MW 火力发电机组和 1×0.3 MW 储能系统。仿真相关基本参数及分布式电源具体参数如表 1 所示。

本文将调度周期划分为 24 h, 一天内各时段 VPP 运营商从电网购电、向电网售电价格和虚拟电厂向基础负荷售电的分时电价如图 2 所示[10]:



Figure 2. The price of electricity purchased and sold from the grid and the VPP TOU price 图 2. 从电网购售电价格和 VPP 分时电价

风力能源和光伏出力情况及各时段基础负荷如图 3 所示。



Figure 3. Wind power, PV, base load power forecast curve 图 3. 风电、光伏、基础负荷功率预测曲线

用户侧可调度负荷是社区居民进行慢充的 EV,假设每天有 50 辆汽车需要进行慢充,小区内有一定数量的交流充电桩。参与调度的电动汽车,设定充电效率为 95%、电池容量为 100 kW·h、慢充功率为 7 kW,以此数据为基础进行充电负荷模拟。

4.2. 仿真分析

根据上述基础数据,对所提出的模型进行算例计算。

VPP 将风力和光伏能源发电作为首选能源,因为这些能源不仅发电成本低廉,而且环境影响较小。 然而,由于风能和太阳能的发电能力有限,无法完全满足用户的电力需求。太阳能在晚上有所限制,风 能也会收到天气印象,因此,对于未被这些可再生能源覆盖的电力缺口,VPP 运营商需依赖火力发电、 从电网购买电力,以及利用退役电池储能系统放电来补充。

特别地,在太阳能和风能发电量达到高峰的中午时段(12:00~14:00), VPP 运营商能向电网出售额外的电力,从而获得额外收益,如图 4。这种运营模式有效解决了电力需求低谷时段的过剩电力难以消纳,以及高峰时段电力供应保障困难的问题。通过优化电力资源配置,该模式促进了可再生能源的最大化利用,并显著降低了整个系统的碳排放。



Figure 4. VPP optimized scheduling results 图 4. VPP 优化调度结果

VPP 运营商通过灵活调整电价,可以有效地影响 EV 用户的充电行为,进而优化一天内的电力负荷 分布,如图 5。在电力供应充足且成本较低的时段,如 12:00 到 16:00,VPP 可以设置较低的实时电价, 通过降低电价激励用户在此时段充电。而在电力需求高峰时段,如 10:00 到 12:00,VPP 可以提高电价, 以减少电动汽车的充电需求,并进行放电,同时保证 VPP 运营商的经济效益。这种策略不仅解决了电力 需求低谷时段的电能过剩问题,也缓解了高峰时段的电力供应压力,促进了整个电力系统最大程度地消 纳可再生能源。

由图 6 可知,在基础负荷的用电高峰期时,VPP 对 EV 用户的充放电价格也较高,充电价格较高可 以使 EV 用户因充电成本较高而降低充电概率,放电价格较高可以使 EV 用户因收益可观而选择向电网 售电,从而缓解电网用电高峰负荷;在基础负荷的用电低谷时,VPP 对 EV 用户的充放电价格较低,从 而使用户选择在低谷时进行电动汽车充电,填补电网用电低谷的负荷。因而如图 7 所示,在整体的价格



调控之下, EV 用户在 V2G 技术下的充电策略调整对电网负荷起到了削峰填谷的作用。

Figure 5. Electric vehicle charging and discharging power diagram 图 5. 电动汽车充放电功率图









在这场运营商与电动汽车用户之间的博弈中,我们观察到博弈前后双方的收益和成本发生了显著变化,如表2。博弈前,VPP的收益为13239.2,而博弈后降至12,781,表明运营商的收益减少了458.2。这可能是由于运营商为了吸引用户参与,实施了更为优惠的电价策略或增加了激励措施。与此同时,用户的充电成本从博弈前的540.6 显著下降至博弈后的80.44,减少了460.16,这反映出用户对电价变化做出了积极响应,选择在电价较低的时段进行充电,从而大幅降低了充电成本,能够提高新能源消纳水平、实现削峰填谷目标。

Table 2. Benefit comparison 表 2. 效益对比

	VPP 收益	EV 用户成本
博弈前	13239.2	540.6
博弈后	12,781	82.44

博弈的结果对双方都有积极影响:运营商通过优化电价策略管理了电网负荷,而用户则通过灵活调整充电计划实现了成本节约。这种互动有助于形成一个更高效、更经济的电力市场环境。未来,运营商可以继续研究和优化定价策略,提供更多价值添加服务,以增强用户粘性;用户则可以利用动态定价策略和探索更先进的充电技术,以进一步降低充电成本。总体而言,博弈模型的应用不仅提高了电力市场的运作效率,还为运营商和用户之间创造了双赢的局面。

5. 结语

本文提出了一种主从博弈模型,旨在协调虚拟电厂(VPP)运营商和电动汽车(EV)聚合商之间的经济效益关系。在考虑电动汽车入网技术(V2G)的情况下,通过制定实时电价实现系统收益最大化和参与调度的用户总充电费用最小化的目标。研究中引入了 KKT 条件和对偶理论,将原本的非线性主从博弈模型转化

为可求解的混合整数线性规划问题,有效计算出系统的最优定价策略。

主要结论如下:

1) 从博弈的角度出发, VPP 通过制定电价优化策略, 增大了 EV 的购售电量进而达到自身利润最大化的目的同时也降低了 EV 用户的用电总成本,实现了双赢。

2) 基于 V2G 的调度方法, EV 用户的充电负荷在基础负荷较低时更大程度地移动,且通过 EV 对电 网反向充电,相较于单向有序充电方法能够更好地降低峰谷差,保证电网系统的稳定运行。

3) 通过在主从博弈模型中制定实时电价引导 EV 用户进行负荷响应,相比于分时电价来说更能调动 用户的积极性,进而说明了实时定价策略的有效性。

本文算例中 VPP 运营商收益和 EV 充放电总成本形成一个更高效、更经济的电力市场环境,通过博 弈模型的应用,不仅电力市场的运营效率得到了显著提升,同时也为运营商和用户促成了互利共赢的合 作模式。

基金项目

国家自然科学基金(72071130),上海理工大学创新项目(XJ2024137)资助。

参考文献

- [1] 王静. 技术变革下中国电动汽车产业高质量发展的挑战与应对策略[J]. 企业经济, 2024, 43(9): 15-24.
- [2] 张家乐,吴志宽,许超,等. 虚拟电厂在全球能源转型中的战略地位与实践探讨[J]. 电气技术与经济, 2024(3): 116-118+122.
- [3] 马少超, 范英. 能源系统低碳转型中的挑战与机遇: 车网融合消纳可再生能源[J]. 管理世界, 2022, 38(5): 209-220, 239.
- [4] 文渐宇,朱继忠,李盛林,等. 基于时空协同的多数据中心虚拟电厂低碳经济调度策略[J]. 电力系统自动化, 2024,48(18):56-65.
- [5] Fang, C., Zhao, X., Xu, Q., Feng, D., Wang, H. and Zhou, Y. (2020) Aggregator-Based Demand Response Mechanism for Electric Vehicles Participating in Peak Regulation in Valley Time of Receiving-End Power Grid. *Global Energy Interconnection*, 3, 453-463. <u>https://doi.org/10.1016/j.gloei.2020.11.005</u>
- [6] 詹祥澎,杨军,韩思宁,等.考虑电动汽车可调度潜力的充电站两阶段市场投标策略[J].电力系统自动化,2021, 45(10):86-96.
- [7] 李牧青, 宋依群, 严正, 等. 电动汽车代理商的博弈竞争模型和算法研究[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1512-1517.
- [8] Chen, Y., Niu, Y., Du, M. and Wang, J. (2023) A Two-Stage Robust Optimization Model for a Virtual Power Plant Considering Responsiveness-Based Electric Vehicle Aggregation. *Journal of Cleaner Production*, 405, Article ID: 136690. <u>https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136690</u>
- [9] 胡思洋, 廖凯, 杨健维, 等. 基于 V2G 技术的城市电网供电恢复策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(6): 53-61.
- [10] 韩秉乾, 刘敏. 考虑负荷削减的居民区充电站分时电价设计[J]. 现代电力, 2023, 40(3): 342-351.
- [11] 马永翔, 马少洁, 闫群民, 等. 虚拟电厂与电动汽车用户的主从博弈定价策略[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023: 1-10.