

基于停车需求的电动汽车移动储能 多目标充放电协调控制

杨钰君, 于艾清, 丁丽青

(上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

摘要:电动汽车在不同类别规划用地间的移动及停放具有一定规律, 基于居民、工业、商业区不同的停车充放电需求建立电动汽车移动储能模型。为更好地体现电动汽车移动储能在负荷管理上的优势, 综合考虑电网、车主、停车充放电场所这三方, 以负荷标准差最小和经济利益最大为目标构建电动汽车充放电的多目标优化模型。通过快速非支配排序遗传算法(NSGA-II)解得帕累托(Pareto)最优前沿面, 采用模糊隶属度法求折中最优解。最后, 对包含 3 个居民区、1 个工业区、1 个商业区的电动汽车移动储能充放电案例进行仿真, 验证所提模型及策略的有效性。

关键词:电动汽车; 移动储能; V2G; 多目标优化; 模糊隶属度

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.04.008 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2022)04-0065-13

Multi-objective coordinated control of charging and discharging for mobile energy storage of electric vehicles based on parking demand

YANG Yujun, YU Aiqing, DING Liqing

(Electric Power Engineering of Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The movement and parking of electric vehicles between different types of planned land have regular patterns. Based on the different charging and discharging needs of residential areas, industrial areas, and commercial areas, a mobile energy storage model for electric vehicles has been established. In addition, in order to better reflect the advantages of mobile energy storage for electric vehicles in load management, the power grid, vehicle owners and charging/discharging places are comprehensively considered, and a multi-objective optimization model is constructed with the goal of minimizing the load standard deviation and maximizing economic benefits. The Pareto optimal front surface is obtained through the fast non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA-II), and the fuzzy membership method is used to find the compromise optimal solution. Finally, a simulation of the charging and discharging case of mobile energy storage for electric vehicles consisting of three residential areas, one industrial area and one commercial area is carried out to verify the effectiveness of the proposed model and strategy.

Key words: electric vehicle; mobile energy storage; V2G; multi-objective optimization; fuzzy membership

收稿日期: 2020-12-15; 修回日期: 2021-03-19

基金项目: 上海绿色能源并网工程技术研究中心资助(13DZ2251900)

通信作者: 于艾清(1981-), 女, 博士, 副教授, 主要从事电力系统调度优化、智能优化算法等研究; E-mail: yuaiqing@shiep.edu.cn

新能源汽车作为战略性新兴产业之一,经过10年来的发展取得了巨大的成就,2021年全年销量再创新高,达到352.1万辆,连续七年居世界首位,市场渗透率大幅提升至13.4%^[1]。对智能电网来说,私家电动汽车数量的快速增长给电网带来新的挑战的同时也带来了新的可能。

V2G(vehicle-to-grid)技术实现了车—网间的能量双向交互。通过管理电动汽车(electric vehicle, EV)电池的充放电过程,不仅可以满足车主的充放电需求,还可以为电网提供削峰填谷的辅助作用^[2-3]。对电网来说电动汽车的电池是一种具有移动性的分布式储能装置,制定合理有效的电动汽车移动储能控制策略,不仅能够减轻电动汽车在某一时段集中接入给配电网带来的负荷峰值叠加影响,还可以消纳部分新能源出力,缓解新能源出力过剩问题^[4]。文献[5]将电动汽车分为充电、放电两个车群,通过管理这两个车群,实现车与网能量的双向流通。以上文献皆利用日前和历史数据进行预测,运用蒙特卡洛法确定电网负荷曲线和到达时间、充电需求、充电地点等的车辆信息。

对于EV移动性的研究,大多数文献采用随机到达过程来描述车的移动性,即通过高斯分布、马尔可夫链^[6]、泊松分布^[7]表达。文献[8]提出一种利用停车生成率模型预测电动汽车充电负荷的方法,该方法能够方便有效地预测电动汽车时空分布特性;文献[9]基于停车生成率思想以网格化区域为单位描述电动汽车的移动行为,但该文献把车的移动性限制在固定两区域范围内,忽略了车辆在复杂的多个不同特性区域间的移动。

在电动汽车与电网互动数学模型方面,目标函数主要包括:以保障配电网电能质量及削峰填谷为目标^[10]、最小化车主充电成本^[11]或排队时长^[12]、最大化充电设施经济效益^[13]。但多数文献未同时全面考虑这些目标,且仅通过设置权重因子简单地将多个目标加权求和,难以综合地分析电动汽车充放电给多方带来的影响。

目前的城市规划居民区周边都会配备有工、商业区,以满足居民休闲娱乐和工作的需求,私家车车主在各个地区之间的驾驶行为往往有一定的规律性。行车路径多为往返于居民区与工、商业区之间,

对电网来说这些车的电池是一种具有移动性的储能资源。利用不同性质地区之间的车辆流动,合理安排车辆的充放电行为尤为重要。另外,考虑分布式能源发电的电动汽车充放电策略,不仅要顾及电网的安全及经济运行,也要顾及车主充电成本、提供停车充放电服务场所的经济利益,是一个多约束、多目标问题。本文首先分析电动汽车移动储能模型,在此基础上制定考虑可再生新能源出力的电动汽车充放电策略,提出考虑电网、车主、充放电场所三方成本以及电网负荷波动的多目标模型,最后通过NSGA-II求得最优解集,并用模糊隶属度法在Pareto最优解集中选取最优折中解。

1 EV移动储能模型

电动汽车的储能特性是指电动汽车电池充电时在获得满足车辆行驶所需电能外可储存一部分能量,当电网需要时电动汽车释放储存的电能,储能特性体现了车与电网间能量的双向流动。电动汽车同时又具有移动特性,对电网来说电动汽车的电池是一种具有移动性的分布式储能装置。

1.1 停车需求

传统意义上某区域的停车需求是该区域的停车生成率乘以该区域的建筑面积^[14]:

$$D_k = R_k \cdot A_k \quad (1)$$

式中 D_k 为区域 k 的停车需求; R_k 为区域 k 的停车生成率; A_k 为区域 k 的建筑面积。

本文在计算各区域停车需求时,假设所有的电动汽车只存在行驶和停放于停车位上这两种状态,因此式(1)中的 A_k 可等效为区域 k 的停车位数量。不同区域用地具有不同的停车生成率,车主出行规律、人口密集度、城市开发程度、区域类型规划等都影响着停车生成率的大小。本文根据文献[15]对某城市实际的交通数据进行拟合,得到不同区域类型的停车生成率,再由停车生成率获得停车需求的数据。

1.2 基于停车需求的EV移动储能特性分析

电动汽车的移动特性可由区域内的停车需求表征,此方法的特点是区域化充放电车辆群体,以区域为范围单位分析车辆情况,而非传统分析时的以个

体车辆或个体充电站点为单位,扩大了分析的规模的同时减少了复杂度。

某城市内部不同用地规划区域分布的局部图如图 1 所示,根据功能对城市进行分区,可划分为商业区、居住区、工业区等不同区域,各功能区域与其他区域相邻或相隔,且具有不同的停车需求。每时刻都有电动汽车在各区域内停放与电网进行能量双向流通,也有在区域间或区域内行驶的。电动汽车的停放与移动行为由停车需求表征,以区域 2 为例,若时段 i 的停车需求为 D_i ,时段 $i+1$ 的停车需求为 D_{i+1} ,当 $D_i < D_{i+1}$ 时,即代表 $i+1$ 时段有 $D_{i+1} - D_i$ 辆原处于行驶状态的车从周边区域或正行驶于区域 2 的车停放至区域 2 进行充放电;当 $D_i > D_{i+1}$ 时,即代表 $i+1$ 时刻有 $D_i - D_{i+1}$ 辆停放在区域 2 进行充放电的车终止充放电行为变为行驶状态,且行驶于该区域或周边区域。

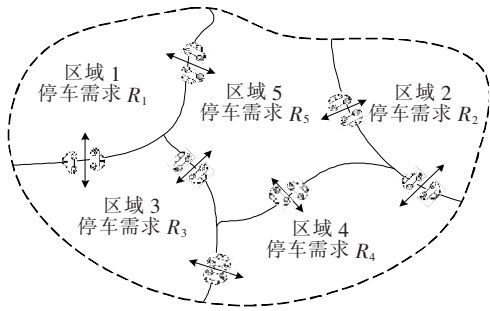


图 1 区域车辆移动局部示意

Figure 1 Schematic diagram of mobility for electric vehicles

由于是城市区域分布的局部图,图示区域总的车辆数是实时变化的,且总的车辆数等于各区域停车需求与行驶状态车辆数之和。当总的车辆数增加时,意味着有新的车辆驶入研究的范围,随机生成车辆行驶于任意区域;当总的车辆数减少时,意味着有车辆驶离研究区域,考虑到驶离的车辆的上一个状态多为行驶状态,因此先随机删除处于行驶状态车辆的信息,如数量未达到总车辆减少数,再随机删除处于停放状态且电量满足车主要求的车辆。

1.3 基于停车需求的 EV 移动储能模型

本文中电动汽车含有 S_{\min} 、 S_{\max} 、 Q 、 W_{100} 、 V 这 5 个不变参数。 S_{\min} 、 S_{\max} 分别为车主设定的电动汽车充放电电量的理想下限和上限,即车主终止车辆停放状态时的电量需在此范围内; Q 为蓄电池容量; W_{100} 为车辆百公里耗电量; V 为电动汽车行

驶速度,本文根据实际车速将速度取平均,得到一个固定值以简化参数。

除了上述参数外,每辆车每时段结束时都更新 F_s 、 F_a 、 F_c 、 S ,并记录 S_0 ,具体含义如下。

1) F_s 为电动汽车状态标记,分为行驶和停放状态,本文默认处于停放状态的车均与电网相连,可按需进行充放电,状态标志可表示为

$$F_s(n) = \begin{cases} 0, & \text{EV 处于行驶状态} \\ 1, & \text{EV 处于停放状态} \end{cases} \quad (2)$$

2) F_a 为电动汽车区域标记,标记车辆所处的具体位置,此时不考虑车辆是处于行驶或是停放状态,区域标志可表示为

$$F_a(n) = k, \text{EV 处于 } k \text{ 区} \quad (3)$$

3) F_c 为电动汽车充放电标记, $S < S_{\min}$ 的车辆必须充电,标记为 $F_c = 1$; $S > S_{\max}$ 的车辆只允许放电,标记为 $F_c = -1$; S 介于上、下限之间的车辆允许充电或放电,受电网指令的调度,标记为 $F_c = 0$ 。充放电标记可表示为

$$F_c(n) = \begin{cases} 1, & S(n) < S_{\min} \\ -1, & S(n) > S_{\max} \\ 0, & S_{\min} < S(n) < S_{\max} \end{cases} \quad (4)$$

4) S 为电动汽车的实时荷电状态,某一时段的实时荷电状态可根据上一时段的荷电状态求得。当电动汽车处于行驶状态 ($F_s = 0$) 时, S 以一定的平均荷电降低速率下降;处于停放状态 ($F_s \neq 0$) 时电动汽车参与电网互动,根据每时段下发的充放电任务进行充放电。具体计算公式为

$$S(t) = \begin{cases} S(t - \Delta t) + F_c \frac{P(t - \Delta t) \Delta t}{Q}, & F_s \neq 0 \\ S(t - \Delta t) + \frac{V \cdot W_{100} \cdot \Delta t}{100Q}, & F_s = 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中 Δt 为状态更新时间间隔。

5) S_0 为 EV 由行驶转为停放状态的初始电量。

基于停车需求的移动储能流程如图 2 所示。在每时刻开始时获取当前车辆总数以及各区域停车需求的值,与上一时段的车辆总数比较,若总数增加,则随机生成差值数量的车在途;若总数减少,则随机移除差值数量的在途或满足车主电量要求的车。另外,当前各区域停车需求与上一时段各区域处于停放状态车辆数相减,差值大于零则随机抽取相邻或

所在区域在途的车至该区域;差值小于零则随机抽取停放在该区域的车行驶于该区域或相邻区。在动态调整好每时段的电动汽车数量后,更新每辆车的 F_s 、 F_a 、 F_c 、 S 。

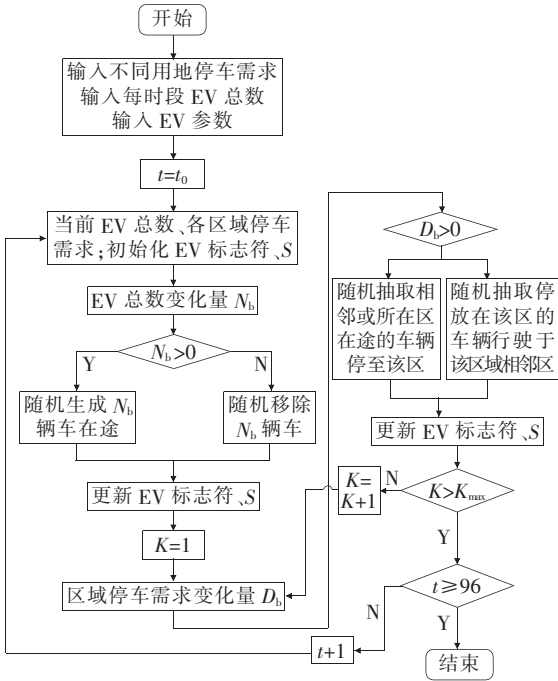


图2 电动汽车移动储能流程

Figure 2 Flow chart of mobile energy storage for EVs

2 考虑可再生能源出力的EV移动储能V2G策略

由于受位置、天气等的影响,可再生能源发电具有间歇性,输出功率不稳定且与负荷曲线的变化波动不一致,会加大负荷峰谷差^[16]。

考虑到电动汽车具有时间上充放电的可控性、空间上的移动性,同时又具备源、荷双重属性,因此在V2G架构下,电动汽车既可作为负荷充电又可作为电源放电,从而平抑电网负荷、减少网损、提升可再生能源消纳,并且改善用户甚至电网侧的经济效益^[17]。

2.1 车群管理策略

停放区域车辆按照荷电量可分为3个群体, $S < S_{\min}$ 的车辆为必须充电车群,记为车群 I; $S > S_{\max}$ 的车辆属于必须放电车群,记为车群 III; S 介于上、下限之间的车辆属于可充电或放电车群,记为车群 II,此车群车辆是否安排充放电取决于控制中心下发的计划充放电功率。另外,每时段开始时,

都需统计每个车群车辆数,分别为 N_1 、 N_2 、 N_3 。

2.2 V2G控制策略

本文制定电动汽车与新能源协调互补的EV移动储能V2G策略。总的策略拓扑如图3所示,每个时段控制中心根据基础用电负荷、新能源出力和电动汽车最大充放电限制情况,计算各区域充放电功率,各区再根据停放车辆的具体情况为每辆车分配充放电功率。车辆的行驶与停放状态遵从车主主观意愿且默认所有停放状态的车均接受充放电控制安排。控制中心下发的各区计划充放电功率为 $P_{V2G,1}, P_{V2G,2}, \dots, P_{V2G,k}$,正值代表充电指令,负值代表放电指令,且本文所有和放电有关的参数均为负数。

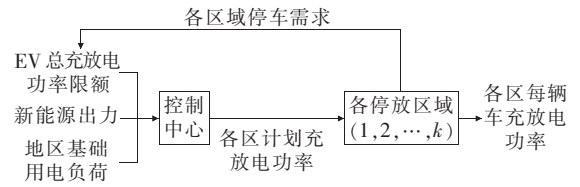


图3 控制策略拓扑示意

Figure 3 Topology of control strategy

2.3 功率按比例分配策略

大多数文献中电动汽车以固定功率充放电,而本文策略根据每辆车的荷电情况合理分配功率,可避免充电需求大的车辆充不满或放电需求大的放不完,也可解决充放电需求小的车辆很快达到理想荷电区间而造成的频繁切换充放电状态的问题^[18]。

当控制中心发布充电指令时,对充电车辆计算其充电功率,即

$$P_{\text{cha}}(t, n) = \min \left\{ \begin{array}{l} P_{\text{cha, max}}, P_{\text{cha}}, \frac{(S_{\max} - S)Q}{\Delta t}, \\ \frac{(S_{\max} - S)Q}{\sum_{n=1}^{n_{\text{cha}}} (S_{\max} - S)Q} P_{V2G, \text{actual}}(t) \end{array} \right\} \quad (6)$$

式中 右边第1项为充电桩的功率限额;第2项为车辆电池额定充电功率;第3项为电动汽车充至期望电量所需的充电功率;第4项为车辆可容纳充电容量占所有充电车辆容量总和的比值。选取这4项的最小值作为电动汽车的实际充电功率。

相似的,当控制中心发布放电指令时,计算车辆放电功率,即

$$P_{\text{dis}}(t, n) = \left[\begin{array}{l} |P_{\text{dis, max}}|, |P_{\text{dis}}|, \frac{(S(t, n) - S_{\text{min}})Q}{\Delta t} \\ - \min \left\{ \frac{(S - S_{\text{min}})Q}{\sum_{n=1}^{n_{\text{dis}}} (S - S_{\text{min}})Q} P_{\text{V2G, actual}}(t) \right\} \end{array} \right] \quad (7)$$

式中 右边第 1 项为充电桩的功率限额;第 2 项为车辆电池放电额定功率;第 3 项为电动汽车放电至期望电量所需的放电功率;第 4 项为车辆允许放电容量占所有放电车辆容量总和的比值。

2.4 充放电车辆任务划分策略

无论控制中心下发的是充电亦或放电指令,车群 I、III 中所有车都分别参与充电和放电。对于车群 II 的车辆,是安排充电、放电还是不参与充放电过程则需要按照以下方法进行划分。

1) $P_{\text{V2G}}(t)$ 为正数时即控制中心下发充电指令。

虽然此时段控制中心下发的是充电指令,但车群 III 中车的 S 均大于车主设定电量的理想上限,因此 t 时段内需安排此类车放电。放电车辆按照电池的额定放电功率进行放电,并同时考虑放电效率,则车群 III 内所有车辆放电功率之和为

$$P_{\text{force, dis, all}}(t) = \sum_{n=1}^{N_3} P_{\text{dis}}(t, n) \cdot \eta_{\text{dis}} \quad (8)$$

式中 $P_{\text{force, dis, all}}$ 为强制放电车辆总放电功率; $P_{\text{dis}}(t, n)$ 为 t 时段车辆 n 的额定放电功率; η_{dis} 为放电效率。

综合 t 时段下发的理想充电指令值和必须放电车辆总功率值,实际需完成的充电功率为

$$P_{\text{V2G, actual}}(t) = |P_{\text{force, dis, all}}(t)| + P_{\text{V2G}}(t) \quad (9)$$

车群 I 所有车辆按照允许的最大功率进行充电。车群 I 最大充电功率之和为

$$P_{\text{cha, 1, all}} = \sum_{n=1}^{N_1} \left(\min \left(P_{\text{cha, max}}, P_{\text{cha}}, \frac{(S_{\text{max}} - S(t, n))Q}{\Delta t} \right) \right) \quad (10)$$

式中 $P_{\text{cha, max}}$ 为充电桩最大充电功率; P_{cha} 为车辆电池额定充电功率; $(S_{\text{max}} - S(t, n))Q/\Delta t$ 为充至车主期望最大电量所需的功率。

若 $P_{\text{cha, 1, all}}(t) > P_{\text{V2G, actual}}(t)$,则根据文 2.3 中的功率分配策略,按比例每辆充电车辆分配实际

的充电功率,即根据每辆车的荷电情况合理分配功率;若 $P_{\text{cha, 1, all}}(t) \leq P_{\text{V2G, actual}}(t)$,则将车群 II 中车辆按照 S 由小到大的顺序排列,依次划分为充电车群,直至满足:

$$P_{\text{cha, 1, all}}(t) + P_{\text{cha, 2}}(t) > P_{\text{V2G, actual}}(t) \quad (11)$$

式中 $P_{\text{cha, 1, all}}$ 为车群 I 所有车辆最大充电功率和; $P_{\text{cha, 2}}$ 为车群 II 安排充电车辆最大充电功率和。

进一步按比例分配每辆充电车辆的充电功率,车群 II 中未划分为充电的车不参与电网互动,所有参与充电的车辆台数记为 n_{cha} 。若 I、II 车群所有车辆均以允许的最大充电功率充电,而总充电功率依旧未达到 $P_{\text{V2G, actual}}(t)$,则控制中心重新下发充电指令值 $P_{\text{V2G}}(t)$ 。

2) $P_{\text{V2G}}(t)$ 为负数时即控制中心下发放电指令。

属于必须充电的车辆总充电功率为

$$P_{\text{force, cha, all}}(t) = \sum_{n=1}^{N_1} P_{\text{cha}}(t, n) \eta_{\text{cha}} \quad (12)$$

式中 $P_{\text{force, cha, all}}$ 为强制充电车辆总充电功率; $P_{\text{cha}}(t, n)$ 为 t 时段车辆 n 的额定充电功率; η_{cha} 为充电效率。

实际需完成的放电功率为控制中心下发的放电功率减去必须充电车辆的总充电功率:

$$P_{\text{V2G, actual}}(t) = P_{\text{V2G}}(t) - P_{\text{force, cha, all}}(t) \quad (13)$$

车群 III 所有车辆依据允许的最大功率放电,最大放电功率之和为

$$P_{\text{dis, 3, all}}(t) = \sum_{n=1}^{N_3} \left(\min \left(|P_{\text{dis, max}}|, |P_{\text{dis}}|, \frac{(S(t, n) - S_{\text{min}})Q}{\Delta t} \right) \right) \quad (14)$$

式中 $P_{\text{dis, max}}$ 为充电桩最大放电功率; P_{dis} 为车辆电池额定放电功率; $(S(t, n) - S_{\text{min}})Q/\Delta t$ 为放电至车主期望最小值所需功率。

如果 $|P_{\text{dis, 3, all}}(t)| > |P_{\text{V2G, actual}}(t)|$,则根据文 2.3 中策略按比例每辆车分配放电功率;如果 $|P_{\text{dis, 3, all}}(t)| \leq |P_{\text{V2G, actual}}(t)|$,则将车群 II 中车辆按照 S 由大到小的顺序排列,依次划分进放电车群,直至满足:

$$|P_{\text{dis, 3, all}}(t) + P_{\text{dis, 2}}(t)| > |P_{\text{V2G, actual}}(t)| \quad (15)$$

式中 $P_{\text{dis, 3, all}}$ 为车群 III 所有车辆最大放电功率和; $P_{\text{dis, 2}}$ 为车群 II 安排放电车辆最大放电功率和。

进一步按比例分配放电功率,所有参与放电的车辆台数记为 n_{dis} 。若车群 II、III 所有车辆均以最大允许放电功率放电,而总放电功率的绝对值仍小于 $|P_{\text{V2G, actual}}(t)|$,则重新制定各 V2G 过程放电功率 $P_{\text{V2G}}(t)$ 。

3 数学模型及求解方法

3.1 目标函数

在考虑电网安全运行和充放电要求的前提下,本文策略总体目标是实现区域日负荷曲线波动最小和电网、车主、停车充放电场所经济利益最大,属于多目标、多约束问题。既有效削峰填谷,又尽可能地降低三方充放电成本。假设可再生能源产生的功率就地消纳。总的数学模型可描述为

$$\min f(t, k) = [f_1, C_{\text{grid}}, C_{\text{user}}, C_{\text{place}}] \quad (16)$$

本文策略总体目标可细分为四部分:①电网侧负荷波动;②电网网损成本;③车主侧净支出;④停车充放电场所净支出。

1)日负荷曲线波动最小。

考虑分布式能源出力、地区基础用电负荷以及电动汽车随机充放电负荷后的电网等效负荷波动较大,通过本文策略,对电动汽车进行有序充放电以平滑电网负荷。

$$\min f_1 = \left[\sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \frac{(P_{\text{load}}(t, k))}{t_{\text{end}} - t_0 + 1} + \right. \quad (17)$$

$$\left. \frac{P_{\text{veh}}(t, k) - P_{\text{new}}(t, k) - P_{\text{ave}}(t, k))^2}{t_{\text{end}} - t_0 + 1} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_{\text{ave}}(t, k) =$$

$$\frac{\sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} P_{\text{load}}(t, k) + P_{\text{veh}}(t, k) - P_{\text{new}}(t, k)}{t_{\text{end}} - t_0 + 1} \quad (18)$$

$$P_{\text{veh}}(t, k) =$$

$$\begin{cases} P_{\text{cha}, 12}(t, k) - |P_{\text{dis}, 3}(t, k)|, \text{充电指令} \\ |P_{\text{cha}, 1}(t, k) - |P_{\text{dis}, 23}(t, k)||, \text{放电指令} \end{cases} \quad (19)$$

式(17)~(19)中 k 为区域序号; t_0 为一天中开始时段; t_{end} 为一天的最后时段; $P_{\text{load}}(t, k)$ 为 t 时段区域 k 除电动汽车负荷以外的常规负荷; $P_{\text{veh}}(t, k)$

为电动汽车充放电负荷; $P_{\text{new}}(t, k)$ 为可再生能源出力; $P_{\text{ave}}(t, k)$ 为等效负荷的平均值; $P_{\text{cha}, 12}(t, k)$ 为被安排充电电动汽车的总充电功率; $P_{\text{dis}, 3}(t, k)$ 为必须放电电动汽车的总放电功率; $P_{\text{cha}, 1}(t, k)$ 为必须充电电动汽车的总充电功率; $P_{\text{dis}, 23}(t, k)$ 是被安排放电电动汽车的总放电功率。

2)电网网损成本最小。

$$\min C_{\text{grid}} = \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \left(\frac{P_{ij}^2(t, k) + Q_{ij}^2(t, k)}{V_j^2(t)} C_t R_{ij} \Delta t \right) \quad (20)$$

式中 $P_{ij}(t, k)$ 、 $Q_{ij}(t, k)$ 分别为 t 时段流入支路 (i, j) 末端节点的有功、无功功率; $V_j(t)$ 为 t 时段支路 (i, j) 的末端节点电压; C_t 为 t 时段电价; R_{ij} 为支路 (i, j) 的电阻^[19]。

3)车主净支出最小。

车主对车辆进行充放电的净支出包括:为了行驶所需的充电支出减去放电所获的收益,考虑放电影响电池寿命所造成的电池成本^[20]。

$$\min C_{\text{user}} = \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \left(P_{\text{cha}, 12}(t, k) \cdot C_{\text{cha}}(t) \Delta t - |P_{\text{dis}, 23}(t, k)| C_{\text{dis}}(t) \Delta t + |P_{\text{dis}, 23}(t, k)| \Delta t \cdot k_1 \right) \quad (21)$$

式中 $C_{\text{cha}}(t)$ 为 t 时刻车主的充电价格; $C_{\text{dis}}(t)$ 为 t 时刻车主的放电价格; k_1 为车辆因电池放电造成的损耗的费用。

4)充放电停车场净支出最小。

实际生活中充放电停车场希望获得最大收益即收入减去支出最大,停车场通过从电网购电能和为车主提供充电服务来赚取差价,并从向电网售电获利^[21],同时,因调度车辆参与放电所导致的电池损耗,停车场以 k_2 的价格付给车主一定的补偿^[22]。但为了方便后续的计算求解,将其转换成最小值目标即支出减收入最小。

$$\min C_{\text{place}} =$$

$$\sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \left(P_{\text{cha}, 12}(t, k) (C_{\text{buy}}(t) - C_{\text{cha}}(t)) \Delta t + |P_{\text{dis}, 23}(t, k)| (C_{\text{dis}}(t) - C_{\text{sale}}(t)) \Delta t + |P_{\text{dis}, 23}(t, k)| \Delta t \cdot k_2 \right) \quad (22)$$

式中 $C_{\text{buy}}(t)$ 为停车场向电网购电的价格; $C_{\text{sale}}(t)$ 为停车场向电网售电的价格; k_2 为车辆因

电池放电造成的损耗的补偿费用。

3.2 约束条件

1) 电网约束。

配电网的安全运行需要满足节点功率平衡方程、电压偏移约束及馈线电容约束^[23]:

$$\begin{cases} P_{Gi} + P_{\text{new}} - P_{\text{veh}} - P_{\text{load}} = \\ U_i \sum_{j=1}^h U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{Gi} + Q_{\text{new}} - Q_{\text{veh}} - Q_{\text{load}} = \\ U_i \sum_{j=1}^h U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (23)$$

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (24)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij\max} \quad (25)$$

式(23)~(25)中 P_{Gi} 、 P_{new} 、 P_{veh} 、 P_{load} 分别为节点 i 常规发电、可再生能源、电动汽车、常规负荷的有功功率; Q_{Gi} 、 Q_{new} 、 Q_{veh} 、 Q_{load} 为相应的无功功率; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 间的电压幅值; θ_{ij} 为节点 i 、 j 间的相角差; U_{\min} 、 U_{\max} 分别为节点电压的上、下限; P_{ij} 、 $P_{ij\max}$ 分别为线路 ij 的有功功率及其最大值。

2) 车主约束。

车主充放电后最关心的是电量情况,通过设置预期电量的上下限范围,以满足车主的充放电需求:

$$S_{\min} \leq S(t_{\text{end}}) \leq S_{\max} \quad (26)$$

3) 充放电装置约束。

当为车辆分配充放电功率时,不能超过充放电桩可承受的最大充放电功率范围:

$$-P_{\text{dis,max}} \leq P(t,n) \leq P_{\text{cha,max}} \quad (27)$$

4) 电池约束。

车辆充放电时需要考虑电池的使用寿命,通过设置容量和电流约束来保障电池的性能,避免以较大电流充放电而降低损耗^[24]:

$$\begin{cases} -I_{\text{b,dis}} \leq I(t,n) \leq I_{\text{b,cha}} \\ S_{\text{b,min}} \leq S(t,n) \leq S_{\text{b,max}} \end{cases} \quad (28)$$

式中 $I_{\text{b,dis}}$ 、 $I_{\text{b,cha}}$ 分别为电池最大放电、充电电流; $S_{\text{b,max}}$ 、 $S_{\text{b,min}}$ 分别为顾及电池性能容量的上限、下限,下限取 0.2,上限取 0.95。

5) 区域移动性约束。

考虑到电动汽车在每一时段内行驶的距离有限,当本策略设定电动汽车区域标记更新时,新的时段所处区域只能与前一时段相同或相邻,以避免车

辆在某一时段内跨越几个区域这种不实际的行为。利用邻接矩阵 \mathbf{K} 表示各区域间的位置关系,当有 k_{\max} 个区域时,则构造 $k_{\max} \times k_{\max}$ 的邻接矩阵,且主对角线元素为 1;当两区域相邻时,则邻接矩阵对应元素为 1,否则为 0。若某车辆现处于区域 i ,则下一时段位置更新后的区域标记应满足约束:

$$F_a(t+1,n) \in \{Q\} = \{q \mid k(i,q) = 1, q \in [1, k_{\max}]\} \quad (29)$$

3.3 求解最优前沿解集及模糊隶属度法选取最优折中解

由于模型为一个包含多目标、多约束的问题,且具有非凸性、非线性,因此采用 NSGA-II 算法进行求解^[25]。以移动储能控制中心向各区域下发的充放电功率为种群,求得 Pareto 最优解集。

在获得最优前沿面后,以最小值作为优化目标,采用选取偏小型模糊集决策理论构建模糊隶属度函数,函数值越大则满意程度越高,满意度最高的解即为最优折中解^[26]。目标为最小时的模糊隶属度函数为

$$U_i = \begin{cases} 1, & f_i \leq f_{i,\min} \\ \frac{f_{i,\max} - f_i}{f_{i,\max} - f_{i,\min}}, & f_{i,\min} \leq f_i \leq f_{i,\max} \\ 0, & f_i \geq f_{i,\max} \end{cases} \quad (30)$$

式中 f_i 为目标函数值; $f_{i,\min}$ 、 $f_{i,\max}$ 分别为目标函数最小、最大值。

则标准化最优解为

$$U_k = \frac{\sum_{i=1}^m u_{i,k}}{\sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^m u_{i,k}} \quad (31)$$

式中 U_k 为第 k 个最优解的满意度程度数; m 为目标函数的数量; N 为最优解个数。

4 算例分析

算例分析中以一个工作日为时间范围进行研究,将一天分为 96 个时段(每 15 min 为 1 个时段)。

4.1 模型假设

本文策略以电动汽车大规模使用且停车场配有足够充电站能满足所有停放电动汽车充放电需求为背景。算例在 IEEE 33 节点标准配电网系统下进行仿真,系统为某城市局部的集合区,包含 3 个居

民小区(分别接入配电网节点 21、22、28)、1 个工业区(接入配电网节点 27)和 1 个商业区(接入配电网节点 8)。考虑到未来风能、光伏的普及,每个区域都配有分布式能源发电系统。配电网系统及区域位置分布情况如图 4 所示。

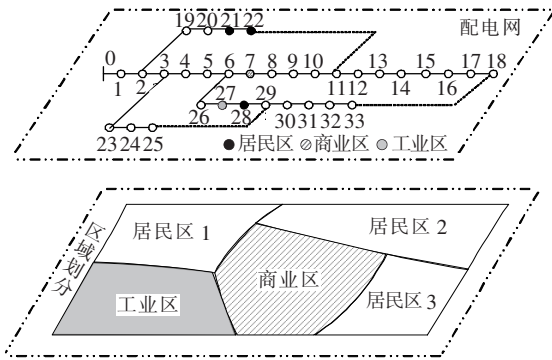


图 4 区域分布与配电网拓扑对应

Figure 4 Schematic diagram of distribution

4.2 仿真数据

各区域类型、配备的分布式能源情况、停车位等信息如表 1 所示。算例中电动汽车皆为普通家用,电池容量为 $30 \text{ kW} \cdot \text{h}$,百公里耗电 $21 \text{ kW} \cdot \text{h}$,每时段电动汽车总数是均值为 1 200、标准差为 150 的一组随机数;充电桩最大充放电功率为 10 kW 。

表 1 区域信息

Table 1 Form of regional information

区域序号	区域类型	停车位总数	可再生能源种类	接入配电网节点
1	居民区	300	风能	21
2	居民区	300	光伏	22
3	居民区	400	光伏	28
4	工业区	300	风能+光伏	27
5	商业区	1 000	光伏	8

算法中采用的居民、工业和商业区的停车生成率参考文献[25],对工作日数据进行统计拟合而得,停车生成率曲线如图 5 所示。工业区夜晚时停放车辆占比较低,白天时因大量车主到工业区上班使得停放车辆占比提高;而居民区夜晚时因车主纷纷下班返回家中使停放车辆占比较高,白天时较低;工业区与居民区停车规律基本互补,因此停车生成率曲线走势相反。工作日的商业区在 40~88 时段停车占比相对较多,且在时段 52、82 左右即中午和下班时间点后迎来 2 个小高峰。居民和工、商业区的基础负荷如图 6 所示,居民区用电峰值出现在上午及

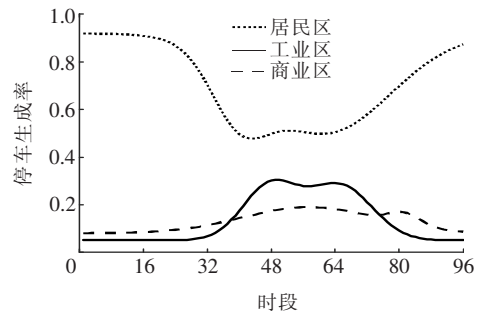


图 5 不同区域类型停车生成率曲线

Figure 5 Curves of parking generation rates in different areas

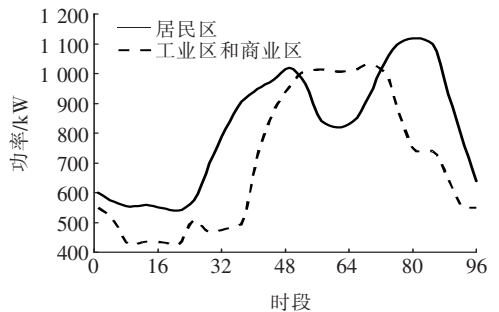


图 6 基础负荷

Figure 6 Basic load power

晚间,而工、商业区在白天时段用电较多。

风能、太阳能有功出力曲线如图 7 所示,光伏在日出后发电、日落后归零,且在正午达到峰值,风能一天内均有出力,但随机性较强。电动汽车充放电电价、停车场从电网购电电价采用分时电价机制,06:00—22:00(时段 24~88)为高峰电价,22:00—次日 6:00(时段 88~次日时段 24)为低谷电价,分时电价如表 2 所示。

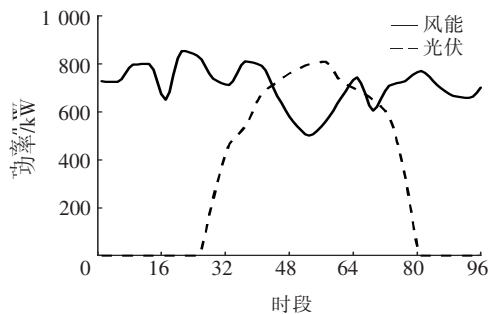


图 7 分布式能源发电有功出力

Figure 7 Distributed energy power generation

表 2 分时电价

Table 2 Time-of-use electricity price

时段	电价/(元/(kW·h))			
	充电	放电	购电	售电
06:00—22:00	1.066	0.857	0.710	0.405
22:00—次日 6:00	0.509	0.476	0.339	0.405

4.3 仿真结果

4.3.1 停车需求

各区域停车需求结果如图 8 所示,可知工作日车主的出行特点:0~32 时段车辆大都停于 3 个居民区,32 时段后随着工作的需求,车辆向工业、商业区移动。商业区在 40~88 时段停放的车辆数相对较多,且在正午及傍晚后迎来小高峰;工业区在白天时停放着较多车辆,而在夜晚及凌晨较少。

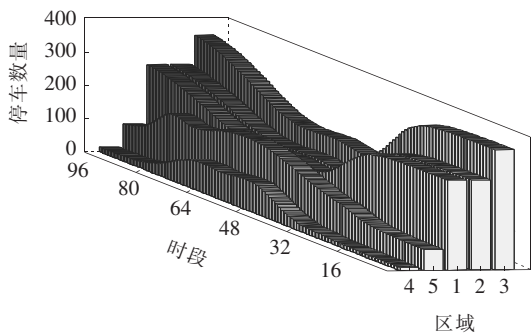


图 8 停车需求示意

Figure 8 Picture of parking deman

4.3.2 Pareto 解集及充放电功率方案选取

采用 NSGA-II 对提出的策略及模型进行仿真。种群规模为 100,进化代数选取 500 次,求得 4 个目标 $f_1 \sim f_4$,分别表示负荷标准差、电网网损成本、车主净支出、充放电停车场所净支出,其中,根据目标函数求解得到的充放电停车场所净支出 f_4 为负值,即代表支出小于收入,为使数据更直观,将负的净支出转换为正的收益。

根据 Pareto 前沿解集画出 Pareto 前沿面,其中居民区 1 的 Pareto 前沿面如图 9 所示,其余各区的

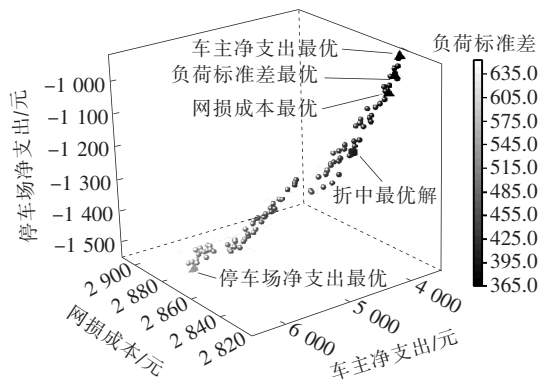


图 9 居民区 1 的 Pareto 前沿面

Figure 9 Pareto front graph

因篇幅限制省略。

本文所建立的是包含 4 个目标的优化模型,Pareto 前沿面应是一个四维图像,X、Y、Z 轴分别代表电网网损成本、车主净支出、充放电停车场所净支出,第 4 维的负荷标准差由灰度表示。其中,正方体代表最优折中解,三棱锥为单一目标最优解。

由图 9 可知,通过模糊隶属度法求得的最优折中解综合考虑了 4 个目标函数。对于 Z 轴的充放电停车场所净支出这一目标,所求值为负数即总支出减总收入为负值,停车充放电场所总体为盈利,目标值越小即盈利越大,满足停车场所实际期望。由于本文数学模型属于高维优化问题,故求解出的 Pareto 前沿面不规则。

选取最优折中解情况下对应求出的充放电指令,绘制 5 个区域一天中的充放电分配情况,如图 10 所示,其中,零轴以上为充电,零轴以下为放电。

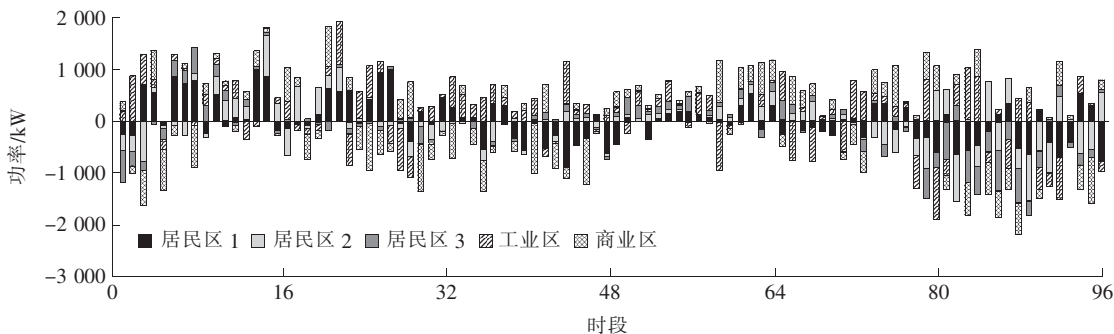


图 10 充放电功率分配示意

Figure 10 Distribution of charging and discharging power

在居民区夜晚时段,负荷处于低谷时(4~20 时段)安排车辆充电,负荷处于高峰时(76~次日时段 4)安排车辆向电网放电。夜晚时段由于居民区 1 安装的风能依旧能发电,而居民区 2、3 安装的光伏夜

晚发电量为零,根据文 2.3 中的功率分配策略,所以居民区 1 会在 4~20 时段安排车辆进行较大功率的充电,产生的充电功率既能消纳风能又能满足车主夜晚低价充电的需求;而居民区 2、3 会在 76~次日

4时段安排更多的电来削弱负荷高峰。居民区白天时段则在负荷低谷(48~64时段)安排充电,且此时段为光伏出力最大阶段,因此,安排居民区2、3在此时充电的功率更大。商业区主要在夜晚负荷低谷时段安排充电、白天负荷高峰时放电。工业区由于配备了光伏和风电2种发电装置,其出力使负荷在午间时段将至负值,形成新的负荷低谷,相应的在此时段安排车辆充电以削弱低谷。

4.3.3 负荷波动分析

5个区域的基础负荷、随机充放电等效负荷、考虑新能源随机充放电等效负荷以及折中最优解曲线如图11所示。

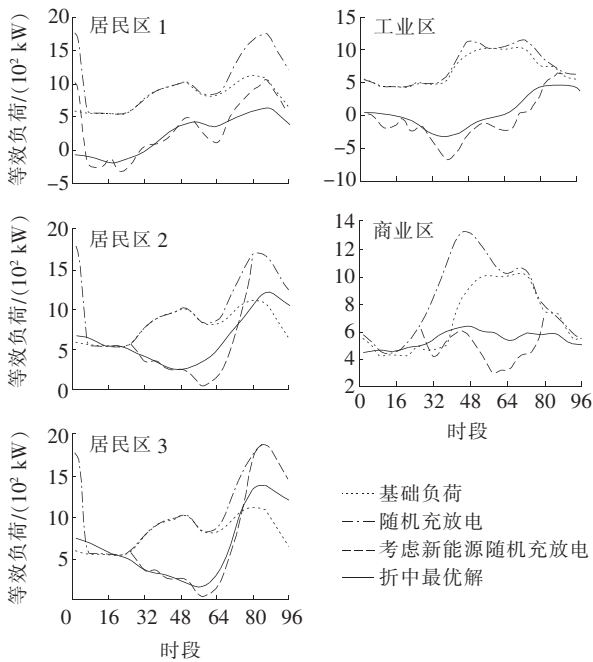


图 11 等效负荷曲线

Figure 11 Equivalent load curve

3个居民区随机充电时间主要集中在64~次日4时段,且在80时段左右达到峰值,由于居民区3比居民区2具有更大停车需求,使得负荷高峰叠加更严重。工业区充电主要集中于上午及傍晚,为车主到达工业区后及下班前少量补充电量。随机充放电方案下不仅峰谷差加大,而且车主充电行为远多于放电行为。

在考虑分布式能源后进行随机充放电时,考虑风能一天内出力较均匀,居民区1配置的风能使得96时段等效负荷值较基础负荷值均有所降低;居民区2、3及商业区配置的光伏使得等效负荷在32~

80时段,即光照时段有所降低。工业区由于配置了风能与光伏而出现新能源出力过剩的现象,分布式能源虽能全时段或局部时段减少负荷,但负荷波动大的特点未得到缓解。

各区域6种方案下的等效负荷曲线如图12所示,方案1为无新能源的随机充放电,其余方案皆考虑新能源出力;方案2为Pareto前沿面上运用模糊隶属度法选取的折中最优解;方案3~6分别为前沿面上负荷标准差、电网网损成本、车主净支出以及充放电停车场所净支出的最优解。

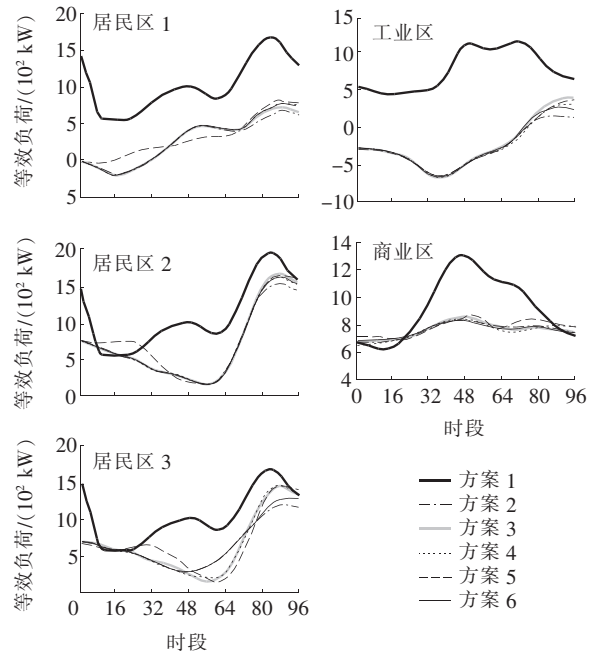


图 12 各方案等效负荷曲线

Figure 12 Equivalent load curve of several projects

在新能源的作用下,方案2~6的等效负荷值比无新能源出力的方案1都有所下降,且负荷峰谷差降低。由于方案2~6皆为前沿面上的解,因此,这4种方案的曲线波形相似且幅值相差不大。但前沿面上负荷标准差最优时方案3的曲线相对更平缓,而对于折中最优解,方案2的曲线介于方案3和其余曲线之间,体现了折中最优解协调4个目标同等优化时的优势。方案1、2下的负荷标准差及减少率如表3所示。

与随机充放电的方案1相比,方案2的策略不仅降低了等效负荷曲线的峰谷差,由于新能源的出力还降低了一天内的整体等效负荷。方案2所求等效负荷标准差大都处于Pareto解集区间范围的中间位置,起到同等程度、同时优化4个目标的作用。

电动汽车的规模会对等效负荷标准差造成影响。对比表 3 中居民区 3、2,当可容纳的电动汽车数量减少时,电动汽车移动储能容量减少,区域内有充放电需求的车辆向其他区移动的概率增大,负荷标准差也随之降低。

表 3 不同方案的等效负荷标准差

Table 3 Standard deviation of equivalent load

区域	负荷标准差			方案 1、2 减少率/%
	方案 1	方案 2	Pareto 区间值	
居民区 1	698.24	415.36	365.48~602.20	30.513
居民区 2	871.15	548.76	471.15~847.58	37.007
居民区 3	998.87	726.41	600.63~821.91	27.277
工业区	616.71	421.76	315.34~557.96	31.611
商业区	886.65	553.98	478.32~734.42	37.519

4.3.4 经济性分析

各方案 5 个区域的电网网损成本、车主净支出、充放电停车场所收益如表 4 所示,其中,对于停车场所,根据目标函数求解得到的停车场净支出为负值,即代表支出小于收入,为使数据更直观,将负的净支出转换为正的收益。

表 4 不同方案的经济性对比

Table 4 Economic comparison of different schemes

区域	方案	网损成本	车主净支出	场所收益
居民区 1	1	2 943.16	6 152.68	715.48
	2	2 839.28	4 415.40	1 172.85
	3	2 835.01	3 847.82	965.58
	4	2 834.71	3 956.95	1 010.75
	5	2 836.78	3 719.75	917.20
	6	2 883.32	5 933.35	1 550.88
居民区 2	1	2 955.81	7 779.29	619.70
	2	2 776.33	5 292.17	1 158.59
	3	2 742.70	4 865.63	958.71
	4	2 741.01	4 538.82	874.74
	5	2 761.82	3 800.80	789.89
	6	2 868.65	6 301.32	1 528.00
居民区 3	1	3 564.78	8 019.73	693.27
	2	3 030.50	5 768.48	1 544.76
	3	2 955.17	4 437.54	1 131.26
	4	2 955.17	4 437.54	1 131.26
	5	2 955.17	4 437.54	1 131.26
	6	3 211.37	7 427.60	2 034.47

续表

区域	方案	网损成本	车主净支出	场所收益
工业区	1	2 297.44	2 039.41	337.77
	2	2 333.31	2 096.19	658.96
	3	2 288.91	1 638.20	449.02
	4	2 288.01	1 559.69	433.02
	5	2 295.28	1 429.74	384.64
	6	2 406.49	3 050.93	990.47
商业区	1	3 083.86	7 269.30	622.94
	2	2 770.27	5 169.36	1 141.15
	3	2 729.63	4 587.70	939.59
	4	2 728.65	4 572.25	894.07
	5	2 788.08	3 770.51	785.78
	6	2 842.01	6 882.02	1 630.35

由表 4 可知,基于实际的区域停车需求,相较于方案 1 的随机充放电,方案 2~6 通过合理分配车辆充放电功率,均能使电网侧的网损成本、车主的充放电成本有所降低,并提供车辆停放场所,使得充放电场所的收益增加。其中,方案 2 运用模糊隶属度方法求解出的最优解能更加综合考虑三方的经济利益,得到更加均衡的改善。

5 结语

本文构造并分析了电动汽车移动储能模型,制定了考虑新能源出力的电动汽车充放电策略,将平抑负荷波动和提升电网、车主、停车充放电场所三方经济效益这些互相制约的博弈目标综合考虑,运用 NSGA-II 算法寻求最优解集,并通过模糊隶属度求解最优折中解。仿真算例表明:

1)大多数文献采用随机到达过程或者源点一终点矩阵来描述车辆的移动性,缺乏准确性且不适用于大规模场景;本文基于停车需求,从宏观角度用区域化的方式表示电动汽车的移动性;

2)通过合理安排各区充放电功率,可以平抑负荷波动,同时降低电网网损成本、车主充放电净支出,提高停车充放电场所的收益;

3)风能与太阳能的出力降低了一天内的整体等效负荷值,但同时带来了出力过剩的问题,通过本文的策略可消纳部分新能源出力。

此外,如何通过价格激励、提高用户参与充放电

的积极性有待进一步研究。本文仅运用最基础的NSGA-II算法进行求解,后续将对算法进行改进以缩短运行时间,并且未考虑新能源出力的不确定性,在后期的研究中将考虑运用动态场景方法进行描述。

参考文献:

- [1] 黄永和,刘桂彬. 2021年中国新能源汽车产业发展报告[EB]. https://www.pishu.com.cn/skwx_ps/initDataBaseDetail?siteId=14&contentId=13938330&contentType=literature,2022-08-01.
- [2] WEN C K, CHEN J C. Decentralized plug-in electric vehicle charging selection algorithm in power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(4): 1779-1789.
- [3] LIANG H, CHOI B J, ZHUANG W H, et al. Optimizing the energy delivery via V2G systems based on stochastic inventory theory[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 2230-2243.
- [4] 常小强,宋政湘,王建华. 基于蒙特卡罗算法的电动汽车充电负荷预测及系统开发[J]. 高压电器, 2020, 56(8): 1-5.
CHANG Xiaoqiang, SONG Zhengxiang, WANG Jianhua. Electric vehicle charging load prediction and system development based on monte carlo algorithm[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(8): 1-5.
- [5] 李志伟,赵书强,刘应梅. 电动汽车分布式储能控制策略及应用[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 442-450.
LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Yingmei. Control strategy and application of distributed electric vehicle energy storage[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 442-450.
- [6] DEILAMI S, MASOUM A S, MOSES P S, et al. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2011, 2(3): 456-467.
- [7] DARABI Z, FERDOWSI M. An event-based simulation framework to examine the response of power grid to the charging demand of plug-in hybrid electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2014, 10(1): 313-322.
- [8] 范晋衡,刘琦颖,曲大鹏,等. 考虑电动汽车充电负荷的配电网运行风险控制与优化[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(9): 105-112+121.
FAN Jinheng, LIU Qiyang, QU Dapeng, et al. Control and optimization of operation risk of distribution network considering electric vehicle charging load[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(9): 105-112+121.
- [9] 陈中,刘艺,陈轩,等. 考虑移动储能特性的电动汽车充放电调度策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 77-88.
CHEN Zhong, LIU Yi, CHEN Xuan, et al. Charging and discharging dispatching strategy for electric vehicles considering characteristics of mobile energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 77-88.
- [10] 郭磊,王克文,文福拴,等. 电动汽车充电设施规划研究综述与展望[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 56-70.
GUO Lei, WANG Kewen, WEN Fushuan, et al. Review and prospect of charging facility planning of electric vehicles[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 56-70.
- [11] 欧名勇,陈仲伟,谭玉东,等. 基于峰谷分时电价引导下的电动汽车充电负荷优化[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(5): 54-59.
OU Mingyong, CHEN Zhongwei, TAN Yudong, et al. Optimization of electric vehicles charging load based on peak-to-valley time-of-use electricity price[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(5): 54-59.
- [12] 蒋怡静,于艾清,黄敏丽. 考虑用户满意度的电动汽车时空双尺度有序充电引导策略[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 122-130.
JIANG Yijing, YU Aiqing, HUANG Minli. Coordinated charging guiding strategy for electric vehicles in temporal spatial dimension considering user satisfaction degree[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 122-130.
- [13] 周思宇,顾博,张晓勇,等. 计及山地城市时空特性的充电设施最优规划[J]. 电网技术, 2020, 44(6): 2229-2237.
ZHOU Siyu, GU Bo, ZHANG Xiaoyong, et al. Optimal planning for charging facilities considering spatial and temporal characteristics of mountainous cities[J].

- Power Grid Technology, 2020, 44(6): 2229-2237.
- [14] 王瑞. 基于用地区位分析的停车需求预测研究[D]. 昆明: 昆明理工大学, 2010.
- [15] 邱晓燕, 夏莉丽, 李兴源. 智能电网建设中分布式电源的规划[J]. 电网技术, 2010, 34(4): 7-10.
 QIU Xiaoyan, XIA Lili, LI Xingyuan. Planning of distributed generation in construction of smart grid[J]. Power System Technology, 2010, 34(4): 7-10.
- [16] 师瑞峰, 李少鹏. 电动汽车 V2G 问题研究综述[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(6): 28-37.
 SHI Ruifeng, LI Shaopeng. Review on studies of V2G problem in electric vehicles[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(6): 28-37.
- [17] 黄敬尧, 侯登旭, 朱嘉师, 等. 考虑电动汽车移动储能的微电网调度[J]. 电测与仪表, 2021, 58(2): 81-88.
 HUANG Jingyao, HOU Dengxu, ZHU Jiashuai, et al. The micro-grid scheduling considering mobile energy storage of electric vehicles[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(2): 81-88.
- [18] 郝丽丽, 王国栋, 王辉, 等. 考虑电动汽车入网辅助服务的配电网日前调度策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 35-48.
 HAO Lili, WANG Guodong, WANG Hui, et al. Day-ahead scheduling strategy of distribution network considering electric vehicles-to-grid auxiliary service[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 35-48.
- [19] 刘向军, 潘娟. 基于用户电网双向优化的电动私家车日间调度[J]. 计算机应用与软件, 2020, 37(10): 99-106.
 LIU Xiangjun, PAN Juan. Daytime scheduling of electric private car based on two-way optimization of user power grid[J]. Computer Applications and Software, 2020, 37(10): 99-106.
- [20] 詹祥澎, 杨军, 韩思宁. 考虑电动汽车停泊特性的充电站—电网互动策略研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(9): 43-50.
 ZHAN Xiangpeng, YANG Jun, HAN Sining. Station-to-Grid interactive strategy considering parking characteristics of electric vehicles[J]. Smart Power, 2020, 48(9): 43-50.
- [21] 孙波, 李思敏, 谢敬东, 等. 基于 IGBT 理论的电动汽车负荷聚合商需求侧放电投标决策模型[J]. 现代电力, 2020, 37(5): 484-491.
 SUN Bo, LI Simin, XIE Jingdong, et al. IGBT-based demand side discharge bidding decision strategy for electric vehicle load aggregator[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(5): 484-491.
- [22] 潘振宁, 张孝顺, 余涛, 等. 大规模电动汽车集群分层实时优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(16): 96-104.
 PAN Zhenning, ZHANG Xiaoshun, YU Tao, et al. Hierarchical real-time optimized dispatching for large-scale clusters of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(16): 96-104.
- [23] 郑言冲. 基于微网负荷方差最小的电动汽车电力分配策略研究[D]. 武汉: 武汉理工大学, 2015.
- [24] 安小宇, 李元丰, 孙建彬, 等. 基于模糊逻辑的电动汽车双源混合储能系统能量管理策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(16): 135-142.
 AN Xiaoyu, LI Yuanfeng, SUN Jianbin, et al. Energy management strategy of a dual-source hybrid energy storage system for electric vehicles based on fuzzy logic[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(16): 135-142.
- [25] 邵振, 邹晓松, 袁旭峰, 等. 基于改进多目标粒子群优化算法的配电网削峰填谷优化[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(10): 3984-3989.
 SHAO Zhen, ZOU Xiaosong, YUAN Xufeng, et al. Peak shaving and valley filling optimization of distribution network based on improved multi-objective particle swarm optimization algorithm[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(10): 3984-3989.
- [26] 田梦瑶, 汤波, 杨秀, 等. 综合考虑充电需求和配电网接纳能力的电动汽车充电站规划[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 498-509.
 TIAN Mengyao, TANG Bo, YANG Xiu, et al. Planning of electric vehicle charging stations considering charging demands and acceptance capacity of distribution network[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 498-509.