

考虑调峰辅助服务的移动储能车路径 优化与充放电策略

方雨辰¹, 章姝俊², 陆海清³, 赵 扉⁴, 胡程平⁴, 张永熙¹

(1.长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南长沙 410114; 2.国网浙江省电力有限公司, 浙江杭州 310005; 3.国网浙江省电力有限公司
电力科学研究院, 浙江杭州 310005; 4.国网浙江省电力有限公司嘉兴供电公司, 浙江嘉兴 314050)

摘要: 新能源汽车的发展带动了锂离子电池产业的成熟, 使得移动储能车行业得到迅速发展。考虑将移动储能车参与大功率终端用户调峰辅助服务, 并针对移动储能车路径优化与充放电策略展开研究。首先, 分析移动储能车运营模式, 建立考虑调峰辅助服务的移动储能车优化调度框架; 其次, 在考虑路径选择、充放电功率限制以及荷电状态(SOC)约束下, 在目标模型里计入基于大功率工业用户的 DCT 计费方式; 然后, 以移动储能车调峰辅助服务总收益最大为目标, 构建移动储能车路径选择与充放电优化模型, 并进一步分析 DCT 计费对用户负荷曲线的影响; 最后, 以某市实际路网为例, 通过算例对比分析验证所提方法的可行性和有效性。

关键词: 移动储能; 充放电调度; 调峰辅助服务; 路径选择

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.03.005 中图分类号: TM77 文章编号: 1673-9140(2023)03-0047-07

Research on route optimization and charging/discharging strategy of mobile energy storage vehicle considering peak shaving auxiliary service

FANG Yuchen¹, ZHANG Shujun², LU Haiqing³, ZHAO Fei⁴, HU Chengping⁴, ZHANG Yongxi¹

(1.School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China; 2.State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310005, China; 3.Electric Power Research Institute, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310005, China; 4.Jiaxing Power Supply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Jiaxing 314050, China)

Abstract: The development of new energy vehicles has driven the maturity of the lithium-ion battery industry, resulting in rapid growth in the mobile energy storage vehicle (MESV) industry. Considering the involvement of mobile energy storage vehicles in peak load shaving and auxiliary services for high-power end-users, research is being conducted on the optimization of MESV paths and charging/discharging strategies. Firstly, the operation mode of MESVs storage is analyzed to establish an optimal scheduling framework for MESVs considering peak load shaving and auxiliary services. Secondly, the billing method based on demand charge tariff (DCT) is included in the target model considering the path selection, charging/discharging power limitation and state of charge (SOC) constraints. Then, with the aim of maximizing the overall revenue of MESVs in peak load shaving and auxiliary services, a model is constructed for optimizing the selection of MESV paths and charging/discharging strategies. Furthermore, the impact of DCT billing on user load curve is analyzed. Finally, taking the actual road network of a city as an example, the feasibility and effectiveness of the proposed method are verified by comparative analysis of the example.

Key words: mobile energy storage; charge/discharge scheduling; peak shaving auxiliary service; path selection

收稿日期: 2022-01-13; 修回日期: 2022-09-02

基金项目: 国家自然科学基金(51807011); 湖南省教育厅重点项目(21A0217)

通信作者: 张永熙(1986—), 女, 博士, 副教授, 主要从事新能源电力系统运行规划的研究; E-mail: issuki330@126.com

发展能源互联网技术是实现能源合理配置和资源可持续发展的重要途径。储能技术具有灵活的充/放电能力,与配电网双向互动,能有效提高能源转化效率,促进可再生能源消纳,是能源互联网建设中的关键环节。然而,现阶段储能电站投资建设成本仍高居不下,难以实现规模化应用。将储能与移动式应急电源车相结合,形成多功能移动储能车装置。与传统柴油发电车相比,移动储能车能实现离/并网毫秒级切换^[1],能配合电网进行削峰填谷,改善电能质量,同时可实现离网孤岛运行,作为用户应急电源,协助配网不停电作业等多个场景,提升配网末端用户供电服务满意度。

移动储能车的一个典型应用场景是为城市大功率末端用户提供调峰辅助服务,比如工业高载能负荷^[2]。这类用户一般具有较大的用电需求和尖峰负荷,运营商通常采用多种价格调控手段对其进行负荷管理,旨在降低用户峰荷需求对电网的影响。常见的比如美国采用分时电价(time-of-use, TOU)和需求收费费率(demand charge tariff, DCT)2种组合电价对工商业用户进行用能计费^[3]。后者主要针对大功率工商业用户在一个计费周期内(通常为一个月)的最大峰值功率进行惩罚性收费。移动储能车具备灵活可移、快速响应特性,可有效参与城市削峰填谷服务。其关键在于如何优化移动储能车的行驶路径和充放电功率,在满足用户调峰需求的同时,提升移动储能车运营收益^[4]。

现阶段已有大量关于移动储能车优化调度的研究工作,如文献[4]研究了移动储能车在支撑电网台区负荷中的应用,提出了一种基于遗传算法的移动储能车调度及应用方案;文献[5]分析了储能在正常、故障和极端场景的运行方式,提出了模块化移动储能电池的优化配置方案;文献[6]研究了含移动储能车的主动配电网调度策略,利用移动储能车充放电功率以改善配电网电能质量问题。然而,上述文献都未充分考虑移动储能的交通移动特性,移动储能车作为一种可移动电源,其运行调度需考虑交通路网行驶约束。又如文献[7]考虑了动态路网和移动充电车的可复用性,提出了以总物流成本最小为目标的路径选择、充电服务一体化经济调度模型与方法;文献[8]建立了一种计及客户满意度的移动储

能车路径规划与充放电多目标优化模型;文献[9]考虑台风时空演变对配电网线路故障状态的影响,提出了一种基于场景概率的鲁棒优化配电网移动储能配置与运行策略,以提升配电网弹性。然而,现有工作主要集中在移动储能车优化调度方面,鲜有考虑电价调控机制对移动储能车产生的影响影响。

为此,本文考虑移动储能车参与大功率用户调峰辅助服务,以调峰辅助服务收益最大为目标,考虑路径选择、充放电功率约束以及电池荷电状态约束,建立面向终端用户调峰辅助服务的移动储能车路径与充放电优化模型,并在目标模型里计入基于DCT的电价费率。以充分发挥移动储能车的服务能力,有效降低大功率工业用户峰值负荷,平滑负荷曲线。最后,以某市实际路网为例进行算例分析,计算结果表明,合理规划移动储能车充放电策略及其移动路径,可在满足用户调峰需求的同时为移动储能车运营带来一定收益。

1 移动充电车运营模式及优化调度框架

随着配电网负荷增大,许多老城区台区变压器存在线路负荷率高、峰均比大及线损率偏高等问题,同时存在电压波动、闪变及谐波等电能质量问题,为保障用户充电需求,减轻台区负载率,可提前部署多功能移动储能充电车^[4]。当移动充电车电量充足时,可连入供电系统,减轻台区负载率,提高供电质量。当移动充电车内电池组剩余电量不足时,车辆返回充电站更换电池组,由充电站对更换电池进行充电、维护服务。

考虑调峰辅助服务的移动储能车路径优化与充放电策略的研究框架如图1所示。运营商首先对交通流量和用户需求、电网电价进行预测,在此基础上考虑不同车辆行驶路径和对应的移动储能车充放电方案,显然,不同的路径选择方案会对应不同的行驶成本与充放电方案,最终会反映在充放电服务收益上^[9-12]。在计算成本时,采用峰谷电价差来计算移动储能车的收益。最后,将路径行驶成本、车辆机械损耗成本和调节负荷曲线收益、充放电服务收益纳入目标函数,以总收益最大化为目标制定优化调度方案。

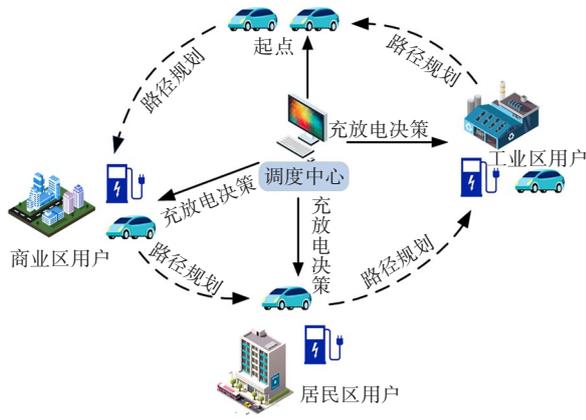


图1 移动储能车路径选择与充放电策略研究框架
Figure 1 Research framework of path selection and charging/discharging strategy of MESV

2 优化调度模型

在本文模型中,规定移动充电车必须优先满足台区变负荷曲线约束条件,即在一个调度周期内负荷峰均比不能超过某一给定值。若移动储能车剩余电量不足以支撑后续时段负荷曲线调节需求,需要对储能车及时进行充电,以满足台区负荷曲线减载需求。调度周期内的剩余时段,移动储能车参与“低储高发”套利,在低谷时段利用低电价充电,在高峰时段放电,以实现一个调度周期内移动储能车收益最大^[13-15]。综合考虑各项收入及成本,目标函数可表示为

$$\max f = \sum_{n=1}^N \sum_{t_{ser,s}}^{t_{ser,e}} (f_{11} + f_{12} - f_{13} - f_2 - f_3) \quad (1)$$

式中, n 指代第 n 台移动储能车, N 为移动储能车总台数; $t_{ser,s}$ 、 $t_{ser,e}$ 分别为用户调峰服务开始和结束时间; f_{11} 为调峰收益,与调峰前、后用户负荷曲线峰值差有关; f_{12} 为向用户售电的收益,与放电量 and 分时电价 TOU 有关; f_{13} 为需求收费费率 DCT 成本,与 DCT 收费费率有关; f_2 为移动储能车总充电成本; f_3 为总的车辆行驶机械损耗成本。具体计算式如下:

$$f_{11} = \mu \cdot (P_{peak}^{local} - P_{peak}^{grid}) \quad (2)$$

$$f_{12} = \sum_{t_{ser,s}}^{t_{ser,e}} |P_t^{line}| \cdot \zeta(t) \Delta t, \text{ for } P_t^{line} < 0 \quad (3)$$

$$f_{13} = \xi \cdot \max [(P_t^{grid} - P_{peak,t-1}^{grid}), 0] \cdot \pi_{peak} \quad (4)$$

$$P_t^{line} = \sum_{n=1}^N (P_{n,t}^c + P_{n,t}^d), \forall t \in [t_{ser,s}, t_{ser,e}] \quad (5)$$

$$\begin{cases} P_{peak,t-1}^{grid} = \max \{ P_{t_{ser,s}}^{grid}, P_{t_{ser,s}+1}^{grid}, \dots, P_{t-1}^{grid} \} \\ t \in [t_{ser,s}, t_{ser,e}] \end{cases} \quad (6)$$

$$P_t^{grid} = P_t^{line} + P_t^{local}, t \in [t_{ser,s}, t_{ser,e}] \quad (7)$$

式(2)~(7)中, μ 为单位功率的调峰收益; P_{peak}^{local} 、 P_{peak}^{grid} 分别为调峰前、后的峰值负荷; P_t^{line} 为移动储能车的总充放电功率,取对外放电为功率负方向; $\zeta(t)$ 为电网分时电价; Δt 为调度时间间隔; P_t^{grid} 为 t 时刻用户的净负荷,移动储能车不参与服务时则等于本地用电负荷; $P_{peak,t-1}^{grid}$ 为从 $t_{ser,s}$ 开始到 $t-1$ 时刻的峰值功率; $\max()$ 代表返回括号内所有参数的最大值; π_{peak} 为 DCT,是基于整个计费周期中记录的最大需求(功率)的一次性收费,若当前时刻功率低于之前的峰值功率,则不进行 DCT 收费; ξ 为 DCT 权重系数, $0 < \xi < 1$; $P_{n,t}^c$ 、 $P_{n,t}^d$ 分别为第 n 台移动储能车的充/放电功率; P_t^{local} 为用户本地用电负荷。

f_2 主要与总充电量和分时电价有关, f_3 与车辆行驶里程有关,即

$$f_2 = \sum_{t_{ser,s}}^{t_{ser,e}} P_t^{line} \cdot \zeta(t) \cdot \Delta t, \text{ for } P_t^{line} \geq 0 \quad (8)$$

$$f_3 = \sum_{n=1}^N G_n \cdot \sum_{i \in I} \sum_{j \in I} D_{ij} x_{ij,n} / Y_{n,max} \quad (9)$$

式中, G_n 为第 n 辆移动储能车裸车购置成本; D_{ij} 为路网节点 i 、 j 间距离; I 为路网所有节点集合; $x_{ij,n}$ 为路径选择二值决策变量, $x_{ij,n} = 1$ 表示第 n 辆移动储能车从节点 i 行驶至节点 j ,否则不通过路段 ij ; $Y_{n,max}$ 为第 n 辆移动储能车的最大报废行驶里程。

模型的约束条件包括路径选择约束、到达时间约束、充放电约束以及荷电状态(state-of-charge, SOC)约束。

1) 路径选择约束。

在移动储能车行驶路径选择中,出发节点 O 必须存在出发的车辆,用户节点 D 必须存在到达的车辆,中间节点的到达和离开的移动储能车数量相同。路径选择约束的数学表达式为

$$\sum_{j=O}^D x_{ij,n} - \sum_{j=O}^D x_{ji,n} = \begin{cases} 1, & i = O \\ 0, & i \neq O, D \\ -1, & i = D \end{cases} \quad (10)$$

2) 到达时间约束。

移动储能车到达用户的时间不应超过用户要求的最近服务时间,即

$$t_{n,D} < t_{ser,e}, \forall n \in [1, N] \quad (11)$$

$$t_{n,D} = t_{n,start} + \frac{1}{v_{ij,t}} \sum_{i \in I} \sum_{j \in I} D_{ij} x_{ij,n} \quad (12)$$

式中, $t_{n,D}$ 为第 n 辆移动储能车到达用户节点的时间; $t_{n,start}$ 为该移动储能车的发车时间; $v_{ij,t}$ 为路段 ij 在时段 t 的通行速率, 可通过交通部门提供数据进行日前预测。

3) 充放电约束。

$$0 \leq P_{n,t}^c \leq P_{n,t}^{c,max} \cdot \delta_{n,t}^c \quad (13)$$

$$0 \leq P_{n,t}^d \leq P_{n,t}^{d,max} \cdot \delta_{n,t}^d \quad (14)$$

$$\delta_{n,t}^c, \delta_{n,t}^d \in \{0, 1\} \quad (15)$$

$$\delta_{n,t}^c + \delta_{n,t}^d \leq 1 \quad (16)$$

式(13)~(16)中, $P_{n,t}^{c,max}$ 、 $P_{n,t}^{d,max}$ 分别为第 n 台移动储能车最大充、放电功率; $\delta_{n,t}^c$ 、 $\delta_{n,t}^d$ 分别为第 n 台移动储能车的充、放电决策变量, $\delta_{n,t}^c = 1$ 表示处于充电状态, $\delta_{n,t}^d = 1$ 表示处于放电状态, $\delta_{n,t}^c = \delta_{n,t}^d = 0$ 表示处于空闲状态。约束式(16)表示充、放电状态互斥约束。

4) SOC 约束。

$$S_{OC,n,t}^{min} \leq S_{OC,n,t} \leq S_{OC,n,t}^{max} \quad (17)$$

$$S_{OC,n,t} = S_{OC,n,t-1} + \frac{(P_{n,t}^c \eta_c \delta_{n,t}^c - P_{n,t}^d \delta_{n,t}^d / \eta_d) \Delta t}{E_{n,max}} \quad (18)$$

$$S_{OC,n,0} = S_{OC,ini,n} - \frac{E_n^d}{E_{n,max}} \sum_{i \in I} \sum_{j \in I} D_{ij} x_{ij,n} \quad (19)$$

$$S_{OC,n,t_{end}} \geq S_{OC,ini,n} - S_{OC,n,0} \quad (20)$$

式(17)~(20)中, $S_{OC,n,t}$ 为第 n 台移动储能车在时段 t 的 SOC 状态; $S_{OC,n,t}^{max}$ 、 $S_{OC,n,t}^{min}$ 分别为第 n 台移动储能车最大和最小 SOC 状态; η_c 、 η_d 为充、放电效率; $E_{n,max}$ 为第 n 台移动储能车的最大储能容量; $S_{OC,ini,n}$ 为第 n 台移动储能车出发时的电量储备; $S_{OC,n,0}$ 为到达用户的剩余荷电量, 即充放电调度的初始电量; E_n^d 为移动储能车行驶每公里能耗, $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{km}$ 。约束式(20)表示移动储能车充放电调度结束的剩余 $S_{OC,n,t_{end}}$ 应满足回到出发地所需的最小 SOC 需求。

3 算例分析

本文所构建的目标模型为包含 0-1 整数变量和连续性实数变量(移动储能车充放电功率)的混合整数凸规划模型, 拟采用 Yalmip 建模, 在 Matlab 平台调用 Cplex 求解器对模型进行求解, 其中移动储能车路径选择采用经典的 Dijkstra 最短路径算法。

3.1 系统参数设定

选取某 29 节点实际交通路网进行路径规划, 如图 2 所示, 根据用途不同将其划分为居民区 1、居民区 2、商业区和工业区。

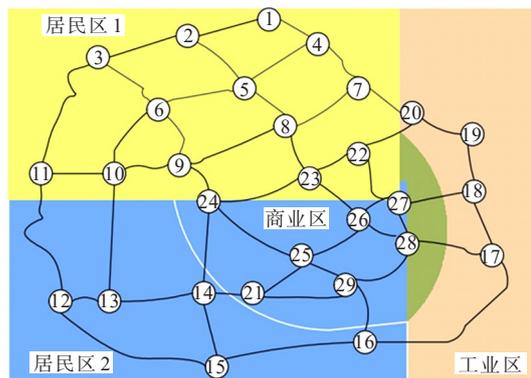


图 2 29 节点实际路网

Figure 2 29 node practical road network

以某典型日负荷曲线进行算例分析, 负荷曲线如图 3 所示。 μ 取 3 元/kW, DCT 费率取 3 元/kW^[1] (一天为一个计费周期^[3]), $\xi = 0.5$ 。算例仿真程序由 Matlab 2018a 编写实现, 采用 Cplex 求解器进行求解。在设置起点与终点后, 移动储能车将自动选择最短路径行驶到调度点, 满足用户用能需求。电网分时电价如图 4 所示, 调度起始时间为 09:00, 结束时间为第 2 天 02:00, 时间间隔 Δt 取 1 h。

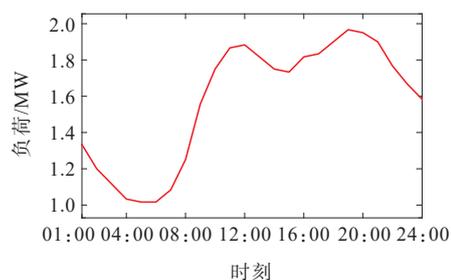


图 3 典型日负荷曲线

Figure 3 Typical daily load curve

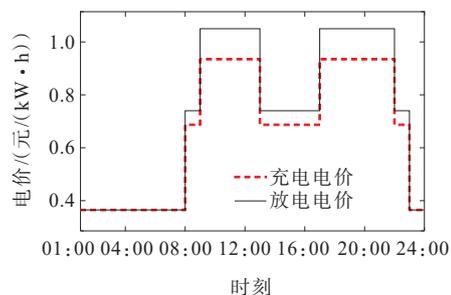


图 4 分时电价曲线

Figure 4 Time-of-use electricity price curve

本算例中参与调度的移动储能车共 10 台,各台移动储能车出发时初始电池容量如表 1 所示,移动储能车其他参数及单体电池参数如表 2 所示。

表 1 储能车出发时电池容量

Table 1 Battery capacity of MESV at departure kW·h

储能车编号	容量	储能车编号	容量	储能车编号	容量
1	60.00	5	56.52	8	59.47
2	55.20	6	52.36	9	57.11
3	58.43	7	51.93	10	50.68
4	55.60				

表 2 移动储能车具体参数设置

Table 2 Specific parameter setting of MESV

车速/(km/h)	能耗/(kW·h/km)	机械损耗成本/(元/km)	充/放电效率/%
30	0.4	0.5	95
充/放电功率/kW	电池总容量/(kW·h)	Soc(min/max)	
9/6	60	0.3/1.0	

3.2 结果分析

在本算例中,设置移动储能车的起点为节点 19,完整的调度周期为第 1 天 09:00 至第 2 天 02:00,商业区用户最迟服务时间为 09:00,居民区用户最迟服务时间为 18:00。移动储能车可根据不同用户需求做出响应,从而选取有效出发时间和最优路径行驶至调度地点。到达调度点后,车辆将进行充/放电调度以满足用户用能需求,以降低峰值负荷,实现“低储高发”套利。10 台移动储能车在一个调度周期内的路径选择方案如表 3 所示。

表 3 各服务节点间路径选择方案

Table 3 Path selection scheme among service nodes

车辆编号	路径规划	总行驶路长/km	出发/回到起点时刻
1-5	19(起点)→18→27→26→25 (商业区)→26→23→8→ 5→2(居民区)→5→4→ 7→21→19(起点)	35.9	08:00/02:39 (第 2 天)
	19(起点)→18→17→28→29 (商业区)→28→27→22(居 民区)→21→19(起点)		

不难发现,由于不同类型用户的用电高峰期不相同,因此移动储能车可根据调度需求,自由选择最短路径行驶至负荷节点进行放电。在 08:00、08:26 时,1~5、6~10 号储能车将分别行驶至商业区节点 25、29 处进行调度,以降低商业区负荷峰值;在 17:00 时,居民负荷出现高峰期,1~5、6~10 号储能车再分别行驶至居民区节点 2、22 处进行服务;第 2 天 02:00 居民区调度结束后所有储能车再返回至起始节点 19。

为分析不同电价策略对最终调度结果的影响,设置 3 个场景进行讨论:①储能车参与调度前的负荷曲线;②储能车参与调度且未计入 DCT;③储能车参与调度且计入 DCT。移动储能车参与调度前后系统负荷曲线如图 5 所示。

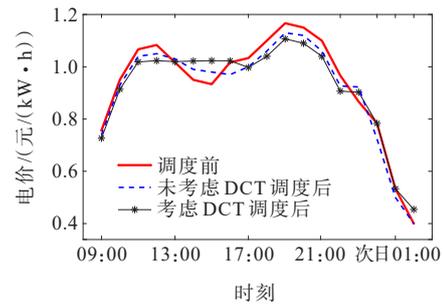


图 5 调度前/后负荷曲线比较

Figure 5 Comparison of load curves with / without MESV dispatching

从图 5 可以看出,在电价高峰时段(09:00—13:00,17:00—22:00):移动储能车放电以获取最大的卖电收益和调峰收益;而在电价低谷期及负荷低谷期(13:00—17:00,22:00—24:00),移动储能车进行充电以保证车辆拥有足够的容量储备裕度;相较场景 1,移动储能车参与调度后的负荷曲线相较于之前负荷曲线更平缓:场景 1 的峰(19:00)、谷(14:00)值负荷分别为 1.97、1.73 MW。当加入移动储能车和 DCT 调节后,场景 2、3 的峰值负荷分别降低为 1.93、1.91 MW,谷值负荷分别提升为 1.78、1.82 MW。不难看出,考虑 DCT 后场景 3 的负荷曲线相较于场景 2 更加趋近于平滑,负荷峰谷差进一步减小。场景 3 中第 1~4 号移动储能车在一个完整的调度周期内的 SOC 变化曲线如图 6 所示,进一步说明移动储能车在一天内的工作状态。

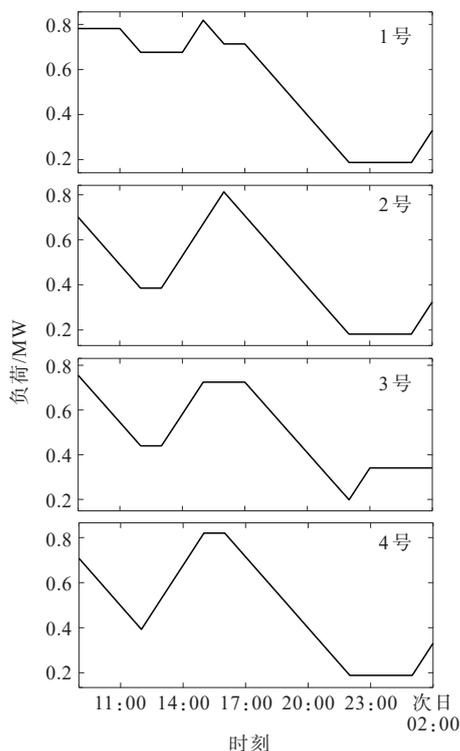


图6 第1~4号储能车的SOC变化曲线

Figure 6 SOC change curve of No. 1, 2, 3 and 4 energy storage vehicles

根据图6分析可知,移动储能车多在电价高峰期放电,在电价低谷期充电,但由于储能车的初始SOC不一致,故各台车的充放电曲线存在一定差异,但总体上都遵循“低储高发”的原则。在节点25调度结束后,由于居民区用户要求最迟服务时间为18:00,故17:00时在商业区调度结束后,移动储能车再出发前往居民区节点2处进行调度;所有车辆在离开节点25时的剩余SOC均在0.7以上,以保证留有足够的电量满足居民用电负荷需求。在第2天02:00调度结束后,车辆将从节点2返回到节点19,10台移动储能车在一个调度周期结束时的SOC均在0.3以上,满足移动储能车最低SOC运行约束。

场景2、3下移动储能车一个调度周期内的收益情况如表4所示,移动储能车收益主要来自于调峰收益与放电收益;其中放电收益远大于充电成本,这是因为移动储能车能充分利用分时电价达到盈利的目的。而场景3中的收益相较于场景2总体收益略有降低,这是因为在场景3中考虑了DCT成本。然而,在整体收益情况差距不大的情况下,考虑DCT可更好地调节系统负荷曲线。

表4 一个调度周期内的移动储能车运营收益

Table 4 Operating income of MESV in one dispatching cycle 元

收益(成本)类型	收益	
	场景2	场景3
总收益	447.02	415.84
调峰收益	232.24	288.10
放电收益	530.22	496.46
DCT成本	0.00	-72.62
充电成本	-162.69	-143.35
机械损耗	-152.75	-152.75

4 结语

本文提出了一种考虑DCT的移动储能车路径优化与充放电策略。首先考虑用户充电需求,然后提出一种计及调峰收益、放电收益、DCT、移动储能车充电成本以及机械损耗成本的移动储能车优化调度模型,以调峰辅助服务总收益最大为目标,并考虑电池运行约束、储能车路径选择约束。算例结果表明:

- 1) 移动储能车具有灵活性强、响应速度快、覆盖范围广等优点,可根据用户需求随时响应;
- 2) 在目标函数中纳入DCT成本能有效降低大功率用户峰值负荷,进一步平滑负荷曲线。

移动储能车打破了传统储能地点固定、覆盖面窄的特点,省去了储能电站建设成本,是未来储能发展的一个重要的趋势与经济模式。下一步工作拟进一步考虑车辆交通流量影响,针对移动储能车的行驶轨迹和充放电策略进行进一步优化,探索考虑时空耦合的移动储能车路径优化与运行策略。

参考文献:

- [1] 赵梓杉,蒙志全,张俊峰,等. 应急微电网中柴储移动电源的协调及均衡控制策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):53-59+141.
ZHAO Zishan, MENG Zhiquan, ZHANG Junfeng, et al. Control strategy of coordination and equalization for diesel generator and energy storage system in emergency microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10):53-59+141.
- [2] 杨锡运,任杰,李相俊,等. 储能系统平滑光伏电站功率波动的变参数斜率控制方法[J]. 电力系统自动化,2016,40(24):56-63.

- YANG Xiyun, REN Jie, LI Xiangjun, et al. Slope control method with variable coefficients of battery energy storage system for smoothing photovoltaic power fluctuation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 56-63.
- [3] LUO F, KONG W, RANZI G, et al. Optimal home energy management system with demand charge tariff and appliance operational dependencies[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 2915679.
- [4] 李靖霞, 纪陵, 左建勋, 等. 基于遗传算法的移动储能车调度方案优化及应用[J]. 浙江电力, 2020, 39(3): 50-53.
- LI Jingxia, JI Ling, ZUO Jianxun, et al. Scheduling scheme optimization and application of mobile energy storage vehicle based on genetic algorithm[J]. Zhejiang Electric Power, 2020, 39(3): 50-53.
- [5] 刘文霞, 张舒婷, 高雪倩, 等. 考虑综合效用和主观认知的配电网模块化储能优化配置[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2074-2083.
- LIU Wenxia, ZHANG Shuting, GAO Xueqian, et al. Optimal allocation of modular energy storage in distribution network considering comprehensive utility and subjective cognition[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2074-2083.
- [6] 翁晓勇, 谭阳红. 考虑移动储能有功时空支撑的不对称配电网负荷恢复策略[J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1463-1470.
- WENG Xiaoyong, TAN Yanghong. Load restoration strategy for unbalanced distribution network considering active power temporal-spatial supporting of mobile energy storage[J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1463-1470.
- [7] 刘洪, 戚博硕, 韩震焱, 等. 考虑移动充电车路径选择和能源补给的充电服务一体化经济调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(9): 62-69+84.
- LIU Hong, QI Boshuo, HAN Zhentao, et al. Study on unit commitment problem considering stochastic characteristics of electric vehicle[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, (9): 62-69+84.
- [8] 邓友均, 穆云飞, 贾宏杰, 等. 计及客户满意度的电动汽车物流配送路径规划与充放电管理[J]. 运筹与管理, 2021, 30(7): 136-145.
- DENG Youjun, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Logistics distribution route planning and dis/charging management of electric vehicles considering customer satisfaction level [J]. Operations Research and Management Science, 2021, 30(7): 136-145.
- [9] 王钰山, 邓晖, 王旭, 等. 考虑台风时空演变的配电网移动储能优化配置与运行策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 42-51.
- WANG Yushan, DENG Hui, WANG Xu, et al. Optimal configuration and operation strategy of mobile energy storage in distribution network considering spatial-temporal evolution of typhoon[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 42-51.
- [10] 林晓明, 唐建林, 张帆, 等. 基于虚拟同步策略的电动汽车 V2G 技术在多能互补系统中的研究及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 143-150.
- LIN Xiaoming, TANG Jianlin, ZHANG Fan, et al. Research and application of electric vehicle V2G technology based on a virtual synchronization strategy in a multi-energy complementary system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 143-150.
- [11] 杜锡力, 李笑竹, 陈来军, 等. 面向多场景调节需求的集中式共享储能鲁棒优化配置[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 5911-5921.
- DU Xili, LI Xiaozhu, CHEN Laijun, et al. Robust and optimized configuration of centralized shared energy storage for multi-scenario regulation demand[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 5911-5921.
- [12] 叶子欣, 刘金朋, 郭霞, 等. 基于用户响应画像的居民小区电动汽车充放电优化策略研究[J]. 智慧电力, 2022, 50(10): 87-94+115.
- YE Zixin, LIU Jinpeng, GUO Xia, et al. Charging and discharging optimization strategy for electric vehicles in residential community based on user response portrait[J]. Smart Power, 2022, 50(10): 87-94+115.
- [13] 肖丽, 谢尧平, 胡华锋, 等. 基于 V2G 的电动汽车充放电双层优化调度策略[J]. 高压电器, 2022, 58(5): 164-171.
- XIAO Li, XIE Yaoping, HU Huafeng, et al. Two-level optimization scheduling strategy for EV's charging and discharging based on V2G[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(5): 164-171.
- [14] 李龙, 贺瀚青, 张钰声, 等. 配电网接纳电动汽车充电负荷能力的评估方法[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(11): 107-116.
- LI Long, HE Hanqing, ZHANG Yusheng, et al. Evaluation of electric vehicle charging load capacity of distribution networks[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(11): 107-116.
- [15] 黄敬尧, 侯登旭, 朱嘉帅, 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): 81-89.
- 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): 81-89.