

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.03.015

计及动态电价的电动汽车参与微电网调度双层优化策略

夏鑫^{1,2}, 钟浩^{1,2}, 张磊^{1,2}, 舒栋^{1,2}, 吴凡^{1,2}, 董雪薇^{1,2}

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002;

2. 三峡大学(梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室), 湖北 宜昌 443002)

摘要: 电动汽车(electric vehicle, EV)充电负荷变化量受微电网爬坡性能限制,因此文中考虑微电网机组爬坡特性,提出一种计及动态电价的EV参与微电网调度双层优化策略。上层为EV负荷模型,分析不同类型EV快/慢充特性,考虑微电网电价对EV充电需求的引导,建立以用户满意度最大为目标的EV负荷模型。下层为多微电网运行模型,根据微电网净负荷大小制定动态电价策略,考虑EV充电负荷对微电网新能源的消纳及电源爬坡的需求,优化各区域动态电价,并以微电网净负荷波动及运行成本最小为目标,建立多微电网区域运行模型。最后对某城市区域微电网及EV充电需求算例进行分析和验证,结果表明:与固定电价及峰谷分时电价相比,所提方法实现了EV负荷在微电网区域有序充电、平抑净负荷波动的效果,能有效降低充电行为对微电网安全经济运行的影响。

关键词: 电动汽车(EV);微电网;动态电价;双层优化;快/慢充负荷;爬坡

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)03-0140-11

0 引言

随着化石能源的不断消耗,其导致的环境问题日益严峻,分布式电源大量入网,微电网作为分布式电源的重要载体,逐渐成为解决不可再生能源紧缺及其污染问题的主要形式。同时,由区域内多个微电网经输电线路联络构成的多微电网系统得到了广泛的关注和应用^[1-2]。电动汽车(electric vehicle, EV)作为微电网中的一种柔性负荷,不仅能提高微电网内可再生能源的利用率,还能增强微电网系统的稳定性,具有巨大的经济效益和环境价值^[3]。但是,随着EV在微电网中的渗透率不断提升,其时空分布的随机性和不确定性会增大微电网原有的负荷峰值,对微电网的安全稳定运行造成影响^[4-7]。因此,如何利用EV负荷需求响应特性,减小大规模聚集充电对微电网安全稳定运行的影响,实现EV负荷在微电网区域的优化调度,具有重要的现实意义。

对大规模EV充电需求进行准确建模是EV负荷优化调度的基础^[8-9]。相关学者对EV的充电需求预测做了大量研究^[10-14],文献[15]构建了EV充电负荷预测模型,采用马尔可夫决策过程进行动态规划,并考虑了交通流量、行驶路况和温度等耦合因素;文献[16]考虑了EV负荷充电行为的随机性,将EV负荷等效为一种变系数的数学模型。以上方法能对EV充电负荷进行建模预测,但鲜有文献分

析不同类型EV快/慢充时空转移的异质性。

另外,许多学者开展了基于电价机制引导EV负荷有序充电的研究,主要集中在峰谷分时电价及动态电价^[17-19]两方面。文献[20]模拟了EV的充电方式,建立了峰谷分时电价对负荷影响的模型;文献[21]提出了基于区域峰谷分时电价的EV有序充电方法,引导EV进行有序充电。以上研究通过优化峰谷分时电价实现了EV负荷有序充电,但可能导致出现新的峰值和峰上加峰现象。文献[22]提出了一种基于动态电价的EV充放电优化调度方法,能够动态调整电价并实现EV的有序充放电,同时减小负荷峰谷差和波动;文献[23]研究分析了分时电价制度,建立了EV的多目标优化调度模型,以系统负荷最小和用户充放电成本最低为目标,优化了系统负荷并降低了用户成本;文献[24]使用蒙特卡洛法模拟出EV无序充电负荷,建立了基于电价需求弹性矩阵的动态分时电价需求响应模型;文献[25]提出了基于动态电价的EV有序充放电调度策略,以最小化充放电成本、网络损耗和节点电压偏差为目标,降低了成本并减少了对电网的影响。

目前,大量文献研究了动态电价对EV充电行为的引导作用,但鲜有文献考虑动态电价引起的EV充电负荷变化量对微电网爬坡性能的要求,从而未计及微电网中机组爬坡特性对动态电价策略制定的影响,这样不仅会因为对微电网的结构考虑不够全面而导致所得结果不太符合生产实际,也会影响微电网的安全稳定运行。因此,文中考虑EV充电负荷变化量受微电网爬坡性能限制,计及微电网出

收稿日期:2023-12-05;修回日期:2024-03-06

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52007103);湖北省自然科学基金联合基金资助项目(2022CFD167)

力单元的爬坡特性,利用动态电价引导EV有序充电,在满足EV充电需求的情况下,实现各个微电网安全经济运行。

1 双层模型框架设计

计及动态电价的EV参与微电网调度双层优化模型框架如图1所示。

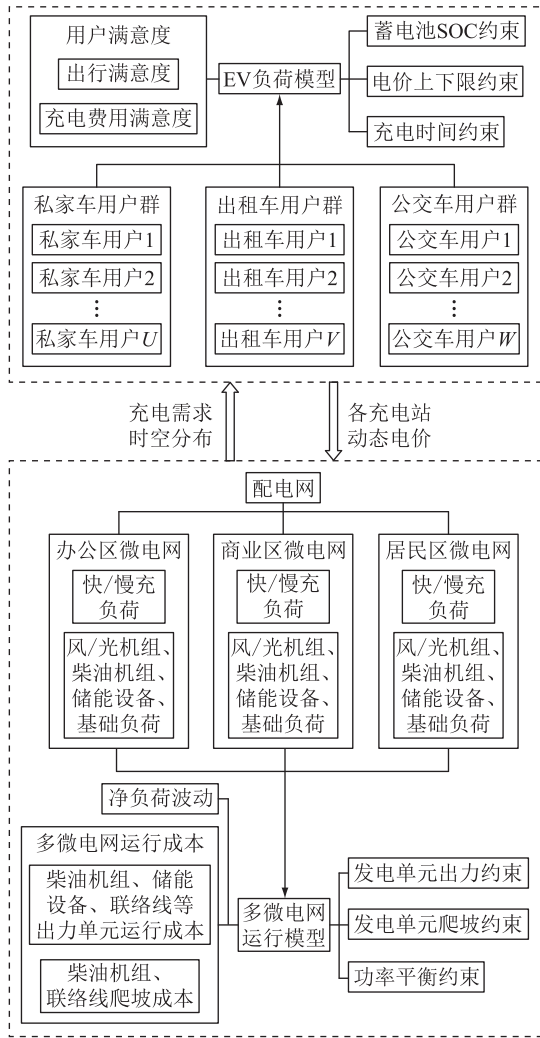


图1 双层模型框架设计

Fig.1 Two-layer model framework design

上层为EV负荷模型。首先分析各区域EV用户的用车特征以及不同车型快/慢充的时空转移特性,使用蒙特卡洛模拟得到充电需求节点、充电需求初始时刻及蓄电池荷电状态(state of charge, SOC)等参数的概率抽样,从而得到各区域充电负荷;再通过电价引导EV选择充电位置及充电时间,以用户满意度最大为优化目标,考虑蓄电池SOC、电价上下限及充电时间约束,建立EV负荷模型。

下层为多微电网运行模型。将EV负荷曲线传递给微电网层,结合微电网基础负荷、储能设备充放电功率以及风/光出力,考虑EV大规模聚集充电

对微电网电源的爬坡需求和可再生能源的消纳,制定动态电价策略;然后以微电网运行成本及净负荷波动最小为目标,设置发电单元出力爬坡和功率平衡等约束,建立多微电网运行模型。

2 EV充电负荷预测模型

文中主要研究私家车、出租车和公交车3类充电负荷需求,具体分析各类型车辆的充电模式、充电地点和充电时间的选择,并设置负荷预测模型的各项参数。

不同类型的EV充电负荷在时间和空间上都具有随机性,近似认为3类用户群体的充电需求初始时刻在不同的时间段都满足正态分布^[26],且充电需求初始时刻的SOC也满足正态分布,如式(1)所示。

$$f_s(\hat{t}) = \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\hat{t} - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right) \quad (1)$$

式中: $f_s(\hat{t})$ 为概率密度函数, \hat{t} 为充电需求初始时刻,在该时刻,EV用户考虑前往充电站; σ_s 、 μ_s 分别为期望和标准差, $s=1$ 时分别表示充电需求初始时刻的期望和标准差, $s=2$ 时分别表示充电需求初始时刻SOC的期望和标准差。

(1) 私家车负荷。私家车的用户最多,在不同时段和不同地点都有充电需求^[11]。在办公区,用户在白天工作时段灵活选择快充或慢充模式补充电能;在商业区,用户在白天及傍晚选择快充模式快速补充电能;在居民区,极少数用户在白天选择快充模式补充电能,大多数用户在傍晚及夜间选择慢充模式补充电能。

(2) 出租车负荷。出租车的运营时间为全天,所以一般采用一天两充的模式,充电时间选择在人流较少的时段,分别为中午时段以及午夜时段^[11]。由于出租车的行程不固定,所以充电需求节点分布较为随机,考虑距离和充电价格后选择快充模式。

(3) 公交车负荷。公交车的运营时间大致为06:00—22:00,其运营时间、路线相对集中,可以进行集中充电,一般采用一天两充的模式。随机选择各个微电网充电站节点进行充电,在中午时段进行快充,晚上下班后进行慢充^[11]。

表1为EV充电负荷预测参数。

3 双层优化模型

3.1 上层:EV负荷模型

3.1.1 EV快/慢充调度策略

部分私家车选择白天在办公区、晚上在居民区

表 1 EV 充电负荷预测参数
Table 1 EV charging load prediction parameters

车辆类型	充电次数	充电概率	充电时段	充电模式	充电需求节点	充电需求初始时刻概率分布	充电需求初始时刻 SOC 概率分布
私家车	1	0.2	06:00—18:00	慢充	办公区节点	$N(12, 3^2)$	$N(0.3, 0.1^2)$
		0.1	07:00—11:00	快充		$N(9, 1^2)$	
		0.1	12:00—16:00	快充	$N(14, 1^2)$		
		0.1	06:00—18:00	快充	商业区节点	$N(12, 3^2)$	
		0.1	17:00—21:00	快充	$N(19, 1^2)$		
		0.1	08:00—20:00	快充	居民区节点	$N(4, 3^2)$	
出租车	2	0.3	17:00—次日 03:00	慢充		$N(23, 2^2)$	
		1	01:00—05:00	快充	随机节点	$N(3, 1^2)$	$N(0.2, 0.1^2)$
公交车	2	1	10:00—14:00	快充		$N(12, 1^2)$	
		1	12:00—16:00	快充	随机节点	$N(14, 1^2)$	$N(0.5, 0.1^2)$
		1	18:00—次日 02:00	慢充	随机节点	$N(22, 2^2)$	

进行慢充,由于慢充时间较长,所以将此类 EV 看作时间上可转移的负荷。由于快充时间较短,调度更为灵活,私家车及出租车处于快充模式时可以在充电时段内选择不同充电站进行快充,因此可作为空间上可转移的负荷。另外,公交车的充电时间和地点相对固定,所以其充电方式在相关约束下切换,充电时间可在固定的某段时间内灵活安排。

3.1.2 上层模型目标函数

EV 用户参与需求侧响应,因此须保证用户的利益。上层模型以用户满意度最大为目标函数,用户满意度为出行满意度和充电费用满意度之和,具体表达如式(2)一式(4)所示。

$$f = \max \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{N_i} (\theta_{i,j}^{\text{tra}} + \theta_{i,j}^{\text{cos}}) \quad (2)$$

$$\theta_{i,j}^{\text{tra}} = \frac{D_{\max} - D_{i,j,t}}{D_{\max} - D_{\min}} \quad (3)$$

$$\theta_{i,j}^{\text{cos}} = 1 - \frac{C_{i,j,t}(1 - S_{j,t}^{\text{oc}}) - C_{\min}}{C_{\max} - C_{\min}} \quad (4)$$

式中: f 为目标函数; N_i 为充电站*i*的充电车辆总数, $i = 1, 2, 3$ 分别表征办公区、商业区及居民区充电站; $\theta_{i,j}^{\text{tra}}$ 、 $\theta_{i,j}^{\text{cos}}$ 分别为第*j*辆 EV 前往充电站*i*的出行满意度、充电费用满意度, $\theta_{i,j}^{\text{tra}}$ 在 0~1 之间进行取值,当前往最近的充电站进行充电时取 1,反之取 0, $\theta_{i,j}^{\text{cos}}$ 在 0~1 之间进行取值,当以谷值电价进行充电时取值为 1,反之取 0; D_{\max} 、 D_{\min} 分别为路网中的 EV 从充电需求节点前往不同充电站的最远距离和最近距离; $D_{i,j,t}$ 为*t*时刻第*j*辆 EV 前往充电站*i*的距离; C_{\max} 、 C_{\min} 分别为充电站的最高和最低充电费用; $C_{i,j,t}$ 为*t*时刻第*j*辆 EV 在充电站*i*的充电电价; $S_{j,t}^{\text{oc}}$ 为*t*时刻第*j*辆 EV 到达充电站*i*的剩余电量百分比, \tilde{t} 为 EV 到达充电站的时刻。

3.1.3 上层模型约束条件

(1) 蓄电池 SOC 约束。为避免完全充放电对蓄电池造成的损害,设置 SOC 的上限和下限,即:

$$S_{\min}^{\text{oc}} \leq S_{j,t}^{\text{oc}} \leq S_{\max}^{\text{oc}} \quad (5)$$

式中: $S_{j,t}^{\text{oc}}$ 为*t*时刻第*j*辆 EV 的蓄电池 SOC; S_{\min}^{oc} 、 S_{\max}^{oc} 分别为允许的蓄电池 SOC 的最小值和最大值。

(2) 电价上下限约束。为了保证 EV 用户及电网运营商的利益,EV 的充电电价须保持在合理的上下限内,即:

$$C_{\min,i} \leq C_{i,j,t} \leq C_{\max,i} \quad (6)$$

式中: $C_{\min,i}$ 、 $C_{\max,i}$ 分别为充电站*i*充电电价的最小值和最大值。

(3) 充电时间约束。为了防止用户充电时间过长,导致蓄电池出现过充,须设置充电时间上限,即:

$$0 \leq T_{i,j} \leq T_{i,j,\max} \quad (7)$$

$$0 \leq T_{s,j} \leq T_{s,j,\max} \quad (8)$$

式中: $T_{i,j}$ 、 $T_{s,j}$ 分别为第*j*辆 EV 选择快充模式、慢充模式的充电时间; $T_{i,j,\max}$ 、 $T_{s,j,\max}$ 分别为第*j*辆 EV 选择快充模式、慢充模式的充电时间最大值。

3.2 下层:多微电网运行模型

3.2.1 动态电价定价策略

基于动态电价策略将峰谷电价划分为 2 个区间:

$$\begin{cases} C_1 \in [C_v, C_n] & P_{\text{NL},i,t} \leq 0 \\ C_2 \in (C_n, C_p] & P_{\text{NL},i,t} > 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: C_1 、 C_2 分别为电价区间 1 及电价区间 2; C_v 、 C_n 、 C_p 分别为电价的谷值、平值和峰值; $P_{\text{NL},i,t}$ 为*t*时刻充电站*i*的净负荷大小。

首先判断各时刻的净负荷是否为负,如果为负值,说明存在风/光出力未被消纳,此时根据未消纳的风光比例对电价在电价区间 1 进行映射:

$$C_{1,i,t} = C_v + (C_n - C_v) \frac{|P_{NL,i,t}|}{|P_{NL,\min,i}|} \quad (10)$$

式中: $C_{1,i,t}$ 为 t 时刻充电站 i 在电价区间 1 的充电电价; $P_{NL,\min,i}$ 为充电站 i 在调度周期内的净负荷最小值。

如果净负荷为正值,说明此时刻风/光出力已全部被消纳,此时根据净负荷爬坡率对电价在电价区间 2 进行映射:

$$C_{2,i,t} = C_n + (C_p - C_n) \frac{|P_{r,i,t}^{NL}|}{|P_{r,\max,i}^{NL}|} \quad (11)$$

$$\Delta P_{r,i,t}^{NL} = |P_{r,i,t}^{NL} - P_{r,i,t-1}^{NL}| \quad (12)$$

$$P_{r,\max,i}^{NL} = \max\{\Delta P_{r,i,t}^{NL}\} \quad t \in T \quad (13)$$

式中: $C_{2,i,t}$ 为 t 时刻充电站 i 在电价区间 2 的充电电价; $P_{r,i,t}^{NL}$ 、 $P_{r,\max,i}^{NL}$ 分别为充电站 i 在 t 时刻的净负荷爬坡大小以及调度周期内的净负荷爬坡最大值; T 为调度周期,文中以 1 h 为单位时间段,即 $T = 24$ 。

3.2.2 下层模型目标函数

下层为多微电网运行模型,以微电网净负荷波动及微电网综合运行成本最小为目标函数,具体表达如式(14)一式(24)所示。

(1) 微电网净负荷方差。

$$S_{NL,\text{flu}} = \min \sum_{i=1}^3 \left[\frac{1}{T-1} \sum_{t=1}^T (P_{NL,i,t} - P_{NL,i}^{\text{avg}})^2 \right] \quad (14)$$

$$P_{NL,i,t} = P_{EV,i,t} + P_{\text{load},i,t} + P_{ES,i,t} - P_{PW,i,t} \quad (15)$$

$$P_{NL,i}^{\text{avg}} = P_{EV,i}^{\text{avg}} + P_{\text{load},i}^{\text{avg}} + P_{ES,i}^{\text{avg}} - P_{PW,i}^{\text{avg}} \quad (16)$$

式中: $S_{NL,\text{flu}}$ 为微电网净负荷方差; $P_{NL,i}^{\text{avg}}$ 为充电站 i 净负荷均值; $P_{EV,i,t}$ 、 $P_{\text{load},i,t}$ 、 $P_{ES,i,t}$ 、 $P_{PW,i,t}$ 分别为充电站 i 在 t 时刻 EV 的充电功率、基础负荷的功率、储能设备的功率以及风/光机组的出力; $P_{EV,i}^{\text{avg}}$ 、 $P_{\text{load},i}^{\text{avg}}$ 、 $P_{ES,i}^{\text{avg}}$ 、 $P_{PW,i}^{\text{avg}}$ 为充电站 i 在调度周期内各部分传输功率的平均值。

(2) 微电网综合运行成本。

$$S_2 = \min \sum_{i=1}^3 (S_{i,1} + S_{i,2}) \quad (17)$$

式中: S_2 为微电网综合运行成本; $S_{i,1}$ 为充电站 i 出力单元运行成本; $S_{i,2}$ 为充电站 i 出力单元爬坡成本。

$$S_{i,1} = S_{\text{de},i} + S_{\text{ES},i} + S_{\text{DN},i} \quad (18)$$

$$S_{\text{de},i} = S_{\text{de},\text{om},i} + S_{\text{de},\text{fuel},i} + S_{\text{de},\text{EN},i} =$$

$$\sum_{t=1}^T \left[C_{\text{de},\text{om}} P_{\text{de},i,t} + (a + bP_{\text{de},i,t} + cP_{\text{de},i,t}^2) + \left(\sum_{k=1}^K C_k \lambda_{\text{de},k} \right) P_{\text{de},i,t} \right] \quad (19)$$

$$S_{\text{ES},i} = \sum_{t=1}^T C_{\text{ES},\text{om}} |P_{\text{ES},i,t}| \quad (20)$$

$$S_{\text{DN},i} = S_{\text{DN},\text{price},i} + S_{\text{DN},\text{EN},i} = \sum_{t=1}^T \left[C_{\text{DN},t} P_{\text{DN},i,t} + \left(\sum_{k=1}^K C_k \lambda_{\text{DN},k} \right) P_{\text{DN},i,t} \right] \quad (21)$$

式中: $S_{\text{de},i}$ 、 $S_{\text{ES},i}$ 、 $S_{\text{DN},i}$ 分别为充电站 i 柴油机组运行成本、储能设备运行成本以及配电网联络线运行成本; $S_{\text{de},\text{om},i}$ 、 $S_{\text{de},\text{fuel},i}$ 、 $S_{\text{de},\text{EN},i}$ 分别为充电站 i 柴油机组的运维成本、燃料成本以及环境治理成本; $C_{\text{de},\text{om}}$ 为柴油机组的运行维护系数; $P_{\text{de},i,t}$ 为 t 时刻充电站 i 的柴油机组输出功率; a 、 b 、 c 为燃料系数; C_k 、 $\lambda_{\text{de},k}$ 分别为处理第 k 类污染物的费用以及柴油机组运行产生第 k 类污染物的排放量; K 为污染物种类总数; $C_{\text{ES},\text{om}}$ 为储能设备运行成本系数; $S_{\text{DN},\text{price},i}$ 、 $S_{\text{DN},\text{EN},i}$ 分别为充电站 i 配电网联络线电能交易成本和配电网环境治理成本; $C_{\text{DN},t}$ 为 t 时刻配电网的电价; $P_{\text{DN},i,t}$ 为 t 时刻充电站 i 的配电网联络线功率,功率正、负值分别表示微电网向主网买、卖电量; $\lambda_{\text{DN},k}$ 为配电网联络线运行产生第 k 类污染物的排放量。

$$S_{i,2} = \sum_{t=1}^T (S_{r,\text{de},i,t} + S_{r,\text{DN},i,t}) \quad (22)$$

$$S_{r,\text{de},i,t} = C_{\text{de}} |P_{\text{de},i,t} - P_{\text{de},i,t-1}| \quad (23)$$

$$S_{r,\text{DN},i,t} = C_{\text{DN}} |P_{\text{DN},i,t} - P_{\text{DN},i,t-1}| + 1.1C_{\text{res},\text{DN},i} |P_{\text{DN},i,t}| \quad (24)$$

式中: $S_{r,\text{de},i,t}$ 、 $S_{r,\text{DN},i,t}$ 分别为充电站 i 在 t 时刻的柴油机组爬坡成本和配电网联络线爬坡成本; C_{de} 、 C_{DN} 分别为柴油机组和配电网出力爬坡成本系数^[27]; $C_{\text{res},\text{DN},i}$ 为充电站 i 配电网联络线旋转备用成本系数。

3.2.3 下层模型约束条件

(1) 发电单元出力约束。

$$\begin{cases} P_{\text{de},\min,i} \leq P_{\text{de},i,t} \leq P_{\text{de},\max,i} \\ P_{\text{ES},\min,i} \leq P_{\text{ES},i,t} \leq P_{\text{ES},\max,i} \\ P_{\text{DN},\min,i} \leq P_{\text{DN},i,t} \leq P_{\text{DN},\max,i} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $P_{\text{de},\min,i}$ 、 $P_{\text{de},\max,i}$ 分别为充电站 i 柴油机组出力的最小值和最大值; $P_{\text{ES},\min,i}$ 、 $P_{\text{ES},\max,i}$ 分别为充电站 i 储能设备出力的最小值和最大值; $P_{\text{DN},\min,i}$ 、 $P_{\text{DN},\max,i}$ 分别为充电站 i 配电网联络线出力的最小值和最大值。

(2) 发电单元爬坡约束。

$$\begin{cases} |P_{\text{de},i,t} - P_{\text{de},i,t-1}| \leq P_{\text{de},r,\max,i} \\ |P_{\text{DN},i,t} - P_{\text{DN},i,t-1}| \leq P_{\text{DN},r,\max,i} \end{cases} \quad (26)$$

式中: $P_{\text{de},r,\max,i}$ 、 $P_{\text{DN},r,\max,i}$ 分别为充电站 i 柴油机组、配电网联络线爬坡出力的最大值。

(3) 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^3 (P_{EV,i,t} + P_{load,i,t}) = \sum_{i=1}^3 (P_{PW,i,t} + P_{de,i,t} + P_{ES,i,t} + P_{DN,i,t}) \quad (27)$$

4 模型求解

在 MATLAB 平台运用蒙特卡洛模拟方法和多目标粒子群优化(multi-objective particle swarm optimization, MOPSO)算法对模型进行求解,步骤流程如图 2 所示。

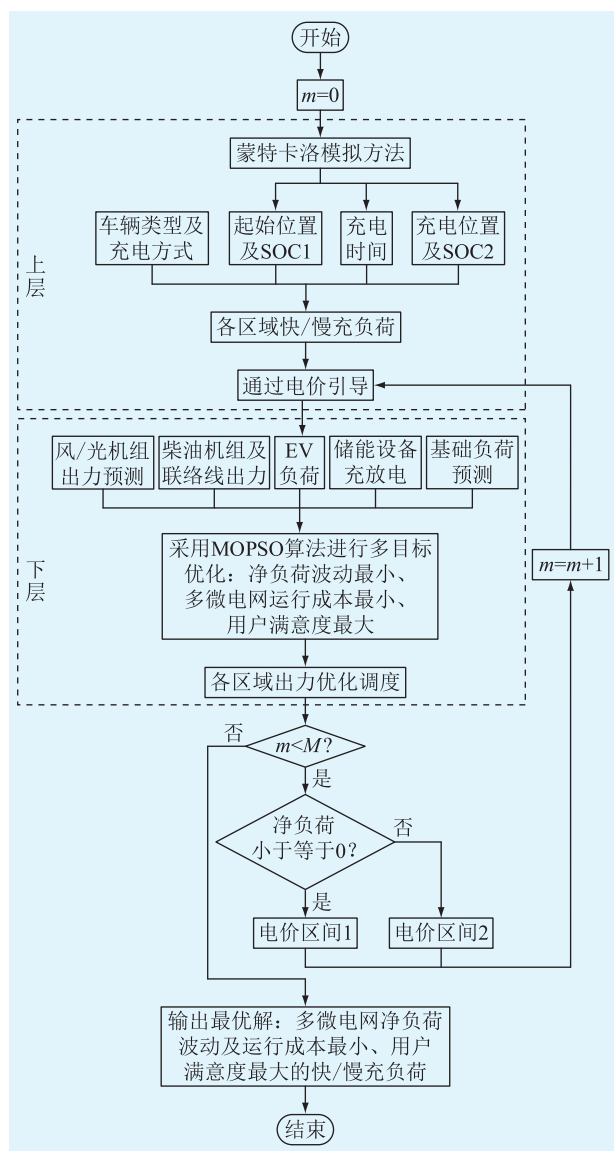


图 2 模型求解流程

Fig.2 Model solving flow chart

具体求解步骤如下:

(1) 设置初始迭代次数 $m = 0$, 输入各类 EV 的预测参数, 采用蒙特卡洛模拟方法生成各区域快/慢充电负荷曲线;

(2) 将 EV 负荷曲线传输至下层;

(3) EV 负荷与微电网基础负荷、风/光机组出力、储能设备充放电功率叠加, 得到微电网的净负荷; 对各区域柴油机组及联络线出力进行优化, 得到基于微电网运行状态的 EV 充电电价;

(4) 判断迭代次数 m 是否达到最大迭代次数 M , 若达到则输出最优解, 否则执行步骤(5);

(5) 将电价传输至上层引导 EV 时空分布, 得到新的 EV 负荷曲线, 返回步骤(2);

(6) 运用 MOPSO 算法对双层模型进行求解。

5 算例分析

5.1 算例参数

5.1.1 路网参数设置

文中以某城市开发区为算例, 将规划区划分为 3 个区域, 如图 3 所示, 该区域共计路网节点 25 个, 路段 40 个, 路段长度均为 2 km。路网节点 1—12 为居民区, 其中节点 6 为居民区微电网充电站节点; 路网节点 13—19 为商业区, 文中假设充电站建设在微电网中, 且各充电站通过微电网进行供电, 不考虑分散式充电桩, 其中节点 14 为商业区微电网充电站节点; 路网节点 20—25 为办公区, 其中节点 22 为办公区微电网充电站节点。

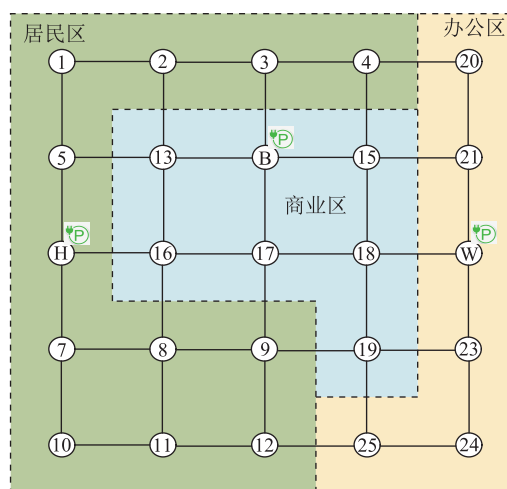


图 3 规划区路网结构示意图

Fig.3 Schematic diagram of road network structure in the planning area

5.1.2 EV 参数设置

假设规划区每日有 1 000 辆私家车、100 辆出租车和 50 辆公交车进行充电, 车辆的平均行驶速度为 30 km/h。各类型 EV 的电池参数^[28-30]如表 2 所示。

5.1.3 微电网参数设置

设置微电网中快充功率为 60 kW, 慢充功率为 12 kW。设置 00:00—08:00 为谷时段, 电价为 0.3

表2 不同类型EV的电池参数

Table 2 Battery parameters for different types of EVs

参数	EV 类型		
	私家车	出租车	公交车
电池容量/(kW·h)	40	50	120
平均耗电量/ [(kW·h)·km ⁻¹]	0.2	0.2	1.2
SOC 范围	[0.2,0.9]	[0.2,0.9]	[0.2,0.9]

元/(kW·h);08:00—16:00 为平时段,电价为 0.8 元/(kW·h);16:00—24:00 为峰时段,电价为 1.3 元/(kW·h)。各区域柴油机组^[31-32]、配电网联络线、储能设备、风/光机组及基础负荷等参数分别见表3、表4及表5,其中,风/光机组出力及基础负荷的用电情况参考文献[33]的数据;设备编号1、2、3分别表示办公区、商业区、居民区微电网设备。

表3 微电网柴油机组及配电网联络线参数

Table 3 Parameters of microgrid diesel generators and distribution network tie line

运行参数	设备类型	
	柴油机组 1/2/3	联络线
出力上限/kW	500	1 000
出力下限/kW	150	-600
爬坡上限/kW	50	500
爬坡下限/kW	-50	-500
爬坡成本系数/ (元·kW ⁻¹)	0.3	0.1
运行维护系数	0.236	—
燃料系数 a, b, c	0.433 5, 0.233 3, 0.007 1	—
第 k 类污染物系数	0.762 4	0.314 2
备用成本系数	—	1

注:“—”表示相应设备不存在对应的运行参数。

表4 微电网储能设备参数

Table 4 Microgrid energy storage equipment parameters

运行参数	储能设备 1/2	储能设备 3
出力上限/kW	800	500
充放电功率/kW	200	100
SOC 范围	[0.25,0.95]	[0.25,0.95]
充放电效率	0.9	0.9
运行成本系数/(元·kW ⁻¹)	0.104	0.104

5.1.4 情景设置

文中设置如下3个对照情景。

情景一:根据第2章负荷预测参数生成EV快/慢充负荷曲线,无序充电,采取固定电价模式。

情景二:通过峰谷分时电价引导EV充电需求时空分布。

情景三:采用文中所提方法,通过各区域微电网动态电价引导EV充电需求时空分布。

表5 微电网风/光机组及基础负荷参数

Table 5 Parameters of microgrid wind and photovoltaic units and basic loads kW

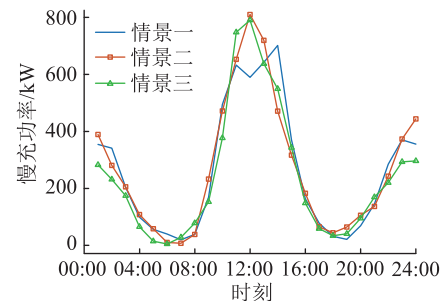
设备类型	出力上限	负荷类型	负荷上限
风电机组 1	1 500	基础负荷 1	1 000
风电机组 2	2 500	基础负荷 2	2 000
风电机组 3	1 500	基础负荷 3	2 000
光伏机组 1	1 000		
光伏机组 2	1 000		
光伏机组 3	500		

5.2 仿真结果与分析

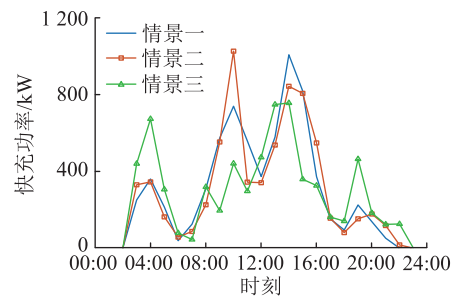
5.2.1 各区域负荷分析

根据第2章各类型EV负荷预测参数,运用蒙特卡洛模拟方法对充电位置、充电需求初始时刻及SOC等参数进行概率抽样,模拟得到各区域的快/慢充负荷。3个情景所得结果如图4所示。

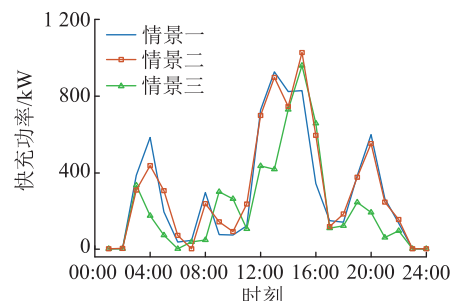
对比各区域快/慢充负荷及净负荷可知,07:00—10:00时段内,情景一中办公区的快/慢充负荷均在快速增长,导致办公区的净负荷爬坡较大,此时快充负荷通过动态电价被引导至商业区及居民区进行快充,慢充负荷通过改变充电起始时间,实现了快/慢充负荷在时空上的转移。优化后,



(a) 办公区慢充负荷



(b) 办公区快充负荷



(c) 商业区快充负荷

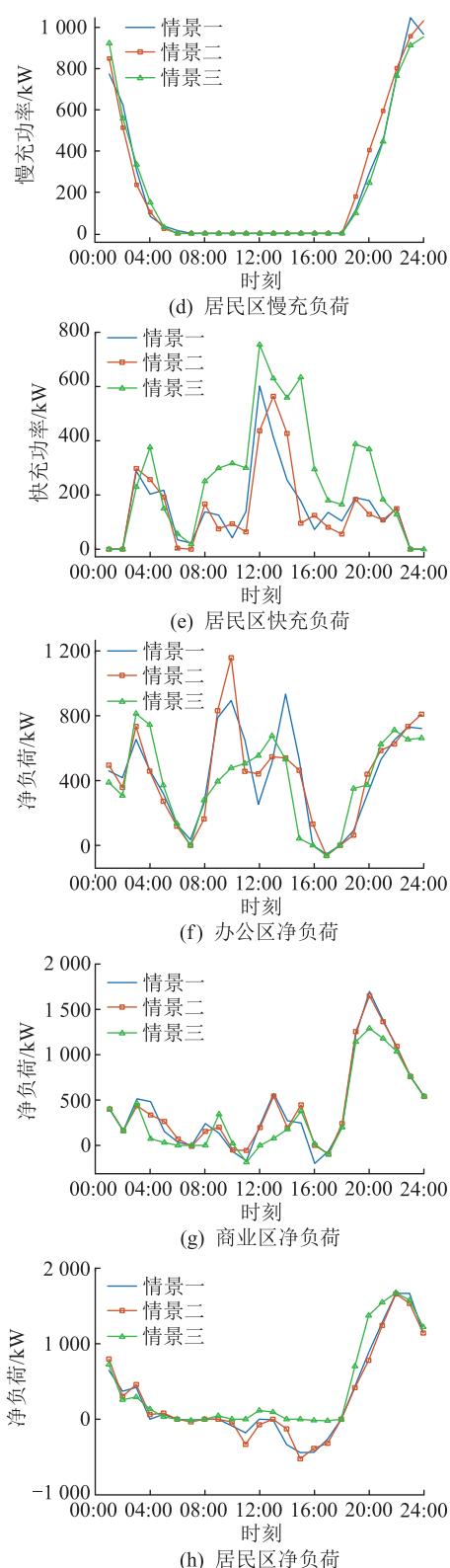


图4 不同情景下各区域快/慢充电负荷、净负荷对比
Fig.4 Comparison of fast/slow charging loads and net loads in different regions under different scenarios

情景三中办公区的净负荷波动大幅减小,同时对商业区及居民区的净负荷波动的影响较小。

10:00—18:00时段内,情景一中居民区微电网

内有较多的风/光出力未被消纳,此时办公区及商业区的部分快充负荷通过动态电价被引导至居民区进行快充。情景三通过负荷转移实现了风/光出力的有效消纳,同时对商业区的净负荷波动也有减小,但办公区的净负荷波动略有增大。

18:00—24:00时段内,光伏停止发电,风电出力减小,各区域基础负荷处于高峰时段,情景一中商业区的净负荷爬坡最大,此时商业区的部分快充负荷通过动态电价被引导至办公区及居民区进行快充。情景三中办公区和居民区的净负荷波动略有增大,但有效缓解了净负荷波动对商业区微电网带来的冲击。

00:00—07:00时段内,风电出力逐渐增大,基础负荷用电减小,情景三中办公区及居民区的部分慢充负荷由18:00—24:00时段转移至此时段进行充电,商业区的部分快充负荷也转移到办公区及居民区进行快充。

情景二则按照不同时段的电价对EV负荷进行引导。相较于情景二,情景三中快充负荷的调度更为灵活,其能够根据各微电网的运行特性选择不同充电站进行电能补充。通过对各个时段的分析,情景三基于各区域动态电价引导快/慢充负荷进行时空转移,实现了多微电网区域整体利益最优。

表6为优化前后微电网净负荷数据对比。相较于情景一,情景二中部分区域的净负荷峰谷差及方差出现了不降反升的情况,而情景三中各区域净负荷峰谷差分别减小了11.3%、22.2%及19.7%,净负荷方差分别减小了18.9%、22.5%及6.5%。可以发现,通过动态电价引导EV充电需求时空分布,各区域微电网的净负荷峰谷差、方差都得到了不同程度的降低,实现了多微电网区域的安全稳定运行。

表6 各区域净负荷数据对比

情景	净负荷峰谷差/kW			净负荷方差/ 10^5kW^2		
	办公区	商业区	居民区	办公区	商业区	居民区
情景一	988	1 896	2 110	0.869	2.481	3.870
情景二	1 221	1 744	2 183	0.934	2.280	3.695
情景三	876	1 476	1 695	0.705	1.923	3.618

各微电网风/光机组出力及基础负荷不参与调度,优化后各微电网燃油机组、储能设备及配电网联络线的调度结果如图5所示。

5.2.2 各区域动态电价分析

根据文中提出的动态电价定价策略,制定各区域充电电价,优化后的电价结果如图6所示。结合各区域净负荷曲线分析,办公区只在17:00存在风/

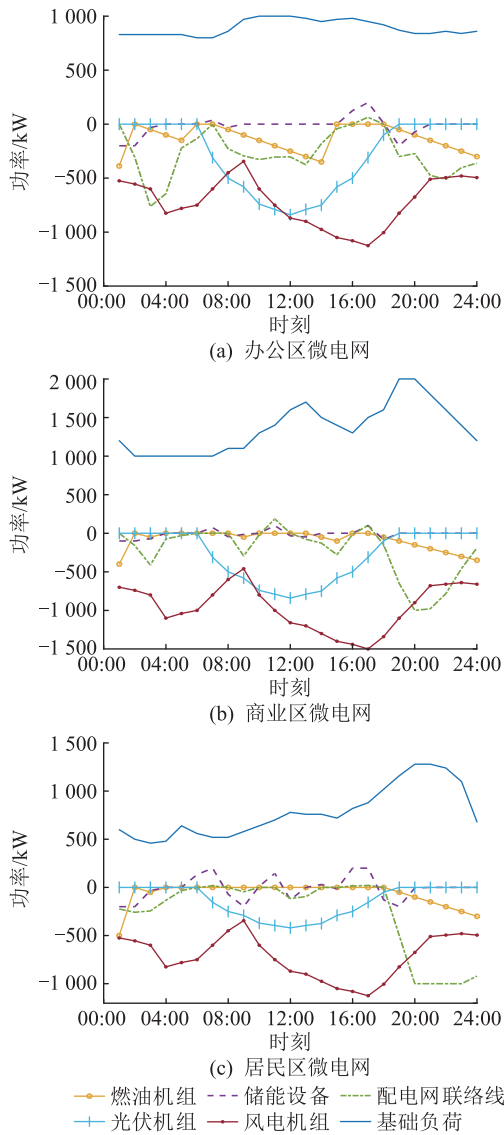


图5 优化后各区域微电网调度

Fig.5 Optimized microgrid dispatching of each region
光出力未被完全消纳的情况,所以 17:00 的电价在区间 1,其他时刻的净负荷都为正值,因此根据净负荷爬坡率对电价在电价区间 2 进行映射。同样地,在商业区和居民区,净负荷为负时,对电价在电价区间 1 映射,引导 EV 负荷消纳风/光出力;净负荷为正时,对电价在电价区间 2 进行映射,引导 EV 负荷前往出力爬坡较小的区域充电。

5.2.3 效益分析

3 个情景下的用户满意度如图 7 所示。情景一中, EV 用户在产生充电需求后,前往最近的充电站进行充电,因为此类用户未参与电价需求响应,所以用户的充电费用满意度较低,但其出行满意度最大,用户满意度为 871.47;情景二根据峰谷分时电价选择充电时间,相较于情景一,出行满意度降低,充电费用满意度升高,用户满意度为 848.49;情景三中,用户参与电价需求响应时,需要选择不同的充

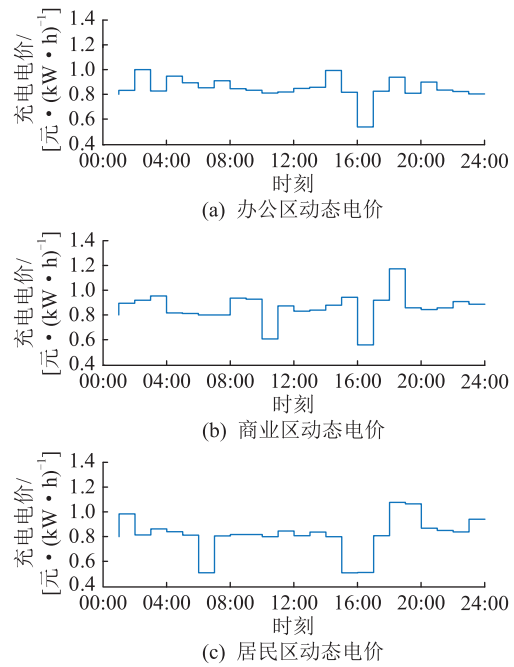


图6 各区域动态电价

Fig.6 Dynamic electricity price of each region

电时间和充电位置,用户的出行满意度大幅降低,但由于充电电价降低,用户的充电费用满意度相较于情景一大幅提升,用户满意度也提升了 22.11%。

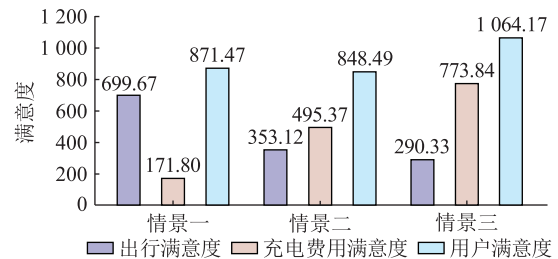


图7 用户满意度对比

Fig.7 Comparison of user satisfaction

表 7 为 3 种情景下的运行经济性对比。

表 7 优化前后各区域微电网运行成本对比

Table 7 Comparison of operation costs of microgrids in each region before and after optimization 万元

情景	运行成本			总运行成本
	办公区	商业区	居民区	
情景一	4.156 6	3.740 5	3.307 9	11.205 0
情景二	4.070 3	3.666 0	3.328 3	11.064 6
情景三	3.358 0	3.083 1	3.201 2	9.642 3

情景二的根据峰谷分时电价选择充电时间相比于情景一的无序充电,在运行成本上的优化幅度较小,总成本降低了 1.25%。相比于情景一,情景三通过动态电价引导 EV 负荷,使得各区域微电网的运行成本得到了不同程度的降低,办公区的运行成本降低了 19.21%,商业区的运行成本降低了

17.58%,居民区的运行成本降低了3.2%,对比可知,办公区和商业区的运行成本得到了有效降低,而居民区的净负荷波动总体不算太大,所以降低比率相较于其他2个区域小一些,总运行成本降低了13.95%。

6 结论

针对峰谷分时电价不能较好地应用于EV参与微电网调度的问题,文中提出了计及动态电价的EV参与微电网调度双层优化策略,对峰谷分时电价进一步优化,根据各区域微电网出力以及负荷的异质性,通过电价引导EV负荷的时空分布,最后对区域微电网及EV充电需求进行算例验证,对比不同电价模式下EV负荷参与微电网调度的结果,得出以下结论:

(1) 文中通过不同类型EV负荷预测参数以及快/慢充调度策略,得到各区域EV负荷时空分布,由优化结果对比可知,慢充负荷在不同电价模式下的变化幅度较小,主要是快充负荷参与电价需求响应。

(2) 峰谷分时电价引导EV负荷参与微电网调度,在峰谷差、方差及微电网运行成本上都只得到小幅度优化,甚至出现不降反升的情况;相比于峰谷分时电价,文中动态电价策略充分考虑微电网内机组的爬坡特性以及新能源的消纳,达到了各区域净负荷“削峰填谷”的实际效果,实现了微电网的安全经济运行。

(3) 用户参与需求响应会减小出行满意度,但动态电价策略大幅提升了用户的充电费用满意度,使得整体的用户满意度得到有效保证,文中双层优化模型将电价作为上下层的交互变量,实现了微电网与EV用户的互利共赢。

参考文献:

- [1] 汤雯博. 面向配电网的多微电网协同优化调度研究[D]. 南京:南京邮电大学,2020.
TANG Wenbo. Research on collaborative optimal scheduling of multi-microgrid for distribution network [D]. Nanjing: Nanjing University of Posts and Telecommunications, 2020.
- [2] 王恺,赵文会,张伟时,等. 双碳背景下微电网的优化配置研究[J]. 电力需求侧管理,2023,25(4):86-92.
WANG Kai,ZHAO Wenhui,ZHANG Weishi, et al. Optimal allocation of microgrid under the background of carbon peaking and neutralization[J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(4):86-92.
- [3] 陈津. 电动汽车接入下区域联合微网的经济调度策略与协同优化方法[D]. 武汉:华中科技大学,2019.
CHEN Jin. Economic dispatching strategy and cooperative opti-

mization of regional combined microgrids with integration of electric vehicles [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2019.

- [4] FOTOUHI Z, HASHEMI M R, NARIMANI H, et al. A general model for EV drivers' charging behavior[J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2019, 68(8):7368-7382.
- [5] 程杉,陈梓铭,徐康仪,等. 基于合作博弈与动态分时电价的电动汽车有序充放电方法[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(21):15-21.
CHENG Shan, CHEN Ziming, XU Kangyi, et al. An orderly charging and discharging method for electric vehicles based on a cooperative game and dynamic time-of-use price [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21):15-21.
- [6] 陈丽丹,张尧, Antonio Figueiredo. 电动汽车充放电负荷预测研究综述[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):177-191.
CHEN Lidan, ZHANG Yao, FIGUEIREDO A. Overview of charging and discharging load forecasting for electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10):177-191.
- [7] 蔡黎,葛棚丹,代妮娜,等. 电动汽车入网负荷预测及其与电网互动研究进展综述[J]. 智慧电力,2022,50(7):96-103.
CAI Li, GE Pengdan, DAI Nina, et al. Review of research progress on load prediction and grid interaction of electric vehicles [J]. Smart Power, 2022, 50(7):96-103.
- [8] 王锡凡,邵成成,王秀丽,等. 电动汽车充电负荷与调度控制策略综述[J]. 中国电机工程学报,2013,33(1):1-10.
WANG Xifan, SHAO Chengcheng, WANG Xiuli, et al. Survey of electric vehicle charging load and dispatch control strategies [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1):1-10.
- [9] 陈黎军,宋远军,王坤,等. 考虑参与电网辅助服务的电动汽车有序充电研究[J]. 电力需求侧管理,2022,24(1):34-41.
CHEN Lijun, SONG Yuanjun, WANG Kun, et al. Study on orderly charging of electric vehicles considering participating in grid ancillary services [J]. Power Demand Side Management, 2022, 24(1):34-41.
- [10] 罗卓伟,胡泽春,宋永华,等. 电动汽车充电负荷计算方法[J]. 电力系统自动化,2011,35(14):36-42.
LUO Zhuowei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Study on plug-in electric vehicles charging load calculating [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(14):36-42.
- [11] 王浩林,张勇军,毛海鹏. 基于时刻充电概率的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):207-213.
WANG Haolin, ZHANG Yongjun, MAO Haipeng. Charging load forecasting method based on instantaneous charging probability for electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3):207-213.
- [12] YANG W, XIANG Y, LIU J Y, et al. Agent-based modeling for scale evolution of plug-in electric vehicles and charging demand [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2):1915-1925.
- [13] 陈勇,江颖达,徐刚,等. 规模化电动汽车充电负荷预测[J]. 电力需求侧管理,2022,24(5):71-77.

- CHEN Yong, JIANG Yingda, XU Gang, et al. Charging load forecasting for large-scale electric vehicle[J]. Power Demand Side Management, 2022, 24(5): 71-77.
- [14] 袁小溪, 潘鸣宇, 段大鹏, 等. 基于网格划分的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力科学与技术学报, 2021, 36(3): 19-26.
- YUAN Xiaoxi, PAN Mingyu, DUAN Dapeng, et al. Prediction method of electric vehicle charging load based on grid division[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(3): 19-26.
- [15] 程杉, 赵子凯, 陈诺, 等. 计及耦合因素的电动汽车充电负荷时空分布预测[J]. 电力工程技术, 2022, 41(3): 194-201, 208.
- CHENG Shan, ZHAO Zikai, CHEN Nuo, et al. Prediction of temporal and spatial distribution of electric vehicle charging load considering coupling factors[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(3): 194-201, 208.
- [16] 饶颖卿, 张晓东, 饶宇飞, 等. 考虑分段充电的实用型电动汽车概率负荷模型[J]. 电测与仪表, 2021, 58(6): 26-32.
- RAO Yingqing, ZHANG Xiaodong, RAO Yufei, et al. A practical probability load model of electric vehicles considering segmental charging[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(6): 26-32.
- [17] 王庆园, 崔莉, 王明深, 等. 考虑快慢充负荷特性的电动汽车调峰定价策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(4): 31-40.
- WANG Qingyuan, CUI Li, WANG Mingshen, et al. Peak load regulation pricing strategy of electric vehicle considering fast and slow charging characteristics[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(4): 31-40.
- [18] 李咸善, 鄂璇. 分档电价和碳配额激励的含电动汽车微电网优化调度策略[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(16): 6537-6546.
- LI Xianshan, E Xuan. Optimal dispatching strategy for electric vehicle microgrid incentivized by ladder electricity price and carbon quota[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(16): 6537-6546.
- [19] 邓慧琼, 张晓飞, 曾凡淦, 等. 动态分时电价机制下的电动汽车充放电调度策略研究[J]. 智慧电力, 2023, 51(3): 59-66, 78.
- DENG Huiqiong, ZHANG Xiaofei, ZENG Fangan, et al. Electric vehicle charging and discharging scheduling strategy under dynamic time-of-use electricity price mechanism[J]. Smart Power, 2023, 51(3): 59-66, 78.
- [20] 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 vehicle 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.
- [21] 贺继锋, 陈杰军, 黄家祺, 等. 基于区域峰谷分时电价的电动汽车有序充电研究[J]. 电测与仪表, 2018, 55(6): 23-29.
- HE Jifeng, CHEN Jiejun, HUANG Jiaqi, et al. Research on electric vehicle orderly charging based on regional peak-valley time-of-use price[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(6): 23-29.
- [22] 程杉, 赵孟雨, 魏昭彬. 计及动态电价的电动汽车充放电优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(10): 31-36, 42.
- CHENG Shan, ZHAO Mengyu, WEI Zhaobin. Optimal scheduling of electric vehicle charging and discharging with dynamic electricity price[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(10): 31-36, 42.
- [23] 赵玉, 徐天奇, 李琰, 等. 基于分时电价的电动汽车调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 92-101.
- ZHAO Yu, XU Tianqi, LI Yan, et al. Research on electric vehicle scheduling strategy based on time-shared electricity price[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 92-101.
- [24] 叶文浩, 陈耀红, 颜勤, 等. 基于动态分时电价引导的电动汽车需求侧响应[J/OL]. 电力科学与技术学报: 1-8[2023-06-05]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/43.1475.TM.2023-0310.1543.002.html>.
- YE Wenhao, CHEN Yaohong, YAN Qin, et al. Demand response of charging and discharging electric vehicle load based on dynamic time-to-use electricity price[J/OL]. Journal of Electric Power Science and Technology: 1-8[2023-06-05]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/43.1475.TM.20230310.1543.002.html>.
- [25] 邓慧琼, 张晓飞, 曾凡淦, 等. 基于动态分时电价的电动汽车有序充放电调度策略[J]. 河北科技大学学报, 2022, 43(3): 240-248.
- DENG Huiqiong, ZHANG Xiaofei, ZENG Fangan, et al. Orderly charging and discharging scheduling strategy of electric vehicle based on dynamic TOU price[J]. Journal of Hebei University of Science and Technology, 2022, 43(3): 240-248.
- [26] 姜欣, 冯永涛, 熊虎, 等. 基于出行概率矩阵的电动汽车充电站规划[J]. 电工技术学报, 2019, 34(S1): 272-281.
- JIANG Xin, FENG Yongtao, XIONG Hu, et al. Electric vehicle charging station planning based on travel probability matrix[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(S1): 272-281.
- [27] 胡姝博, 孙辉, 孙启忠, 等. 考虑退役电池柔性负荷的电力系统风险调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 78-86.
- HU Shubo, SUN Hui, SUN Qizhong, et al. Risk dispatch of power system considering second-life batteries as flexible loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 78-86.
- [28] 王晨光. 考虑电动汽车接入的微电网优化调度策略研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2021.
- WANG Chenguang. Research on optimal dispatching strategy of microgrid considering electric vehicle access[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2021.
- [29] 武小梅, 冯琪劲, 严干贵, 等. 基于双层优化的电动公交车

- 有序充电策略[J]. 电网与清洁能源,2021,37(1):119-126.
WU Xiaomei, FENG Qijin, YAN Gangui, et al. A coordinated charging strategy of electric buses based on bi-level optimization[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(1): 119-126.
- [30] 李世春,王扬,钟浩,等. 深化调峰的电动私家车/出租车群组合优化充放电策略[J]. 可再生能源,2020,38(6):824-830.
LI Shichun, WANG Yang, ZHONG Hao, et al. Charge and discharge strategy of the combination optimization of electric private car, taxi group with aim at strengthening peak regulation [J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(6): 824-830.
- [31] 曹伟. 考虑电动汽车和需求响应的联合微电网经济性运行研究[D]. 上海:上海电机学院,2021.
CAO Wei. Study on economic operation of combined microgrid considering electric vehicle and demand response [D]. Shanghai: Shanghai Dianji University, 2021.
- [32] 侯慧,薛梦雅,陈国炎,等. 计及电动汽车充放电的微电网多目标分级经济调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(17):55-62.
HOU Hui, XUE Mengya, CHEN Guoyan, et al. Multi-objective hierarchical economic dispatch for microgrid considering charging and discharging of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(17): 55-62.
- [33] 宋文. 含分布式发电的配电网优化规划研究[D]. 济南:山东大学,2014.
SONG Wen. Research on optimal planning of distribution network with distributed generation [D]. Jinan: Shandong University, 2014.

作者简介:



夏鑫

夏鑫(1997),男,硕士在读,研究方向为电动汽车有序充电、充电站规划(E-mail: 139975-17385@qq.com);

钟浩(1983),男,博士,副教授,研究方向为电力系统优化运行分析与控制、梯级水电站运行与控制;

张磊(1986),男,博士,副教授,研究方向为大规模新能源接入电力系统的优化调度。

A two-layer optimization strategy for electric vehicles participating in microgrid scheduling considering dynamic electricity prices

XIA Xin^{1,2}, ZHONG Hao^{1,2}, ZHANG Lei^{1,2}, SHU Dong^{1,2}, WU Fan^{1,2}, DONG Xuewei^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: The variation of electric vehicle (EV) charging load is constrained by the climbing performance of microgrids. Therefore, this paper considers the climbing characteristics of microgrid units and proposes a two-layer optimization strategy for EVs participating in microgrid scheduling considering dynamic electricity prices. The upper layer is the EV load model. The fast/slow charging characteristics of different types of EVs are analyzed and the guidance of microgrid electricity price on EV charging demand is considered, thereby establishing the EV load model with the maximum user satisfaction as the target. The lower layer is a multi-microgrid operation model. The dynamic electricity price strategy is formulated according to the net load of the microgrid, and the dynamic electricity price of each region is optimized considering the consumption of new energy of the microgrid by EV charging and the demand for power climbing. The multi-microgrid regional operation model is established with the objective of minimizing the net load fluctuation and operating cost of the microgrid. Finally, an example analysis of the microgrid and EV charging demand in an urban area is conducted to verify the results. The results show that compared with the fixed electricity price and the peak and valley time-of-use price, the proposed method can realize the orderly charging of EV loads in the microgrid area and smooth the net load fluctuation. Also, the proposed method can effectively reduce the influence of charging behavior on the safe and economic operation of the microgrid.

Keywords: electric vehicle (EV); microgrid; dynamic electricity price; two-layer optimization; fast/slow charging load; climbing

(编辑 陆海霞)