

引用格式: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].电力科学与技术学报,2024,39(4):138-145.

Citation: YE Wenhao, CHEN Yaohong, YAN Qin, et al. Demand response of electric vehicle based on dynamic time-to-use electricity price[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(4): 138-145.

# 基于动态分时电价引导的电动汽车需求侧响应

叶文浩<sup>1</sup>, 陈耀红<sup>1</sup>, 颜勤<sup>2</sup>, 涂晓帆<sup>2</sup>

(1. 国网湖南电力有限公司, 湖南长沙 410000; 2. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南长沙 410114)

**摘要:**为激励电动汽车(electric vehicles, EVs)参与需求侧响应以减小电网负荷峰谷差,同时提高电动汽车用电经济性,首先,利用蒙特卡罗法模拟出电动汽车无序充电负荷,再根据电动汽车是否受电网调控或者受价格信号引导,将电动汽车分为3类进行处理;然后,以电网峰谷差均方值最小和用户充放电费用最小为目标,搭建基于电价需求弹性矩阵的动态分时电价(time-of-use, TOU)需求响应模型;最后,根据湖南某地区历史负荷数据对一天的电价进行分段,再通过仿真分析,验证考虑实时负荷反馈的动态分时电价可以有效地应对负荷波动,并且对于减小峰谷差和降低用户用电成本的效果更明显。

**关键词:**动态分时电价;价格需求弹性矩阵;电动汽车;需求响应;蒙特卡罗法

**DOI:** 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.04.016 **中图分类号:** TM73 **文章编号:** 1673-9140(2024)04-0138-08

## Demand response of electric vehicle based on dynamic time-to-use electricity price

YE Wenhao<sup>1</sup>, CHEN Yaohong<sup>1</sup>, YAN Qin<sup>2</sup>, TU Xiaofan<sup>2</sup>

(1.State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410000, China; 2.School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China)

**Abstract:** To incentivize electric vehicles (EVs) to participate in demand-side response to reduce the peak-to-valley difference in grid load and enhance the economic viability of EV electricity usage, the Monte Carlo method is used to simulate the unordered charging load of EVs. EVs are then categorized into three types based on whether they are regulated by the grid or guided by price signals. Subsequently, a dynamic time-of-use (TOU) pricing demand response model is established on the basis of the electricity price demand elasticity matrix, with the objectives of minimizing the mean square value of the grid's peak-to-valley difference and minimizing user charging and discharging costs. Using historical load data from a region in Hunan and segmenting the electricity prices for a day, simulation analysis is conducted to verify that dynamic TOU pricing considering real-time load feedback can effectively manage load fluctuations, and it has a more pronounced effect on reducing the peak-to-valley difference and lowering user electricity costs.

**Key words:** dynamic time-to-use electricity price; demand elasticity matrix of price; electric vehicle; demand response; Monte Carlo

近年来化石能源短缺、环境问题严重,为实现可持续发展战略,中国提出了2030年前碳达峰、2060年前碳中和的“双碳”目标,要走能源高质量发展之路,加快能源结构转变,建立新型电力系统<sup>[1]</sup>。

在“双碳”目标的驱动下,预测到2060年中国风光发电机组约占装机总容量的80%,发电量占比高达约70%<sup>[2-4]</sup>。但由于新能源出力有波动性、随机性等问题,若不能提高其利用率,大规模新能源接入电网

收稿日期:2022-09-27;修回日期:2023-02-16

基金项目:湖南省战略性新兴产业科技攻关与重大科技成果转化项目(2018GK4002);国网湖南省电力有限公司管理咨询项目(SGHN0000ZHWT2200128)

通信作者:颜勤(1988—),女,博士,讲师,主要从事电动汽车及新能源接入电力系统运行优化研究;E-mail: qin.yan@csust.edu.cn

将造成电网峰谷差进一步扩大。近两年来中国多地出现严重电荒,各地相继采取轮流限电和错峰让电措施,严重危害供电可靠性。传统电力系统灵活性不足是造成电荒的主要原因之一,提高新能源消纳能力将有助于缓解电荒现象<sup>[5]</sup>。

面对新能源高占比带来的挑战,提高系统灵活调节能力是关键。传统电网往往只重视电源侧“源随荷动”的调节,而新型电力系统更注重源网荷储全面互动,积极发掘用户侧资源的潜力,通过需求侧响应(demand response, DR)充分调动电动汽车(electric vehicles, EVs)等灵活性资源,提高系统灵活性,实现可靠供电<sup>[2]</sup>。根据信号类型可分为价格型和激励型DR,而价格型DR机制又包括分时、实时及尖峰电价。分时电价(time-of-use, TOU)考虑不同时段需求响应的特点对电价进行调整、科学地划分峰谷时段,其激励用户改变充放电方式、提高用电经济性,同时有效地改善系统运行状况,分时电价是最主流的价格型DR机制<sup>[6-7]</sup>。

据公安部统计,截至2022年6月,中国新能源汽车保有量达1 001万辆,其中纯电动EV保有量为810.4万辆,占总量的80.93%<sup>[8]</sup>。假设每辆EV配备60 kW·h的电池,可等效为约 $4.8 \times 10^8$  kW·h的负荷。据中国汽车工业协会预测<sup>[9]</sup>,至2030年中国EV保有量将高达8 000万辆,可见EV作为灵活性资源用于需求响应的潜力巨大。但EV的充电行为具有随机性,大规模的EV并网无序充电,会对电网造成冲击,增大峰谷差,对电网运行的经济性和稳定性造成影响<sup>[10-11]</sup>。

目前,国内外有不少关于利用电价激励EV充放电负荷参与需求响应的研究。文献[12]根据EV出行数据和参数,利用蒙特卡罗法对EV无序充电负荷曲线进行了模拟;文献[13-15]通过设置固定峰谷电价来引导住宅小区的EV进行有序充放电,以实现削峰填谷。峰谷分时电价对用户行为的影响方式主要分为基于需求价格弹性矩阵、消费者心理学和统计学原理<sup>[16-17]</sup>,其中,基于需求价格弹性矩阵可以反映不同电价下用户的用电行为<sup>[18-19]</sup>。文献[20-23]都是在模拟EV无序充电的基础上,基于价格弹性矩阵,以用户成本和峰谷差最小为目标,建立峰谷分时电价日前优化模型,求出最优峰谷分时电价,但这些研究都是设置的静态分时电价,不能根据当日负荷及时调整;文献[24-25]虽然构建了基于动态分时电价的EV有序充电策略,但与以上研究一样,只考虑了单一的EV集群,没有根据实际

情况对EV负荷进行分类处理;文献[26-27]分别从EV用途和是否受电网或价格调控2个角度,将EV负荷分为两类集群,对微电网内的EV充放电进行优化,但只采用固定电价对EV集群进行引导,且对EV集群的分类不全面。

基于以上研究和分析,首先,本文根据统计数据采用蒙特卡罗法模拟出电动汽车无序充电的负荷曲线;然后,根据EV是否接受价格信号和电网的统一调度,将EV分为3个集群,以EV用户充放电成本和系统负荷波动最小为目标建立模型,在根据需求价格弹性矩阵对峰谷分时电价进行日前优化后,基于电网实时更新的负荷曲线对电价进行实时更新,得出动态分时电价,对EV充放电行为进行引导;最后,采用非支配排序遗传算法II(nondominated sorting genetic algorithm II, NSGA-II)进行求解,通过算例分析验证所用方法的有效性。

## 1 EV无序充电负荷预测

EV充电的无序性体现在充电起始时刻和充电时长的不确定性和随机性。本文研究的EV以私家车为主,根据美国交通部对美国私家车出行的统计数据,得出私家车单日出行的概率模型<sup>[28]</sup>。

把一天分成 $N$ 个时段,每个时段用 $n$ 来表示,单日内EV最后一次出行行程的结束时刻相当于EV充电的起始时刻,服从正态分布,其概率密度函数为

$$f_c(t_0) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_c \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_0 - \mu_c)^2}{2\sigma_c^2}\right], & \mu_c - 12 < t_0 \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_c \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_0 - \mu_c + 24)^2}{2\sigma_c^2}\right], & 0 < t_0 \leq -12 \end{cases} \quad (1)$$

式中, $t_0$ 为EV充电起始时刻; $\mu_c=17.6$ ; $\sigma_c=3.4$ 。

EV的单日行驶里程服从对数正态分布,其概率密度函数为

$$f_1(m) = \frac{1}{m} \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln m - \mu_1)^2}{2\sigma_1^2}\right] \quad (2)$$

式中, $m$ 为EV单日行驶里程; $\mu_1=3.2$ ; $\sigma_1=0.88$ 。

第 $i$ 辆EV的充电时长为

$$T_{c,i} = mE/100P_{c,i}\eta \quad (3)$$

式中, $E$ 为EV百公里的耗电量,相较于传统燃油汽车,电动汽车的续航里程受环境温度影响较大,电池容量会随温度发生改变,同时电动汽车的空调系

统耗电量也会对车辆续航里程产生较大影响<sup>[29-30]</sup>,故冬、夏季取得不同 $E$ 值,设置电动私家车冬季百公里耗电量为 $20.54 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 、夏季为 $18.89 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ;  $P_{c,i}$ 为第 $i$ 辆EV的充电功率;  $\eta$ 为EV的充电效率。

$n$ 时段的EV总充电需求为

$$H_i(n) = \sum_1^i P_{c,i} \quad (4)$$

第 $i$ 辆EV的电池荷电状态(state of charge, SOC)为

$$\begin{aligned} S_{\text{oc},i}(n+1) &= S_{\text{oc},i}(n) + \eta P_{c,i} T_{c,i} / B_i, \\ S_{\text{oc},i} &\in (0, 1) \end{aligned} \quad (5)$$

式中,  $B_i$ 为第 $i$ 辆EV的电池容量。

采用蒙特卡罗法对EV的无序充电行为进行模拟,算法流程如图1所示,其中 $I$ 为EV总数量;  $T$ 为预测截止时刻,本文的预测时长为1 d,从00:00时开始预测,则 $T=24 \text{ h}$ 。

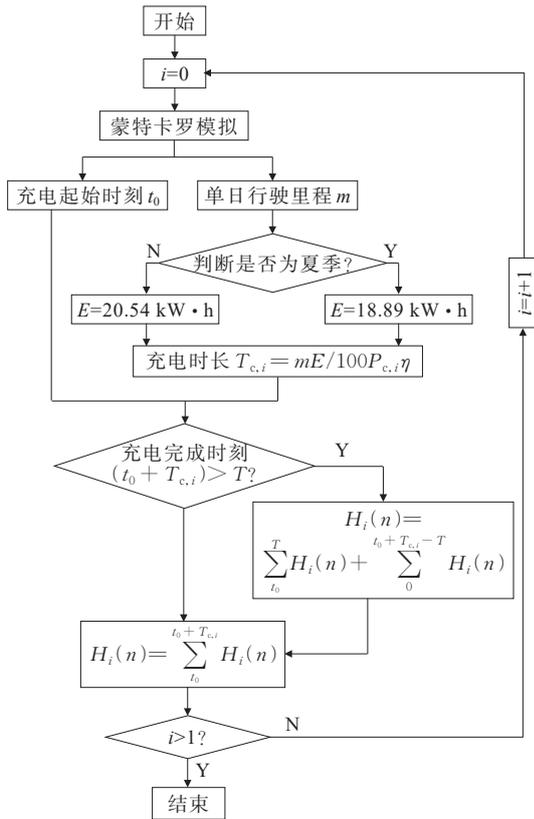


图1 蒙特卡罗法模拟EV无序充电负荷流程

Figure 1 Flowchart of Monte Carlo simulation for EV disordered charging load

## 2 EV充放电动态电价响应建模

根据EV是否接受价格信号和电网的调度,本文将EV分为3类集群:①第1类EV既不接受价格

信号引导也不接受电网的调度;②第2类EV接受电网调度,即与电网签订协议;③第3类EV接受价格信号的调度,通过电价激励引导充放电行为。

### 2.1 不接受电价引导的EV

第1类EV既不接受价格信号引导也不接受电网的调度,这类EV与电网的本地负荷一起构成电网的原始负荷,根据上述蒙特卡罗法模拟得出其无序充电负荷曲线。第2类EV与电网签订协议后,其充放电行为由电网进行统一调度,同时也会给予用户相应的补贴,这类EV负荷可看作由电网调控的移动储能。

### 2.2 动态分时电价模型

考虑负荷的种类和用电量不断增多、电网结构越来越复杂以及电子化程度越来越高,基于日前预测负荷的静态分时电价无法准确反映日内负荷的峰谷变动情况,可能创造新的用电高峰。动态分时电价是根据该时段实时反馈的负荷用电水平来调整的,能更准确地反映市场供需情况。对于第3类EV,本文选择动态分时电价作为其价格信号。

当采用分时电价引导EV充放电时,首先要根据日常负荷需求将一天划分为峰谷平等多个时段,然后对各个时段制定不同的电价。在经济学中,常常采用需求价格弹性系数矩阵反映价格变化对需求变化的影响,通常用弹性系数来表示,数学表达式<sup>[24]</sup>为

$$\alpha = \frac{\Delta Q/Q}{\Delta P/P} \quad (6)$$

式中,  $Q$ 为商品的需求量;  $\Delta Q$ 为商品需求量的变化量;  $P$ 为商品的价格;  $\Delta P$ 为商品价格的变化量。

$\alpha$ 越大,表示价格变化对需求量的影响越大,反之越小;  $\alpha$ 的正/负代表价格变化对需求量变化的正/负相关性。电价的变化不仅会对本时段的用电需求产生影响,而且会对其他时段的用电需求产生影响。因此,电价的弹性系数又分为自弹性和交叉弹性系数。

自弹性系数  $\alpha_{ii}$ 表示 $i$ 时段的价格变动对该 $i$ 时段的需求变动造成的影响程度,即

$$\alpha_{ii} = \frac{\Delta Q_i/Q_i}{\Delta P_i/P_i} \quad (7)$$

交叉弹性系数  $\alpha_{ij}$ 表示 $i$ 时段的需求变动对其他 $j$ 时段的价格变动的响应。

$$\alpha_{ij} = \frac{\Delta Q_i/Q_i}{\Delta P_j/P_j} \quad (8)$$

将价格周期分为  $h$  个时段,则电价的需求价格弹性矩阵为

$$E_h = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1h} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2h} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_{h1} & \alpha_{h2} & \cdots & \alpha_{hh} \end{bmatrix} \quad (9)$$

由式(6)~(9)可知,实行分时电价后,EV用户的充放电变化率可以表示为

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1/Q_1 \\ \Delta Q_2/Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_h/Q_h \end{bmatrix} = E_h \begin{bmatrix} \Delta P_1/P_1 \\ \Delta P_2/P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_h/P_h \end{bmatrix} \quad (10)$$

进而得到实施分时电价后  $i$  时段的用电量  $Q'_i$  的列向量为

$$\begin{bmatrix} Q'_1 \\ Q'_2 \\ \vdots \\ Q'_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_1 & & & \\ & Q_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & Q_h \end{bmatrix} E_h \begin{bmatrix} \Delta P_1/P_1 \\ \Delta P_2/P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_h/P_h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_h \end{bmatrix} \quad (11)$$

通过电价的需求价格弹性系数矩阵,可以建立不同时段价格变动与EV需求变动的关系。本文首先以日前预测的负荷数据为基础,优化得出峰、谷、平时时段分时作为基础的静态分时电价;然后考虑一天内的实时负荷变动,根据电网实时更新的负荷数据反馈不断更新系统的基础负荷数据,实现每小时的分时电价滚动更新;最后得出的动态分时电价实时性更强、准确性更高。

### 2.3 目标函数

本文从平缓峰谷差以及提高用户用电的经济性2个方面分别建立多目标优化函数。

首先,为了减小电网峰谷差,以电网基础负荷与EV负荷叠加的峰谷均方差最小为目标函数:

$$F_1^{(n)} = \min \frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^N (P_{\text{load}}^{(n-1)} + P_{\text{EV, total}} - \bar{P}_{\text{total}}^{(n-1)})^2 \quad (12)$$

式中,  $P_{\text{load}}^{(n-1)}$  为前一个时段更新后的预测基础负荷;  $\bar{P}_{\text{total}}^{(n-1)}$  为前一个时段更新后的电网总负荷的平均值;  $P_{\text{EV, total}}$  为第3类EV负荷叠加功率。

然后,在动态分时电价的激励下,EV用户自行决定EV的充放电行为来达到利益最大化,EV充放电成本的最小化是用户最主要的目的,因此,以第3类EV用户的充放电费用最小为目标函数:

$$F_2 = \min \sum_{n=1}^N P_{\text{EV, 3}}^n \cdot C_{\text{pr}}^n \quad (13)$$

式中,  $P_{\text{EV, 3}}^n$  为  $n$  时段第3类EV与电网交换的功率;  $C_{\text{pr}}^n$  为  $n$  时段的充放电电价,取  $n$  时段动态更新后的电价值。

约束条件如下:

1) SOC水平约束。约束条件为

$$S_{\text{OC, min}} \leq S_{\text{OC, } i}(n) \leq S_{\text{OC, max}} \quad (14)$$

2) 电价上、下限约束。考虑到电网公司盈利和用户收益问题,电价不应低于成本电价  $C_{\text{pr, min}}$ ,也不能高于电价上限  $C_{\text{pr, max}}$ ,即

$$C_{\text{pr, min}} \leq C_{\text{pr, } n} \leq C_{\text{pr, max}} \quad (15)$$

3) 优化前、后EV总电量保持不变。优化后的EV总电量  $P_{\text{EV, total}}$  等于优化前的EV无序充放电总电量  $\sum H_i(n)$ ,即

$$P_{\text{EV, total}} = \sum H_i(n) \quad (16)$$

## 2.4 优化算法

一直以来遗传算法(genetic algorithm, GA)都非常流行,其中心思想是,通过模拟自然界进化时的选择、交叉和变异3种进化方式来进行优化。在简单遗传算法的基础上,传统NSGA被广泛应用于优化多目标多约束问题,但是其存在很多缺点。首先NSGA计算复杂度高、效率低;其次NSGA未采用精英策略,会覆盖父代优秀个体,而且算法中的共享参数是重要参数,需要人为指定,若设置不合理,会对优化结果产生很大影响<sup>[31-32]</sup>。

针对NSGA的弊端,NSGA-II进行了相应调整,其加入了快速非支配排序方法以降低计算复杂程度,并提出采用密度估计和拥挤比较算子来代替共享参数,以简化计算<sup>[33]</sup>。因此,该文采用NSGA-II对多目标优化问题进行求解。

## 3 仿真实验

### 3.1 仿真数据

以夏季湖南某地区为例,根据该地区统计车辆数据以及中汽协的预测数据,设置该地区单日出行EV总数为10万辆,其中第1类EV占5%,第2类EV占20%,第3类EV占75%。电动汽车充电功率为3kW,电池充电效率为0.9<sup>[20]</sup>,百公里耗电量  $E$  为18.89 kW·h,初始充电电价为0.50元/(kW·h),EV电价范围为0.25~2.00元/(kW·h)。采用蒙特卡罗法模拟得出EV无序充电负荷曲线,以该地区的夏日典型日负荷作为日前预测负荷<sup>[21]</sup>,如表1所示。为了体现动态分时电价应对负荷波动的有效性,设置真实的负荷曲线具有更大的峰谷差。

表1 典型居民日负荷数据

Table 1 Typical residential daily load data MW

时刻	负荷	时刻	负荷	时刻	负荷	时刻	负荷
00:00	350.51	06:00	321.75	12:00	489.01	18:00	459.75
01:00	358.25	07:00	325.75	13:00	453.75	19:00	480.75
02:00	344.75	08:00	332.50	14:00	435.75	20:00	505.52
03:00	320.75	09:00	358.54	15:00	430.51	21:00	486.50
04:00	313.75	10:00	450.02	16:00	427.25	22:00	436.05
05:00	309.75	11:00	501.00	17:00	429.53	23:00	399.04

将第1类EV作为该地区的基础负荷,与该地区本地负荷一起组成电网原始负荷,而电网原始负荷与第3类EV的充放电负荷一起组成电网总负荷,则该地区初始负荷曲线如图2所示。第2类EV与电网签订协议,充放电行为由电网支配,不受电价引导,故该文仿真不予考虑。

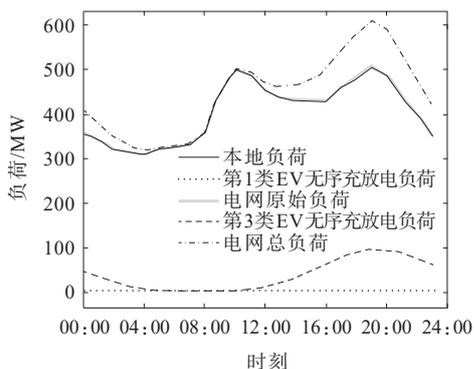


图2 地区初始负荷曲线

Figure 2 Initial load curve in the area

虽然第1类EV负荷的数值较小,对电网负荷峰谷影响不大,但第3类EV负荷的无序充电行为会使电网高峰时段显著上升,加大电网峰谷差。

首先,根据此地区的初始负荷曲线对分时电价峰谷时段进行划分。分析图2可以发现,总负荷曲线有2个尖峰和2个凹谷,负荷峰值时刻分别位于11:00、20:00,故将09:00—12:00、17:00—21:00划分为尖峰1、2时段;2个凹谷的凹陷程度不一样,较小的凹谷位于12:00—17:00,且凹谷底部比较平缓,可以把较小的凹谷作为平时段,而较大的凹谷位于23:00—次日06:00,划分为凹谷时段。基于以上分析,该文把24 h划分为6个时段,包括2个尖峰时段、1个平时段、1个凹谷时段和2个谷时段,如表2所示。

然后,根据分析计算该地区的统计数据,得到该地区用户的需求价格弹性系数矩阵<sup>[21]</sup>,如表3所示。

表2 峰、谷、平时段划分

Table 2 Division of peak, valley and normal time period

类型	时段	类型	时段	类型	时段
凹谷	23:00—	尖峰1	09:00—	尖峰2	17:00—
	次日06:00		12:00		21:00
谷时1	06:00—	平时	12:00—	谷时2	21:00—
	09:00		17:00		23:00

表3 EV用户需求价格弹性系数矩阵

Table 3 Demand elasticity matrix of price for EV customers

$\alpha$	凹谷	谷时	尖峰	平时
凹谷	-0.45	0.09	0.12	0.18
谷时	0.09	-0.45	0.18	0.06
尖峰	0.12	0.18	-0.45	0.09
平时	0.18	0.06	0.09	-0.45

### 3.2 动态分时电价

设置NSGA-II参数:种群规模为200,最大迭代次数为550,交叉指数为20,变异概率为0.167。以初始负荷曲线为基础对分时电价进行日前优化,根据该地区实时更新的负荷预测数据,以1 h为周期对未优化的负荷数据进行更新,对每小时的静态分时电价进行滚动优化,最终得到优化后的24 h动态分时电价,每个时段的动态分时电价都会根据真实负荷做出动态调整。值得注意的是,每个时段更新的电价不会改变已过时段的电价,更新的当下时段电价为该时段的真实使用值,未来时段电价作为预测值,经过24 h仿真后,真实使用的动态电价如图3中虚线所示。同时,按照峰谷时段的划分对优化后的动态电价取平均值,得到参考峰谷电价,即图3中实线电价,方便EV用户提前进行充放电的选择。

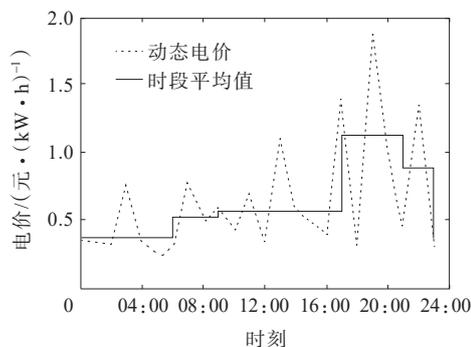


图3 动态分时电价

Figure 3 Dynamic TOU electricity price

### 3.3 仿真结果与分析

实行动态分时电价前、后的仿真结果如图4所

示,在实施动态分时电价前、后,该地区的日负荷曲线峰值明显下降,对比优化前的总负荷曲线,优化后的电网总负荷曲线更加平缓。

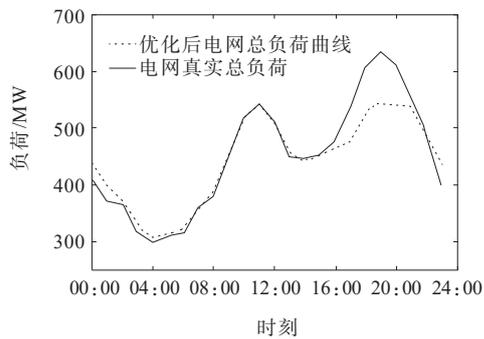


图4 实行动态分时电价前、后日负荷曲线

Figure 4 Daily load curves before and after implementation of dynamic TOU electricity price

在对静态分时电价进行动态更新的过程中,该地区的负荷峰谷差均方值和EV用户用电成本会得到进一步优化,优化结果如表4所示。

表4 负荷峰谷均方值和用户用电成本优化结果

Table 4 Mean square value of peak-valley difference and user optimized electricity cost

优化	峰谷差均方值/MW	EV用户成本/元
优化前	$1.016 0 \times 10^7$	730 683.39
静态分时电价优化后	$1.008 6 \times 10^7$	654 716.40
动态分时电价优化后	$8.752 3 \times 10^6$	554 624.43

由表4可知,相比于优化前,静态分时电价可以有效激励EV充放电,但其优化效果并不显著,EV对于价格的响应受限于弹性矩阵系数,峰谷差均方值和EV用户成本仅分别降低了 $7.4 \times 10^4$  MW(0.73%)和75 966.99元(10.40%)。而在静态分时电价的基础上进行电价动态更新后,负荷峰谷差均方值和EV用户用电成本虽然在过程中上下波动,但其滚动更新后的最终优化值对比优化前的初始值显著减少,峰谷差均方值从 $1.016 0 \times 10^7$  MW降至 $8.752 3 \times 10^6$  MW,EV用户用电成本从730 683.39元降至554 624.43元,分别降低了13.85%和24.09%。相较于静态分时电价,对分时电价进行动态更新可以有效改善峰谷差过大的问题,减小电网线路过载的可能,同时提高EV用户的经济效益。因此,该文所提的动态分时电价策略,可以实现削峰填谷,保障该地区居民的可靠用电,同时减少用户充放电成本并提高EV用户充放电的经济性。

## 4 结语

本文提出了基于动态分时电价引导的电动汽车需求响应优化调度策略,考虑了电动汽车的不同集群分类,同时涵盖日前预测、实时反馈2个时间维度,建立动态分时电价优化模型,并采用NSGA-II算法进行求解,通过算例进行仿真分析。

1) 大规模EV接入电网,其无序充电行为将加大电网峰谷差,使EV分类处理更加有针对性,提高了对电动汽车负荷调控的精细化和灵活性;

2) 分时电价方案可以有效削峰填谷、平缓负荷波动,相较于静态分时电价,动态分时电价可以对峰谷差和用户用电成本进行进一步优化,其优化效果更明显。

综上所述,本文所提基于动态分时电价的电动汽车需求响应优化调度,可以有效降低EV充放电成本,提高用户经济效益,同时进一步减小电网峰谷差、提高电网用电可靠性,实现用户与电网的双赢。

## 参考文献:

- [1] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 新时代的中国能源发展 [EB/OL]. <https://baike. so. com/doc/30070372-31689769.html>, 2020-12-21.  
The State Council Information Office of the People's Republic of China. China's energy development in the new era[EB/OL]. <https://baike. so. com/doc/30070372-31689769.html>, 2020-12-21.
- [2] 肖先勇,郑子莹.“双碳”目标下新能源为主体的新型电力系统:贡献、关键技术与挑战[J].工程科学与技术,2022,54(1):47-59.  
XIAO Xianyong, ZHENG Zixuan. New power systems dominated by renewable energy towards the goal of emission peak & carbon neutrality: contribution, key techniques, and challenges[J]. Advanced Engineering Sciences.2022,54(1):47-59.
- [3] 李晖,刘栋,姚丹阳.面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6245-6259.  
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.
- [4] 唐葆君,李茹.可再生能源成本下降对电力行业碳达峰与碳中和的影响[J].企业经济,2021,40(8):53-63.  
TANG Baojun, LI Ru. Impact of reduced renewable

- energycosts on carbon peak and carbon neutrality of power industry[J].Enterprise Economy,2021,40(8):53-63.
- [5] 韩文轩.2021年电荒:政策分析与选择[J].能源,2021(12):68-74.  
HAN Wenxuan.Power shortage in 2021: policy analysis and options[J].Energy,2021(12):68-74.
- [6] 张伊宁.考虑需求响应的能源互联网优化运行研究[D].杭州:浙江大学,2019.  
ZHANG Y N.Research on optimal operation for energy internet considering demand response[D]. Hangzhou: Zhejiang University,2019.
- [7] CAO Y J,TANG S W,LI C B, et al. An optimized EV charging model considering TOU rPrice and SOC curve [J].IEEE Transactions on Smart Grid,2012,3(1):388-393.
- [8] 中华人民共和国公安部.全国新能源汽车保有量已突破1 000万辆[EB/OL].<https://app.mps.gov.cn/gdnps/pc/content.jsp?id=8577652>,2022-07-06.  
Ministry of Public Security of the People's Republic of China.The number of new energy vehicles in China has exceeded 10 million[EB/OL]. <https://app.mps.gov.cn/gdnps/pc/content.jsp?id=8577652>,2022-07-06.
- [9] 洪奕,刘瑜俊,徐青山,等.基于积分制和分时电价的EV混合型精准需求响应策略[J].电力自动化设备,2020,40(11):106-116.  
HONG Yi, LIU Yujun, XU Qingshan, et al. EV hybrid precise demand response strategy based on points system and TOU price[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(11):106-116.
- [10] 胡澄,刘瑜俊,徐青山,等.面向含风电楼宇的EV优化调度策略[J].电网技术,2020,44(2):564-572.  
HU Cheng, LIU Yujun, XU Qingshan, et al. Optimal scheduling strategy for electric vehicles in buildings with wind power[J].Power System Technology,2020,44(2):564-572.
- [11] 朱超婷,杨玲君,崔一铂,等.考虑需求响应用户参与度的主动配电网优化调度[J].电测与仪表,2023,60(4):99-105.  
ZHU Chaoting, YANG Lingjun, CUI Yibo, et al. Optimal scheduling of active distribution network considering user participation in demand response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2023,60(4):99-105.
- [12] 方尚尚,王冰,胡庆燧,等.基于蒙特卡罗算法的电动汽车充电需求负荷研究[J].系统仿真技术,2020,16(3):150-161.  
FANG Shangshang, WANG Bin, HU Qingyan, et al. Research on electric vehicle charging demand load based on Monte Carlo algorithm[J].System Simulation Technology,2020,16(3):150-161.
- [13] 林健,熊军,孙明浩,等.一种住宅小区电动汽车有序充电控制系统的设计[J].电力科学与技术学报,2020,35(5):46-53.  
LIN Jian, XIONG Jun, SUN Minghao, et al. Design of coordinated charging control system for electric vehicles charging load in the residential area[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2020,35(5):46-53.
- [14] 俞子聪,龚萍,王植,等.居民区电动汽车有序充放电控制策略[J].科学技术与工程,2021,21(1):380-386.  
YU Zicong, GONG Ping, WANG Zhi, et al. An orderly charging/discharging control strategy for electric vehicles in residential areas[J].Science Technology and Engineering,2021,21(1):380-386.
- [15] ZHANG H, XIN A, GAO Z, et al. Study on orderly charging management of EVs based on demand response [C]//IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), Beijing, China,2014.
- [16] 阮文骏,王蓓蓓,李扬,等.峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J].电网技术,2012,36(7):86-93.  
RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J].Power System Technology,2012,36(7):86-93.
- [17] 魏步哈,鲍刚,李振华.基于支持向量回归预测模型考虑天气因素和分时电价因素的短期电力负荷预测[J].电网与清洁能源,2023,39(11):9-19.  
WEI Buhang, BAO Gang, LI Zhenhua. Short-term electricity load forecasting based on support vector regression forecasting model considering weather factors and time-of-use tariff factors[J].Power System and Clean Energy,2023,39(11):9-19.
- [18] 黄剑平,陈皓勇,林镇佳,等.需求侧响应背景下分时电价研究与实践综述[J].电力系统保护与控制,2021,49(9):178-187.  
HUANG Jianping, CHEN Haoyong, LIN Zhenjia, et al. A summary of time-of-use research and practice in a demand response environment[J]. Power System Protection and Control,2021,49(9):178-187.
- [19] 王洪涛,邹斌.基于动态贝叶斯网络的电价区间预测[J].电力系统保护与控制,2022,50(5):117-127.  
WANG Hongtao, ZOU Bin. Prediction interval forecasts of electricity price based on dynamic Bayesian networks [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 117-127.
- [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 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] 刘浩田,陈锦,朱熹,等.一种基于价格弹性矩阵的居民

- 峰谷分时电价激励策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(5):116-123.
- LIU Haotian, CHEN Jin, ZHU Xi, et al. An incentive strategy of residential peak-valley price based on price elasticity matrix of demand[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5):116-123.
- [22] 李长云,徐敏灵,蔡淑媛. 计及电动汽车违约不确定性的微电网两段式优化调度策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(7):1838-1851.
- LI Changyun, XU Minling, CAI Shuyuan. Two-stage optimal scheduling strategy for micro-grid considering EV default uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(7):1838-1851.
- [23] 王守相,王瀚樟,赵倩宇,等. 面向配电网光伏接纳能力提升的分时电价优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10):38-46.
- WANG Shouxian, WANG Hanzhang, ZHAO Qianyu, et al. Optimization method of time-of-use electricity price for improving photovoltaic hosting capacity of distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10):38-46.
- [24] 张西竹,刘洵源,杨文涛,等. 动态分时电价机制下的电动汽车分层调度策略[J]. 电力建设, 2018, 39(12):73-80.
- ZHANG Xizhu, LIU Xunyu, YANG Wentao, et al. A hierarchical scheduling strategy for electric vehicles under dynamic time-of-use tariff mechanism[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(12):73-80.
- [25] 赵玲霞,王兴贵,丁颖杰,等. 考虑分时电价及光热电站参与的多能源虚拟电厂优化调度[J]. 电力建设, 2022, 43(4):119-129.
- ZHAO Lingxia, WANG Xingui, DING Yingjie, et al. Optimal dispatch of multi-energy virtual power plant considering time-of-use electricity price and CSP plant [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4):119-129.
- [26] ZHANG J, WANG Y, LI J, et al. Day-ahead operation of EV charging station in a logistics center considering charging behaviors of different types of EVs[C]//IEEE 11th Annual International Conference on CYBER Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER), Jiaxing, China, 2021.
- [27] 赵琦玮,王昕,王鑫郎,等. 含不同集群电动汽车的微电网优化调度[J]. 可再生能源, 2019, 37(3):379-385.
- ZHAO Qiwei, WANG Xin, WANG Xinlang, et al. Optimal scheduling of microgrid with different cluster electric vehicles[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(3):379-385.
- [28] Federal Highway Administration, US Department of Transportation. 2009 national household travel survey [EB/OL]. <http://nhts.ornl.gov/2009/pub/stt.pdf>, 2011-06-20.
- [29] 郭月新. 考虑环境温度下电动汽车中长期负荷预测及充电负荷优化研究[D]. 南昌:南昌大学, 2021.
- GUO Yuexin. Research on medium and long Term load prediction and load optimization of electric vehicle considering ambient temperature[D]. Nanchang: Nanchang University, 2021.
- [30] 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.
- [31] 王茜,张粒子. 采用NSGA-II混合智能算法的风电场多目标电网规划[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(19):17-24.
- WANG Qian, ZHANG Lizi. Multi-objective transmission planning associated with wind farms applying hybrid intelligent algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(19):17-24.
- [32] 向佳伟. 基于NSGA-II的多目标配电网重构[D]. 长沙:长沙理工大学, 2014.
- XIANG Jiawei. Multi-objective distribution network reconfiguration based on NSGA-II[D]. Changsha: Changsha University of Science & Technology, 2019.
- [33] 蒋猛. 基于改进NSGA-II算法的电—气—热综合能源系统多目标优化[J]. 发电技术, 2020, 41(2):131-136.
- JIANG Meng. Multi-objective optimization of electricity-gas-heat based on improved NSGA-II algorithm integrated energy system[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(2):131-136.