考虑用户满意度的电动汽车用户侧最优智能充放电策略

黄贵鸿，雷 霞，芦 杨，王宇哲，陈晓盛

(电力电子节能技术与装备重点实验室(西华大学)，四川 成都 610039)

摘要：为使电动汽车充放电调度更具有实际应用价值，从电动汽车用户侧的视角，充分考虑电动汽车用户的行驶需求，将用户满意度定义为充放电成本与合理性的组合，结合电池使用成本，提出了以用户满意度最大为目标的电动汽车最优充放电调度策略。并在此基础上，探讨了在不同权重组合模式下，用户满意度的表现形式。通过粒子群算法，在 Matlab 中的仿真结果可以验证，在不同的模式下，此充放电策略均能实现用户满意度的最大化，且不会对现有城市配电网的安全性带来严重的影响。

关键词：电动汽车；充放电调度；权重组合；粒子群算法；用户满意度

Optimus smart charge-discharge tactics in electric vehicle user profile considering user's satisfaction

HUANG Guihong, LEI Xia, LU Yang, WANG Yuzhe, CHEN Xiaosheng

(Key Laboratory of Power Electronic Energy-saving Technology & Equipment (Xihua University), Chengdu 610039, China)

Abstract: In order to meet the practical value of electric vehicle dispatch, from user profile, this paper adequately takes the electric vehicle users' driving demand into consideration, defines the users' satisfaction as the combination between charging-discharging cost and reasonability, and puts forward the electric vehicle optimus charging-discharging tactics in terms of the users' satisfaction maximization, with combination of the battery cost. On this basis, this paper discusses the different users' satisfaction pattern under different weight combinations. Through particle swarm optimization, the simulation result in Matlab can verify that users' satisfaction maximization can be realized by the tactics put forward in this paper, meanwhile, the tactics under all of the patterns will not arouse serious effects on the existing urban electric distribution network.

This work is supported by Key Laboratory of Power Electronic Energy-saving Technology & Equipment Open Foundation of Sichuan Province (No. szjj2014-015) and Key Project of Sichuan Province Education Department (No. 11za002).

Key words: electric vehicle; charging and discharging dispatch; weight value combination; particle swarm optimization (PSO); users' satisfaction

中图分类号： TM73 文章编号： 1674-3415(2015)24-0040-08

0 引言

由于能源危机、全球变暖、环境恶化等趋势的加剧，节省化石燃料的消耗、减少温室气体的排放成为了改善人类生存环境的根本战略[1]。电动汽车依靠电能驱动，既不消耗化石燃料，也不排放温室气体，具有广阔的市场前景[2]。随着我国智能电网相关工作的启动，将电动汽车和智能电网相结合的 V2G 技术实现了电网与电动汽车的双向互动[3]。在电网侧，国内外学者在进行了大量的理论研究和仿真论证的基础上得出，控制大量的电动汽车在负荷低谷时段进行充电，在负荷高峰时段向电网放电，或与风力发电协调调度，既能在很大程度上缓解大规模电动汽车接入电网后对负荷的压力，又能提高配电系统的可靠性，在降低需求侧峰谷差、提高电力供需平衡和电力设备负荷效率等方面具有重要的意义[4-6]。在运营商侧，大量研究表明，通过优化充放电策略，可以实现运营商利润的最大化，并兼顾

基金项目：四川省电力电子节能技术与装备重点实验室开放基金(szjj2014-015)；四川省教育厅重点项目(11za002)；西华大学研究生创新基金(ycjj2015096)

维护电网安全稳定等效益。文献[7]提出了以换电站充电功率为控制对象的有序充电调度策略，有效地减小了电网峰谷差，提高了负荷率，起到平稳负荷波动的作用；文献[8]从市场的角度论证了电动汽车推广、发展与普及的可行性与必然性。然而，与电网、运营商相同，对于作为电动汽车充放电生态圈中最重要的参与者用户而言，国内外学者并未进行比较深入的理论研究和仿真分析[9]。文献[10]引入分层分区调度理念，构建了基于双层规划的电动汽车两层智能充放电模型，在下层模型中，从宏观的角度对用户满意度进行了适当的考虑。本文对用户满意度进行分析建模，并对模型进行算例仿真论证，在一系列相关的约束条件下，得出了针对不同用户类型的电动汽车用户侧最优充放电策略。

1　充放电功率需求预测模型

对于电动汽车用户而言，既希望充电成本最低，又希望充放电时段最为合理。同时，用户的宏观充放电行为必须要满足电网的安全性。因此，描述用户满意度高低的模型，既要考虑充放电行为是否经济，又要考虑充放电时段是否合理，同时也要保证电网的安全运行。充电成本是否达到最小化是衡量用户满意度的一个重要指标，但不能完全反映用户满意度的高低。对于用户而言，是否能在最方便、最合理的时段进行充、放电，同样也是决定满意度高低的一个重要因素。因此，通过对电动汽车用户行驶习惯的建模，能够在很大程度上提取出大量用户的宏观充放电需求。

本文假设某个城市具有N(N=600)辆电动汽车。根据地理位置的不同，将N辆电动汽车平均划分到K(K=6)个区域，每个区域各具有M(M=100)辆电动汽车，且均服从调度安排。由于各区域所处的地理位置和用户结构不同，必然导致行驶习惯和充放电方式不同。离市区较远的用户与离市区较近的用户之间，工薪阶层居多的区域与自由职业者居多的区域，在离家时间、回家时间和行驶里程上，必然会有所不同。这种行驶习惯的差异化必然导致各区域内用户在充放电方式上存在差异。

本文假设区域一、区域二和区域三内电动汽车用户主要由工薪阶层构成，并将其统称为A类用户；区域四、区域五和区域六内电动汽车用户主要由自由职业者构成，并将其统称为B类用户。现针对A类用户和B类用户，分别对充电起始时刻、放电起始时刻和行驶里程进行差异化建模。

1.1 针对A类用户的差异化模型[11-12]

假设服从调度安排的A类电动汽车用户开始充放电时刻在其一天中的可充放电时间段内满足均匀分布。在所有A类电动汽车用户中，辖区一、辖区二和辖区三内用户由于所处的地理位置不同，开始充电时刻区间、开始放电时刻区间和日行驶里程的期望值与标准差存在一定的差异。

以区域一内用户为例：

开始充电时刻的概率密度函数$f_{\mathrm{A1C}}(t_{\mathrm{A1C}})$为

$$f_{\mathrm{A1C}}(t_{\mathrm{A1C}})=\begin{cases}\dfrac{1}{8}, & t_{\mathrm{A1C}}\in[1,6]\cup[23,24]\\ 0, & t_{\mathrm{A1C}}\notin[1,6]\cap[23,24]\end{cases}\tag{1}$$

开始放电时刻的概率密度函数$f_{\mathrm{A1D}}(t_{\mathrm{A1D}})$为

$$f_{\mathrm{A1D}}(t_{\mathrm{A1D}})=\begin{cases}\dfrac{1}{11}, & t_{\mathrm{A1D}}\in[10,16]\cup[20,23]\\ 0, & t_{\mathrm{A1D}}\notin[10,16]\cap[20,23]\end{cases}\tag{2}$$

日行驶里程x_{A1M}(单位：km)的概率密度函数$f_{\mathrm{A1M}}(x_{\mathrm{A1M}})$满足正态分布，如式(3)所示。

$$f_{\mathrm{A1M}}(x_{\mathrm{A1M}})=\frac{1}{\sigma_{\mathrm{A1}}\sqrt{2\pi}}\exp[\frac{(x_{\mathrm{A1M}}-\mu_{\mathrm{A1}})^2}{2\sigma_{\mathrm{A1}}^{\ 2}}]\tag{3}$$

式中：μ_{A1}=32.58；σ_{A1}=6.57。

1.2 针对B类用户的差异化模型[11-12]

假设服从调度安排的B类电动汽车用户开始充放电时刻在其一天中的24个时段内满足正态分布。在所有B类电动汽车用户中，辖区四、辖区五和辖区六内用户由于构成方式不同，开始充电时刻、开始放电时刻和日行驶里程的期望值与标准差均存在一定的差异。

以区域四内用户为例：

开始充电时刻的概率密度函数$f_{\mathrm{B4C}}(t_{\mathrm{B4C}})$为

$$f_{\mathrm{B4C}}(t_{\mathrm{B4C}})=\frac{1}{\sigma_{\mathrm{B4C}}\sqrt{2\pi}}\exp[\frac{(t_{\mathrm{B4C}}-\mu_{\mathrm{B4C}})^2}{2\sigma_{\mathrm{B4C}}^{\ 2}}]\tag{4}$$

式中：μ_{B4C}=23；σ_{B4C}=2.79。

开始放电时刻的概率密度函数$f_{\mathrm{B4D}}(t_{\mathrm{B4D}})$为

$$f_{\mathrm{B4D}}(t_{\mathrm{B4D}})=\frac{1}{\sigma_{\mathrm{B4D}}\sqrt{2\pi}}\exp[\frac{(t_{\mathrm{B4D}}-\mu_{\mathrm{B4D}})^2}{2\sigma_{\mathrm{B4D}}^{\ 2}}]\tag{5}$$

式中：μ_{B4D}=18；σ_{B4D}=1.57。

本文假设开始充、放电时刻为整数，由于正态分布函数连续，因而需对$f_{\mathrm{B4C}}(t_{\mathrm{B4C}})$和$f_{\mathrm{B4D}}(t_{\mathrm{B4D}})$的结果进行取整处理。

日行驶里程x_{B4M}(单位：km)的概率密度函数$f_{\mathrm{B4M}}(x_{\mathrm{B4M}})$满足正态分布，如式(6)所示。

$$f_{\mathrm{B4M}}(x_{\mathrm{B4M}})=\frac{1}{\sigma_{\mathrm{B4}}\sqrt{2\pi}}\exp[\frac{(x_{\mathrm{B4M}}-\mu_{\mathrm{B4}})^2}{2\sigma_{\mathrm{B4}}^{\ 2}}]\tag{6}$$

式中：μ_{B4}=20.76；σ_{B4}=10.49。

本文假设所有电动汽车用户在一天中的24个时段内，只进行一次连续充电和一次连续放电。跨越第24时段的充、放电行为，算作一次连续的充、放电。A类用户，由于使用习惯相对固定，日行驶里程较大，但波动性较小；B类用户，由于使用习惯相对随机，日行驶里程较小，但波动性较大。

1.3 电池充放电模型

电动汽车电池充放电电量积累、消耗方程如式(7)所示。

$$S_{k,m,t+1}=\begin{cases} S_{k,m,t}+\dfrac{\eta_{\mathrm{ch}}P_{\mathrm{charge}}\Delta t}{\partial_{k,m}} & \text{(充电)} \\ S_{k,m,t} & \text{(停靠)} \\ S_{k,m,t}-\dfrac{P_{\mathrm{discharge}}\Delta t}{\eta_{\mathrm{dch}}\partial_{k,m}} & \text{(放电)} \end{cases} \tag{7}$$

式中：η_{ch}表示充电效率；η_{dch}表示放电效率；P_{charge}表示充电功率(单位：kW)；$P_{\mathrm{discharge}}$表示放电功率(单位：kW)；$\partial_{k,m}$表示区域k中第m辆电动汽车电池总电量(单位：kWh)；$S_{k,m,t}$表示区域k中第m辆电动汽车在t时刻的荷电状态(单位：kWh)。在本文中，假设所有电动汽车的充电功率、放电功率和电池总电量相同。

电动汽车电池电量状态(State-of-Capacity, SOC)与行驶里程x的关系如式(8)所示。

$$S_{k,m}=SOC^{\mathrm{F}}-\frac{xk_{\mathrm{S}}S_{\mathrm{con}}}{\partial_{k,m}} \tag{8}$$

且

$$S_{k,m}\geq SOC^{\mathrm{E}} \tag{9}$$

式(8)、式(9)中：SOC^{F}表示电动汽车最大安全SOC；SOC^{E}表示电动汽车最小安全SOC；k_{S}表示电机能量转换效率；S_{con}表示电动汽车耗电量(单位：kWh/km)。本文假设所有电动汽车电池安全容量最大值SOC^{F}、最小值SOC^{E}、电机能量转换效率k_{S}与每公里耗电量S_{con}相同。

1.4 充放电功率需求预测

通过蒙特卡洛随机抽样方法，可以得到各区域对外总充放电预测功率。

对于每一辆电动汽车，通过概率密度函数，随机抽取电动汽车的开始充电时间、开始放电时间和日行驶里程，并假设SOC^{F}=90%，且电动汽车每次充电都会达到SOC^{F}；SOC^{E}=10%，且每次放电都会达到SOC^{E}。充电所需时长决定于电动汽车的初始荷电状态(即，SOC^{E})、充电功率和充电效率。放电所需时长决定于电动汽车的初始荷电状态(即，SOC^{F})、行驶里程、单位里程耗电量、电机能量转换效率、放电功率和放电效率。

本文假设每辆电动汽车充电功率P_{charge}=2 kW，放电功率$P_{\mathrm{discharge}}$=−1 kW，电池电量为12 kWh，耗电量S_{con}=0.22 kWh/km，充电效率η_{ch}=0.8，放电效率η_{dch}=0.8，能量转换效率为0.9。

1.4.1 A类用户宏观充放电行为

以区域一为例，对于具有M辆电动汽车的充放电区域，在一天中的24个时段，根据用户行驶习惯得到的对外充电功率和放电功率分别如表1和表2所示。

表 1 基于A类用户行驶习惯的区域一总充电功率

Table 1 Charging power based on A-type users' driving habit in district 1

kW

1时段	2时段	3时段	4时段	5时段	6时段
86.4	152.5	233.9	282.2	231.4	147.5
7时段	8时段	9时段	10时段	11时段	12时段
20.3	2.5	2.5	28.0	30.5	30.5
13时段	14时段	15时段	16时段	17时段	18时段
30.5	30.5	30.5	2.5	2.5	2.5
19时段	20时段	21时段	22时段	23时段	24时段
2.5	33.1	36.0	33.1	33.1	17.8

表 2 基于A类用户行驶习惯的区域一总放电功率

Table 2 Disharging power based on A-type users' driving habit in district 1

kW

1时段	2时段	3时段	4时段	5时段	6时段
0	0	0	0	0	0
7时段	8时段	9时段	10时段	11时段	12时段
0	0	4.7	9.8	12.2	16.5
13时段	14时段	15时段	16时段	17时段	18时段
19.6	18.8	0	0	0	0
19时段	20时段	21时段	22时段	23时段	24时段
19.2	20.0	19.6	20.0	19.6	20.0

在一天中的 24 个时段，根据用户行驶习惯得到的区域一对外总充放电功率 $P_{k,t}^{\mathrm{S}}$ (k=1)如表 3 所示。区域二、区域三对外总充放电功率也可以通过此方法得到。

1.4.2 B类用户宏观充放电行为

以区域四为例，在一天中的 24 个时段，根据用户行驶习惯得到的对外总充放电功率 $P_{k,t}^{\mathrm{S}}$ (k=4)如表

4 所示。区域五、区域六对外总充放电功率也可以通过此方法得到。

表 3 基于A类用户行驶习惯的区域一总充放电功率

Table 3 Aggregated charging and disharging power based on A-type users' driving habit in district 1

kW

1时段	2时段	3时段	4时段	5时段	6时段
86.4	152.5	233.9	282.2	231.3	147.4
7时段	8时段	9时段	10时段	11时段	12时段
20.3	2.5	−2.1	18.1	18.3	14.0
13时段	14时段	15时段	16时段	17时段	18时段
10.9	11.6	30.5	2.5	2.5	2.5
19时段	20时段	21时段	22时段	23时段	24时段
−16.6	13.0	15.9	13.0	13.4	−2.2

表 4 基于B类用户行驶习惯的区域四总充放电功率

Table 4 Aggregated charging and disharging power based on B-type users' driving habit in district 4

kW

1时段	2时段	3时段	4时段	5时段	6时段
59.4	58.4	56.2	53.2	50.0	46.8
7时段	8时段	9时段	10时段	11时段	12时段
43.8	41.2	39.1	37.6	36.2	34.2
13时段	14时段	15时段	16时段	17时段	18时段
29.8	21.6	8.9	−5.8	−17.3	−19.9
19时段	20时段	21时段	22时段	23时段	24时段
11.1	6.1	25.8	42.3	52.8	57.7

2　用户侧最优充放电模型

2.1 目标函数

上文通过用户行驶习惯近似等效出对用户而言最合理的充放电时段，并以此得到了一天中24个时段各区域总充放电功率需求的预测值 $P_{k,t}^{\mathrm{S}}$。用户满意度由两部分组成，一部分为充电成本，另一部分为实际充放电方案与预测方案的差值。

$$\min \sum_{t=1}^{T}\sum_{k=1}^{K}[\alpha_k(C_t P_{k,t}+C_{\mathrm{bat}}\mid P_{k,t}\mid)+\beta_k C_{\mathrm{p}}\mid P_{k,t}-P_{k,t}^{\mathrm{S}}\mid] \tag{10}$$

式(10)中：C_t表示分时电价(单位：元/kWh)；$P_{k,t}$为优化变量，表示区域k在t时刻的对外总充放电功率值(单位：kW)；C_{p}为惩罚因子，表示偏差单位折算成本，本文取0.8元/kWh；C_{bat}表示电池充放电单位折算成本(单位：元/kWh)[13-14]；对于区域k：α_k为充电成本权重，α_k越大，表示在该区域用户满意度越倾向于充电成本，反之亦然；β_k为偏差权重，β_k越大，表示在该区域用户满意度越倾向于用户充放电感受，反之亦然。对于任意区域k，有$\alpha_k+\beta_k=1$。

2.2 约束条件

2.2.1 多时段潮流约束

$$P_{i,t}^{\mathrm{G}}=P_{i,t}^{\mathrm{D}}+P_{i,t}^{\mathrm{E}}+U_{i,t}\sum_{j=1}^{16}U_{j,t}(G_{ij}\cos\theta_{ij,t}+B_{ij}\sin\theta_{ij,t}) \tag{11}$$

且

$$Q_{i,t}^{\mathrm{G}}=Q_{i,t}^{\mathrm{D}}+U_{i,t}\sum_{j=1}^{16}U_{j,t}(G_{ij}\sin\theta_{ij,t}-B_{ij}\cos\theta_{ij,t}) \tag{12}$$

式(11)、式(12)中：$P_{i,t}^{\mathrm{E}}$表示连接在第 i 号节点的电动汽车在 t 时段对外总充放电功率；$P_{i,t}^{\mathrm{D}}$表示连接在第 i 号节点的基础负荷在 t 时段的有功功率；$Q_{i,t}^{\mathrm{D}}$表示连接在第 i 号节点的基础负荷在 t 时段的无功功率；$P_{i,t}^{\mathrm{G}}$与$Q_{i,t}^{\mathrm{G}}$分别表示连接在第 i 号节点的发电机组在 t 时段的有功功率与无功功率；$U_{i,t}$表示节点 i 在 t 时段的电压幅值；$\theta_{ij,t}$表示节点 i 与节点 j 在 t 时段的相角差；G_{ij}、B_{ij}分别表示连接节点 i 与节点 j 的支路在 t 时段的电导和电纳。

2.2.2 节点电压偏移量约束

$$\Delta U_{i,t}\le 5\% \tag{13}$$

2.2.3 线路潮流约束

$$P_{l,t}^{\mathrm{EV}}\le P_l \tag{14}$$

式(14)中：P_l表示线路 l 的额定功率；$P_{l,t}^{\mathrm{EV}}$表示电动汽车接入后线路 l 在 t 时段的潮流。

2.2.4 支路损耗约束

$$P_{l,t}^{\mathrm{loss,EV}}\le P_l^{\mathrm{loss}} \tag{15}$$

式(15)中：P_l^{loss}表示线路 l 可以接受的网损最大值；$P_{l,t}^{\mathrm{loss,EV}}$表示电动汽车接入后，支路 l 在 t 时段的网损值。

2.2.5 峰谷差约束

$$\frac{\max\limits_{1\le t\le T}P_t^{\mathrm{DN}}-\min\limits_{1\le t\le T}P_t^{\mathrm{DN}}}{\max\limits_{1\le t\le T}P_t^{\mathrm{DN}}}\le\frac{\max\limits_{1\le t\le T}P_t^{\mathrm{D}}-\min\limits_{1\le t\le T}P_t^{\mathrm{D}}}{\max\limits_{1\le t\le T}P_t^{\mathrm{D}}} \tag{16}$$

式(16)中：P_t^{D}表示电动汽车、风机接入前的基础负荷在 t 时段的有功功率；电动汽车、风机接入后，综合负荷在 t 时段的有功功率 P_t^{DN} 如式(17)所示。

$$P_t^{\mathrm{DN}}=P_t^{\mathrm{D}}+\sum_{k=1}^{\mathrm{K}}P_{k,t} \tag{17}$$

2.2.6 各电动汽车区域在 t 时段的调度约束

$$MP_{\text{charge}} \geq P_{k,t} \geq MP_{\text{discharge}} \tag{18}$$

3 仿真算例

本文在IEEE16节点接线方式、线路参数的基础上，将区域一、二、三、四、五、六分别接入节点1、4、8、9、10、13，如图1中三角形节点所示。其中，数字表示节点序数，带“#”数字表示线路序数。

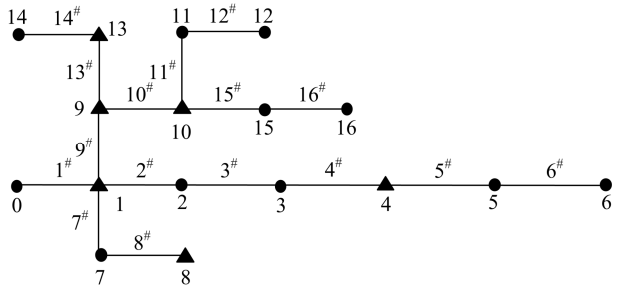

图 1 IEEE16 节点与电动汽车充放电区域接线图

Fig. 1 IEEE16 node and electric vehicle charging-discharging district connection diagram

本文所采用的分时电价[15]如表 5 所示，其余相关数据如前文所述。

表 5 运营商与电网之间的分时电价

Table 5 Time-of-use electricity price between provider and grid

分类	时段	价格/(元/kWh)
峰时段	08:00~11:00 20:00~23:00	0.662
平时段	12:00~19:00	0.458
谷时段	00:00~07:00	0.2

本文采用粒子群算法(Particle Swarm Optimization, PSO)进行求解[16]，并将优化变量 $P_{k,t}$ 设置为粒子位置，迭代次数设置为 100，粒子初始位置根据约束条件式(18)随机产生。

4 仿真结果

本文所提出的用户满意度由充电成本和实际方案与预测方案的偏差组成。用户充电成本可以通过式(19)单独求得，实际方案与预测方案的偏差 $|P_{k,t}-P_{k,t}^{\text{S}}|$ 如果通过百分比定义，可以表示成式(20)的形式。

$$\sum_{t=1}^{T}\sum_{k=1}^{K}[C_t P_{k,t} + C_{\text{bat}} |P_{k,t}|] \tag{19}$$

$$\frac{1}{T\times K}\sum_{t=1}^{T}\sum_{k=1}^{K}\left|\frac{P_{k,t}-P_{k,t}^{\text{S}}}{P_{k,t}}\right|\times 100\% \tag{20}$$

若将目标函数式(10)中所有区域的权重系数α_k、β_k同时取值为0.5，将电池充放电单位折算成本C_{bat}取值为0.1元/kWh，以区域一为例，预测充放电曲线、实际充放电曲线与分时峰谷电价曲线如图2所示。

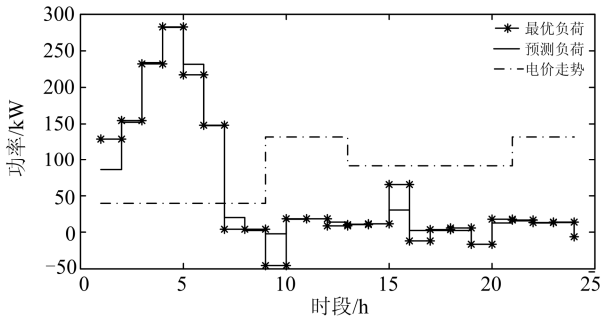

图 2 所有区域中 α_k、β_k 同时取 0.5 时辖区一充放电负荷曲线与分时峰谷电价

Fig. 2 Charging-discharging power curve and time-of-use electric price in district 1, if α_k=β_k=0.5 for all districts

图2中，平滑折线为根据用户行驶习惯得到的充放电负荷预测曲线，对于区域一，即根据表3中数据得到；星型折线为实际最优负荷曲线；虚线为分时电价放大200倍后的走势图。此时，K个区域总充电成本为2 263元/天，实际方案与预测方案的偏差为4.8%。

若将目标函数式(10)中的权重系数α_k、β_k均分别取值为0.8和0.2，以区域一为例，预测充放电曲线、实际充放电曲线与分时峰谷电价曲线如图3所示。

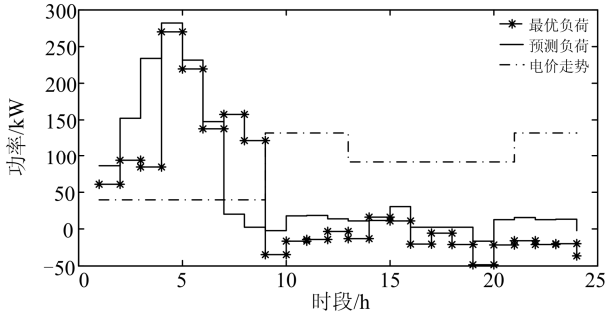

图 3 所有区域中 α_k、β_k 分别取 0.8 和 0.2 时辖区一充放电负荷曲线与分时峰谷电价

Fig. 3 Charging-discharging power curve and time-of-use electric price in district 1, if α_k=0.8, β_k=0.2 for all districts

此时，K 个辖区总充电成本为 1 987 元/天，实际方案与预测方案的偏差为 14.8%。充放电行为对分时电价的跟踪更为紧密。在此模式下，用户更倾向于在电价低谷时段进行充电，在电价高峰时段进行放电。

若将目标函数式(10)中的权重系数α_k、β_k均分别取值为0.2和0.8，以区域一为例，预测充放电曲线、实际充放电曲线与分时峰谷电价曲线如图4所示。

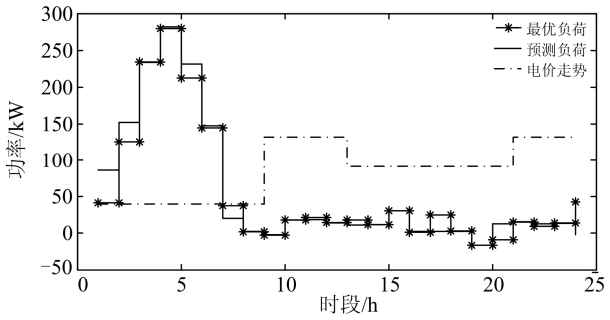

图 4 所有区域中 α_k、β_k 分别取 0.2 和 0.8 时辖区一充放电负荷曲线与分时峰谷电价

Fig. 4 Charging-discharging power curve and time-of-use electric price in district 1, if α_k=0.2, β_k=0.8 for all districts

此时，K 个辖区总充电成本为 2 371 元/天，实际方案与预测方案的偏差为 3.6%。充放电行为对负荷预测值的跟踪更为紧密。

以所有区域 α_k、β_k 组合方式相同为例，α_k、β_k 组合方式与总充放电成本和偏差的关系如表 6 所示。

表 6 α_k、β_k 组合方式与用户满意度指标

Table 6 Combination between α_k, β_k and the users' satisfaction specification

组合方式	充放电成本/元	偏差/%
α_k=0.5 β_k=0.5	2 263	4.8
α_k=0.6 β_k=0.4	2 201	7.2
α_k=0.4 β_k=0.6	2 294	4.4
α_k=0.8 β_k=0.2	1 987	12.8
α_k=0.2 β_k=0.8	2 371	3.6

对于用户而言，充放电成本与充放电需要并不完全协同，由表6可以看出，随着用户充电成本权重系数α_k的增大，充电成本有所下降，反之，充电成本将会上升；随着实际方案与预测方案的偏差权重系数β_k的增大，偏差有所缩小，反之，偏差将会放大。

同理，电动汽车运营商在制定充放电调度计划时，可以根据各充放电区域的实际需要，选择适合该区域的权重系数α_k、β_k，在对于充电成本较为敏感的区域，α_k可以适当地考虑大一些，β_k小一些；在对于充放电时段较为敏感的区域，β_k可以适当地考虑大一些，α_k小一些。合理地做到因地制宜，提高所有区域用户的充放电满意度。

以所有区域 α_k、β_k 分别取 0.2 和 0.8 为例：

在最优调度方案下，所有区域电动汽车总充放电功率如图 5 所示。

电动汽车接入现有城市配电网后，节点电压偏移情况如图 6 所示。

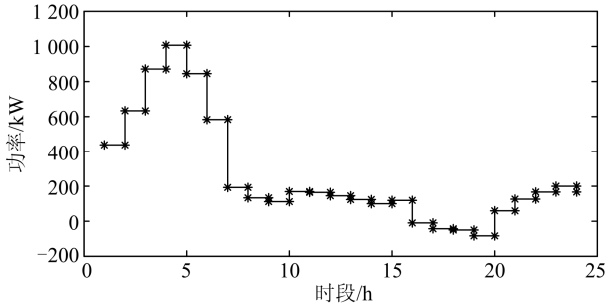

图 5 总充放电功率

Fig. 5 Gross charge-discharge power

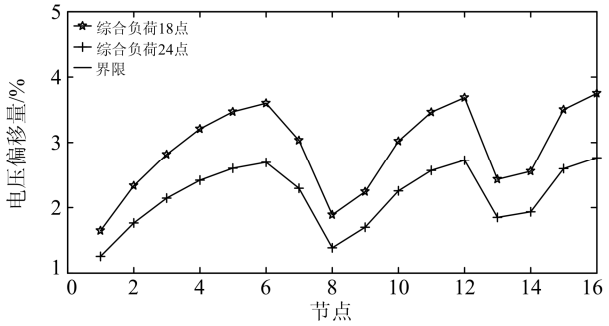

图 6 典型时刻节点电压偏移情况

Fig. 6 Node voltage deviation value in two typical time intervals

由图 6 可知，无论是在基础负荷的最大时刻，还是在基础负荷的最小时刻，电动汽车接入后的综合负荷并未出现节点电压越限的情况。与此同时，线路潮流、网损也并未因为电动汽车的接入而越限。根据式(16)的峰谷差不等式约束，基础负荷峰谷差为 0.339，接入电动汽车后综合负荷峰谷差为 0.302，满足约束条件。

基础负荷与综合负荷曲线如图 7 所示。

通过 Matlab 仿真还可以验证，当 α_k 与 β_k 按照表 6 的其他方式取值时，在任何时刻节点电压、线路潮流和网损均未越限，综合负荷峰谷差均满足要求。

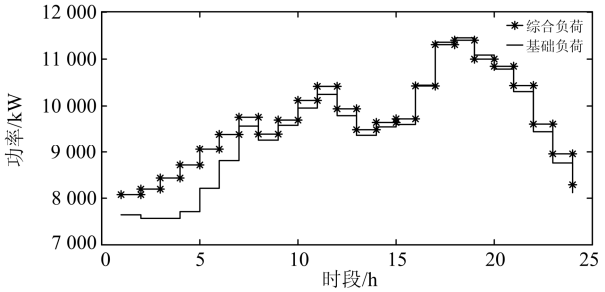

图 7 负荷曲线

Fig. 7 Load curve

5 结论

本文在电动汽车用户侧的基础上，将用户满意度定义为充放电成本经济性与时段合理性的组合，充分考虑不同种类电动汽车用户的行驶需求，提出了以用户满意度最大为目标的电动汽车最优充放电调度策略，并结合电网的安全性与电池的使用成本，进行了系统的探讨。同时，本文通过用户满意度权重的差异化设置，合理地给出了用于描述用户满意度这一模糊概念的多种方案。通过 Matlab 仿真可以验证，以用户满意度最大为目标的电动汽车充放电调度策略，并不会对现有城市配电网的安全性造成重大的影响，相反在平抑负荷波动方面具有一定的积极作用。

然而，本文并未对电动汽车的电池成本与电池安全性进行系统、深入的调查研究。同时，本文提出的充放电策略仅针对于充放电区域，属于宏观计划层面，并不针对具体的每一辆电动汽车或每一个充放电集群。

参考文献

[1] BROOKS A, LU E, REICHER D, et a1. Demand dispatch[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2010, 8(3): 20-29.

[2] 张聪, 张祥文, 夏俊荣, 等. 电动汽车实时可调度容量评估方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 99-106.
ZHANG Cong, ZHANG Xiangwen, XIA Junrong, et al. Research on estimation of electric vehicles real-time schedulable capacity[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 99-106.

[3] 郑丹, 文福拴. 租赁模式下的电动汽车电池集中充放电策略[J]. 华南理工大学学报: 自然科学版, 2013, 15(5): 105-111.
ZHENG Dan, WEN Fushuan. Charging and discharging strategies of batteries of electric vehicles in lease mode[J]. Journal of South China University of Technology: Natural Science Edition, 2013, 15(5): 105-111.

[4] SCHNEIDER K, GERKENSMEYER C, KINTNER-MEYER M, et al. Impact assessment of plug-in hybrid vehicles on Pacific Northwest Distribution Systems[C] // Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting on Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, July 20-24, 2008, Pittsburgh, PA, USA: 6p.

[5] 马玲玲, 杨军, 付聪, 等. 电动汽车充放电对电网影响研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(3): 140-148.
MA Lingling, YANG Jun, FU Cong, et al. Review on impact of electric car charging and discharging on power grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(3): 140-148.

[6] 葛江北, 周明, 李庚银. 大型风电场建模综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(17): 146-153.
GE Jiangbei, ZHOU Ming, LI Gengyin. Review on large-scale wind farm modeling[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(17): 146-153.

[7] 田文奇, 和敬涵, 姜久春, 等. 电动汽车换电站有序充电调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(21): 114-119.
TIAN Wenqi, HE Jinghan, JIANG Jiuchun, et al. Research on dispatching strategy for coordinated charging of electric vehicle battery swapping station[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(21): 114-119.

[8] 徐智威, 胡泽春, 宋永华, 等. 充电站内电动汽车有序充电策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 38-43.
XU Zhiwei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Coordinated charging of plug-in electric vehicles in charging stations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 38-43.

[9] 高亚静, 王辰, 吕孟扩, 等. 计及车主满意度的电动汽车最优峰谷分时电价模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 8-12, 13.
GAO Yajing, WANG Chen, LÜ Mengkuo, et al. Optimal time-of-use price model considering satisfaction degree of electric vehicle owners[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 8-12, 13.

[10] 黄贵鸿, 雷霞, 杨毅, 等. 考虑风电与用户满意度的电动汽车两层智能充放电策略[J]. 电工技术学报, 2015, 30(5): 11-23.
HUANG Guihong, LEI Xia, YANG Yi, et al. Electric vehicle two-layer smart charge-discharge tactics considering wind generation and user's satisfaction[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(5): 11-23.

[11] 杨玉青, 苏粟, 姜久春, 等. 改善配电网负荷特性的充电站有序充电优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(7): 61-66.
YANG Yuqing, SU Su, JIANG Jiuchun, et al. Dynamic optimizing strategy of coordinated charging to improve the load characteristics of distribution system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(7): 61-66.

[12] 田立亭, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 126-130.
TIAN Liting, SHI Shuanglong, JIA Zhuo. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 126-130.

[13] 宋永华, 阳岳希, 胡泽春. 电动汽车电池的现状及发展趋势[J]. 电网技术, 2011, 35(4): 1-6.
SONG Yonghua, YANG Yuexi, HU Zechun. Present status and development trend of batteries for electric vehicles[J]. Power System Technology, 2011, 35(4): 1-6.

[14] 戴诗容, 雷霞, 程道卫, 等. 分散式电动汽车入网策略研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(8): 57-63.
DAI Shirong, LEI Xia, CHENG Daowei, et al. Study on V2G strategy of distributed electric vehicles[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 57-63.

[15] 党杰, 汤奕, 宁佳, 等. 基于用户意愿和出行规律的电动汽车充电负荷分配策略[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(16): 8-15.
DANG Jie, TANG Yi, NING Jia, et al. A strategy for distribution of electric vehicles charging load based on user intention and trip rule[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(16): 8-15.

[16] 李志, 陈年生, 郭小珊, 等. 粒子群算法及其改进技术研究[J]. 湖北师范学院学报: 自然科学版, 2011, 31(2): 104-108.
LI Zhi, CHEN Niansheng, GUO Xiaoshan, et al. Research on particle swarm algorithm and improved technology[J]. Journal of Hubei Normal University: Natural Science, 2011, 31(2): 104-108.

收稿日期：2015-03-09；　修回日期：2015-04-15

作者简介：

黄贵鸿(1988-)，男，硕士研究生，研究方向为新能源入网与电动汽车调度；E-mail：fehom251646203@.qq.com

雷　霞(1973-)，女，教授，硕士生导师，研究方向为电力市场、调度自动化、配电自动化等。E-mail：snow_lei246@sina.com

（编辑　魏小丽）