

DOI: 10.7667/PSPC170085

考虑用户因素的电动汽车有序充放电控制策略

王鑫¹, 周步祥¹, 唐浩²

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 四川电力设计咨询有限责任公司, 四川 成都 610041)

摘要: 随着更多的电动汽车入网充电以及售电政策的开放, 运营商不仅需要控制充电负荷, 还需获取良好的效益。提出了考虑用户因素的电动汽车有序充放电控制策略。用户主动响应参与 V2G 反向供电并申报供电价格, 运营商综合考虑用户的综合指标及所属电动汽车状态, 筛选参与反向供电的电动汽车, 在满足电网功率限制条件下完成电动汽车的有序充放电计划。基于蒙特卡洛模拟和粒子群算法进行仿真计算, 结果表明, 在该策略控制下不仅能使充电负荷削峰填谷, 还能使运营商获取额外效益, 用户充电成本降低。

关键词: 电动汽车; V2G 反向供电; 有序充放电策略; 用户综合指标

A coordinated charging/discharging strategy for electric vehicles considering customers' factors

WANG Xin¹, ZHOU Buxiang¹, TANG Hao²

(1. School of Electric Engineering and Information, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Electric Power Design and Consulting Co., Ltd, Chengdu 610041, China)

Abstract: As more electric vehicles (EV) are charged in the power grid and power selling policy is open, the operators not only need control load well, but also get good benefit. A coordinated charging/discharging strategy considering customers' factors is proposed. The customers actively respond to participate in V2G reserve power supply and declare the price. The operator synthetically considers a customer's comprehensive index and his EV's state to screen the EVs participating reverse power supply, and then implements the coordinated EV charging/discharging plan on the condition of satisfying the power limitations of the grid. Monte Carlo simulation and Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm are used for simulation and calculation. The results show that with the coordinated strategy, it can not only realize the peak load shifting, but also make the operator get more benefit and the customers' charging cost lower.

Key words: electric vehicles; V2G reverse power supply; coordinated charging/discharging strategy; customers' comprehensive index

0 引言

电动汽车已逐渐成为汽车行业的必然趋势。从统计数据可知^[1], 私家汽车的充电时间服从正态分布, 其分布规律和电网的负荷高峰期重合, 当电动私家车保有率较大时, 大量的电动汽车同时无序地充电, 将会导致电网承担巨大的负荷压力, 严重时可能造成电网安全事故。国内外学者的研究表明, 在有效的充电控制策略下, 不仅能很大程度上减缓上述负面影响, 还能完成负荷削峰填谷和对新能源的消纳^[2-5]。

实现电动汽车有序充电的控制方法主要分为两类。一类是直接对充电负荷进行控制的方法, 如文献[6]提出了考虑新能源高消纳水平下的电动汽车有序充电的分层控制策略; 文献[7]针对每个控制时段新增的电动汽车负荷, 提出了计及修正上时段对本时段充电请求预测的有序充电控制策略; 文献[8]考虑用户的意愿以及每辆电动汽车的状态, 提出了充电负荷分配的策略; 文献[9]采用集中式和分布式相结合的电动汽车充电控制策略, 以消除规模化电动汽车充电带来的不利影响。另一类是通过控制充电电价引导用户的充电行为的方法。目前北京、深圳等城市已经率先制定了电动汽车分时充电电价方案^[10], 但是文献[11]认为简单的分时电价引导,

基金项目: 成都市科技项目 (2015-HM01-00132-SF) “电动汽车接入配电网的关键技术研究”

将会导致将原有的负荷高峰转移到谷值时段，出现另外一个负荷峰值，依然会影响电网的正常运行。文献[12]建立了以电网削峰填谷为目标、动态分时电价作为引导手段的电动汽车有序充电控制策略；文献[13]提出了电动汽车充电分时电价时段划分的方法，并以用户充电费用最低和电池起始充电时间最早为目标函数的有序充电策略。

2015 年国家发改委颁布了 9 号文件《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》^[14]，在市场开放的背景下，为了具有较强的竞争力，运营商须在考虑用户的响应前提下，采取一定的有序充电控制策略并获取较大的利益。同时还可利用 V2G (Vehicle-to-Grid) 技术使电动汽车提供电网的反向供电、调节节点电压、改善三相不平衡等功能，用户获得相应的效益^[15]；文献[16]对电动汽车提供备用服务进行了分析，电动汽车提供电网的备用服务具有响应速度快、经济性好和可靠度高的优点，但是同时存在着用户违约的风险。

本文将电动汽车分为常规充电和参与反向供电两类，由用户主动响应是否参与 V2G 反向供电。为了避免参与反向供电的用户违约，提出了计及用户历史信用指标、车辆“可利用小时数”的综合评判标准，以用户的综合指标最大化、运营商获利最大化为目标函数，以电网的最大负荷限制、电动汽车的充电参数为约束条件建立优化模型，求解模型得到充放电控制的结果。利用蒙特卡洛法对电动汽车进行状态模拟，通过粒子群算法(PSO)进行仿真，结果表明，考虑用户因素的电动汽车有序充放电策略不仅能够满足在电网功率限制下完成电动汽车的充电需求，并且还能完成削峰填谷，使运营商获得额外的收益，用户的充电费用降低。

1 运营商的运转模式

运营商具有管辖区域内充电站、公用充电桩的运营权，电网通过这些充电设备向电动汽车输送电能，运营商收取相应的服务费以赚取效益。同时，运营商还需要满足用户的充电需求^[17]。

在电动汽车数量足够多时，控制中心可以通过 V2G 技术使电动汽车向电网反向供电，提供电网的因负荷预测误差和负荷备用需要的容量。此时电网向运营商支付反向供电费用，运营商再向用户支付参与 V2G 反向供电收益，运营商获取一定的收益差值。图 1 为运营商的运营模式。

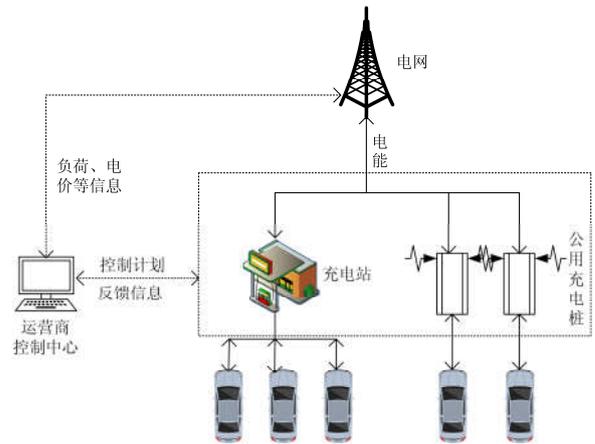


图 1 运营商的运营模式

Fig. 1 Operating model of operator

2 考虑用户因素的电动汽车有序充放电策略

为保证电动汽车提供可靠稳定的反向供电，本文提出了考虑用户因素的电动汽车有序充放电策略。由用户主动申请参与反向供电，在申请的容量超过所需的容量时，利用提出的用户历史信用指标、电动汽车可用时段数等用户指标考察，优先选择综合指标高者参与反向供电。

在分析电动汽车(电动私家车)的充电规律及电网(住宅区)的负荷特性基础上，本文制定了通过价格引导电动汽车通过 V2G 提供反向供电的有序充放电控制策略，该策略的控制步骤如下所述。

1) 确定控制时段

电动汽车群需具有足够的容量时，才被允许参与反向供电。

电动汽车用户日常出行规律呈正态分布^[8]，在返程电动汽车达到一定数量时开始提供反向供电，运营商开始执行有序充放电控制策略，并在一定数量电动汽车离开后，结束该控制策略。根据正态分布参数计算得到控制时段，设某区域电动汽车返程时间的概率函数为 $g(x)$ 。

$$g(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-(x-\mu)^2 / (2\sigma^2)} \quad (1)$$

式中， μ 和 σ 分别为返回时间分布函数的期望值和标准差，可从统计数据获得。

当返程电动汽车数量达到 λ_1 (百分数)后，运营商开始进行充放电引导，设

$$y = (x - \mu) / \sigma \quad (2)$$

变量 y 服从标准正态分布，即 $y \sim (0,1)$ ，故要求 $G(y < \lambda)$ ，即求：

$$\Phi\left(\frac{x_1 - \mu}{\sigma}\right) = \lambda_1 \quad (3)$$

求解式(3)可得到开始控制策略的时间点 x_1 , 同理, 在确定了 λ_2 后, 也可求解得到结束时间点 x_2 。

2) 常规充电控制策略

每个控制时段结束后, 运营商控制中心更新完成充电的电动汽车, 得到下一时段继续充电的电动汽车的功率和 P'_{EV} , 并计算电网允许的新接入电动汽车剩余功率为

$$P'_{ava} = P_{lim} - P'_{EV} - P'_{LD} \quad (4)$$

式中: P_{lim} 为电网允许的最大负荷值; P'_{LD} 为该时段的常规负荷值。

随后控制中心通过通信装置读取新接入的电动汽车信息, 包括电动汽车初始荷电状态 SOC_i^{ini} 、用户期望荷电状态 SOC_i^{ex} 和用户期望离开时刻 t_i^{ex} 等。由用户确认是否参与 V2G 反向供电, 若不愿意参与, 则由常规充电策略控制。

为了尽量满足用户的充电需求, 控制中心需要优先为充电“迫切程度”高的电动汽车充电, “迫切程度”可通过时间指标度量。

设用户 i 的期望离开时间为 t_i^{ex} , 假设 i 按额定功率连续充电至期望荷电状态, 那么需要充电的时段数为

$$T_{nc} = \frac{(SOC_i^{ex} - SOC_i^{ini})E_i}{p_{ic}\Delta t} \quad (5)$$

式中: E_i 为电动汽车电池的额定容量; p_{ic} 为电动汽车的额定充电功率; Δt 为单位时段长度, 本文取 $\Delta t = 15 \text{ min}$, 即一天共有 96 个时段。

时刻 t 到用户离开的时段数为 $T_{ir} = (t_i^{ex} - t) / \Delta t$, 则迫切度可表示为

$$\zeta = \frac{T_{nc}}{T_{ir}}, \zeta \in (0, +\infty) \quad (6)$$

ζ 越大, 充电迫切度越高, 需要为其优先充电。

当 $P'_{ava} > 0$ 且对新接入电动汽车完成充电安排时, 该时段的常规充电控制计划结束。当 $P'_{ava} \leq 0$ 且仍有未安排的电动汽车时, 若有电动汽车 $\zeta < 1$, 延后安排其充电, 若 $\zeta \geq 1$, 需立即对该电动汽车进行充电, 以最大程度上完成这类用户的充电需求。

3) V2G 充放电控制策略

完成常规充电计划后, 对参与反向供电的电动汽车作充放电安排。

若系统 $P'_{ava} > 0$, 按照 $(P'_{EV} + P'_{LD})$ 的一定比例 ρ 计算反向供电容量; 若 $P'_{ava} \leq 0$, 且存在 $\zeta \geq 1$ 的电动汽车, 为了尽量满足 $\zeta \geq 1$ 部分电动汽车的充电

需求, 需要参与反向供电的电动汽车放电。此时参与反向供电的电动汽车分为两类: 一类按系统功率限制 P_{lim} 的 ρ 比例配置作为系统需要反向供电的容量, 以满足系统负荷波动造成的负荷需求; 另一类则直接放电 $\zeta \geq 1$ 电动汽车的充电功率以避免功率超限。

若申请参与反向供电的用户数超过该时段的需求, 需要进行筛选, 选中者在该时段参与反向供电, 未被选中者处于空闲状态直至下一时段。

在反向供电申请阶段, 电网向运营商支付的反向供电单位容量价格为 J_0 , 运营商向用户公布该时段的反向供电申报价格上限值为 J_{max} , 用户申报的价格为 J_i , 须满足 $J_i < J_{max}$, 则运营商赚取的单位容量价格为 $(J_0 - J_i)$ 。为了使运营商获得的效益更大, 用户的申报价格 J_i 越小越好, 为逆向指标。

4) 用户的综合指标

运营商筛选反向供电用户时, 不仅需要考虑用户的申报价格, 还需要考虑该用户是否能可靠提供反向供电。本文提出了用户的综合指标 Z , 其中包括用户历史信用指标和可利用时段数, 以定量分析用户提供反向供电的可靠性。

(1) 历史信用指标

电动汽车提供反向供电存在用户的违约风险, 可能对电网造成不利影响, 从而影响运营商的诚信度。为避免这类情况, 运营商需要选择可靠性较高的用户参与反向供电, 故提出了用户的历史信用指标 Q , Q 由 3 部分组成, 如式(7)。

$$Q = q(K_s) + q(T_v) + q(K_{de}) \quad (7)$$

式中: K_s 为一定时期内用户成功参与反向供电的次数, $q(K_s)$ 表示相应的分指标值, 为正向分指标; T_v 为周期内用户每次参与 V2G 反向供电的平均时长, $q(T_v)$ 表示相应的分指标值, 为正向分指标; K_{de} 表示周期内用户参与反向供电且违约的次数, $q(K_{de})$ 表示相应的分指标, 为逆向分指标。三类分指标计算方法在下文叙述。

(2) 可利用时段数

每辆电动汽车连接电网时的荷电状态(SOC)不同、充电计划不同, 故其能提供反向供电的能力也不同, 本文以可用时段数定量量化电动汽车提供反向供电能力的大小。

假设某电动汽车 i 在 t 时刻接入充电站, 从 t 时刻至 t_i^{ex} 时刻的时段数为 T_{ir} 。运营商需要在完成用户充电目标的情况下, 才安排其参与辅助服务。可以通过下式计算电动汽车 i 的“可利用时段数”。

设参数 T_a 、 T_b 满足式(8)和式(9)。

$$T_a = T_{ir} - T_{ic} \quad (8)$$

$$p_{ic}(T_a - T_b)\Delta t \geq \eta_{dc} p_{idc} T_b \Delta t \quad (9)$$

式中: T_b 表示电动汽车 n 能参与辅助服务的时段数; η_{dc} 为提供反向供电的电动汽车实际放电的概率(提供反向供电不是一定会放电), 本文在参考文献[18]取值的基础上考虑裕度, 使 $\eta_{dc}=0.15$ 。

电动汽车 i 的可利用时段数 T'_b 为

$$T'_b = \max \left\{ \left\lfloor T_b \right\rfloor \mid T_b \leq T_a \cdot \frac{p_{ic}}{p_{ic} + \eta_{dc} p_{idc}} \right\} \quad (10)$$

T'_b 越大, 电动汽车提供反向供电的能力越大, 为正向指标。

(3) 指标的处理方法

上述的各类指标的量纲不尽相同, 用户的综合指标无法直接计算, 本文采用信息熵对各分指标加以处理^[15]。

首先对各指标进行无量纲处理, 采用直线型转换公式为

$$x'_{ij} = \frac{x_{ij} - \min x_j}{\max x_j - \min x_j} \quad (11)$$

式中: x'_{ij} 为第 i 辆电动汽车第 j 项指标的无量纲值; x_{ij} 为第 i 辆电动汽车第 j 项指标值; $\max x_j$ 、 $\min x_j$ 分别为第 j 项指标最大、最小值。该式适用于正向指标, 逆向指标取倒数即可。

对每项指标无量纲化处理后, 计算信息熵为

$$H_j = -\frac{1}{\ln N} \sum_{i=1}^N p_{ij} \ln p_{ij} \quad (12)$$

$$p_{ij} = \frac{x'_{ij}}{\sum_{i=1}^N x'_{ij}} \quad (13)$$

式中: p_{ij} 为第 i 辆电动汽车第 j 项指标出现的概率; N 为电动汽车的数量。

得到信息熵后, 计算各项指标的权重系数为

$$w_j = \frac{1 - H_j}{\sum_{j=1}^J (1 - H_j)} \quad (14)$$

为了使权重系数更具有普遍适用性, 可以取较大的样本库计算, 以 U 个区域的电动汽车作为计算权重系数的样本, 则每项指标的权重系数可按加权平均计算得到。

$$w_j = \frac{\sum_{u=1}^U w_{uj} N_u}{\sum_{u=1}^U N_u} \quad (15)$$

式中: u 表示区域序号; w_{uj} 表示第 k 个区域内权重系数 w_j 的值; N_u 为第 u 个区域内电动汽车的数量。

则综合指标可通过式(16)计算。

$$\begin{cases} Z_i = Q_i \bar{w}_Q + T'_b \bar{w}_{T'_b} \\ Q_i = K_{si} \bar{q}_{K_s} + T_{vi} \bar{q}_{T_v} + K_{dei} \bar{q}_{K_{de}} \end{cases} \quad (16)$$

图 2 为有序充放电的过程流程图。

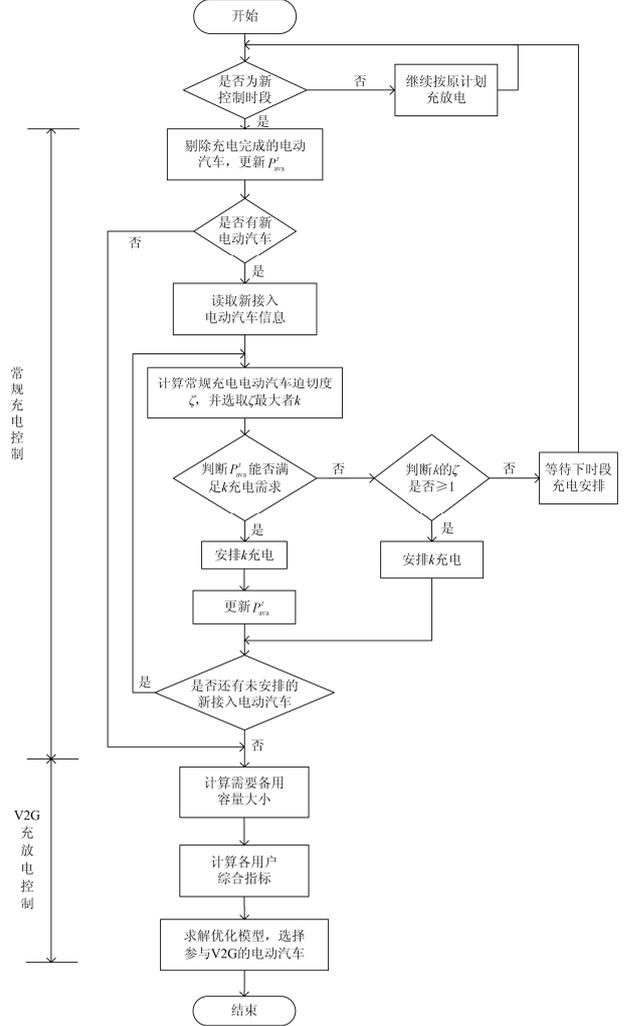


图 2 运营商有序充放电控制流程

Fig. 2 Flow chart of coordinated charging/discharging control by operator

3 优化模型

运营商需要保证其利益, 故优化模型的目标函数之一是使充电站的收益最大化。

$$\max G = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{I'} [\alpha'_i J_s p_{ic} + \beta'_i (J_0 - J_{vi}) p_{idc}] \Delta t \quad (17)$$

式中: T 为有序充放电控制的时段总数; I' 为 t 时段内充电站的电动汽车的数量; J_s 为运营商收取的服务费; α'_i 表示第 i 辆电动汽车的充电状态, $\alpha'_i=1$ 表示在充电, $\alpha'_i=0$ 表示不在充电; β'_i 表示第 i 辆

电动汽车提供反向供电的状态, $\beta_i^t=1$ 表示在反向供电状态, $\beta_i^t=0$ 表示不在反向供电状态。

在保证利益的同时, 需要筛选出综合指标较高的用户:

$$\max R = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{I'} \beta_i^t Z_i \quad (18)$$

约束条件为

$$\begin{cases} \alpha_i^t + \beta_i^t \leq 1 \\ \alpha_i^t \cdot \beta_i^t = 0 \\ 0 \leq P_{\text{lim}}^t \leq P_{\text{TR}} \end{cases} \quad (19)$$

式中, P_{TR} 为充电站所处电网变压器的额定功率。

两个目标函数的量纲不同, 采用线性加权和方法进行处理^[19], 转化为单目标函数如式(20)。

$$\min F = \gamma_1 \mu(G) + \gamma_2 \mu(R) \quad (20)$$

式中: $\mu(G)$ 、 $\mu(R)$ 分别为 G 、 R 的隶属函数; γ_1 、 γ_2 为权重系数。

求解隶属函数可先求取单目标函数的最大最小值, 隶属函数为

$$\mu(G) = \begin{cases} 1 & G \geq G_{\text{max}} \\ \frac{G_{\text{max}} - G}{G_{\text{max}} - G_{\text{min}}} & G_{\text{min}} \leq G \leq G_{\text{max}} \\ 0 & G \leq G_{\text{min}} \end{cases} \quad (21)$$

式中, G_{min} 、 G_{max} 分别为 G 的最小、最大值。同理可计算 $\mu(R)$ 。

4 算例分析

4.1 参数设定

设某住宅区域的变压器容量为 1250 kVA, 正常运行的功率因数为 0.95(无功补偿后值), 允许的负荷值 P_{lim} 为 1187 kW。该区域的典型日的常规负荷值如图 3 所示, 其最大负荷为 800 kW, 容量比例 ρ 取 5%。

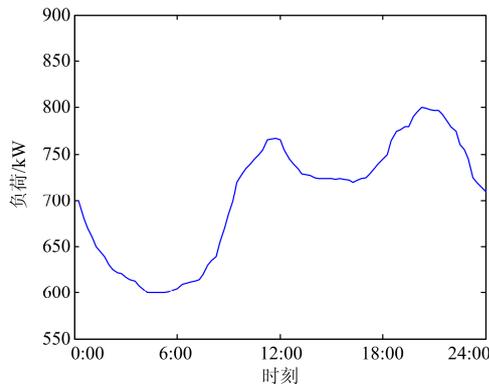


图 3 电网变压器日常规负荷曲线

Fig. 3 Regular load curve of distribution network transformer

为验证本文提出的电动汽车有序充放电策略的成效, 对该区域具有不同电动汽车保有量(100、200、300 台)的情景下进行充放电的过程仿真。

据相关文献可得到电动汽车返程开始充电的时间期望值为 19:00, 标准差为 2.4, 取 λ 为 0.4, 计算得到控制充放电开始时间 x_1 为 17:30(取 Δt 整数倍); 电动汽车离开的时间期望值为 7:30, 标准差为 2.1, 取 λ 为 0.6, 计算得到控制充放电结束时间 x_2 为第二天上午 8:00, 则充放电控制时段为 17:30—8:00(次日), 为了简化参数, 假设该时段外没有电动汽车负荷。

据相关文献可知, 电动汽车每日行驶里程数 d (英里)的对数 $\ln d$ 服从正态分布, 期望值为 2.98, 标准差为 1.12。

设电动汽车的充电功率为 3 kW, 放电功率为 2 kW, 电池容量为 24 kWh, 电动汽车正常行驶的平均耗电量 P_c 为 15 kWh/百公里。用户的预期荷电状态为 90%, 电动汽车的放电下限值为电池容量的 20%。

4.2 仿真计算

在前文提出的参数基础上, 采用蒙特卡洛法仿真电动汽车的充电行为, 可以直接随机生成的数据包括电动汽车开始充电的时刻 t^{mi} 以及用户预期离开充电站的时刻 t^{ex} ; 通过随机生成的行驶距离 d , 结合 SOC^{ex} 、平均耗电量 P_c 、电池容量 E , 可计算得到初始荷电状态 SOC^{mi} 。用户的几类指标通过蒙特卡洛随机生成。

按照有序充放电控制策略在控制时段内安排电动汽车的充放电, 并通过粒子群算法计算转化后的单目标函数, 得到符合要求的充放电安排。分别绘制出电动汽车数量 n 为 100、200、300 辆, 用户提供反向供电的响应度为 $\sigma=0.4$ 时的电网变压器负荷曲线, 如图 4 所示, 其中 0:00—12:00 时段属于 12:00—24:00 时段的后续部分。

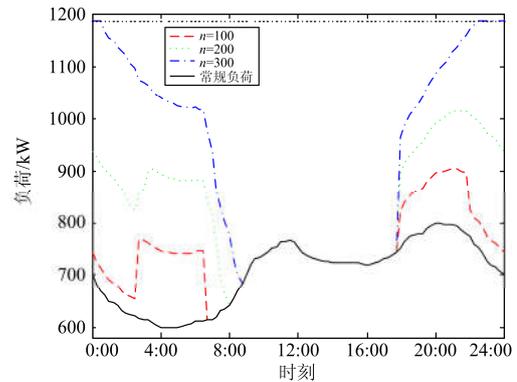


图 4 不同电动汽车数量有序充放电负荷曲线

Fig. 4 Load curves of coordinated charging/discharging under different numbers of electric vehicles

4.2.1 仿真结果

当 $n=100$ 时，配网变压器的负荷曲线如图 4 中红色虚线所示。运营商在 17:30 开始控制电动汽车的充放电，电动汽车充电总负荷最大值出现在 21:15，大小为 117 kW，由于电动汽车数量较少，17:30 开始充电的电动汽车大部分充电完毕，还有部分未完成充电和新接入的电动汽车负荷，至次日凌晨 2:00 左右，报名参与 V2G 反向供电的负荷集中充电，最大负荷为 153 kW，在 7:00 左右所有电动汽车完成充电。

当 $n=200$ 时，负荷曲线如绿色虚线所示。该负荷曲线的趋势和 $n=100$ 时相似，主要原因是用户的出行时间、返回时间和出行里程数等数据均服从相同的分布，充放电的控制策略也一致。但是在 21:15 以后曲线较 $n=100$ 时的曲线下下降更加缓慢，且完成所有电动汽车充电的时刻延迟到 8:00 左右，原因是样本数量增大了一倍，经蒙特卡洛模拟得出的电动汽车状态分布具有更强的多样性。

当 $n=300$ 时，此时的负荷曲线如蓝色点画线所示。此时样本数量更大，运营商在 17:30 开始控制充电，负荷瞬间上升，并且在 22:30 时总负荷值达到 P_{lim} ，此时仍有电动汽车进入充电站充电，为了既满足用户的充电需求，又使总负荷不越限，需要选取相应数量的参与反向供电的电动汽车放电，以满足越限部分的充电负荷。在次日 0:45 时刻，大量电动汽车完成充电，负荷开始下降，为满足用户的充电要求，此时参与反向供电的电动汽车逐渐开始充电，所以与前两种情景不同，此时负荷曲线呈缓慢下降的趋势，在 7:00 左右急剧下降，8:45 完成对所有电动汽车的充电。

$n=300$ 时，某综合指标较高的电动汽车在 18:00 接入电网，其 SOC^{ini} 为 0.7，用户期望 SOC^{ex} 为 0.9， t^{ex} 为次日 7:00。图 5 为该电动汽车的充放电功率曲线。可以看出，电动汽车在接入电网后，至 23:00 以前，一共有 4 个反向供电的时段，在 23:00 至次日 00:30 放电为 $\zeta \geq 1$ 的电动汽车充电，在 1:00 有一个时段反向供电。至 1:15 该车的 SOC 为 0.45，此时其综合指标较低，不再反向供电。并在 3:15 开始连续充电至 7:00 满足充电需求。

4.2.2 成效分析

1) 负荷“削峰填谷”

对 $n=200$ 时的电动汽车数据采用无序充电模式进行仿真，并绘制负荷曲线，如图 6 所示。无序充电模式下，所有电动汽车连接电网时即开始充电，故该充电负荷曲线和用户返回时刻的分布基本一致。充电负荷的峰值和常规负荷的峰值出现在同一

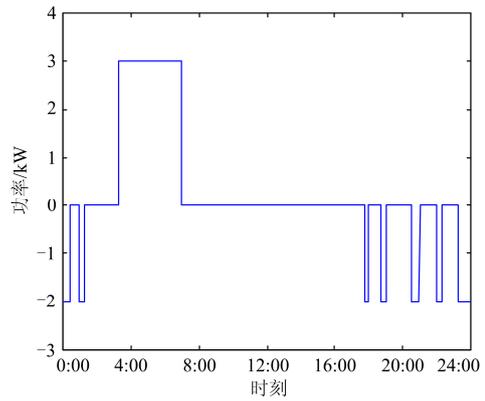


图 5 $n=300$ 时单台电动汽车充放电功率曲线

Fig. 5 Charging/discharging power curves of an electric vehicle when $n=300$

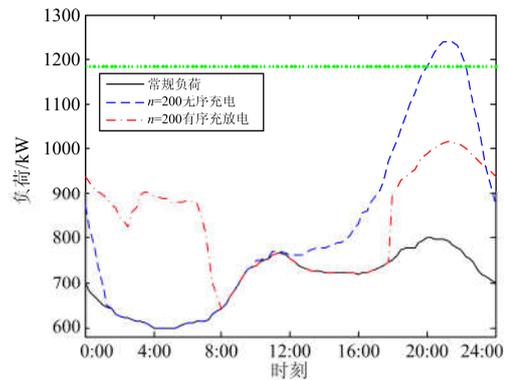


图 6 $n=200$ 时有序和无序充放电负荷曲线

Fig. 6 Load curves of coordinated charging/discharging when $n=200$

时段，造成峰上加峰，并在 20:00—21:30 时段内的负荷越限，这会造成变压器的使用寿命减少，存在安全风险。如果此时强制控制切充电负荷，会导致用户满意度非常低，可能导致运营商的客户流失，影响其盈利。

采用有序充放电策略控制，运营商利用反向供电费引导用户参与并接受充放电控制，能够有效地将负荷峰值平移一部分至谷值时段，完成负荷的“削峰填谷”，负荷曲线也具有较好的平滑性。

通过计算得到当 $n=185$ 时，无序充电时的负荷峰值将达到系统容量极限值；有序充放电策略控制下，当 $n=340$ 时负荷峰值达到系统的极限值。故该区域电动汽车数量为 340 台以内时，可不用增设基础设施，节省建设和维护资金。

2) 经济效益

运营商以收取电网和支付用户之间的反向供电差价以获取利润，用户不仅能够提供反向供电得到收益，且参与反向供电的用户(所有报名用户)的

充电时段均在分时电价中谷值电价时段, 从而减少了充电费用的支出。

表 1 为某城市公布的峰谷分时电价。表 2 为反向供电的相关价格, 电网容量、电量价格是指电网向运营商支付的反向供电的容量和电量价格, 运营商容量、电量价格指运营商向用户支付的容量、电量价格。

表 1 分时电价

Table 1 Time-of-use electricity price

时段类型	具体时间	电价/(元/kW·h)
峰值段	10:00—15:00	1.1344
	18:00—22:00	
平峰段	7:00—10:00	0.7095
	15:00—18:00	
	22:00—24:00	
谷值段	24:00—7:00	0.4122

表 2 反向供电相关价格

Table 2 Relevant prices of reserve power supply service

费用类型	电价/(元/kW·h)
充电服务费	0.8120
电网容量价格	0.5100
电网电量价格	1.1344
运营商容量价格	0.3500
运营商电量价格	1.1344

对 n 分别为 100 和 200 时进行充放电仿真, 计算得到运营商和用户的收益, 如表 3 所示。

表 3 不同电动汽车数量下各类充放电相关费用

Table 3 Different relevant cost of charging/discharging under different numbers of electric vehicles

n 值	充电方式	运营商收入/元	运营商收益/元	用户收益/元	用户平均充电费用/元
100	无序	2096.05	974.44	0	20.96
	有序	1836.06	1140.56	122.50	18.36
200	无序	4124.64	1901.23	0	20.62
	有序	3655.37	2068.73	168.40	18.27
300	无序	—	—	—	—
	有序	5436.32	3154.66	265.43	17.76

$n=100$ 时, 无序充电时运营商收入(2096.05 元)高于有序充放电(1836.06 元)时, 原因是有序充放电情景下部分负荷从峰值电价转移到平峰或谷值电价时段, 用户的充电费用减少。但是运营商的服务费单价不变, 且能收取部分反向供电费, 故运营商的纯收益(1140.56 元)大于无序充电时的纯收益(974.44 元)。对用户而言, 平均充电费用从 20.96 元降至 18.36 元, 主要原因是负荷转移和反向供电的额外收入。

当 $n=300$ 时, 在 22:00 至凌晨 00:30 期间需要部分电动汽车放电, 若电动汽车 i 在该时段放电, 在谷值电价时段充电, 用户平均充电费用将进一步降低, 实际平均充电费用为 17.76 元。

但是电动汽车反复充放电会对电池造成一定的损耗, 最终使电池的使用寿命缩短, 计算用户收益时需要考虑。当 $n=300$ 时, 分析单台电动汽车参与反向供电的效益。设该电动汽车的电池使用寿命为 5300 次且每次充电使 SOC 达到 0.9, 则可得此时的单位损耗费率为 0.1453 元/kW·h^[15], 仍以上文的单台电动汽车对其进行长期收益计算, 得到表 4。

表 4 计及电池损耗时单台电动汽车反向供电收益

Table 4 Reserve power supply service profit of an electric vehicle considering battery loss

周期单位	反向供电收益/元	损耗费/元	纯收益/元
1 天	1.56	0.42	1.14
1 月	46.8	12.6	34.2
1 年	561.6	151.2	410.4

该电动汽车平均每天的计及损耗的收益为 1.14 元, 一年的收益为 410.40 元, 且该电动汽车的充电时段转移也带来收益, 除去损耗费用 151.2 元后, 一年节省的费用为 790.20 元。

3) 误差分析

由于缺乏实际的相关数据, 本文中电动汽车的负荷特性由数学分布进行推导, 存在一定的统计误差。

为了避免较大的过失误差, 对用户的历史信用指标分配也采用了标准差较小、集中度较大的正态分布。在实际的运用中, 可由真实的用户历史数据生成样本, 得到各分指标的比例以及综合指标的分布规律。

用户的响应度 σ 也会直接影响仿真的结果, 本文是在 $\sigma=0.4$ 的情况下仿真, 表 5 是不同 σ 取值下电网允许的最大电动汽车数量(按 9:00 前完成 90% 电动汽车充电要求), $n=200$ 时用户的平均费用和电网的峰谷值负荷差的百分比。

表 5 $n=200$ 时用户不同响应度对比Table 5 Contrasts of different customer responsiveness when $n=200$

σ 值	允许最大 n 值/辆	$n=200$ 时用户平均费用/元	$n=200$ 时配网峰谷值负荷差百分比
0.2	280	20.43	41.6%
0.3	340	19.68	38.4%
0.4	380	18.27	36.2%
0.5	420	17.65	33.1%
0.6	450	16.99	28.8%

分析表 5 可知, 在 σ 取值一定范围内, 随着 σ 值的增大, 电网允许的最大电动汽车充电数量增大, 用户的平均充电费用降低, 对平缓电网负荷值的作用更大。但是当 σ 值超过一定范围, 则会出现负荷谷值时段出现新的负荷峰值, 违背了“削峰填谷”的原则。

5 结语

本文提出的电动汽车有序充放电策略, 在用户自愿的原则下, 申请参与电网的反向供电, 运营商控制中心结合用户的综合指标, 利用优化模型选择出每个控制时段参与反向供电的电动汽车。运营商按照该策略控制电动汽车的充放电过程, 不仅能完成尖峰负荷的转移, 保证电网的稳定运行, 获取充电服务以外的效益, 并且参与反向供电用户也能减少一定数量的充电成本。

文章提出的控制策略思路清晰, 计算变量少, 具有良好的仿真效果。但是文章研究的电动汽车为电动私家车, 其出行规律与电动公交车、电动出租车有较大的差异, 若后两者的占比较大时, 可能会导致控制效果不佳。因此, 在后续的研究中, 将计及其他类型的电动汽车, 得到更加完善的充放电策略。

参考文献

- [1] 张良, 严正, 冯冬涵, 等. 采用两阶段优化模型的电动汽车充电站内有序充电策略[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 967-973.
ZHANG Liang, YAN Zheng, FENG Donghan, et al. Two-stage optimization model based coordinated charging for EV charging station[J]. Power System Technology, 2014, 38(4): 967-973.
- [2] 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.
- [3] LOPES J A P, SOARES F J, ALMEIDA P M R. Integration of electric vehicles in the electric power system[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 168-183.
- [4] 李惠玲, 白晓民. 电动汽车充电对电网的影响及对策[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 38-43.
LI Huiling, BAI Xiaomin. Frequency regulation by doubly fed induction generator wind turbines based on coordinated overspeed control and pitch control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 38-43.
- [5] 胡泽春, 宋永华, 徐智威, 等. 电动汽车接入电网的影响与利用[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(4): 1-10.
HU Zechun, SONG Yonghua, XU Zhiwei, et al. Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4): 1-10.
- [6] 占恺峤, 胡泽春, 宋永华, 等. 含新能源接入的电动汽车有序充电分层控制策略[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3689-3695.
ZHAN Kaiqiao, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Electric vehicle coordinated charging hierarchical control strategy considering renewable energy generation integration[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3689-3695.
- [7] 徐浩, 夏鑫珏, 李辉, 等. 计及充电请求预测补偿的电动汽车有序充电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(24): 74-81.
XU Hao, XIA Xinjue, LI Hui, et al. An ordered charging strategy for electric vehicles accounting the compensation of predicted charging requests[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(24): 74-81.
- [8] 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.
- [9] 王建, 吴奎华, 刘志珍, 等. 电动汽车充电对电网负荷的影响及有序控制研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(8): 47-52.
WANG Jian, WU Kuihua, LIU Zhizhen, et al. Impact of electric vehicle charging on distribution network load and coordinated control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(8): 47-52.
- [10] 常方宇, 黄梅, 张维戈. 分时充电价格下电动汽车有序充电引导策略[J]. 电网技术, 2016, 40(9): 2609-2615.
CHANG Fangyu, HUANG Mei, ZHANG Weige. Research on coordinated charging of electric vehicles based on TOU charging price[J]. Power System Technology,

- 2016, 40(9): 2609-2615.
- [11] 吕孟扩. 适用于电动汽车充放电的分时电价研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2014.
LÜ Mengkuo. Research on TOU price considering electric vehicles charging and discharging[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2014.
- [12] 葛少云, 王龙, 刘洪, 等. 计及电动汽车入网的峰谷电价时段优化模型研究[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2316-2321.
GE Shaoyun, WANG Long, LIU Hong, et al. An optimization model of peak-valley price time-interval considering vehicle-to-grid[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2316-2321.
- [13] 孙晓明, 王玮, 苏粟, 等. 基于分时电价的电动汽车有序充电控制策略设计[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 191-195.
SUN Xiaoming, WANG Wei, SU Li, et al. Coordinated charging strategy for electric vehicles based on time-of-use price[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 191-195.
- [14] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见[Z]. 2015.
- [15] 陆凌蓉, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电动汽车提供辅助服务的经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(14): 43-49.
LU Lingrong, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Load modeling and parameter identification based on random fuzziness clustering[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(14): 43-49.
- [16] 张谦, 史乐峰, 任玉珑, 等. 计及 V2G 反向供电的交易模式[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(31): 59-67.
ZHANG Qian, SHI Lefeng, REN Yulong, et al. The reserve trading model considering vehicle-to-grid reserve[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(31): 59-67.
- [17] 黄贵鸿, 雷霞, 芦杨, 等. 考虑用户满意度的电动汽车用户侧最优智能充放电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(24): 40-47.
HUANG Guihong, LEI Xia, LU Yang, et al. Optimus smart charge-discharge tactics in electric vehicle user profile considering user's satisfaction[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(24): 40-47.
- [18] 李士动, 施泉生, 赵文会, 等. 计及电动汽车接入电网的备用服务多目标竞价优化[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(2): 77-83.
LI Shidong, SHI Quansheng, ZHAO Wenhui, et al. A multi-objective optimization based bidding model with vehicle-to-grid reserve provision considered[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(2): 77-83.
- [19] 韩中合, 朱霄珣. 基于信息熵的支持向量回归机训练样本长度选择[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(20): 112-116.
HAN Zhonghe, ZHU Xiaoxun. Selection of training sample length in support vector regression based on information entropy[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(20): 112-116.

收稿日期: 2017-01-16; 修回日期: 2017-04-13

作者简介:

王鑫(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统调度自动化及电动汽车充电控制策略;

周步祥(1965—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统调度自动化。E-mail: hiway_scu@126.com

(编辑 魏小丽)